



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILISTOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Mecánica

Centro de Investigación de Soldadura

Trabajo de diploma

***Título:** Metodología de inspección para tanques verticales atmosféricos de almacenamiento de combustible basado en la norma API 653.*

***Autor:** Yainier Pérez López*

***Tutor:** Dr. Ing. Eduardo Díaz Cedré*

***Curso Escolar:** 2012-2013*

"Año 55 de la revolución"

CON SU ENTRAÑABLE TRANSPARENCIA





“El hombre debe transformarse al mismo tiempo que la producción progresa; no realizaríamos una tarea adecuada si fuéramos tan sólo productores de artículos, de materias primas y no fuéramos al mismo tiempo productores de hombres.”

Agradecimientos

A nuestra Revolución Cubana y al Comandante en jefe por brindarme la oportunidad y la posibilidad de hacer realidad este sueño.

A mi tutor Eduardo Díaz Cedré por su preocupación, dedicación y confianza puesta en mí para la realización de esta investigación.

A mis padres, hermanos, novia, en fin , a mi familia en general por ayudarme y guiarme durante estos cinco años.

A mis amistades y compañeros de aula, a los profesores de la facultad por su enseñanza y entrega.

A todos los que de una forma u otra han contribuido a lograr mi formación profesional.

A TODOS USTEDES.... ¡MUCHAS GRACIAS!

Dedicatoria

A mis padres, mi familia y mi novia que se encargaron de apoyarme en cada paso para hacer realidad mi sueño, con la misma dedicación y comprensión de siempre en todos los momentos.

A mi tutor el cual en su momento supo decir si seré yo y no cuentas con más nadie y desde ese momento ha sido profesor, padre y amigo en todos los planos de mi vida.

A todos mis compañeros por los años compartidos y a todos los que de una forma u otra me han apoyado y se esfuerzan para que el mundo sea más consciente y mejor.

A Dios por llenarme de espíritu y fuerzas para poder seguir adelante y realizar este sueño.

Índice

Contenidos	Pág
Resumen.....	
Introducción.....	
Desarrollo.....	1
Capítulo I.....	5
1.1 Introducción.....	5
1.2 Descripción de la instalación de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.....	6
1.3 <i>Elementos de diseño de los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.....</i>	8
1.4 <i>Principales fallas a las que están sometidos los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible...</i>	9
1.5 <i>Principales técnicas de inspección para la detección de fallas en los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.....</i>	18
1.6 <i>Códigos de inspección de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible Códigos de inspección en servicio de recipientes a presión.....</i>	30
Capítulo II.....	32
2 <i>Elementos vinculados a la inspección presentes en el código API 653.....</i>	32
4.1 <i>General.....</i>	32
4.2 <i>Evaluación del techo del tanque.....</i>	33
4.2.1 General.....	33
4.2.2 Techos Fijos.....	33
4.2.3 Techos flotantes.....	33
4.2.4 Cambio de servicio.....	34
4.2.4.1 Presión interna.....	34
4.2.4.2 Presión Externa.....	34
4.2.4.3 Operación a Temperatura Elevada.....	34
4.2.4.4 Operación a Temperaturas Menores que el diseño original.....	34
4.2.4.5 Ventilación de Emergencia y Normal.....	34
4.3 Evaluación del cuerpo del tanque.....	34
4.3.1 General.....	34
4.3.2 Determinación del espesor actual.....	35
4.3.3 Cálculo del espesor mínimo del cuerpo del tanque soldado.....	37
4.3.4 Cálculo de espesor mínimo para Cuerpo de Tanque remachado..	42
4.3.5 Deformaciones.....	43

4.3.6	Defectos.....	43
4.3.7	Rompeviento y Refuerzos del Cuerpo.....	43
4.3.8	Soldaduras del Cuerpo.....	43
4.3.9	Fijaciones en el Cuerpo.....	43
4.4	Evaluación del fondo del tanque.....	44
4.4.1	General.....	44
4.4.2	Causas de Fallas del Piso.....	45
4.4.3	Protección catódica de los pisos de los tanques.....	45
4.4.4	Protección de revestimiento interno del fondo de un tanque.....	45
4.4.5	Detección de fugas en el piso.....	45
4.4.6	Medidas del espesor de la placa de piso.....	46
4.4.7	Espesor mínimo para la placa del piso del tanque.....	46
4.4.8	Espesor mínimo para rolo de Placa Anular.....	48
4.5	Evaluación de la cimentación del tanque.....	49
4.5.1	General.....	49
6.1	General.....	50
6.2	Consideraciones acerca de la frecuencia de inspección.....	50
6.3	Inspecciones desde el exterior del tanque.....	51
6.3.1	Inspecciones de rutina con el tanque en funcionamiento.....	51
6.3.2	Inspección externa.....	52
6.3.3	Inspecciones ultrasónicas del espesor.....	52
6.3.4	Supervisiones de Protección Catódica.....	53
6.4	Inspección interna.....	53
6.4.1	General.....	53
6.4.2	Intervalos de inspección.....	54
6.4.3	Intervalo de inspección interna alternativo.....	54
6.5	Alternativa de inspección interna para determinar el espesor del piso.....	56
6.6	Trabajo preparativo para la inspección interna.....	57
6.7	Listas de revisión de la inspección.....	57
6.8	Registros.....	57
6.8.1	General.....	57
6.8.2	Registros de Construcción.....	57
6.8.3	Historia de inspecciones.....	57
6.8.4	Historia de reparación/modificación.....	58
6.9	Informes.....	58
6.10	Exámenes no destructivos.....	58
12.1	Exámenes no destructivos.....	58
12.1.1	General.....	58
12.1.2	Anclajes del cuerpo.....	58
12.1.3	Reparación de defectos en uniones soldadas.....	60
12.1.4	Accesorios permanentes o temporales a las placas del cuerpo.....	60
12.1.5	Soldaduras entre las placas del cuerpo.....	60
12.1.6	Soldadura cuerpo – piso.....	61
12.1.7	Fondos.....	61
12.1.8	Placa de cuerpo.....	62

12.1.8.1	Reparaciones de placa de cuerpo mediante depósito de metal soldado.....	62
12.1.8.2	Reparaciones de la placa de cuerpo o mediante parches de soldadura solapada.....	62
12.1.9	Techos.....	63
12.2	Radiografías.....	63
12.2.1	Cantidad y ubicación de las radiografías.....	63
12.2.2	Criterio de aceptación de soldaduras existentes de la placa de cuerpo existente a la placa de cuerpo.....	64
12.2.3	Marcación e identificación de las radiografías.....	64
12.3	Prueba hidrostática.....	65
12.3.1	Cuando se requiere una prueba Hidrostática.....	65
12.3.2	Cuando no se requiere prueba hidrostática.....	66
12.3.2.1	General.....	66
12.3.2.2	Reparación del cuerpo.....	66
12.3.2.3	Reparación de la zona crítica del piso.....	68
12.3.2.4	Reparación de la soldadura cuerpo-piso.....	68
12.4	Pruebas de fugas.....	69
Capítulo III		70
3	<i>Propuesta de sistema de inspección a tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible.....</i>	70
3.1	Datos iniciales.....	70
3.2	Inspección en operación.....	71
3.2.1	De rutina	71
3.2.2	Externa periódica	71
3.2.2.1	Preparación de la superficie.....	71
3.2.2.2	Inspección visual.....	72
3.2.2.2.1	Criterios de inspección visual.....	72
3.2.2.2.1.1	Techo.....	72
3.2.2.2.1.2	Cuerpo	72
3.2.2.3	Evaluación del espesor mínimo.....	72
3.2.2.4	Medición de espesores.....	73
3.2.2.4.1	Criterios de admisibilidad teniendo en cuenta al espesor.....	73
3.2.2.4.1.1	Techo.....	73
3.2.2.4.1.2.1	Zonas corroídas.....	74

3.3	Inspección fuera de operación.....	74
3.3.1	Inspección interna.....	74
3.3.2	Trabajo preparatorio.....	75
3.3.3	Preparación de la superficie.....	75
3.3.4	Inspección.....	75
3.3.4.1	Inspección por líquidos penetrantes.....	76
3.3.4.2	Inspección por partículas magnéticas fluorescentes.....	77
3.3.4.3	Inspección por ultrasonido.....	78
3.3.4.4	Inspección radiográfica.....	79
3.3.5	Prueba hidrostática.....	80
3.3.6	Protección y retorno al servicio.....	80
3.3.7	Llenado de la documentación.....	80
Conclusiones.....		85
Recomendaciones.....		86
Bibliografía.....		87

Resumen

El presente trabajo consiste en la elaboración de una metodología para la inspección de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible en la Empresa Comercializadora de Combustibles de Villa Clara basado en las normas API 653. En el mismo se hace una recopilación de información sobre las características fundamentales de las referidas instalaciones, los materiales de que están fabricados, los principales modos de fallas a que se encuentran sometidos, así como las técnicas no destructivas que se utilizan para detectar las referidas fallas. También son expuestos los principales elementos de la norma antes mencionada que están vinculados a la inspección de este tipo de recipiente y sobre la base de esto se establece una metodología de inspección.

