

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

**“ANALISIS A LAS MODIFICACIONES A LA NORMA API 653 Y SU  
APLICACIÓN PARA TANQUES ATMOSFERICOS DE  
ALMACENAMIENTO”**

TRABAJO MONOGRAFICO DE ACTUALIZACION QUE PARA OBTENER EL  
TITULO DE INGENIERO QUIMICO

PRESENTA:

CUAUHTEMOC CADENA MELCHOR

DIRECTOR DE TESIS

I.Q. JOSE ANTONIO ORTIZ RAMIREZ

MEXICO DF

ENERO 2006



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **INTRODUCCIÓN**

### **CAPITULO I TANQUES**

- 1.2 INTRODUCCIÓN.
- 1.3 TIPOS DE TANQUES
- 1.4 FACTORES AMBIENTALES
- 1.5 CORROSIÓN

### **CAPITULO 2 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)**

- 2.1 RADIOGRAFÍA
- 2.2 PARTÍCULAS MAGNÉTICAS
- 2.3 ULTRASONIDO INDUSTRIAL.
- 2.4 END USADOS PARA LA INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.
  - 2.4.1 CORRIENTES DE EDDY DE CAMPO REMOTO
  - 2.4.2 FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO (MAGNETIC FLUX LEACKAGE; MFL)

### **CAPITULO 3 INSPECCION**

- 3.1 INSPECCIÓN EN LOS FONDOS DE LOS TANQUES.

## **CAPITULO 4 NORMAS**

4.1 INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API)

4.1.1 API 653 REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES

4.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA FRECUENCIA DE LAS INSPECCIONES

4.1.3 INSPECCIONES POR LA PARTE EXTERNA DEL TANQUE.

4.1.4 INSPECCIÓN EXTERNA

4.2 INSPECCION INTERNA

4.2.1 INTERVALOS DE INSPECCION.

## **CAPITULO 5 CASO DE ESTUDIO**

5.1 CASO 1 INSPECCIÓN DE ACUERDO A LA NORMA NORMA DG-GPASI-IT-00204 DE PEMEX DE PEMEX.

5.2 CASO 2 INSPECCIÓN DE ACUERDO A LA ADENDA 1 DE API 653.

5.3 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LAS INSPECCIONES.

## **CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **CAPITULO 7 BIBLIOGRAFÍA**

# *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

## **Objetivos:**

- ❖ Analizar la importancia de los procedimientos de inspección de tanques de almacenamiento para su evaluación mecánica
- ❖ Discutir las principales modificaciones en materia de inspección de tanques de almacenamiento causadas por la 3er adenda del código API 653

## **Alcance:**

El alcance de este trabajo es el análisis de las modificaciones en los métodos empleados para la inspección y evaluación de tanques atmosféricos de acero al carbón de acuerdo con la 3er adenda al API 653.

## **INTRODUCCIÓN**

Durante mucho tiempo se ha tenido la necesidad de inspecciones periódicas a los equipos y materiales dentro de las plantas químicas y petroquímicas, esto con la finalidad de realizar el mantenimiento preventivo necesario para prevenir accidentes.

Las principales causas de deterioro dentro de los equipos son debidas a las condiciones mismas de operación (Temperatura, presión, fluidos amargos, etc) así como a los factores ambientales como son temperatura, humedad, erosión, etc.

Este tipo de desgastes han llevado al diseño de planes de inspección con la finalidad de detectar a tiempo las posibles fallas que puedan producir fugas o accidentes, los cuales pueden producir severos daños al medio ambiente.

A lo largo de los años se han desarrollado un gran número de métodos con los cuáles es posible determinar el estado de integridad mecánica en la cual se encuentran los equipos así como la determinación del tiempo antes de la próxima inspección al igual que la determinación de una vida estimada útil, así se evitan los paros de planta no programados y se disminuye la posibilidad de accidentes.

Para poder llevar a cabo estas inspecciones es necesario el contar con un documento que sirva como guía para crear una metodología de cómo llevar a cabo las inspecciones, y que a su vez sirva para establecer los parámetros necesarios para evaluar el estado de los equipos que se están evaluando.

Sin embargo debido a los rezagos tecnológicos no siempre es posible contar con una norma nacional la cual cubra los aspectos que se pretende evaluar, tal es el caso de la inspección de tanques atmosféricos de almacenamiento, por lo que se debe recurrir a las normas internacionales con la finalidad de poder realizar las inspecciones de la manera mas precisa y confiable posible.

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Para los Tanques Atmosféricos de Almacenamiento, se cuenta con la norma API 653 (American Petroleum Institute; Instituto Americano del Petróleo) la cual sirve como parámetro para evaluar el estado de integridad en que se encuentra un tanque atmosférico de almacenamiento.

Este trabajo pretende analizar las modificaciones hechas a dicha norma, así como los cambios en la forma de realizar, analizar y evaluar el estado de un tanque atmosférico de almacenamiento.

## **Capítulo I Tanques**

### **1.1 INTRODUCCIÓN.**

Los tanques de almacenamiento son una parte esencial de una planta ya sea química o petroquímica, debido a que en estos se almacenan tanto las materias primas como los productos intermedios y finales.

La selección del tipo y tamaño de tanque esta regida por la relación óptima producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar. <sup>(9)</sup>

El almacenamiento se puede realizar en tres tipos de instalaciones: **superficiales, subterráneas y en buques tanque.** <sup>(9)</sup>

Existe una gran variedad de Tanques y su clasificación es igualmente amplia, los hay para el almacenamiento de productos líquidos y gaseosos. <sup>(9)</sup>

En general para el almacenamiento de líquidos se emplean tanques cilíndricos verticales mientras que el almacenamiento de gases se hace en esferas o tanques cilíndricos horizontales.

Los tanques pueden fabricarse y transportarse a su lugar de colocación o bien armarse en el lugar mismo donde permanecerán. Una forma típica que se ha empleado para la clasificación de tanques es por las características de su techo, en base a esto los hay de techo fijo y de techo flotante. Estos últimos han tenido gran aceptación debido a la ventaja adicional de controlar automáticamente el espacio disponible a los vapores. <sup>(9)</sup> Esto es de gran utilidad sobretodo cuando el líquido que se pretende almacenar produce vapores, tal es el caso de los hidrocarburos.

Los tanques de techo flotante de doble puente y los llamados de “**pontones**” reducen las emisiones de vapores a la superficie y ofrecen máxima flotabilidad. Es de vital importancia durante el diseño de un tanque, las condiciones a las que este va a operar, esto incluye básicamente: **presión y temperatura** de trabajo. La presión de trabajo esta en función de la presión de vapor del fluido que se almacenará además de otros factores. <sup>(9)</sup>

Los tanques cuentan con accesorios diversos cada uno de los cuales cumple una función específica. Algunos de estos accesorios son los siguientes: líneas

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

de llenado y vaciado, válvulas de presión y vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel e instrumentación en general, registro de hombre (Manhole), escaleras, flotadores y soportes.

La seguridad de cualquier instalación es sumamente importante, este factor toma especial relevancia cuando se manejan productos inflamables, dentro de los que caen los hidrocarburos. Las estaciones de almacenamiento cuentan con medios para evitar derrames y escapes de vapores. Existen sistemas para la prevención y la detección de incendios y temperatura, algunos sistemas además, controlan el siniestro con el empleo de productos químicos. La colocación de los dispositivos de control debe ser tal que su revisión y funcionamiento sea rápido y sencillo.

Los tanques están provistos de sistemas de control de derrames, esto es un muro a su alrededor o bien un canal que conduzca el derrame a un sitio alejado y seguro, el cual debe tener una capacidad igual a la del tanque más un porcentaje por seguridad.

Por último un programa adecuado de revisión y mantenimiento de la instalación evitará las acciones de emergencia y las pérdidas materiales y en ocasiones pérdidas humanas.

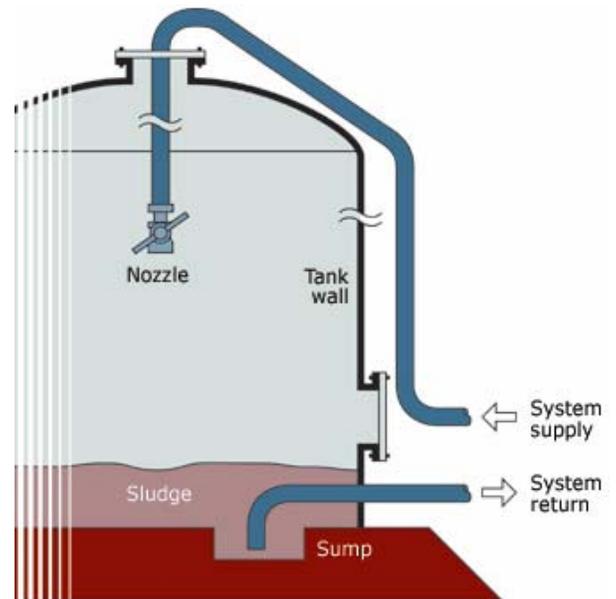
### **1.2 Tipos de Tanques**

#### **1.2.1 Tanques de Techo Cónico**

Sus dimensiones son muy variadas y dependen del volumen que contienen, por lo general un tanque promedio de 55,000 bls de capacidad y un diámetro de 30 m aproximadamente.

El techo está soportado por una estructura interna. El tanque de techo cónico y el de techo de domo son variaciones del tipo cilíndrico. (Figura 1)

En el tanque de techo de domo, el techo está formado por placas circulares que se auto soportan. El tipo paraguas son placas en forma de gajos, raramente tienen mas de 60 pies de diámetro interno. <sup>(9)</sup>



**Figura 1 Tanques atmosféricos de techo cónico.**

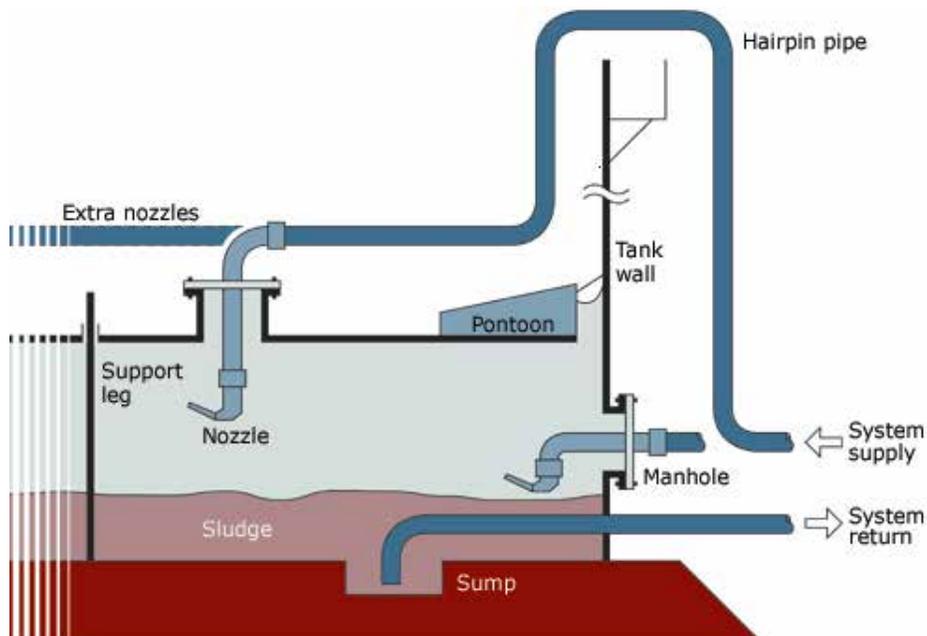
### **1.2.2 Tanques de Techo flotante.**

Estos tanques tienen gran aceptación debido a que reducen las pérdidas por vaciado y llenado, esto se logra ya sea eliminando o manteniendo constante el espacio destinado a vapores arriba del nivel del líquido. La pared y techo son de acero y su construcción es semejante a los ya mencionados. El techo flota sobre el líquido.