Summary

This work consists development of a methodology for the inspection of atmospheric vertical tanks for storage of fuel in the Fuel Commercializing Company of Villa Clara based on API 653 standards. The same is a compilation of information on the fundamental characteristics of those facilities, materials that are made, the principal failure modes are subjected to, as well as non-destructive techniques are used to detect the aforementioned flaws. They are also exposed the principal elements of the standard above which are linked to the inspection of such vessel and on the basis of this inspection a methodology.

Capítulo I

1.1 Introducción.

Los combustibles ligeros como el diesel, el fuel oil y la gasolina son extraídos a partir de los procesos de refinación del petróleo. Estos productos se encuentran en estado líquido y mantienen una presión cercana a la presión atmosférica. Dichos combustibles son utilizados en diversas ramas de la esfera productiva y no productiva según sea el objetivo que se quiera lograr, generalmente su utilización consiste en la obtención de energía (85%) aunque también puede ser utilizado para la obtención de diversos productos industriales (pinturas, lacas, impermeabilizante, etc) [9].

Principales propiedades de estos combustibles.

La principal propiedad que debemos tener en cuenta a la hora de almacenar estos combustibles y que influye en el funcionamiento de los recipientes de almacenamiento es la gravedad específica, por lo que mostramos su valor a continuación para cada combustible.

Gravedad específica: se define como el cociente de la densidad de una sustancia dada a la densidad de agua, cuando ambos están en la misma temperatura, es por lo tanto una cantidad sin dimensiones [9].

Diesel

Es un producto derivado del petróleo que está compuesto principalmente por compuestos parafínicos, naftalénicos y aromáticos [9]. El número de carbonos es bastante fijo y se encuentra entre el C₁₀ y C₂₂.

Gravedad específica: oscila entre 0,802 – 0,934; para 15°C es 0,876.

Fueloil

Es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo luego de la destilación topping [9]. De aquí se obtiene entre un 30 y un 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por átomos con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. El fuel se usa como combustible para plantas de energía eléctrica, calderas y hornos.

Gravedad específica: 0,897 para 25°C.

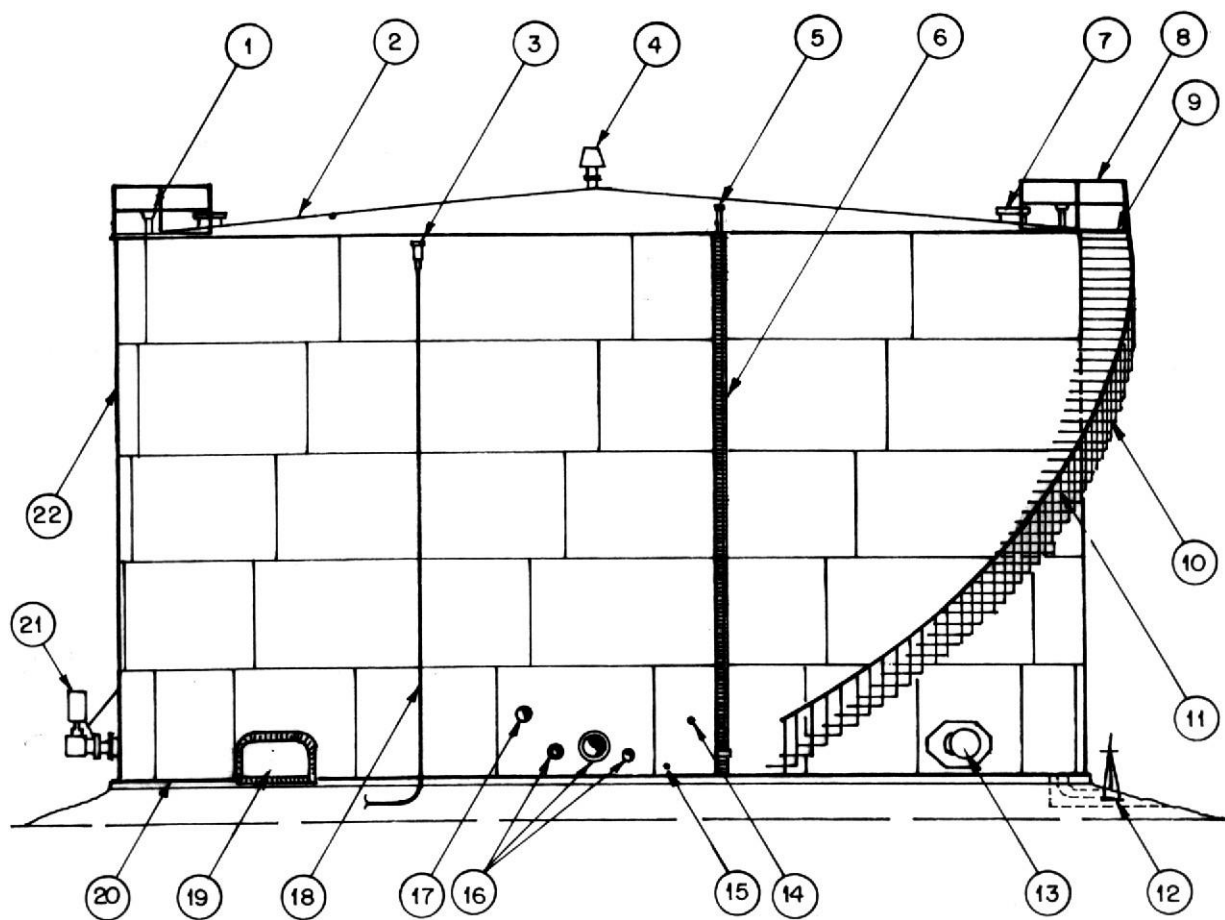
Gasolina

Como todo producto derivado del petróleo es una mezcla de hidrocarburos, es la mezcla de hidrocarburos líquidos más ligeros que se usa como combustible en motores de combustión interna [9].

Gravedad específica: 0,72- 0,76 para 20°C.

1.2 Descripción de la instalación de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.

En la E.C.C. de Villa Clara, el combustible, proveniente de carros cisternas de ferrocarril es impulsado a través de un sistema de bombeo al tanque de almacenamiento. Dicho recipiente tiene una forma cilíndrica y están formados por tres partes fundamentales las cuales son el techo, el cuerpo y el fondo, dentro de estas también podemos encontrar algunos aditivos como se muestran en la figura 1.1. Estos están diseñados para operar a una presión interna aproximadamente igual a la atmosférica. En ellos, la presión de vapor del producto a la temperatura máxima de almacenamiento podrá variar de 0.035 kg/cm² a 1,068 kg/cm² aproximadamente. Generalmente se utilizan para almacenar diesel, fuel y gasolina. Comúnmente estos recipientes son contruidos de aceros al carbono, soldados y los más antiguos son remachados.



- | | |
|--|------------------------------------|
| 1. Escotillas de medida. | 12. Drenaje del fondo. |
| 2. Chapas del techo. | 13. Boquilla del costado. |
| 3. Cámara de espuma. | 14. Termómetro. |
| 4. Respiradero. | 15. Salida para condensado. |
| 5. Cajas de franquear los gases. | 16. Boquillas de entrada y salida. |
| 6. Tubo de medición por el método de boya. | 17. Entrada de calentar el vapor. |
| 7. Boquillas en el techo. | 18. tubuladura para la espuma. |
| 8. Pasamanos en el techo. | 19. Puerta de limpieza. |
| 9. Plataforma de la escalera | 20. Chapa del fondo. |
| 10. Escalera helicoidal del costado. | 21. Mezclador. |
| 11. Pasamanos de la escalera. | 22. Chapa del costado. |

Figura: 1.1 Componentes de un tanque vertical atmosférico de almacenamiento de combustible.

En Cuba no hay una gran presencia de estos recipientes, (a pesar que en los últimos tiempos fueron montados algunos) y los que existen en su mayoría fueron fabricados en la Unión Soviética (U.R.S.S). Los recipientes existentes poseen variadas capacidades que oscila entre 750 m³, 2000 m³, 10000 m³ y hasta de 50000 m³.

A nivel mundial la mayoría de los tanques están contruidos con materiales grados API y ASTM (American Petroleum Institute y American Society Test Material). Cada placa individual deberá cumplir con los requisitos establecidos por ASTM A6 [14] y ASTM A370 [16] incluyendo Charpy V-Notch. Todos los materiales que se utilicen para el fondo deben cumplir con las propiedades químicas y mecánicas establecidas por la norma API 650 [3]. Las estructuras en formas laminares deberán responder a los requisitos de ASTM A36 [15] o ASTM A992 [17] como mínimo.

1.3 Elementos de diseño de los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.

Un elemento sumamente importante en los recipientes verticales de almacenamiento de combustible está referido a los espesores de las planchas que conforman el techo, el cuerpo y el fondo de este tipo de recipientes. Durante la realización de estos cálculos del espesor, se toma en cuenta que los mismos no son contruidos de una manera monolítica, sino está conformado por diferentes partes unidas mediante soldadura. Por lo cual, estas uniones soldadas serán consideradas como las partes más vulnerables del recipiente y por ello en los cálculos se tienen en cuenta que:

De acuerdo a lo expresado en API 653, sección 4.2.1.2 "Tank Roof Evaluation" [2] se plantea que las planchas del techo deben tener un espesor promedio mayor de 0,09 pulg en un área de 100 pulg² en cualquier lugar del mismo donde estén ubicados aunque generalmente se recomienda su fabricación con planchas de 5mm en lo adelante para todas las áreas del mismo. Para el cálculo del espesor mínimo del cuerpo y el fondo se sigue la próxima expresión (ver ecuación 1).

$$t_{\min} = \frac{2,6(H - 1)D \times G}{S \times E}$$

(1)

Donde:

$t_{\min}$ – espesor mínimo aceptable.

D – diámetro nominal del tanque.

H – Altura desde el fondo hasta el nivel máximo del líquido.

G – Peso específico del contenido.

S – Máximo esfuerzo permisible.

E – Eficiencia de la unión soldada.

1.4 Principales fallas a las que están sometidos los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.

Los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible están sujetos a una variedad de fallas en las que puede estar envuelto uno o más mecanismos, aunque el más destacado es el corrosivo. Por tanto las fallas más prominentes se detallan a continuación:

Corrosión generalizada

El fenómeno de la corrosión generalizada puede definirse como el ataque químico que sufren los materiales metálicos por acción del medio ambiente, siempre y cuando con lleve un deterioro de dicho material (Figura 1.2).



Figura: 1.2 Corrosión generalizada del techo de un tanque ubicado en la E.C.C. Villa Clara.

Dentro del término “corrosión” hoy en día se incluyen algunos fenómenos esencialmente físicos como es la disolución de metales que contienen sales, óxidos u otros metales fundidos gracias a un proceso de difusión en caliente.

El causante de la corrosión queda bien claro que es el medio que rodea y está en contacto con el material metálico. A veces el medio en contacto es el mismo en todas sus partes y otras veces no, pudiendo presentar grandes diferencias en cuanto a agresividad. Es necesario destacar que el medio por lo general posee una composición compleja en donde algunas sustancias desempeñan un papel fundamental en este proceso y otras son de menor importancia o carecen de ella. También las llamadas condiciones del medio como temperatura, presión y velocidad de desplazamiento son factores de primera importancia en el desarrollo de este fenómeno.

Se destaca el hecho de que este ataque debe conducir a un deterioro o destrucción del material o equipo, o sea, debe producirse una disminución de su valor de uso acortándose por tanto la vida útil del mismo. Justificándose así mismo que no siempre un ataque químico ocasiona deterioro.

El término “corrosión” tiene un significado técnico económico y no sustituye al término científico de “oxidación”. Con frecuencia se acostumbra a definir como un proceso de retorno de los materiales metálicos a formas similares a aquellas de las cuales fueron obtenidas de la naturaleza, o sea, el proceso inverso al de la metalurgia. Así, el acero al corroerse se convierte en óxidos de hierro u otros compuestos que constituyen las formas usuales de existencia del hierro en la naturaleza. De esta forma el corrosionista es considerado a veces como un metalúrgico, aunque de manera más precisa debe considerarse como el “médico” de los materiales metálicos de construcción.

El proceso de corrosión uniforme o generalizada es la forma más común entre la mayoría de los metales y aleaciones. En el caso particular de los recipientes contenedores de combustible, se puede presentar cuando conjuntamente con el combustible, en el recipiente se introducen elementos que provocan la reacción del material del recipiente con la sustancia. En este caso puede venir con

residuos, los cuales pueden generar deterioro superficial y generalizado produciendo un deterioro de la superficie del acero.

El material de que está fabricado el recipiente se va adelgazando cada vez más, es decir disminuyendo su espesor y eventualmente puede fallar (Ver Figura: 1.3).



Figura: 1.3 Esquema simplificado de la corrosión uniforme

Desde el punto de vista de las pérdidas medibles en toneladas de materiales metálicos, la corrosión uniforme representa tal vez la mayor parte de tales pérdidas. Sin embargo, este tipo de corrosión es muy fácil de prevenir y controlar y además, también resulta fácil calcular las pérdidas que ocasiona mediante ensayos de corrosión sencillos. Entre las medidas que se recomiendan para prevenir o reducir la corrosión uniforme se tienen:

- a) Utilizar materiales adecuados o recubrimientos protectores.
- b) Uso de inhibidores de corrosión.
- c) Protección catódica.

Mecanismo de corrosión generalizada

Han sido propuestas varias teorías sobre el supuesto mecanismo con que se produce la corrosión generalizada [22], por ejemplo:

1. Un supuesto mecanismo químico, que no considera la existencia de reacciones catódicas y anódicas, por separado, sino que todo el proceso se produce directamente sobre un mismo punto de la superficie, originando el intercambio de electrones directamente entre el metal y el medio oxidante.

Este mecanismo requiere una alta energía de activación y debe producirse en muy pequeña magnitud a la temperatura ambiente, y es más bien característico del mecanismo de la oxidación química de los metales a temperaturas elevadas.

2. Un mecanismo electroquímico homogéneo que consiste en la existencia de procesos anódicos y catódicos separados, pero sin la existencia de áreas

anódicas y catódicas definidas, las cuales se intercambian continuamente a un nivel atómico.

3. Un mecanismo electroquímico heterogéneo, que se basa en la existencia de zonas anódicas y catódicas definidas, pero de extensión apreciable, a nivel de cristal, que mantienen su polaridad pero que pueden cambiar también alternadamente. En este caso se conseguirá una corrosión uniforme aproximada con rugosidades en la superficie.

Es posible que en la corrosión generalizada puedan ocurrir simultáneamente los tres mecanismos, siendo el segundo el más probable. Claro está que la corrosión uniforme perfecta es difícil de encontrar en la práctica, siendo el caso más representativo el de las amalgamas líquidas ya mencionado, en las cuales se han obtenido resultados satisfactorios con el mecanismo de la corrosión electroquímica homogénea y las expresiones que la rigen.

El proceso de la corrosión uniforme responde a las reacciones generales de corrosión.