Los tanques de pontones anulares y el de techo de doble capa, son algunas variantes de este tipo de tanques. <sup>(9)</sup>

El sello es de suma importancia especialmente en este tipo de tanques, ya que el hecho de que la cúpula sea móvil favorece a la fuga de vapores. El sello entre la pared y el techo móvil se logra por medio de zapatas que están presionadas contra la pared por medio de resortes o contrapesos, con una membrana flexible atada entre la zapata y la cubierta del techo. <sup>(9)</sup>

Existen otros tanques de techo flotante pero son menos empleados. Las pérdidas de vapor se evitan mediante sellos líquidos. El techo es libre de moverse hacia arriba o hacia abajo dependiendo de la operación de que se trate o bien por efectos de variación de temperatura. El tanque de techo con domo de agua posee un domo a presión en el cual una membrana es libre de moverse hacia arriba o hacia abajo proporcionando una mayor capacidad de volumen. <sup>(9)</sup> (Figura 2)



**Figura 2 Esquema tanque atmosférico de cúpula flotante**

### **1.3 Tanques de Almacenamiento de LÍQUIDOS.**

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos son los dispositivos que permiten guardar la producción hasta que exista un mercado para su venta o bien hasta que se tenga sitio para su refinación. Mientras el almacenamiento se lleva a cabo, el control del producto almacenado es de suma y vital importancia. <sup>(9)</sup>

La construcción de tanques de almacenamiento debe estar estrictamente apegada a normas establecidas por el A.P.I. (Instituto Americano del petróleo).

### **1.3.1 Tanques de almacenamiento contruidos de acuerdo a API 650**

#### **Historia de la norma**

Actualmente los tanques atmosféricos que se construyen siguen como norma de referencia la norma API 650 (Welded steel tanks for Oil storage; Tanques de acero soldados para el almacenaje de aceites).

Esta norma cuenta con 10 Ediciones, la más reciente publicada en diciembre de 1998, a la cual se le han hecho tres adendas, en enero de 2001, noviembre de 2001 y septiembre de 2003. <sup>(11)</sup>

Debido a que la mayor parte de los tanques que se encuentran en operación fueron contruidos antes de estos años, la norma vigente en el momento de su construcción fue muy diferente, esto incluye estándares en los materiales, métodos de inspección, características y fórmulas empleadas para el cálculo de accesorios, etc.

Por tal motivo, si se realizan inspecciones a dichos tanques, estos presentarán parámetros que generalmente no cumplirán con las normas vigentes, aun cuando hayan cumplido con las normas vigentes en el momento de su construcción.

API 650 incluye las regulaciones para el diseño, construcción y puesta en operación de los tanques de almacenamiento.(Figura 3)

Dentro de los puntos más sobresalientes de esta norma se encuentran los materiales a utilizar, criterios para el diseño, fabricación, erección, métodos para inspección de juntas, procedimientos de soldado, certificación del soldador, etc.



**Figura 3 Construcción de un tanque atmosférico**

El material del cual están contruidos, debe poseer características como: resistencia a la corrosión, al intemperismo, a la tensión, presión, etc. En la industria petrolera se han empleado tanques de diversos materiales, tales como: madera, plástico, concreto, aluminio y acero inoxidable. Se han construido de diversas capacidades y su construcción está en función del volumen que van a almacenar, entre otros aspectos. Los tanques de mayor uso son los de acero inoxidable, la coraza de estos tanques se construye con placa de acero, que puede ser atornillada, remachada soldada. La construcción del techo es similar al de la coraza.

La soldadura puede ser de dos tipos: vertical para resistir la presión hidrostática del tanque y horizontal para soportar compresión originada por el mismo peso del tanque. Básicamente existen tres tipos de techo: **1)** con cubierta de agua, **2)** flexible o de diafragma y **3)** flotante. El empleo del primero persigue absorber el calor que por el ambiente el tanque adquiere y así mantenerlo a una temperatura menor que la ambiental, eliminando en cierta forma, las evaporaciones. El uso del segundo tipo de techo es debido a que éste se contrae y expande, cuando los vapores se condensan o se generan respectivamente.<sup>(9)</sup>

Durante el diseño de un tanque y todos sus accesorios, se deben considerar condiciones extremas de presión y vacío. Las paredes de los tanques deben ser perfectamente herméticas de manera que se impida la formación de bolsas y la acumulación de líquido en su interior. Debe destinarse un volumen para líquido y otro para vapores, este último no debe exceder el 20% del volumen total del tanque. Cuando se trata de tanques nuevos y en aquellos en que se han reparado el fondo y la coraza es recomendable que el tanque sea sometido a una inspección.

Debe considerarse un nivel de líquido máximo de llenado y un mínimo de vaciado. Los aditamentos que se encuentran en el techo y pared del tanque, se diseñarán a una presión no menor de aquella a la que se diseñan las válvulas de alivio; esto es, para presión y para vacío. Debe existir una tolerancia en cuanto a la presión existente en el espacio destinado a vapores y la presión de alivio a las válvulas, de manera que puedan contenerse dentro del tanque los vapores que por temperatura o agitación se desprenden del aceite.

La presión máxima permisible para el espacio de vapores no debe exceder a 15 lb/pg<sup>2</sup> man y todos los elementos que se encuentran bajo el nivel líquido se diseñarán para operar a condiciones más severas que el resto del equipo, ya que estos están sujetos a la carga hidrostática del fluido y a las variaciones de presión por el efecto de llenado y vaciado.

La construcción y capacidad del tanque depende de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad y su presión de vapor.

### **1.3.2 DISEÑO**

En el diseño de los tanques de almacenamiento para líquidos deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

- 1) Presión interna tanto de llenado como de vaciado
- 2) El peso del tanque y su contenido, de vacío a lleno, con y sin la presión máxima.
- 3) El sistema de soporte considerando las características y propiedades del material.

- 4) Cargas adicionales; plataformas, escaleras, conexiones de tubería y en ocasiones la carga por depositación de nieve en el techo.
- 5) Cargas de empuje ocasionadas por el viento.
- 6) Cargas ocasionadas por terremotos.
- 7) Aislamiento y forros.
- 8) Esfuerzos a la tensión y a la compresión.
- 9) Esfuerzos de corte.

#### **1.4 FACTORES AMBIENTALES**

Es importante comprender que cualquier equipo, tubería o tanque de almacenamiento, al estar expuesto al medio ambiente y por las mismas características del proceso, sufrirán un desgaste, es decir una pérdida de material lo cual puede provocar a la larga fugas del material que contienen, provocando daños al medio ambiente.

Es muy importante el conocer las propiedades fisicoquímicas de los productos que estos contienen, ya que en base a esto se debe generar un programa de inspección dando prioridad a aquellos tanques que contengan sustancias que por su naturaleza (explosividad, toxicidad) produzcan mayores daños a los seres vivos o al medio ambiente en caso de presentarse una fuga de material, debido a una falla en la integridad de los tanques.

Las principales zonas donde se presentan las fallas en los tanques de almacenamiento son en las uniones piso-envolvente, sin embargo esta se puede presentar de manera aleatoria, es decir no hay forma de predecir sin un estudio previo, las zonas donde puede presentarse la corrosión.

Dado que en general todos los equipos que componen una planta química o petroquímica se encuentran al aire libre, (como es el caso de los tanques de almacenamiento), expuestos a los factores ambientales tales como la humedad externa, temperatura, ambientes corrosivos, etc., que pueden crear condiciones propicias para el desarrollo de la corrosión.

Estos factores provocan un desgaste en los materiales de los cuales están contruidos los equipos, lo cual se refleja en una pérdida de espesor, sin embargo, existen diferentes formas en las cuales se pueden presentar estas fallas. Por ejemplo erosión que es un desgaste generalizado por el contacto con

un fluido, corrosión que es la oxidación de los materiales como los aceros al carbón, que es el más comúnmente usado para la construcción.

## 1.5 CORROSIÓN

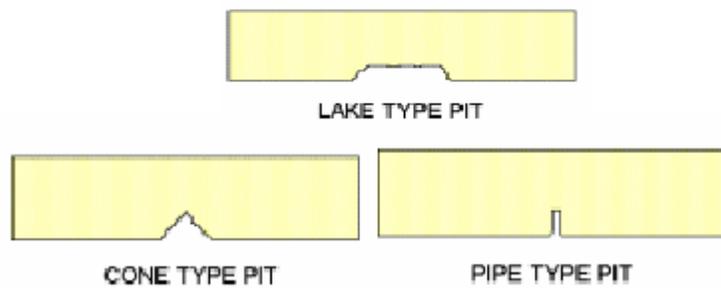
La corrosión es la pérdida del material de manera acelerada, debido a la oxidación de los mismos, este fenómeno provoca una disminución en las características mecánicas del material, lo cual puede producir fugas ya sea a corto o largo plazo.<sup>(4)</sup>

La corrosión puede dividirse en dos tipos principales que son corrosión generalizada y la corrosión aleatoria o localizada, ésta toma una mayor importancia debido a que tiene un avance más rápido, por lo cuál es muy importante localizarla, con el fin de evitar un posible accidente.<sup>(10)</sup>

Cuando se habla de corrosión generalizada se refiere a un desgaste del material del cual están contruidos los equipos, causada tanto por los factores ambientales como por aquellos factores inherentes al proceso.

Por su parte la corrosión localizada es clasificada en tres grupos principales, dependiendo de la forma que se presente la corrosión, cónica, cilíndrica y tipo lago Ver figura 4.<sup>(10)</sup>

Aun cuando los equipos no presenten evidencia de corrosión externa (socavados, o deterioro en la pintura, fugas, etc.), se debe mantener un programa de inspección con el cual pueda ser detectada la presencia de corrosión, para establecer el mantenimiento necesario para poder operar de manera segura.



*Figura 4 Diferentes tipos de corrosión*

## **CAPITULO 2 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)**

Los ensayos no destructivos, son aquellos en los cuales el material sometido a prueba no sufre un daño, por lo cual puede continuar funcionando.

Estos ensayos son realizados con el fin de determinar el estado que guarda un material. Dentro de los ensayos no destructivos más comunes encontramos Ultrasonido Industrial (UT), Inspección Visual (VT), Partículas Magnéticas (PT), Radiografía Industrial (RT), Caja de Vacío (VB) y Líquidos Penetrantes (LT).<sup>(5)</sup>

Además de estas pruebas, existe el desarrollo de nuevas tecnologías como son el caso de la Onda Ultrasónica Guiada (Ultrasonic Guided Wave), Corrientes de Eddy y Fugas de Flujo Magnético (Magnetic flow leakage). La primera ha sido adoptada para la inspección de tubería, mientras que la segunda se utiliza tanto para la inspección de tubería como para la inspección de las placas del fondo de los tanques de almacenamiento (10)

Es importante destacar que cada técnica tiene aplicaciones en las cuales da mejor resultado. Por tal motivo la selección adecuada de la técnica y el método a emplearse tendrá una gran influencia en la veracidad de los resultados obtenidos.

Por otra parte la aplicación de alguna de estas técnicas no implica que no se deba aplicar alguna otra, por ejemplo en el caso de soldaduras la aplicación de radiografía no excluye el uso de partículas magnéticas ni viceversa.<sup>(6)</sup>

A continuación se describe brevemente el principio de operación así como el alcance de la inspección con diversos ensayos no destructivos.

### **2.1 Radiografía**

La teoría de la técnica de radiografía está muy bien entendida y consiste de la emanación de rayos x de una fuente radioactiva con la pieza a inspeccionar entre esta y la película.<sup>(5)</sup>

La cantidad de fotones que son dispersados estará en función del tipo de material y de la fuente de radiación usada.

Esta técnica se emplea generalmente para la inspección de soldaduras, y tiene como ventaja que puede ser aplicada a grandes extensiones de esta, siendo su principal desventaja que depende mucho de la interpretación del técnico que realiza la prueba.<sup>(5)</sup>

## **2.2 Partículas Magnéticas**

La inspección por partículas magnéticas es una técnica que se utiliza para detectar discontinuidades localizadas cerca o en la superficie de materiales o estructuras con propiedades ferromagnéticas.<sup>(5)</sup>

Cuando se aplica o induce un campo magnético en un material ferromagnético, el campo es homogéneo en toda la longitud, cuando este campo es interrumpido se provoca la formación de dos polos opuestos ocasionando una acumulación localizada de las partículas magnéticas aplicadas, produciendo una indicación.<sup>(6)</sup>

Existen varias formas de inducir el campo magnético, una es la aplicación de un yugo, ya sea de corriente directa o corriente alterna, y otras son puntas o bobinas.<sup>(6)</sup>

Por su parte las partículas magnéticas que se aplican también se dividen en partículas magnéticas húmedas y partículas magnéticas secas, ya sean contrastantes o fluorescentes para facilitar la observación de las indicaciones.<sup>(6)</sup>

Esta técnica es principalmente usada para la detección de discontinuidades en soldaduras así como piezas de geometría compleja.

Este es el mismo principio de operación que las Fugas de Flujo Magnético, solamente que en los equipos de MFL la señal es adquirida por sensores.

## **2.3 Ultrasonido Industrial.**

Esta técnica consiste en aplicar un equipo de ultrasonido el cual emplea como principio de operación la diferencia entre las impedancias acústicas de los materiales.<sup>(7)</sup>

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Para la obtención de ondas ultrasónicas generalmente se emplean materiales piezoeléctricos, los cuales son materiales capaces de transformar energía eléctrica en energía mecánica (ondas ultrasónicas).

Estas ondas viajan a través del material, reflejándose una parte en las superficies así como en las interfases, cuando las ondas que son reflejadas regresan al transductor, y esta es transmitida nuevamente a una corriente eléctrica.<sup>(5)</sup>

Esta señal luego es transformada a una gráfica de barras llamada "A-Scan" en la cual el técnico puede evaluar y dimensionar la discontinuidad encontrada.

Esta técnica es muy efectiva para el dimensionamiento, sin embargo no práctico inspeccionar piezas muy grandes, ya que la velocidad de escaneo es muy baja, por lo que en el caso de equipos o piezas muy grandes deben seleccionarse puntos donde se realizaran mediciones.

Con estas mediciones puede obtenerse una velocidad de desgaste, sin embargo la probabilidad de detectar fallas pequeñas como la corrosión localizada son muy bajas.<sup>(11)</sup>

### **2.4 END usados para la inspección de tanques de almacenamiento.**

Para que una inspección se pueda llevar a cabo de manera satisfactoria es importante que el personal encargado de realizar las inspecciones seleccione adecuadamente los ensayos no destructivos necesarios para determinar de manera precisa y verídica la condición real que guardan los equipos.

Para el caso de los tanques de almacenamiento se tienen dos grandes secciones a inspeccionar: el total de las placas que lo conforman y las soldaduras.

Para ambas existen diversas técnicas que presentan tanto ventajas como desventajas, para el caso de las soldaduras se emplean radiografía industrial, partículas magnéticas, líquidos penetrantes y caja de vacío.<sup>(3)</sup>

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Anteriormente para el examen de las placas del piso solo se contaba con la técnica de ultrasonido, con la cual es posible la medición de espesores en algunos puntos seleccionados dentro de las placas, por tal motivo no era posible la evaluación completa de las placas.

Con el desarrollo de las tecnologías ahora se cuenta con diversas técnicas como son los escáners, los cuales son equipos capaces de inspeccionar grandes secciones de placa para la detección de corrosión.

Esta diferencia es un punto esencial en la aceptación de estas técnicas, ya que el ultrasonido, aún cuando se haga con una cuadrícula pequeña, no alcanza a cubrir grandes áreas ni es capaz de detectar corrosiones aisladas.<sup>(10)</sup>

Estos escáners tienen diversos principios de operación como lo son las corrientes de Eddy y de mayor aceptación las Fugas de Flujo Magnético.

Sin embargo esta técnicas no son capaces de identificar y dimensionar de una manera precisa el tipo de indicación, por lo cual el empleo de una técnica de comprobación (generalmente ultrasonido), es empleada para determinar de manera precisa el tipo y la severidad de la corrosión encontrada.<sup>(10)</sup>

### **2.4.1 CORRIENTES DE EDDY DE CAMPO REMOTO**

Algunos de los equipos utilizados para la inspección de tanques ocupan este principio de operación, teniendo sus ventajas y desventajas, al igual que las demás técnicas de END. (Figura 5)

La técnica de Saturación con corrientes de Eddy de baja frecuencia, es muy similar a la técnica de Fugas de Flujo Magnético. Sin embargo, en lugar de detectar la pérdida de flujo con una resistencia pasiva o un sensor de efecto "Hall", la técnica de saturación con corrientes de Eddy de baja frecuencia, emplea un sensor de corrientes de Eddy.

El hecho de que las corrientes de Eddy sean usadas para detectar la distorsión de los campos magnéticos en una capa cercana a la superficie del componente, quiere decir que el sistema de Ensayos no destructivos es capaz de inspeccionar un gran espesor de pared y también es capaz de pasar por recubrimientos no magnéticos mayores, que con el sistema de pérdidas de flujo magnético.<sup>(13)</sup>

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Cuando el equipo es usado en aceros inoxidable no-magnéticos la técnica de detección se vuelve solamente una técnica de Ensayos no destructivos de Corrientes de Eddy.

Las corrientes de Eddy de baja frecuencia son bastante efectivas en la inspección de tubos y placas de acero al carbón, y esta técnica está limitada a la pérdida de espesor.

Mientras se han hecho muchos intentos para la detección de corrosión localizada, también conocido como "pittings" con las corrientes de Eddy de baja frecuencia, usando receptores diferenciales y múltiples resistencias receptoras, la sensibilidad para detección de corrosión localizada es limitada y generalmente inaplicable. La detección de corrosión localizada usando las corrientes de Eddy de baja frecuencia pueden ser demostradas en tubos de calibración limpios, pero el ruido producido por el óxido de los tubos de los intercambiadores de calor enmascara la señal de la corrosión localizada. La velocidad de inspección con las corrientes de Eddy de baja frecuencia es significativamente menor que con los sistemas ECT convencionales.<sup>(13)</sup>

Mientras que el ECT convencional puede ser fácilmente desarrollado a una velocidad de 6 ft/s, las corrientes de Eddy de baja frecuencia están limitadas a 10 in/s.

El dimensionamiento con las corrientes de Eddy de baja frecuencia es hecho usando las curvas Voltaje-Plano. Estas curvas son usadas para medir el espesor del tubo pero no la corrosión localizada. Esta curva relaciona la profundidad de la falla, longitud de la falla, y la circunferencia de la falla a la fase de la señal de campo remota.

Sin embargo, esta técnica no es una de las más aceptadas debido a que en la práctica los equipos tales como el Falcon 2000, presentan una baja velocidad de inspección, además de que la teoría de estos equipos no está muy bien fundamentada, no ha demostrado ser una técnica efectiva para la detección de la corrosión localizada, la cual es un tipo de corrosión muy común en la parte que da al suelo, de las placas del fondo de los tanques de almacenamiento.<sup>(15)</sup>



***Figura 5 Falcon 2000 Equipo que emplea Corrientes de Eddy como principio de operación.***

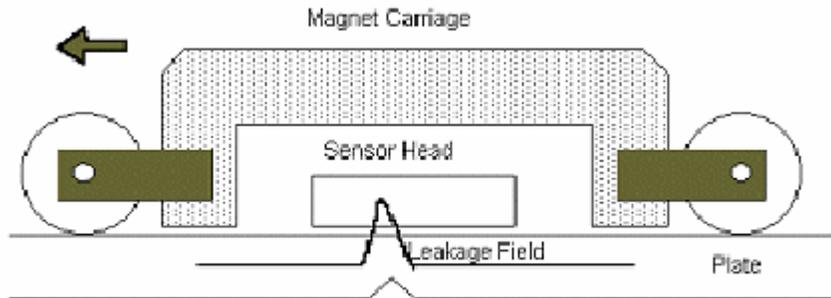
Por otra parte los equipos que ocupan este principio de operación no cuentan con motor para ser impulsado, dependiendo en este aspecto del operador, por lo que la confiabilidad de esta técnica dependerá de la habilidad y capacitación de el operador, pudiendo por tal motivo omitir la detección de algunas fallas críticas.