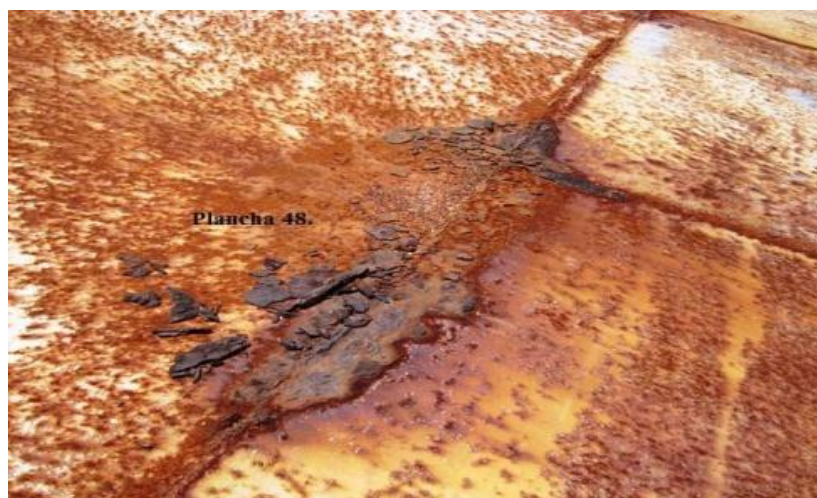


Figura: 1.4 Corrosión no uniforme y localizada en un tanque ubicado en la E.C.C. Villa Clara.

La corrosión no uniforme en sus distintas manifestaciones es la que más abunda en este tipo de recipiente y es un tipo de ataque mucho más dañino y difícil de controlar que la corrosión generalizada [23], no precisamente por las pérdidas

metálicas que por lo general son pequeñas, sino por las grandes pérdidas indirectas que ocasiona.

En cualquiera de sus manifestaciones, la corrosión no uniforme se caracteriza por la presencia de zonas anódicas y catódicas bien definidas, que no cambian su polaridad con el tiempo. Debido a esto, el ataque corrosivo en lugar de distribuirse en todo lo largo y ancho de la superficie metálica, se hace más intenso en determinada zona de esta, destruyendo rápidamente el material en dichas zonas. Entre los tipos de corrosión no uniforme, sin la presencia de efectos mecánicos, puede mencionarse:

- ✓ La corrosión por picadura.
- ✓ La corrosión selectiva.

Corrosión por picadura

Uno de los tipos de corrosión localizada que con más frecuencia aparece en la práctica es la corrosión picadura (figura 1.5). Este tipo de corrosión se caracteriza por producir agujeros de pequeño diámetro y cierta profundidad en el material del recipiente [10]. La corrosión picadura es una de las formas más destructivas de la corrosión. Este tipo de ataque causa la falla del recipiente por perforación con una pérdida metálica relativamente pequeña. A menudo es difícil descubrir las picaduras, debido a su pequeño diámetro y a que generalmente están cubiertas de corrosión. Estos agujeros ocasionan grandes trastornos, ya que provocan la fuga del combustible en estado líquido, corriéndose el riesgo de incendio u otro accidente. Las picaduras lo mismo pueden aparecer aisladas o tan juntas que la superficie metálica puede aparecer rugosa.

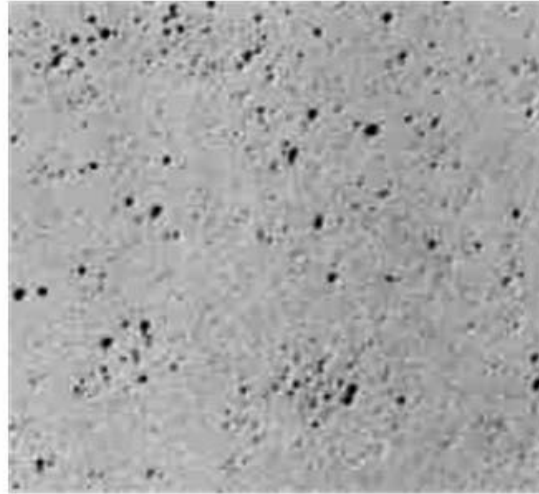


Figura: 1.5 Corrosión por picadura

Por esta razón es importante medir cuantitativamente y comparar la cuantía y extensión del ataque por picaduras, debido a la profundidad de las picaduras y el número de las mismas a veces varía en un mismo material metálico sometido a idénticas condiciones [10].

Como las pérdidas de material metálico que ocasionan las picaduras suele ser pequeña, la velocidad de este ataque reportada en la misma forma de corrosión uniforme no suele dar una idea real de la peligrosidad de este tipo de ataque. Actualmente se manejan técnicas microscópicas que permiten estimar el promedio de picaduras por unidad de superficie así como la profundidad promedio de las mismas. Por esta causa se ha definido que el factor de picadura F_p como el cociente entre la profundidad máxima de las picaduras designadas por P , y la velocidad de corrosión uniforme expresada como pérdida de espesor DE , es decir:

$$F_p = \frac{P}{DE}$$

La figura: 1.6 ilustra en forma esquemática los términos expresados anteriormente.

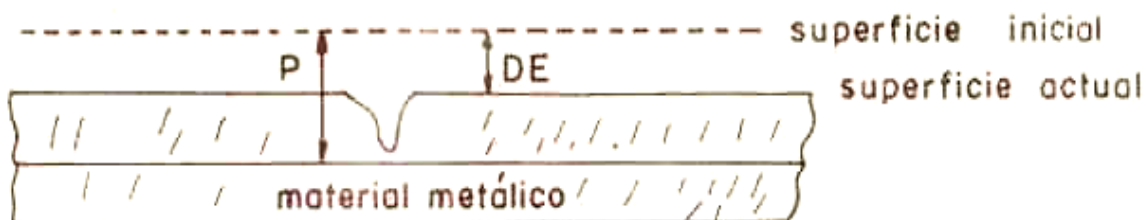


Figura: 1.6 Factor de picadura

Resulta prácticamente imposible la tabulación del factor de picadura, pues depende del material y del medio corrosivo, así como de las condiciones ambientales. Como es natural, mientras mayor sea F_p para un material y medio corrosivo dados, más inadecuado será el material en ese medio, pues se perforará rápidamente.

Las causas y mecanismos más probables de la corrosión picadura se abordan a continuación [24]:

a) Inclusiones de metales o aleaciones más o menos nobles que el metal base, lo cual produce una corrosión galvánica pequeña en forma de picaduras en el metal base.

b) Los depósitos de productos o capas de corrosión que dificultan el acceso de oxígeno a algunas partes del material metálico en relación con el resto, lo cual provoca celdas de concentración que ocasionan ataques localizados en pequeñas zonas y que en su parte más profunda perfora el material. Esta es la causa común de las picaduras en el hierro o acero al carbono no pasivado.

c) Los materiales que presentan frecuentemente este tipo de ataque son los materiales pasivos y la causa más característica es la ruptura de la capa pasiva de estos materiales, como consecuencia de la presencia de los aniones de los halógenos Cl^- , Br^- , I^- y algunos otros aniones como ClO^- y ClO_4^- . De todos estos aniones el más peligroso y el más común es el Cl^- , presente en grandes cantidades en el agua de mar y en cantidades menores en las aguas dulces. En nuestro país, que posee numerosas ciudades e instalaciones industriales en zonas costeras, donde están presentes los recipientes de almacenamiento de combustible, la corrosión picadura es uno de los tipos de ataques más difundidos.

Las picaduras crecen generalmente en el sentido de la gravedad. La mayoría de las picaduras se desarrollan y crecen en superficies horizontales de arriba hacia abajo y en raras ocasiones de abajo hacia arriba. Observándose también el crecimiento y desarrollo de picaduras en superficies verticales.

Las picaduras también requieren un período de inducción o iniciación antes de que se hagan visibles [24]. Tal período puede durar horas, días, meses y hasta años en dependencia de la mayor o menor concentración de iones cloruro, la

temperatura y la presencia de sustancias acelerantes o depolarizadores. Pero una vez que se inicia el ataque de las picaduras estas proliferan y crecen en profundidad rápidamente. La figura: 1.7 ilustra en forma esquemática como aparece este ataque en una superficie metálica pasiva.