#### **2.4.2 Fugas de Flujo Magnético (Magnetic Flux Leakage; MFL)**

La técnica de Fugas de flujo magnético (Magnetic Flow Leakage) es uno de los nuevos métodos de ensayos no destructivos con los que se cuentan en la actualidad y es empleado para la inspección de los fondos de los tanques y para la detección de corrosión localizada en ambos lados de las placas, lo cual cobra una mayor importancia dado el hecho de que esta parte no puede ser inspeccionada mediante inspección visual.<sup>(12)</sup>

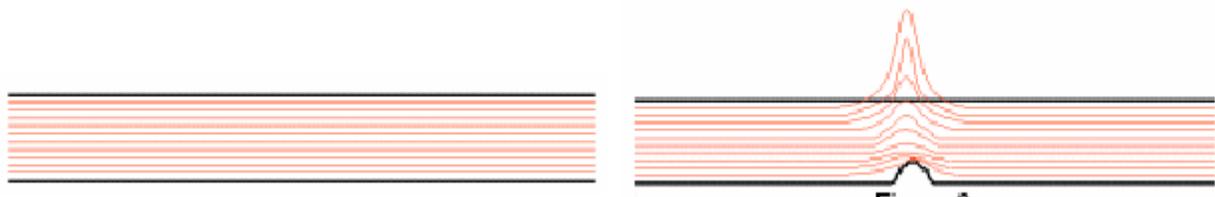
Esta tecnología ha sido desarrollada para la inspección de materiales ferromagnéticos, principalmente acero al carbón del cual están construidos la mayor parte de los tanques de almacenamiento y se basa en la saturación del

material ya sean tuberías o placas, por las líneas de flujo magnético que fluye de un polo al otro. (Figura 6)



**Figura 6 Esquema del funcionamiento de Fugas de Flujo Magnético**

Cuando estas líneas se encuentran con una discontinuidad provocan una perturbación en el campo magnético, lo cual produce una indicación que es posteriormente detectada por sensores de efecto Hall.<sup>(10)</sup>



**Figura 7 Esquema de la perturbación en los campos magnéticos por la corrosión**

La probabilidad de detección de cualquier equipo de Fugas de Flujo Magnético dependerá de la amplitud del campo de la señal en comparación con la señal del ruido.

Las primeras generaciones de estos equipos, únicamente podían ser calibrados para detectar discontinuidades por encima de un valor previamente determinado, mediante patrones de calibración.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Los equipos actuales cuentan con computadoras, las cuales generan reportes, que pueden ser posteriormente analizados para ser evaluados por el inspector autorizado, en conjunto con el usuario, para poder tomar una decisión acerca de las reparaciones que se deben hacer. (Figura 8)



**Figura 8 Equipos Floormap 2000 y Handscan con principio de operación de MFL**

Este tipo de prueba a diferencia de los estudios convencionales (Partículas magnéticas, ultrasonido), cubre ambos lados de la placa y grandes áreas por lo cuál prácticamente toda el área queda inspeccionada, asegurándose la integridad mecánica del tanque.

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Otra ventaja que presenta esta tecnología es la rapidez con la cual puede realizarse la inspección, disminuyendo así el tiempo que el tanque pasa fuera de servicio.

Esta técnica es generalmente acompañada por ultrasonido, para la verificación de las lecturas obtenidas.<sup>(2)</sup>

## **CAPITULO 3**

### **INSPECCION**

Aunque en general el concepto inspección es usado indistintamente para los trabajos de examinación por medio de algún método de Ensayo no destructivo, en algunos estándares como es el caso de aquellas publicadas por el Instituto Americano del Petróleo la examinación se refiere a la examinación, evaluación y supervisión de los trabajos necesarios para mantener un tanque apto para operar de manera segura como se indica en la sección 3 del API 653 (Definiciones)

Por su parte la examinación es la aplicación de diversos métodos de ensayos no destructivos con el fin de poder evaluar la condición en la cual se encuentra el tanque de almacenamiento. Estas examinaciones son el medio por el cual se puede determinar el estado que guarda un tanque de almacenamiento.

Por tal motivo las examinaciones forman una parte importante del trabajo global del cual se conforma una inspección.

#### **3.1 Inspección en los fondos de los tanques.**

Hasta antes de esta adenda de 2003, la única herramienta con la que se contaba era la examinación mediante ultrasonido puntual como se establece en la norma DG-GPASI-IT-00204 de PEMEX, en la cual se realizaba medición de espesor mediante ultrasonido

Este tipo de inspección se aplica a equipos, tuberías y tanques que presentan una corrosión homogénea, sin embargo en el caso de la norma previamente mencionada se menciona que dicho procedimiento solo debe servir como un método auxiliar cuando el desgaste es de forma muy irregular como es el caso de la corrosión localizada o corrosión puntual (pitting).

Por tal motivo cuando se pretende inspeccionar equipos, tuberías o tanques de almacenamiento que presentan una corrosión aleatoria es importante

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

seleccionar una técnica que pueda inspeccionar lo mas cercano al 100% el área.

Estas inspecciones se realizan medición de espesores, para el caso de los tanques, en seis puntos una en cada esquina de las placas y dos en la mitad de la placa en un punto cercano a la soldadura, en este caso cada placa es considerada una unidad de control, la cual es un segmento donde se asume que el desgaste es homogéneo.

Con los datos obtenidos de esta inspección se calculan los siguientes parámetros para cada unidad de control: desgaste máximo ajustado, velocidad de desgaste, vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable, para cada unidad de control.

La velocidad de desgaste se calcula con la siguiente fórmula

$$D = \frac{E_i - E_f}{F_f - F_i}$$

Donde:

D = Velocidad de desgaste del punto  
F<sub>f</sub> = fecha de la medición más reciente  
F<sub>i</sub> = Fecha de la medición anterior  
E<sub>i</sub> = espesor obtenido en la fecha inicial  
E<sub>f</sub> = espesor obtenido en la fecha final

Para el cálculo de la velocidad de desgaste promedio se ocupa la siguiente fórmula:

$$D = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}{N}$$

Donde:

D<sub>1</sub>, d<sub>2</sub>, d<sub>3</sub>,.....,d<sub>n</sub> = velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado

N = Número de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

D = Promedio ajustado estadísticamente

Por su parte la Vida útil estimada (VUE), fecha de la próxima medición (FPME) y la fecha de retiro Probable (FRP) se calculan con las siguientes fórmulas:

$$VUE = \frac{E_k - L_r}{D_{max}}$$

$$FPME = f_k + \frac{VUE}{3}$$

$$VUE = FK + VUE$$

Donde:

Lr= Límite de retiro

Ek = Espesor más bajo encontrado en la última medición

Fk = Fecha de última medición

Para el caso en que la vida útil estimada sea menor o igual a 1.5 años se debe reemplazar la unidad de control lo antes posible, si el valor es mayor se debe establecer la fecha para la próxima inspección según el cálculo obtenido.

Con base a la fecha de retiro probable se puede establecer la fecha de cuando deben realizarse los emplazamientos siempre que falten 1.5 años o menos.

En este caso es muy importante que las mediciones se realicen en los mismos puntos, ya que el espesor puede variar de un lugar a otro, resultando en valores erróneos, incluso si la examinación no es realizada correctamente a espesores mayores a los previamente obtenidos.

Se debe mantener un registro de los valores obtenidos con la finalidad de poder establecer un comportamiento del avance de la corrosión.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Teniendo en cuenta en que basta un solo punto para provocar una fuga, es muy importante la implementación y aplicación de nuevas técnicas que puedan inspeccionar los fondos de los tanques lo más cercano al 100 %, de una manera confiable y verídica, algo que se logra con esta técnica.

Técnicas para la inspección con escáners, así como las recomendaciones para su evaluación y confiabilidad, están incluidas en distintos documentos nacionales e internacionales, que nos permiten implementar y realizar las inspecciones de forma tal que se logre una correcta evaluación de la integridad mecánica.

## **CAPITULO 4 NORMA API 653**

### **NORMAS**

Dentro de las normas con las que se cuentan en México se encuentran las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) y las Normas Mexicanas las cuales sirven como base para la regulación de las actividades industriales.

Sin embargo no siempre se cuenta con Normas mexicanas, sobre todo para aquellas actividades en las que se incluye el uso de nuevas tecnologías, tal es el caso de las actividades de inspección para las cuales es necesario tomar normas y estándares de referencia extranjeros con la finalidad de contar con parámetros de referencia, tanto para establecer procedimientos aceptables para la ejecución de las inspecciones, como para establecer los parámetros de aceptación y rechazo para cada técnica.

En general y dada la cercanía con los Estados Unidos son las normas y estándares de este país los que se adoptan. En el caso de los ensayos no destructivos son las normas de la ASNT (American Society of Non Destructive Test) la que dicta los lineamientos para la calificación y la certificación del personal que ejecuta los ensayos no destructivos.

Del mismo modo se utilizan los parámetros de ASME (American Society of Mechanical Engineers), para obtener los criterios de aceptación para los trabajos de inspección donde se realizan los ensayos no destructivos.<sup>(8)</sup>

Es en estas normas donde se establecen los criterios de aceptación o rechazo de las discontinuidades detectadas, siendo diferentes para cada ensayo, los cuales están descritos en cada uno de los artículos que conforman ASME Sección V.

Las normas y los estándares del API (American Petroleum Institute) son las que en general se emplean para establecer los lineamientos y parámetros a utilizar para los trabajos de inspección, rehabilitación y alteración tanto de tanques de almacenamiento, recipientes a presión y tuberías.

Estas normas incluyen parámetros de como realizar la inspección, las zonas a inspeccionar así como los tiempos para realizar la próxima inspección, límites de retiro, etc.

#### **4.1 Instituto americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API)**

El instituto Americano del Petróleo es una institución dedicada a establecer parámetros basándose en la experiencia de ingenieros alrededor del mundo. Las normas API se encuentran en una continua actualización debido a los desarrollos tecnológicos por lo cual y con la finalidad de mantenerse a la vanguardia, dicho instituto adopta los avances tecnológicos y los incorpora dentro de sus normas.

Para lograr esto el Instituto Americano del petróleo emite revisiones periódicas de sus normas en diferentes ediciones, estableciendo como vigencia seis meses, durante los cuáles el personal que realiza inspecciones puede elegir entre ambas, teniendo que especificar a que edición se hace referencia. Pasados estos seis meses solo la nueva edición será válida como norma, en los lugares donde las autoridades elijan adoptarlas.

Cuando las modificaciones hechas a este código no son tan numerosas para que sea necesario el realizar una nueva edición, se producen las adendas que son documentos complementarios a estas normas, en cuyas primeras hojas indica cuales son las secciones que han sido modificadas y cuales secciones son nuevas.

##### **4.1.1 API 653 Reparación, alteración y reconstrucción de tanques**

###### ***Historia de la norma.***

La norma para Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques es el estándar de carácter no-mandatorio, que se adopta en México para regular la inspección de tanques atmosféricos de almacenamiento.

La primera edición fue impresa en enero de 1991, y ha sufrido una serie de modificaciones hasta llegar a la edición actual que es la tercera de esta norma, publicada en diciembre de 2001 y cuenta con una Adenda en 2003.<sup>(12)</sup>

A continuación se muestra un listado de las ediciones y modificaciones de esta norma hasta la fecha<sup>(12)</sup>

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Edición	Fecha (mes y año)
Primera	01 1991
Adenda	01 1992
Segunda	12 1995
ERTA	02 1996
CRPG	08 1996
Adenda 1	12 1996
Adenda 2	12 1997
Adenda 3	12 1998
Adenda 4	12 1999
Tercera	12 2001
Adenda 1	09 2003

Esta norma consta de 13 capítulos y 6 apéndices (7 apéndices en la última adenda), en estos capítulos se presentan los principales puntos que deben ser inspeccionados así como los parámetros con los cuáles debe cumplir cualquier alteración hecha al tanque, los materiales y las exámenes necesarios.

El capítulo 6 de esta norma (Inspección), es la sección en la cual se presentan los criterios para determinar los tiempos para la siguiente inspección, los límites de retiro, la vida útil estimada, las exámenes que se deben emplear, etc.

Los principales puntos de este capítulo (API 653 Tercera edición, Diciembre 2001) son:

- Consideraciones para la frecuencia de las inspecciones
- Inspecciones por la parte externa del tanque
- Inspección interna
- Alternativas para la inspección interna para la determinación del espesor del fondo

### **4.1.2 CONSIDERACIONES PARA LA FRECUENCIA DE LAS INSPECCIONES**

De acuerdo a esta norma hay varias consideraciones que deben de tomarse en cuenta para determinar la frecuencia de inspección tal es el caso de:

- La naturaleza del producto almacenado
- Los resultados de las exámenes visuales
- Velocidades de corrosión

- Condiciones de las inspecciones previas
- Los métodos y materiales para construcción y reparación
- La localización de los tanques, ya sean aislados o en áreas de alto riesgo
- El riesgo potencial de contaminación de agua o aire
- Los sistemas de detección de fugas
- Cambios en la forma de operación
- Requerimientos de la jurisdicción
- Cambios de servicio

También se indica que el tiempo entre una inspección y otra dependerá por el historial o registro que se tenga de cada tanque. En el caso que no se cuente con un historial de un tanque en particular pueden usarse los datos de uno similar, preferentemente en la misma localización. También se debe considerar el uso de métodos no destructivos, que puedan ser usados cuando el tanque se encuentre en operación.

La frecuencia también puede ser marcada por las regulaciones, las cuales pueden contemplar la pérdida de vapores, condiciones de sellado, fugas, etc., estas regulaciones pueden alterar la planificación de las inspecciones subsecuentes.

#### **4.1.3 INSPECCIONES POR LA PARTE EXTERNA DEL TANQUE.**

Inspección visual rutinaria.

La inspección visual externa del tanque debe ser efectuada periódicamente mediante inspección visual. Esta inspección puede ser realizada tanto por un inspector autorizado como por personal del usuario/operador, quienes deberán tener conocimiento del tanque, de las condiciones de operación y de los productos almacenados.

Estas inspecciones no deben de exceder los intervalos de un mes, y deben incluir la inspección visual de las superficies exteriores del tanque en busca de fugas, corrosión, señales de deformaciones, así como verificar el estado del recubrimiento, los sistemas de aislamiento, etc.; cualquier indicación debe ser documentada para poder darle seguimiento.

#### **4.1.4 Inspección externa**

Esta inspección debe ser llevada a cabo por un inspector autorizado por lo menos cada cinco años o  $\frac{RC4}{AN}$  años, donde RCA es la diferencia entre el espesor medido del envoltorio y el mínimo requerido en mm y N es la velocidad

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

de corrosión en mm por año, lo que sea menor y puede hacerse con el tanque en operación.

Cuando los tanques se encuentran aislados solo se debe retirar el aislamiento necesario para determinar la condición de la pared exterior.

Los sistemas a tierra y las conexiones mecánicas también deben ser revisados, basándose en la práctica recomendada en el API RP 2003.

Inspección para la medición de espesores Ultrasónica

La medición de espesores en el envoltente puede ser un medio para la determinación del desgaste generalizado de un tanque que se encuentra en operación, y puede proporcionar información del estado de integridad mecánica del envoltente. La extensión de estas mediciones debe ser determinada por el operador/usuario.

Cuando se utilice Medición ultrasónica de espesores, ésta deberá ser realizada conforme a los siguientes intervalos:

a) Cuando no se conoce la velocidad de corrosión, el intervalo máximo es de 5 años. Se pueden estimar las velocidades de corrosión usando tanques similares que se encuentren en operación, cuyas mediciones hayan sido tomadas en un intervalo que no exceda los 5 años.

b) Cuando se conoce la velocidad de corrosión, el intervalo máximo debe ser el menor de  $RCA/2N$  donde RCA es la diferencia entre el espesor medido del envoltente y el mínimo requerido en mm y N es la velocidad de corrosión del envoltente en mm por año o 15 años, lo que sea menor.

La inspección interna del envoltente, cuando el tanque se encuentra fuera de servicio, puede ser sustituida por un programa de medición ultrasónica externa si el intervalo de inspección es menor o igual al intervalo de inspección calculado con la fórmula anterior.

Inspección de las protecciones catódicas.

Cuando el exterior del tanque cuente con protecciones catódicas, estas deben ser revisadas periódicamente de acuerdo a la práctica recomendada con el API RP 651 y el operador/usuario deberá revisar estos resultados, siendo también este quien evalúe la competencia de el personal que realice esta inspección.

## **4.2 INSPECCION INTERNA**

### General

La inspección interna se realiza principalmente para asegurar que el fondo no se encuentre severamente corroído o que esté fugando, se deberán recopilar datos para asegurar el espesor mínimo como se indica en la inspección ultrasónica de espesores y para identificar y evaluar las deformaciones en el fondo del tanque.

A todos los tanques se les debe conducir una inspección interna formal como se define en la sección (Intervalo de inspección), el Inspector Autorizado es el encargado de realizar la inspección visual con el fin de asegurar la calidad y lo completo de los resultados de los END.

Si la inspección interna es realizada solo con el propósito de determinar la integridad del fondo del tanque, la inspección puede ser realizada con el tanque en servicio utilizando mediciones de ultrasonido mediante equipos remotos y otros métodos de inspección durante la operación, que sean capaces de medir el espesor del fondo del tanque, junto con métodos capaces de evaluar la integridad del fondo del mismo.

Se pueden utilizar métodos electromagnéticos para complementar la inspección por ultrasonido.

Si se decide realizar una inspección ultrasónica, los datos y la información evaluada deben ser suficiente para determinar el espesor, la velocidad de corrosión y la integridad, incluyendo los métodos recomendados en este estándar.

Un individuo con experiencia y conocimiento en ensayos no destructivos, y el inspector autorizado deben asegurar la calidad y lo completo de los resultados de los END.

### **4.2.1 INTERVALOS DE INSPECCION.**

Los intervalos de inspección interna deben ser determinados por las velocidades de corrosión obtenidas durante inspecciones previas o basándose en la experiencia de tanques con servicio similar. En general este intervalo es determinado considerando la velocidad de corrosión junto con el espesor

mínimo para el fondo de tanques de almacenamiento como se indica en la sección 4.4.7.

### 4.3 ADENDA 2003 API 653

La adenda del 2003 es la última adenda a la fecha e incluye las modificaciones de ésta al estándar API 653, las que han producido un gran cambio en la forma de llevar a cabo la inspección en las placas del fondo de los tanques de almacenamiento.

De acuerdo a lo mencionado en el prólogo de la norma API 653, estas modificaciones deben ser adoptadas para la realización de la inspección.

Las modificaciones más destacadas que produce la adenda del 2003 al API 653, son las que se presentan a continuación.

Tabla 1 Cuadro comparativo de las secciones modificadas entre API 653 y la adenda de 2003

Sección	API 653 Edición 2001	Adenada API 653 2003
1 Alcance	---	Se autoriza el uso de la práctica recomendada RP 579 para el caso en que no se proporcionen criterios o procedimientos de evaluación en este estándar
3 Definiciones	---	Definiciones de inspección interna y de aseguramiento de "Fitness for service" (apto para el servicio)
4 Apto para el servicio	El espesor del envoltente debe calcularse como se describe en el capítulo	<b>De acuerdo a las modificaciones, los cálculos para determinar un espesor en la envoltente deben hacerse por al menos uno de los métodos descritos</b>  Cambios en algunos

**Universidad Nacional Autónoma de México**

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

		<p>parámetros y fórmulas</p> <p>Inclusión de la técnica de Fugas de Flujo Magnético (MFL), como medio para la determinación del espesor remanente en las placas el fondo</p>
6 Inspección	Se debe medir la velocidad de desgaste dentro de los diez siguientes años para determinar la velocidad de corrosión, si esta no se conoce	<b><i>El plazo para la siguiente inspección no deberá ser mayor a 10 años, si no se conoce la velocidad de corrosión</i></b>
9 Reparación y alteración de tanques	---	<p>Soldadura adicional en placas</p> <p>Las soldaduras hechas en placas deberán ser examinadas de acuerdo a la sección 12.1.7.</p> <p>Y las soldaduras en las zonas críticas deben ser examinadas en su parte exterior con partículas magnéticas o líquidos penetrantes</p>
12 Examinación y pruebas	<p>Las soldaduras nuevas del piso deben ser examinadas en su longitud completa</p>	<p>El operador usuario debe determinar sus requerimientos específicos, para asegurar la integridad del piso del tanque, se puede usar el Apéndice G como una guía para la certificación del personal y de los procedimientos.</p> <p>Las soldaduras nuevas piso envolvente deben ser <b><i>inspeccionadas mediante</i></b></p>

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

	<p>mediante caja de vacío y una solución fina o aplicando aceite diesel ligero.</p> <p>---</p> <p>Las áreas reparadas deben ser inspeccionadas por MT o Líquidos penetrantes</p>	<p><b>radiografía</b></p> <p>12.1.8.2 Las soldaduras en los parches deberán ser inspeccionadas por MT o Líquidos penetrantes</p> <p>Las áreas reparadas deben ser inspeccionadas por MT o Líquidos penetrantes, <b>además deben ser examinadas usando caja de vacío.</b></p> <p>Se deberán radiografiar las uniones en placas que hayan sido reemplazadas.</p>
<p>Apéndice D</p>	<p>---</p>	<p>Se prolonga el plazo a 6 años para la recertificación de inspectores que se encuentren involucrados activamente en inspección lo cual debe ser comprobable.</p>
<p>Apéndice G* Certificación del personal y de los procedimientos para examen del fondo de los tanques</p>	<p>---</p>	<p>Definiciones</p> <p>Procedimientos para la inspección de fondos de los tanques. Requisitos y variables que debe incluir</p> <p>Examinadores del fondo de los tanques, requisitos y certificación</p> <p>Pruebas de calificación Características de las pruebas de calificación de</p>

		los escaners, rangos y parámetros, estándares de calificación y definición de variables esenciales y no esenciales
--	--	--

#### 4.3.1 Análisis de las modificaciones principales al API 653

##### **Sección 1**

Uno de los cambios es en la sección 1.1 en el punto 1.1.6 en el cual se acepta el uso de la práctica recomendada API RP 579 Recommended practice for fitness-for-service (apto para el servicio), la cual marca los parámetros para evaluar los componentes que contienen presión para los casos en los que API 653 no contenga procedimientos de evaluación o criterios de evaluación.