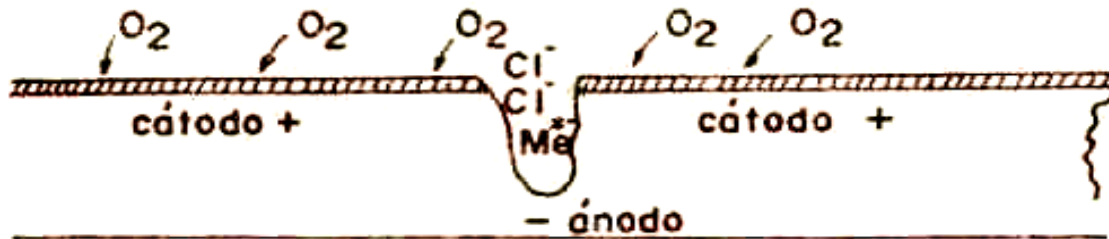


Figura: 1.7 Formación de una picadura

La picadura aparece en un punto de la superficie metálica en la que la pasividad ha desaparecido. Posiblemente el primer paso es la adsorción de los iones cloruro en la superficie pasiva, en sitios donde la capa pasiva presentó irregularidades en su estructura superficial (centros activos); luego los iones cloruro penetran la capa pasiva en estos sitios destruyéndola. Una vez que produce un cambio libre al medio oxidante tiene lugar la corrosión en este sitio y la perforación aumenta en profundidad, ya que más iones cloruro llegan para neutralizar los cationes del metal. Entonces se forma un par galvánico en el que el comienzo de la picadura y constituye el ánodo, y los alrededores de la picadura, que todavía están pasivos, constituyen zonas catódicas (peligrosa combinación ánodo pequeño - cátodo grande). La diferencia de potencial entre la picadura y la zona catódica puede ser de 100 milivolt y a veces más; sin embargo, la picadura solo puede desarrollarse si la zona catódica está constantemente despolarizada y la velocidad del ataque.

En medios neutros y moderadamente básicos el hierro y los aceros al carbono como lo constituyen los recipientes de almacenamiento de combustible, no se pasivan espontáneamente, la corrosión es por oxígeno con formación de óxidos de hierro (Fe_2O_3 n H_2O y Fe_3O_4) que permiten la formación de celdas de concentración entre zonas con más o menos productos de corrosión, pudiendo producirse picaduras debajo de las capas más gruesas.

Métodos de prevención y control contra la corrosión picadura.

Las formas para la protección contra la corrosión por picadura de los recipientes de almacenamiento de combustible pueden ser de dos formas:

- ✓ Protección pasiva.
- ✓ Protección activa.

La protección pasiva consiste en la aplicación sobre la superficie exterior del recipiente de un revestimiento continuo a base de brea de hulla, betún de petróleo, materias plásticas u otros materiales, de forma que la resistencia eléctrica, adherencia al metal, impermeabilidad al aire y al agua y resistencia mecánica sean adecuadas a la naturaleza del lugar donde están ubicados [25].

La protección activa consiste en una protección catódica que logre un potencial entre el recipiente y el suelo medido respecto a un electrodo de referencia. Dicho potencial será de $-0,95\text{ V}$ como máximo cuando hay riesgo de corrosión por bacterias. En el caso que existan corrientes parásitas, ya sea por proximidad de líneas férreas u otras causas, deberá adoptarse medidas especiales para la protección catódica, según las exigencias de cada caso. Cuando las corrientes parásitas puedan provocar variaciones en el potencial de protección, el potencial podrá alcanzar mayores valores que los indicados, sin limitación de valor, para puntas casi instantáneas, durante un tiempo máximo de un minuto y valores máximos de hasta $-0,5\text{ V}$ durante un tiempo máximo de cinco minutos, siempre que la duración total acumulada de estas puntas en 24 horas no sobre pase una hora.

Corrosión por Corrientes Parásitas:

Las corrientes directas parásitas pueden tener una fuerte influencia en la vida del fondo del tanque (figura 1.8). La protección catódica ocurre en lugares donde las corrientes entran a la estructura. Allí donde las corrientes abandonan la estructura ocurren corrosiones severas localizadas y el metal se va en la solución en forma de iones. Donde se instalen varios sistemas de protección catódica se debe prestar especial atención a la posibilidad de que ocurran “salideros” de corriente entre ellos que pudieran causar corrosión localizada [10].



Figura1.8 Corrosión por Corrientes Parásitas

Corrosión Bacteriana:

Las bacterias transforman sustancias relativamente simples de su entorno en material celular. Existen varios tipos de bacterias presentes en las reservas de gas y petróleo. Todas tienen un papel en la descomposición de los compuestos sulfurados. Los productos de desecho de estas bacterias son extremadamente corrosivos y son la causa de la corrosión por la actividad microbiológica. Las áreas afectadas con bacterias son por lo general solamente en la parte superior de los pisos de los tanques, aunque un salidero en el piso puede esparcir la actividad a la parte del fondo del piso del tanque (figura 1.9).



Figura: 1.9 Corrosión bacteriana en un tanque ubicado en la E.C.C. Villa Clara.

Para combatir la actividad microbiológica en los fondos de los tanques uno de los dos métodos está disponible. Se pueden tratar las áreas afectadas con biocidas o se puede dejar secar completamente la superficie matando las bacterias. Los

biocidas no se pueden aplicar a las partes externas/fondo de los pisos del tanque [10] .

1.5 Principales técnicas de inspección para la detección de fallas en los tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible.

Las fallas antes mencionadas como en la totalidad de los recipientes, pueden ser detectadas por ensayos no destructivos (END), los que se definen como aquellos métodos de ensayos que son utilizados para examinar un objeto, material o sistema sin afectar su utilidad futura. El término es aplicado en general a investigaciones no médicas de integridad material.

Los END se han convertido en un factor vital, para el incremento de la eficiencia de las investigaciones y en el desarrollo de los programas de diseño y fabricación. Sólo con el uso apropiado de las técnicas de ensayo no destructivo pueden lograrse un avance pleno de los beneficios de las ciencias de materiales.

Debido a las características de las fallas antes mencionadas, los métodos de inspección superficiales son los que más se adecuan:

- ⇒ Inspección visual.
- ⇒ Líquidos penetrantes.
- ⇒ Medición de espesores por ultrasonido.
- ⇒ Partículas magnéticas.
- ⇒ Radiografía.
- ⇒ Prueba hidrostática.
- ⇒ Prueba de Caja de Vacío.

1.5.1 Inspección visual

La inspección visual es el ensayo no destructivo por excelencia. La luz, su agente físico, no produce daño alguno a la inmensa mayoría de los materiales examinados. Este método proporciona indicaciones inmediatas que frecuentemente no precisan de interpretación elaborada. No obstante, no debe caerse en la tentación de creer que lo que se ve, es como se ve. En muchos casos lo visto debe ser elaborado en función de los aspectos del problema e incluso de

la propia técnica de observación, tal como el color de la luz empleada, si es o no polarizada, incidencia de la iluminación, etc. [12, 18].

La importancia del color en la inspección visual es muy variable en función del problema abordado. Hay muchos problemas industriales en los que el color puede contribuir de modo importante a la detección e identificación de discontinuidades. Por ejemplo, el examen de productos de corrosión en superficies metálicas permite su clasificación, casi siempre basándose en las coloraciones que presentan. La inspección visual siempre está vinculada a un examen completo del recipiente, otorgándose especial atención a las partes que son inaccesibles y difíciles de limpiar.

A través de esta técnica se pueden detectar en los recipientes de almacenamiento de combustible los siguientes defectos:

⇒ Corrosión en las superficies tanto exteriores como interiores.

⇒ Grietas.

⇒ Desgarradura.

⇒ Deformaciones de las paredes del recipiente.

Es necesario destacar que la calidad de la inspección visual depende en gran medida de la preparación que se realice de la superficie a inspeccionar, pues en la medida que la misma se encuentre más limpia, mejor detección de los defectos se podrá realizar.

El porcentaje de superficie a controlar por dicho método es siempre 100%. El ensayo se realizará según la norma o código solicitado por el cliente, en caso de que el cliente no lo determine, se deberá trabajar siempre por el Código ASME sección V, Subsección A, Artículo 9 y los criterios de admisibilidad según el Código ASME sección VIII. [20 y 21]

El equipamiento útil para el inspector en la inspección visual es:

- a. linterna;
- b. espejo;
- c. medidor de picadura;
- d. raspador (espátula);
- e. marcadores;

- f. cámara;
- g. cinta métrica;
- h. libreta de notas y pluma.

1.5.2 Líquidos penetrantes

Este método utiliza el principio de la capilaridad y la baja tensión superficial de productos derivados del petróleo. Puede ser utilizado para la detección de cavidades, grietas o agujeros que se extienden a la superficie de trabajo y también puede ser utilizado para detectar fugas en los recipientes. Esta técnica, puede ser capaz de revelar cavidades no detectadas en una inspección visual y son especialmente útiles para detectar grietas en la uniones soldadas, especialmente aquellas muy finas que aparecen en la zona de influencia térmica, debido a la acción de fenómenos de agrietamiento por corrosión bajo tensión y fatiga.