##### **SECCION 3**

En la sección 4 Apto para servicio, se hace hincapié en que los factores de consideración incluidos en este código no incluye todas las situaciones, por lo cual el análisis y juicio de un ingeniero es necesario en cada situación en particular.

En esta sección en el punto 4.3.3.1 se indica que para la determinación del espesor mínimo de la placa del envoltente debe ser realizada *obligatoriamente* por uno o más métodos de los indicados en este manual, siendo esto únicamente para tanques de 200 ft ( 70 m) de diámetro o menores.

Por su parte en la sección 4.4.6 se indica la forma y los métodos que deben usarse para determinar de una manera confiable el estado que guardan las placas del fondo de los tanques de almacenamiento.

Estos métodos se refieren a la inspección de la parte inferior de la placa, es decir aquella que se encuentra en contacto con el suelo, siendo la combinación de dos técnicas MFL (Magnetic Flux Leakage) y UT (Ultrasonido industrial) las

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

técnicas usadas para determinar la probable condición que guarda el fondo del tanque.

Para este tipo de examinación la técnica de ultrasonido se utiliza para cuantificar y confirmar los datos obtenidos por medio del MFL. Esta confirmación depende en gran parte la confiabilidad del equipo de MFL, así como de la aplicación y procedimiento específico.

Dado que los datos obtenidos por ambas técnicas, tanto MFL como UT dependen en gran parte de los técnicos que aplican los métodos, la adenda hecha al API 653 incluye el Apéndice G que sirve como guía para la validación del personal y los procedimientos para obtener estos datos.

### **SECCION 6**

En esta sección la principal modificación es que el plazo para la siguiente inspección no deberá ser mayor a 10 años si no se conoce la velocidad de corrosión, a comparación con API 653, donde solo era necesario realizar una nueva inspección dentro de los siguientes 10 años.

### **SECCION 9**

En la sección 9 en el inciso (e) se indica que las reparaciones hechas a los fondos de los tanques (parches), son modificaciones permanentes por lo cual son sujetas a los programas de inspección y mantenimiento vigentes.

En el inciso 9.10.3.1 se establece que las demás placas que vayan soldadas tales como las de aislamiento y soportes deben ser instaladas de acuerdo con 9.10.1 y examinadas posteriormente como se indica en el inciso 12.1.7, siendo necesario que las soldaduras expuestas sean examinadas mediante partículas magnéticas o líquidos penetrantes para las secciones que no cumplan con los criterios de espaciamiento mínimo estipulados en los requerimientos de aceptación de la sección 12.

### **SECCION 12**

En el punto 12.1.1.4 se incluye que cualquier soldadura nueva así como cualquier cavidad como resultado del esmerilado o desbastado, debe ser examinado visualmente en toda su longitud, y se le deberán aplicar los ensayos no destructivos correspondientes de acuerdo con esta sección (Líquidos penetrantes o partículas magnéticas de acuerdo al punto 12.1.2.2).

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Estas pruebas también deben ser realizadas a todas las soldaduras con excepción de las soldaduras piso envolvente, dado que estas secciones deberán ser examinadas y evaluadas según API 650.

En esta sección también se incluye la necesidad, en el inciso 12.1.5.1, de examinar todas las soldaduras nuevas envolvente/envolvente, las cuales deberán ser examinadas por radiografía. Además si su espesor es mayor a 1 pulgada deberán ser examinadas en su totalidad mediante Fugas de Flujo Magnético o líquidos penetrantes.

Por otra parte se hace referencia al apéndice G donde se dan guías para la validación y calificación del personal y el método de Fugas de Flujo Magnético. Siendo cada dueño/usuario el responsable de establecer los requerimientos de integridad necesarios para sus tanques.

### **FONDOS**

Una vez que todas las placas hayan sido reemplazadas y soldadas el total de las nuevas soldaduras deben ser examinadas visualmente en búsqueda de cualquier riesgo potencial o fugas, poniendo especial cuidado en zonas tales como deformaciones, traslapes de tres placas y quemaduras por arco eléctrico. De tal manera que todas las soldaduras nuevas deben ser inspeccionadas visualmente incluyendo los parches y todas las placas reemplazadas en las que se hayan realizado trabajos de soldadura deben ser inspeccionadas y evaluadas siguiendo los criterios del API 650 (Partículas Magnéticas y Caja de Vacío).

Cualquier zona con fugas deberá ser reportada, resoldada y las áreas reparadas deberán ser inspeccionadas nuevamente.

De igual forma tanto la raíz como la última sección del proceso de soldado deberá ser inspeccionado visualmente y examinado por líquidos penetrantes o partículas magnéticas en su totalidad. Además todas las áreas deben ser inspeccionadas por medio de caja de vacío junto con una solución como método detector de fugas.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

En cuanto a las zonas críticas (en las uniones con las placas anulares del fondo, en caso de que estén presentes) éstas deberán ser inspeccionadas visualmente antes de ser soldadas y después de el primer y último paso del proceso de soldado por partículas magnéticas.

### **ANEXO F RESUMEN DE LOS REQUISITOS DE END**

En esta sección se destaca la necesidad de examinación visual en todas las soldaduras nuevas, tanto en las placas del fondo como en el envoltente, además también se debe hacer esta inspección para todas las uniones soldadas antes de que las placas sean soldadas y posterior al primer y último paso del proceso de soldado.

Para las secciones reparadas por soldadura y las placas remplazadas del fondo es necesario adicionalmente la examinación por partículas magnéticas.

Por su parte en la examinación por radiografía es de acuerdo con ésta última adenda de las soldaduras de las placas de refuerzo de las entradas de hombre.

### **Apéndice G CERTIFICACIÓN DEL PERSONAL Y DE LOS PROCEDIMIENTOS PARA EXAMINACIÓN DEL FONDO DE LOS TANQUES**

Uno de los principales cambios es la inclusión del apéndice G, el cual contiene los lineamientos para la validación y calificación, tanto de los métodos como de los inspectores que realizan examinación por Fugas de Flujo Magnético en los fondos de los tanques.

Este tipo de examinaciones proporciona información importante al dueño/usuario para evaluar la integridad del tanque

Los requerimientos presentados en este apéndice pueden ser modificados por el dueño/operador, de forma que cumpla con sus requerimientos, siendo responsabilidad de una agencia de inspección junto con el dueño/usuario llegar a un acuerdo en los requisitos del procedimiento y los examinadores.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Existen muchos ensayos no destructivos que han sido desarrollados para inspeccionar los fondos de los tanques, la mayoría de las cuales son técnicas complejas que deben tener un alto grado de especialización y de habilidad. La efectividad de estas técnicas depende en gran parte de el equipo usado, los procedimientos de inspección, así como de la persona que realiza la inspección.

El propósito de este apéndice es el de proporcionar parámetros para asegurar que se encontrarán pérdidas significativas de material, asegurando así que se este verificando el estado real que guarda el fondo del tanque.

En el punto G 2 se da la definición de varios términos con el fin de evitar posibles confusiones. A continuación se presentan las definiciones incluidas.

Variables esenciales.- Variables del proceso que no pueden ser modificadas sin que el procedimiento y el operador del escáner sean re- certificados.

Examinadores.- Operadores del escáner y técnicos en END que verifican las indicaciones de los fondos.

Escaneo del fondo.- El uso de equipo sobre largas secciones del fondo del tanque para detectar corrosión en el fondo del mismo. Un tipo común de equipo de escaneo es el escáner con principio de operación de Fugas de flujo Magnético.

Agencia de Inspección Autorizada.- Organización que cuenta con inspectores de tanques de almacenamiento certificados.

Variables no esenciales.- Variables del procedimiento que pueden ser cambiadas sin la necesidad de re- calificar el procedimiento y/o al operador.

Prueba de validación.- La prueba de verificación usada para probar que el procedimiento o el examinador pueden encontrar y verificar la pérdida de material del fondo.

Operador del escáner.- El individuo que opera el equipo de escaneo del fondo del tanque.

Dimensionamiento (o verificación).- La actividad que es usada para determinar de forma precisa el espesor remanente en áreas donde se encuentran

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

indicaciones utilizando un equipo de escaneo. Esto generalmente se logra usando el método de Ultrasonido (UT).

Examinación del fondo del tanque.- La examinación del fondo del tanque usando equipo especial para determinar el espesor remanente del fondo del tanque. Esta incluye tanto la detección como el dimensionamiento de las indicaciones. No comprende la inspección visual que esta considerada en la inspección interna.

Procedimiento de examinación del fondo del tanque.- Es un procedimiento escrito validado que establece las variables esenciales y no esenciales para la examinación del fondo del tanque. El procedimiento puede incluir varios métodos y herramientas. Ej. Escáner del fondo, escáner manual, equipo de ultrasonido.

Registro de certificación de los examinadores del tanque.- Un registro de las pruebas de certificación para un operador particular. Este registro debe contener los datos de las variables esenciales y el resultado de la prueba de validación.

Registro de validación del procedimiento del fondo del tanque.- Un registro de la prueba de validación para un proceso de examinación del fondo del tanque. Este registro debe contener los datos de las variables esenciales y el resultado de la prueba de validación.

Variables o variables del procedimiento.- Los datos específicos en el procedimiento que proveen guías y limitaciones al operador del escáner. Por ejemplo, espesor de la placa, traslape de placas adyacentes, velocidad de escaneo, programación del equipo, etc.

En el punto G3 se dan los lineamientos que deben seguir los procedimientos para la examinación del fondo del tanque.

Es responsabilidad de cada agencia de inspección autorizada que desarrolla trabajos de examinación el tener y emplear los procedimientos para la examinación de los fondos de los tanques. Estos procedimientos proporcionarán guías a los examinadores que realizan la examinación del fondo de los tanques. Este procedimiento también permitirá al operador/usuario o al inspector autorizado verificar si los examinadores están desarrollando las examinaciones correctamente.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

La agencia de inspección autorizada que realiza la examinación de los fondos debe desarrollar estos procedimientos.

Cada procedimiento debe establecer las variables esenciales y no esenciales, como lo son los rangos de espesor de placa.

En el punto G4 se refiere a los examinadores, haciendo referencia a la capacitación y certificación del personal que realiza la examinación del fondo de los tanques.

Los examinadores solo requieren estar calificados para realizar el trabajo que hacen en el campo. Por ejemplo, Los operadores del escáner que no realizan las pruebas de verificación con el método de validación (UT) deberán estar calificados únicamente en la operación del escáner.

El propósito de certificar a los examinadores de los fondos de los tanques es el de asegurar que el examinador es capaz de determinar satisfactoriamente la condición del tanque usando un procedimiento validado.

Cada agencia de inspección autorizada es responsable de entrenar, evaluar y certificar a los operadores del escáner y examinadores de las técnicas de verificación. Las certificaciones ganadas a través de una agencia de inspección autorizada no son necesariamente validas para otra agencia de inspección.

La agencia de inspección es responsable de entrenar a cada operador del escáner que emplean, cada operador debe recibir un entrenamiento de por lo menos 40 horas, este entrenamiento debe incluir:

- a) Capacitación sobre los principios/métodos usados por el escáner, limitaciones y aplicación de los equipos y procedimientos de escaneo, calibración y operación del equipo de escaneo, las variables principales de la operación del equipo de escaneo, etc.
- b) Operación del escáner bajo la supervisión directa de un examinador empleando el escáner certificado.

Cuando se contrate a un examinador con experiencia la agencia examinadora debe revisar los documentos de certificación y capacitación así como dar cualquier entrenamiento adicional si es necesario.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Cuando el personal cambie de (empleo) agencia de inspección el nuevo empleador debe proporcionar entrenamiento sobre los requerimientos y procedimientos específicos del equipo de escaneo a los examinadores experimentados .

La agencia de inspección autorizada es responsable de evaluar a cada operador del escáner de forma escrita. Las preguntas de la prueba deben ser apropiadas al método de prueba usado, y también es la encargada de establecer el puntaje de operación para la prueba.

Las agencias de inspección autorizadas son responsables de certificar a todos los examinadores que emplean, tanto a los operadores del escáner como a los examinadores que realizan las pruebas de verificación, estos deben ser certificados para realizar la examinación en el método específico.

Solo las compañías externas que no tengan conflicto de intereses en la aplicación de examinación de fondos de tanques, o el dueño/usuario deben facilitar pruebas de evaluación.

Los examinadores que realizan las pruebas de verificación (UT), deben ser calificados de acuerdo a API 650.

En la norma SNT-TC-1A se presentan los requisitos de capacitación y experiencia mínima, para la certificación de acuerdo a cada ensayos no destructivo.

Durante la certificación se deben generar un registro de calificación para cada examinador, este registro incluye las variables empleadas durante las pruebas de calificación.

En el registro de calificación de los examinadores la compañía debe registrar:

1. Las variables esenciales para las pruebas de calificación
2. Los resultados de las pruebas de calificación
3. Número de horas que duro el entrenamiento
4. La puntuación de las pruebas escritas de la evaluación escrita.

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

Estas modificaciones han servido para que los inspectores, los dueños y los operadores de tanques de almacenamiento atmosféricos, cuenten con herramientas para diseñar procedimientos y llevar a cabo inspecciones que les permita determinar el estado mecánico de los tanques.

Finalmente se establecen los parámetros mínimos de detección así como el diseño de placas de calibración para comprobar el funcionamiento y desempeño de los equipos de escaneo que serán usados.

El operador / usuario debe establecer sus propios estándares en cada caso, para las placas de prueba, teniendo en cuenta las siguientes recomendaciones:

Espesor remanente	Número mínimo de defectos
$T < 0.050$	2
$0.050 < t < 1/2 T$	5
$1/2 T < t < 2/3 T$	4

Donde:

T = Espesor mínimo nominal

t = espesor mínimo remanente en las placas de prueba

También se debe cumplir con el siguiente criterio para evaluar tanto al operador como al procedimiento.

Cuando se evalúe al operador, este debe ser capaz de detectar por lo menos las siguientes fallas.

Espesor remanente del fondo	Fallas que deben ser encontradas en %
$t < 0.050$	90-100%
$0.050 < t < 1/2 T$	70-90%
	$1/2 T < t < 2/3 T$ 40-60%
	Áreas de corrosión general 100 %

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

		<p>con una precisión según la siguiente tabla:</p> <p>Tipo del fondo del tanque Dimensionamiento (profundidad de la falla)</p> <p>Sin recubrimiento <math>\pm 0.020</math> in</p> <p>Recubrimiento delgado &lt; 0.030 in <math>\pm 0.030</math> in</p> <p>Recubrimiento grueso &gt; 0.030 in Por acuerdo con el operador /usuario</p> <p>Por último se presenta una tabla donde se encuentran las variables esenciales sugeridas para las pruebas de calificación:</p> <p>Variable esencial Usada durante la prueba Calificación</p> <p>Equipo del escáner Como se prueba Misma que en la prueba</p> <p>Equipo de dimensionamiento Como se prueba</p>
--	--	---

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

		<p>Misma que en la prueba</p> <p>Procedimiento de verificación Como se prueba Misma que en la prueba</p> <p>Espesor de la placa (T) T</p> <p>Espesor del recubrimiento (tc) 0.008in&lt;tc&lt;0.030in 0.030in&lt;tc&lt;0.080 in 0.000 in</p> <p>Distancia del envolvente (ds) Ds Menor a 8 in ó ds</p>
Configuración crítica del equipo	Como se prueba	Por el fabricante
Valores de filtro (Th)	Th	< 10% Th
Calibración o chequeo funcional	Como se prueba	Mismo que en la prueba

Por su parte las variables no esenciales pueden ser:

- Velocidad del escáner
- Patrón de escaneo
- Limitaciones de altura
- Traslape entre escaneos
- Limpieza de la placa
- Configuración no crítica del equipo

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

## **5. CASO DE ESTUDIO**

En este capítulo se desarrollará un caso típico de inspección en un tanque de almacenamiento en México, por lo que se considerará un tanque de 80,000 barriles como los usados por PEMEX en sus refinerías, de acero al carbón y construido entre 30 y 35 años antes de la inspección.

Estos tanques están contruidos siguiendo las normas que aplicaron en el momento de su construcción y la mayoría de ellos no han sido inspeccionados, o en su defecto han sido inspeccionados mediante “espoteo” con ultrasonido, como lo marca la norma o en la industria privada donde solo se inspeccionan los cordones de soldadura usando partículas magnéticas y ultrasonido.

Para este caso se supondrá un tanque ubicado en Salina Cruz, Oaxaca. En esta zona se tienen condiciones de humedad y temperatura elevada, así como una gran concentración de sales debido a su proximidad con el mar.

A continuación se presenta una descripción de la forma en que se realizaría una inspección típica siguiendo alguna de las normas de referencia. En el caso 1 si la inspección se realizará empleando la norma Norma DG-GPASI-IT-00204 de PEMEX. En el caso 2 se describe la inspección empleando como norma de referencia la adenda 1 de API 653.

### **5.1 Caso 1 Inspección de acuerdo a la norma Norma DG-GPASI-IT-00204 de PEMEX de PEMEX. Inspección del piso**

Una vez que el tanque ha sido sacado de operación, se procede a la extracción de lodos y a la limpieza del fondo del tanque.

Se realiza una inspección visual con la finalidad de localizar zonas de corrosión superficial, mal estado de los recubrimientos, deformaciones notorias, condición de la protección catódica, etc.

Para la inspección se divide el total del tanque en unidades de control, estas unidades son consideradas a tener un comportamiento similar, por ejemplo, una placa del envoltente, esta placa esta sometida a las mismas condiciones por lo que se asume que presentará un desgaste homogéneo en toda la placa.

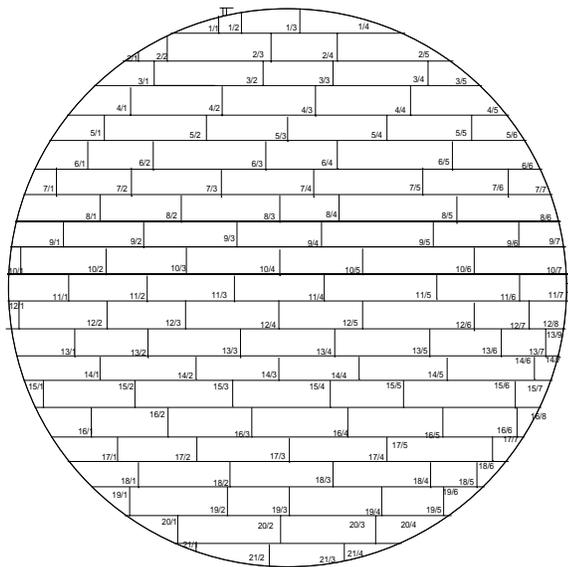
# Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

En cada unidad de control se hacen mediciones con ultrasonido para determinar el espesor remanente en 6 puntos, uno en cada vértice y dos a la mitad de la longitud más larga, con estos datos se calcula la vida útil estimada, la fecha para la próxima inspección y la fecha de retiro.

Las soldaduras son inspeccionadas en su totalidad mediante partículas magnéticas o líquidos penetrantes y mediante radiografía en los puntos críticos.



**Figura 9 Ejemplo de la división de unidades de control**

## **5.2 Caso 2 Inspección de acuerdo a la Adenda 1 de Apl 653.**

Una vez que el tanque ha sido sacado de operación, se procede a la extracción de lodos y a la limpieza del fondo del tanque.

Se realiza una inspección visual con la finalidad de localizar zonas de corrosión superficial, mal estado de los recubrimientos, deformaciones notorias, condición de la protección catódica, etc.

También se examinan las deformaciones tales como hundimientos o levantamientos y se evalúan para determinar si son defectos aceptables o es necesaria una renivelación del tanque.

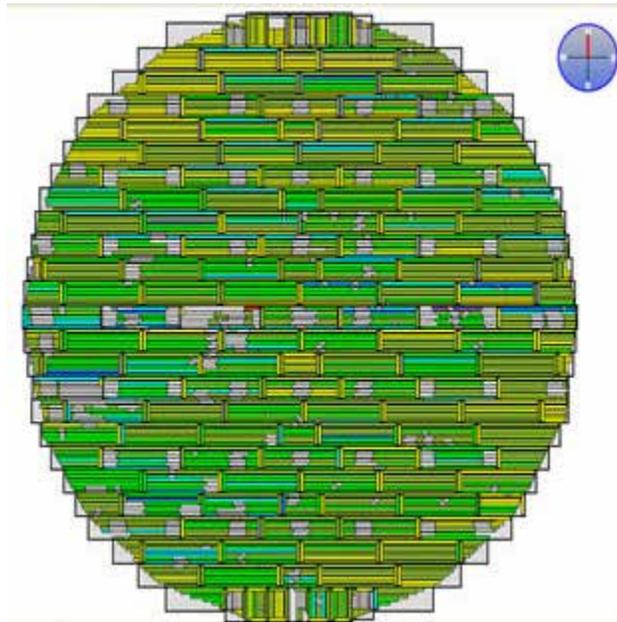
### **5.2.1 Inspección del piso**

Se realiza la inspección del total de las placas del fondo del tanque de almacenamiento mediante un escáner (generalmente con principio de Fugas de Flujo Magnético). se escanea el área más lo más cercano al 100 %, complementando la inspección con un escáner manual con el mismo principio en áreas de difícil acceso.