La mayor parte de los líquidos penetrantes son productos patentados. Sin embargo, pueden sustituirles mediante el empleo de fórmulas caseras para obtener penetrantes capaces de realizar determinadas tareas, aunque tales mezclas no son tan sensibles como las marcas comerciales. La superficie que va a ensayarse se limpia primero con cualquier compuesto apropiado y se seca; después se aplica una capa delgada de fluido penetrante. Una vez que el penetrante es aplicado sobre la superficie debe dejarse por un tiempo ("tiempo de permanencia") que permita la penetración en la superficie. Posterior al tiempo de permanencia se limpia el penetrante de la superficie con un trapo seco u humedecido en fluido limpiador. El limpiador no debe esparcirse sobre la superficie del medio de prueba ya que eliminaría el penetrante de las indicaciones relevantes. Posterior a la limpieza del penetrante de la superficie se esparce el desarrollador en esta. El desarrollador fuerza el penetrante de la superficie y se revelan las indicaciones como áreas rojas en el desarrollador blanco. Si la superficie no ha sido limpiada adecuadamente el desarrollador se tornará rosado claro o brindará indicaciones falsas. Si esto ocurre será necesario volver a limpiar el área y reiniciar el proceso. En los penetrantes fluorescentes el desarrollador

empuja el penetrante fuera del defecto de forma similar pero resultando en indicaciones que solo pueden ser vistas con luz negra. El porcentaje de superficie a controlar por dicho método es siempre el 100%. El ensayo se realizará a todas las uniones soldadas para de esa forma no solo controlar la zona fundida, sino también la zona de influencia térmica. Este ensayo en la mayoría de los casos se aplica siguiendo las indicaciones del Código ASME sección V, Subsección A, Artículo 6 y los criterios de admisibilidad según el Código ASME sección VIII. [20 y 21]



Figura: 1.10 Técnica de líquidos penetrantes

1.5.3 Medición de espesores por ultrasonido

Un elemento importante que permite una valoración y toma de decisiones del estado del recipiente, lo constituye la comprobación de su espesor, para conocer si está o no en el rango de trabajo, se realiza esta medición por un método no destructivo, es decir, mediante un medidor ultrasónico y conocidos los valores se realizarán los cálculos de espesores mínimos con que puede trabajar el recipiente que se inspecciona, dicho cálculo se realizará según Memorias de cálculo, por el código de diseño o en caso de no contar con este dato, los cálculos se realizarán por el código ASME sección VIII. [20]

En los recipientes de almacenamiento de combustible, es de suma importancia el control de los espesores, porque su disminución afecta las propiedades mecánicas del recipiente y puede sacar de funcionamiento al mismo.

La determinación del espesor se realizará según lo indica el Código ASME, Sección V, Artículo 5 y por el documento SE-797, Standard Practice for Measuring Thickness by Manual Ultrasonic perteneciente al referido código. [18]

Se podrán tomar puntos aislados de inspección en zonas de corrosión o desgaste críticas. Debe prestarse atención además a los siguientes lugares, alrededor de las tubuladuras de entrada y salida del combustible, prestando especial énfasis en las zonas inferiores, debido a la acumulación en ellas de residuos que acentúan el proceso de corrosión. El porcentaje de superficie a controlar por dicho método es siempre el 100%.

Para verificar el espesor de los recipientes o sus componentes. Pueden realizarse con el recipiente en servicio o en las paradas. El personal que hace la medición del espesor tiene que estar debidamente entrenado y calificado para hacerlo.



Figura: 1.11 Panametrics 36DL

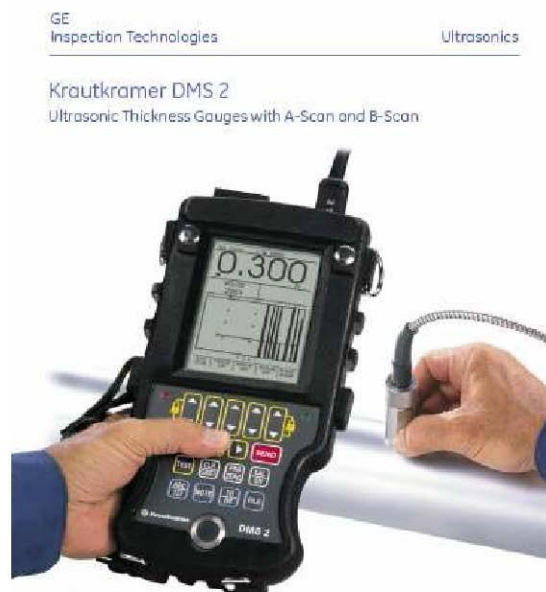


Figura: 1.12 Krautkramer

Dentro de esta técnica debemos resaltar un equipamiento muy utilizado en la búsqueda de fallas en el piso de los tanques como son los escáneres rastreadores de piso. Ver figura 1.13.



Figura: 1.13 Escáner de Piso MFL 2412

Los escáneres de piso de flujo magnético son los más comunes, utilizan un imán permanente con sensores de efecto Hall (sensores de campo magnético). Existen algunas variaciones de este tipo de equipamiento producidos por un par de fabricantes. Hay un escáner de piso estándar que es sensible a la velocidad y debe prestarse cuidado de usar el instrumento a la misma velocidad para la que fue calibrado. Un segundo diseño tiene un registrador de datos electrónico y un tercero tiene un “Parada en el Defecto”, el cual se detiene ante un límite preestablecido de magnitud de defecto. Algunos de estos instrumentos son auto movidos, eliminando la velocidad motriz variable, resultando en la misma calibración establecida de un usuario a otro.

Los instrumentos medidores de flujo magnético miden los cambios en la fuerza del campo magnético, este cambio está en función del volumen del defecto y no de la profundidad de este. Esto significa que un defecto de poca profundidad y gran diámetro puede producir la misma intensidad de cambio de campo magnético que un defecto profundo de poco diámetro. Por lo tanto los instrumentos de flujo

magnético no deben ser utilizados para medir la profundidad del defecto.

Las indicaciones de las herramientas de escaneo del piso tienen que ser comprobadas con instrumentos de medición ultrasónica. Los escáneres de piso detectan los defectos por volumen no por profundidad, por este motivo, el confiar solo en el escáner es una pérdida potencial de detectar o identificar reparaciones en zonas donde no es necesario.

Las áreas inaccesibles al escáner de piso, tales como bajo las tuberías, y donde quiera que la chapa del piso es doble, como en los solapes de las soldaduras no pueden ser escaneadas con la técnica de flujo magnético. Otros métodos de inspección, como las técnicas de medición de espesor, deben ser utilizados. Existen escáneres de piso pequeños que son excelentes para áreas pequeñas, pequeños tanques, alrededor del cuerpo del tanque, las columnas, etc. Estos pueden ayudar a reducir las áreas sin rastrear.

1.5.4 Partículas magnéticas

El método de partículas magnéticas se limita a materiales ferromagnéticos, lo cual significa, en efecto, que está principalmente dedicado a aceros y fundiciones. La operación básica consiste primero en una magnetización de la pieza de trabajo con un poderoso campo magnético [15]. Entonces la superficie se cubre con una capa delgada de polvo magnético, óxido negro u óxido rojo o una sustancia fluorescente. El polvo puede ser aplicado en seco o en forma de una suspensión en un líquido de baja viscosidad. Si hay una pequeña grieta, el poderoso campo magnético de la pieza de trabajo establece un polo norte en un lado de la grieta y un polo sur en el otro extremo. El polvo magnético es atraído por estos polos, marcando así la grieta. El polvo magnético puede ser soplado de la superficie en un área donde no hay grietas, pero permanecerá unido a la superficie en la grieta. Para obtener un registro permanente, se coloca un trozo de cinta aislante sobre el polvo y de esta manera este queda adherido.

La superficie tiene que estar limpia y bastante lisa, especialmente si se quiere detectar las grietas de la zona inmediatamente inferior a la misma, aunque el método no es adecuado si los defectos están a gran distancia de la superficie.