Posteriormente se hace la evaluación mediante Ultrasonido puntual en las zonas donde se haya localizado un valor significativo con el escáner.

El operador junto con el dueño/usuario del tanque determinar el porcentaje de pérdida de espesor que será considerado como mínimo, en caso de que se pretenda utilizar algún criterio más estricto a los estipulados en esta norma.

Las soldaduras son inspeccionadas en su totalidad mediante partículas magnéticas o líquidos penetrantes y mediante radiografía en los puntos críticos.



**Figura 10** *Ejemplo de reporte con escáner de Fugas de Flujo Magnético*

### **5.3 Análisis de la viabilidad de las inspecciones.**

Dentro de los sistemas de mantenimiento para los tanques, la inspección tiene un papel muy importante ya que mediante ésta se pueden determinar las zonas que requieren reparación, sin embargo, existe la posibilidad de que la inspección tenga un costo muy alto en comparación con el reemplazo de la totalidad de las placas de un tanque.

Existen diversos factores además del económico que se deben de tomar en cuenta para la selección de un sistema de inspección y mantenimiento. dentro de estos factores se encuentran: el tiempo que tarda la inspección en ser llevada a cabo, la confiabilidad del método a emplearse, las opciones de reparación con los datos obtenidos, etc.

A continuación se presenta un cuadro comparativo de costos y tiempos de ejecución para la Adenda 1 de API 653 y la norma DG de PEMEX.

Costo de la inspección	\$ 10.00 por punto de inspección	\$200.00 - \$400.00 m <sup>2</sup>
Número de lecturas	600 lecturas	805 m <sup>2</sup>
Costo total de la inspección del fondo del tanque	\$60,000.00	\$320,000.00
Tiempo de ejecución	1-2 días	2-4 días

Además cuando se decide utilizar API 653 como norma de referencia, esta incluye actividades de examinación adicional como lo son inspección de las soldaduras en las zonas críticas con radiografía y la evaluación de las deformaciones del piso, lo cual incrementa tanto el costo como el tiempo de ejecución de la inspección.

Se puede observar que el costo de inspección empleando API 653 es considerablemente mayor que empleando la norma de PEMEX, además tiene un mayor plazo de ejecución y necesita una mayor limpieza incrementando aún más su costo.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

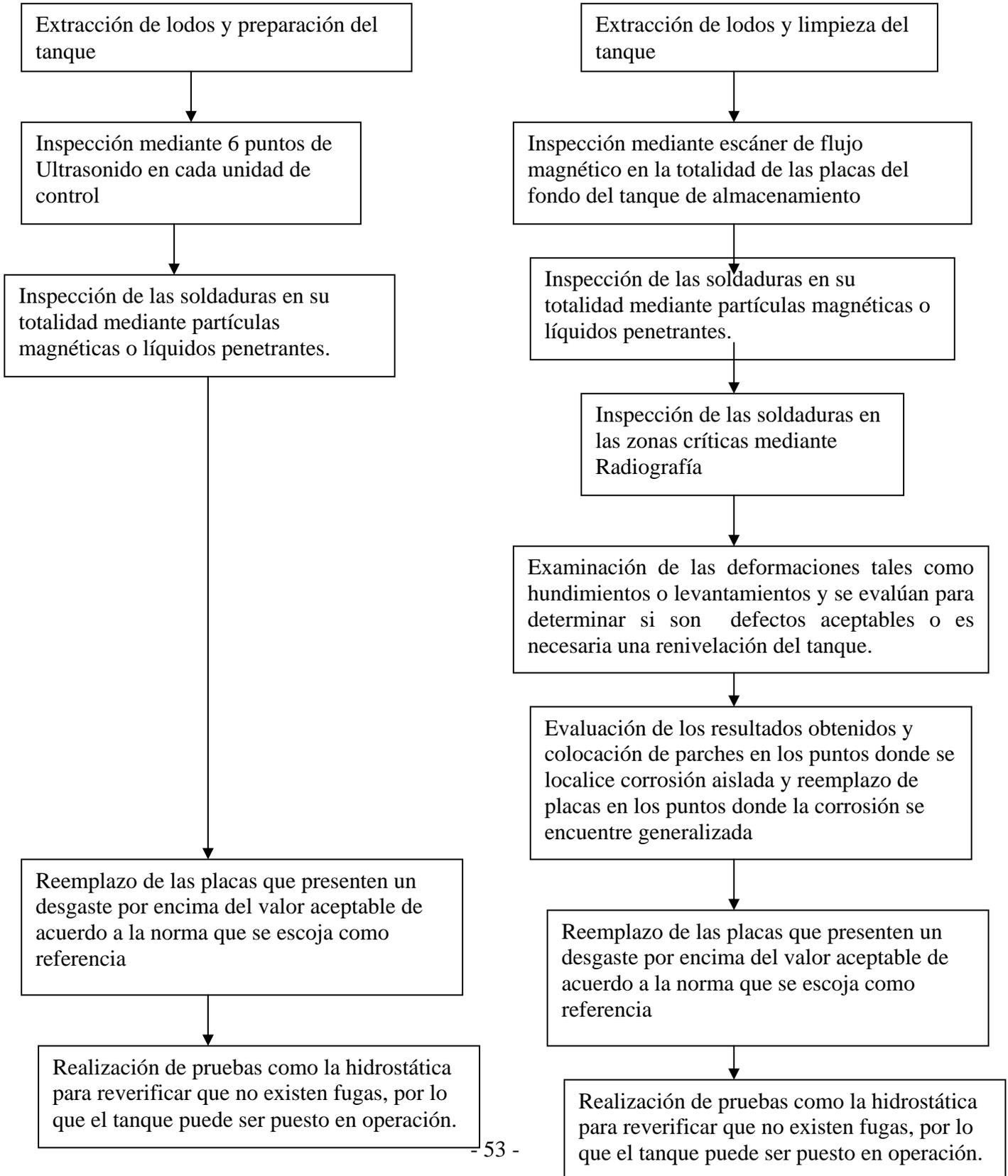
Sin embargo las inspecciones realizadas utilizando API 653 y escaners de Fugas de Flujo Magnético proporcionan mayor información acerca de la condición de las placas del fondo de los tanques, dando la opción a colocar parches para los casos en que la norma lo permita disminuyendo los costos de reparaciones y permitiendo que los tanques puedan continuar en operación por más tiempo.

A pesar de que el costo de este tipo de inspección este representa solo un pequeño porcentaje del presupuesto destinado a el mantenimiento, el cual para el caso de un tanque con las dimensiones mencionadas se encuentra por encima de los 9 millones de pesos. Por lo tanto independientemente del tipo de inspección que se realice el costo de esta representa una parte mínima del presupuesto de mantenimiento.

En México se ha adoptado el empleo de la Norma API 653, dada la naturaleza aleatoria de la corrosión y que esta se presenta del lado que da al piso de las placas, lo cual hace imposible detectarla mediante inspección visual, y ayuda a descartar la necesidad de inspección para los casos en que el avance de corrosión es tal que ya existen huecos o corrosión generalizada.

Además las fugas representan no solo un costo económico importante, sino que también puede provocar daños ecológicos y en el peor de los escenarios la pérdida de vidas, lo cual no se puede cuantificar económicamente

**Diagrama comparativo de las actividades de inspección.**



## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La inspección mediante varios END es una forma eficaz y económica, en comparación con el costo total del mantenimiento y rehabilitación de los tanques de almacenamiento, para determinar y asegurar su estado de integridad mecánica.
- Las modificaciones realizadas al API 653 por la 1er adenda de 2003, ayudan a mejorar la forma en que se realizan las inspecciones, promoviendo el uso de nuevas tecnologías capaces de proporcionar información que ayuden en la evaluación del estado de integridad mecánica de los tanques de almacenamiento.

<b><i>Modificaciones</i></b>	<b><i>Beneficios</i></b>
<b>6 Inspección</b> Se reduce el plazo de inspección a 10 años	Se asegura que se realicen las inspecciones en este plazo para verificar el estado de integridad mecánica
<b>12 Examinación y pruebas</b> Se recomienda seguir el apéndice G para la examinación del fondo del tanque.	Se logra una examinación cercana al 100 % del fondo del tanque lo cual proporciona mas y mejor información de la integridad mecánica del tanque.
<b>Apéndice G</b> Certificación del personal y de los procedimientos para examinación del fondo de los tanques	Se establecen los parámetros mínimos para asegurar que la examinación del fondo de los tanques se realice de una forma confiable, así como los requisitos que deben cumplir el personal, los procedimientos y los equipos.

## *Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

### **7.- Bibliografía**

- 1.- API 653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction Tercera edición, Diciembre de 2001
- 2.- API 653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction Tercera edición, 1er Adenda, septiembre de 2001
- 3.- API 650 Welded Steel Tanks for Oil storage, tercer adenda, Septiembre de 2003
- 4.- API 570 Inspection, Repair, alteration, and Rating of in-service Piping systems, Segunda Edición, Tercer Adenda de 2003
- 5.- Heller Charles. Handbook of Nondestructive Evaluation. Ed. Mc Graw Hill. Primera edición 2001
- 6.- García Cueto, A. Procedimiento y prácticas del curso de partículas magnéticas 1ª Edición, 1993
- 7.- García Cueto, A. Procedimiento y prácticas del curso de Ultrasonido industrial 1ª Edición, 1993
- 8.- ASME Sección V  
Artículo 1, Artículo 5, Artículo 7
- 9.- Apuntes de manejo de la producción en superficie
- 10.- J.C. Drury I.Eng, A comparison of the Magnetic Flux Leakage and Ultrasonic methods in the detection and measurement of corrosion pitting in ferrous plate and pipe
- 11.- J.C. Drury I.Eng, Magnetic Flux leakage Technology
- 12.- [www.api.org](http://www.api.org)
- 13.- [www.silverwinguk.com](http://www.silverwinguk.com)
- 14.- [www.ddt.net/article/pacndt98/40/40.htm](http://www.ddt.net/article/pacndt98/40/40.htm)

*Universidad Nacional Autónoma de México*

Facultad de Química

Cuauhtémoc Cadena Melchor

15.- Norma DG-GPASI-IT-00204 Procedimiento para el registro, análisis y la programación de la medición preventiva de espesores, Junio 1998

16.- [www.ntdtechnologies.com](http://www.ntdtechnologies.com)

17.- [www.rosen.com](http://www.rosen.com)