Las partículas magnéticas poseen varias técnicas, entre ellas podemos citar:

- ⇒ Bobinas.
- ⇒ Yugos.
- ⇒ Conductor central.
- ⇒ Contacto entre cabezales.
- ⇒ Entre puntas.

De todas estas técnicas, las más aplicables para el caso de los recipientes de combustible lo constituyen la técnica de Yugo (ver figura 1.14) cuando solo se pretenden detectar defectos superficiales y la técnica entre punta (ver figura 1.15), cuando se quieren detectar defectos por debajo de la superficie. Es necesario aclarar que la aplicación de la técnica entre puntas exige que el recipiente esté correctamente limpio, pues en ocasiones en las puntas se pueden provocar chispas y con ellas un incendio [12].



Figura: 1.14 Utilización del Yugo



Figura: 1.15 Utilización de la técnica entre puntas Figura: 1.16 Aplicación de la técnica

Para ambas técnicas, la pieza puede ser magnetizada en dos direcciones en ángulo recto para asegurar que el campo magnético forme aproximadamente un ángulo recto con las fracturas. El golpear suavemente la pieza puede ayudar a revelar la distribución de las partículas magnéticas.

El ensayo se realizará según la norma o código solicitado por el cliente, en caso de que el cliente no lo determine, se deberá trabajar siempre por lo establecido en el Código ASME, Sección V, Artículo 7. El porcentaje de superficie a controlar por dichos métodos, estará en dependencia de los resultados que se hayan obtenido en los ensayos precedentes y los criterios de admisibilidad, según lo establecido por el Código ASME sección VIII. [20 y 21]



Figura: 1.17 Indicaciones de Partícula Magnética de Contraste (Negro o Blanco)



Figura: 1.18 Indicaciones de Partícula Magnética Fluorescente

Tabla 1 Técnica de la Partícula Magnética

Técnica	Ventajas	Desventajas
Polvo Seco	Fácil de limpiar	Menos sensible
Negro o Blanco	Más sensible y fácil de usar	La pintura de contraste blanco permanece

Fluorescente húmedo	Mejor sensibilidad, indicaciones muy visibles	Tiene que tener luz negra (luz ultravioleta) y ambiente oscuro. Difícil con solo una persona, puede ser complicado, mejor en ambientes cerrados
---------------------	---	---

1.5.5 Radiografía

La radiografía se utiliza para la inspección de las soldaduras a tope, se emplea en la construcción de los cuerpos de los tanques y tuberías, aunque raramente en las reparaciones ya que en estas se utiliza soldadura de filete fundamentalmente. Si la reparación utiliza una chapa de inserto la soldadura a tope será radiografiada. Los lineamientos para la cantidad de radiografía requerida se listan en la API 650 Sección 6 [3]. Ver la Tabla 2 para los requerimientos radiográficos básicos y la Figura 1.19 para los defectos típicos.

Tabla 2 Requerimientos Radiográficos

Espesor de Plancha (mm)	Ubicación	Primer rolo	Posterior al primer rolo
< 10	Soldaduras Verticales	Primeros 3 m	Cada 30 m
	Soldaduras Horizontales	Primeros 3 m	Cada 60 m
	“en T”	N/D	25%
> 10 ≤ 25	Soldaduras Verticales	Igual	Mínimo de dos rondas por vertical
	Soldaduras Horizontales	Igual	Igual
	“en T”	N/D	100%
> 25	Todas las soldaduras	N/D	100%

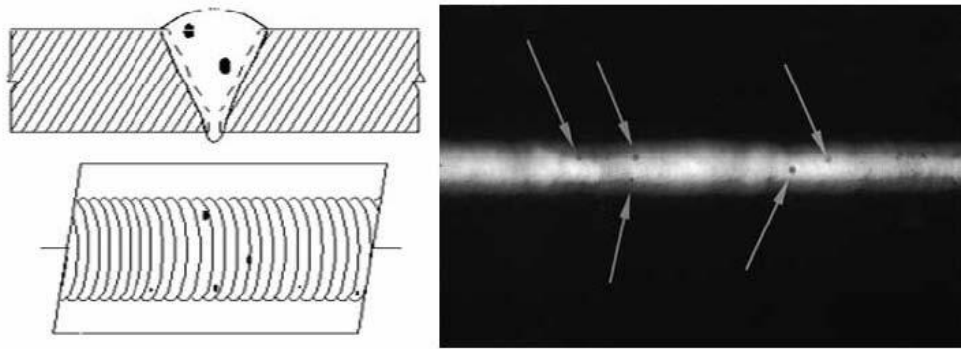


Figura: 1.19 Indicaciones de Radiografía.

1.5.6 Prueba Hidrostática

La prueba hidrostática es ejecutada típicamente se han realizado reparaciones al tanque en la zona crítica (cerca de la soldadura del piso con el cuerpo), o si las reparaciones se hicieron más allá de las dimensiones aceptables por los criterios de la API 653 para no realizarla. [2]

Usualmente la prueba hidrostática se emplea para comprobar la capacidad de soportar la carga de los tanques. Se debe emplear agua o agua glicol como medio de comprobación de la integridad del tanque. El tanque es llenado con agua a una velocidad controlada y se monitorea el tanque y las soldaduras en busca de salideros. Con frecuencia en los niveles de líquido establecidos se ejecuta una revisión de asentamiento.

De forma ocasional la prueba hidrostática se realizará en línea con los fluidos de producción, usualmente conocida como prueba de salidero de producción esta forma de prueba hidrostática no es recomendable. Ella requiere de la aprobación de todas las partes implicadas y contar con la guía de un ingeniero profesional experimentado en el diseño y la construcción de tanques. Cuando se omite la prueba hidrostática con frecuencia se realizan ensayos no destructivos.

1.5.7 Prueba de la Caja de Vacío

La prueba de la caja de vacío se ejecuta en las soldaduras del piso y las del piso con el cuerpo del tanque. Esta puede hacerse sobre cualquier soldadura o chapa para determinar si existe un agujero en el acero o en la soldadura (figura: 1.20).



Figura: 1.20 Caja de Vacío.

La caja de vacío es una caja transparente fabricada normalmente de Plexiglás pesado. La caja tiene juntas de espuma alrededor del área de comprobación que aseguran un buen sellaje de esta. Se aplica un vacío de 21 kPa y se mantiene por al menos 30 segundos.

La superficie es primeramente cubierta con una solución jabonosa, entonces se coloca la caja de vacío inmediatamente sobre la superficie y se aplica vacío. De existir un salidero aparecerán burbujas en la caja.

1.6 Códigos de inspección de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible

Existen normas que regulan la inspección en servicio de tanques verticales atmosféricos para el almacenamiento de combustible. El personal técnico que va a dirigir y supervisar este tipo de trabajo debe dominar perfectamente dicha documentación normalizativa y respetar todo lo estipulado por esta, como una garantía de seguridad durante el futuro funcionamiento de dichos equipos.

El procedimiento para la inspección debe estar de acuerdo con los códigos internacionalmente aceptados y se deben incorporar como un paso esencial en la secuencia de decisiones. El seguimiento de estas normas establecidas contribuirá a que los equipos inspeccionados sean seguros y confiables, y por otra parte que

el personal este adecuadamente protegido de peligros que afecten su seguridad y salud.

Estas normas incluyen códigos, especificaciones, prácticas recomendadas, guías, etc. Ellas describen los requerimientos técnicos para un material, proceso, producto, sistema o servicio, además de que indican los procedimientos, métodos, equipos o ensayos para determinar que dichos requerimientos se han mantenido. Las normas publicadas se convierten en mandatorias cuando son especificadas por una jurisdicción gubernamental, o son referenciadas por documentos contractuales, u otros. Muchas normas contienen también secciones o apéndices no mandatorios que pueden emplearse como guía de referencia o práctica recomendada cuando el usuario lo entienda.

El ANSI/API- 653 — Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction del American Petroleum Institute [2], constituyen Códigos que por su parte regulan la inspección, mantenimiento, reparaciones y alteraciones de tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de derivados del petróleo. El propósito, del referido documento es mantener la integridad de tales recipientes después que han sido puestos en servicio suministrando las reglas y guías para la inspección después de la instalación, las reparaciones, alteraciones, de forma que se asegure que estos equipos puedan continuar empleándose de forma segura. Según estos códigos se requiere de procedimientos escritos para ejecutar una reparación o alteración, y todos los trabajos se deben ejecutar de manera que mantengan la integridad original del código de fabricación. La API 653 hace referencia en muchas ocasiones para los trabajos de inspección y reparación por soldadura a los requerimientos de la sección aplicable del código ASME. Se requiere además que todos los procedimientos de soldadura y soldadores que se empleen en los trabajos de reparación sean calificados según la Sección IX del código ASME [19], o el D1.1 o D1.6 de AWS[5 y 6].

Se considera que en Cuba muchos códigos de inspección no son muy conocidos, pero que es de vital importancia su estudio y aplicación por parte del personal técnico que dirige y supervisa trabajos de inspección de este tipo de equipamiento, con vistas a garantizar la seguridad del funcionamiento futuro de los mismos. Por

lo anteriormente expuesto, se hace necesario el desarrollo de una metodología que sea capaz de atemperar los referidos códigos a la situación concreta de la inspección de los recipientes atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible, para que de esa forma facilitar el trabajo de ingenieros y técnicos dedicados a esta labor.

Capítulo II

2. Elementos vinculados a la inspección presentes en el código API 653

Como se hizo referencia en el capítulo I el código API 653 [2],rige todos los elementos vinculados a la inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible. Sin embargo en este trabajo solo fue tratado los elementos vinculados a la inspección, tanto en servicio como fuera de ella. Es por ello que a continuación, se brindan los elementos referidos a esta temática tratados por el código y manteniendo la misma numeración que se hace referencia en dicho documento.

4.1 General

4.1.1. Cuando los resultados una inspección a un tanque muestran que ha ocurrido un cambio respecto de la condición física original del tanque, se requiere efectuar una evaluación para determinar si está apto o no para uso continuado.

4.1.2 Esta sección suministra una evaluación de la adaptabilidad de un tanque existente para servicio continuado, o para un cambio de servicio, o en la toma de decisiones respecto a reparación, modificaciones, desmantelamiento, reubicación o reconstrucción de un determinado tanque.

4.1.3 A continuación se muestra una lista de los factores a ser considerados aunque no contempla absolutamente todas las situaciones ni tampoco reemplaza al estudio de ingeniería ni todos los argumentos requeridos para cada situación:

- a. Corrosión interna debido a los productos almacenados o a la acumulación de agua en el fondo.
- b. Corrosión externa debido a la exposición al medio ambiente.
- c. Niveles de tensiones y niveles de tensiones permitidos.
- d. Propiedades de los productos que se almacenan, tales como: gravedad específica, temperatura y acción corrosiva.
- e. Temperaturas de diseños en dependencia de la ubicación del tanque para el servicio.
- f. Cargas ecológicas (vientos y cargas sísmicas).
- g. Cimentación del tanque, suelo y condiciones de ajuste.
- h. Análisis químico de las propiedades mecánicas de los materiales de construcción.
- i. Deformaciones del tanque existente.
- j. Condiciones de operación tales como velocidad de llenado, vaciado y frecuencia

4.2 Evaluación del techo del tanque

4.2.1. General

4.2.1.1 Deberá verificarse la integridad estructural del techo y el sistema de soporte. Las placas de techo corroídas con un espesor menor de 2,3 mm en cualquier área de 0,06 m² o las placas del techo con cualquier perforación deberán ser reparadas o reemplazadas.

4.2.2 Techos Fijos

Los sistemas de soporte del techo (marco, alfarda, columnas y bases) deberán ser inspeccionadas con exactitud por un método aceptado por el inspector responsable. Miembros deformados, o corroídos (tales como columnas, vigas maestras) y accesorios dañados deberán ser evaluados y reparados o reemplazados, si fuera necesario. Especial atención se dará a la posibilidad de

una corrosión interna severa de las columnas de tubería (es posible que la corrosión no sea evidente mediante inspección visual externa).

4.2.3 Techos flotantes

4.2.3.1 Las aéreas de las placas de techo y pontones con signos de agrietamiento o perforaciones deberán ser reparados o reemplazar la sección dañada.

4.2.3.2 Las áreas que con picadura, se les debe evaluar la posibilidad de rotura antes de la próxima inspección interna. Esto permitirá su reparación o sustitución según corresponda.

4.2.3.3 Sistemas de soporte del techo, sistemas de sellos perimetrales, accesorios, tales como escalera rodante sobre el techo, equipos anti-rotatorios, sistemas de drenaje de agua, y sistemas de ventilación, deberán ser evaluados para efectuar las reparaciones o reemplazar donde se requiera.

4.2.3.4 La guía para la evaluación de techos flotantes existentes deberán basarse en el criterio de la norma API 650, Apéndice e, para los techos flotantes externos, y en el

Apéndice H para techos flotantes internos. Sin embargo, no es obligatorio mejorar esta norma o igualar este estándar.

4.2.4 Cambio de servicio

4.2.4.1 Presión interna

Todos los requerimientos de los estándares aplicables (por ejemplo, API 650, Apéndice F) deberán ser considerados en la evaluación y modificaciones subsiguientes consecuentes al techo del tanque y uniones del techo-cuerpo.

4.2.4.2 Presión Externa

Según sea aplicable, la estructura soporte del techo (si lo hay), y la unión techo-cuerpo deberán ser evaluados para los efectos de vacío parcial de diseño. Deberá emplearse el criterio de la norma API 620.

4.2.4.3 Operación a Temperatura Elevada

Deberán considerarse todos los requerimientos de la norma API 650, Apéndice M, antes de cambiar el servicio de un tanque para ser operado a temperaturas por sobre los 100°C.

4.2.4.4 Operación a Temperaturas Menores que el diseño original

Si la temperatura de operación se cambia a una temperatura más baja que el diseño original, deberá emplearse los de la norma estándar o la norma API 650 para temperaturas más bajas.

4.2.4.5 Ventilación de Emergencia y Normal

Deberá considerarse los efectos del cambio de servicio para ventilación normal y el de emergencia.

4.3 Evaluación del cuerpo del tanque

4.3.1 General

4.3.1.1 Toda imperfección, deterioro, u otras condiciones (por ejemplo, cambio de servicio, reubicación, corrosión superior a la tolerancia original de corrosión) que pudieran afectar adversamente el funcionamiento o la integridad estructural del cuerpo de un determinado tanque deberá ser evaluado para determinar si se adecuan o no al servicio propuesto.

4.3.1.2 La evaluación del cuerpo de un tanque, deberá ser realizada por personal experimentado en diseños de tanques y deberá incluir un análisis del cuerpo respecto a las condiciones del diseño propuesto, basándose en el espesor de la placa del cuerpo y en el tipo de material utilizado. En el análisis deberá considerar todas las cargas anticipadas, condiciones y combinaciones, incluyendo presión debida al cabezal estático de fluido, presión interna y externa, cargas eólicas, cargas sísmicas, cargas activas sobre el techo, y cargas de accesorios y fijaciones.

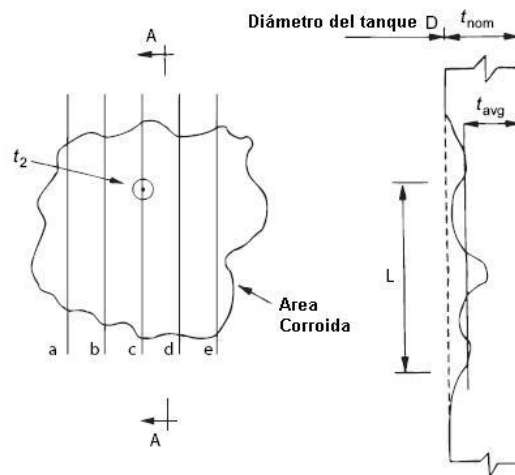
4.3.1.3 La corrosión del cuerpo ocurre en muchas y variadas formas y grados de severidad y pueden resultar en una pérdida uniforme de metal sobre un área de superficie extensa o en áreas localizadas. También pueden ocurrir perforaciones. Cada caso deberá ser tratado como una situación única efectuando una acuciosa inspección para determinar la naturaleza y extensión de la corrosión, antes de desarrollar un procedimiento de reparación. Normalmente la perforación no representa una amenaza significativa para la integridad estructural completa del cuerpo a menos que se presente en una forma severa con perforaciones muy próximas entre sí. A continuación se definen criterios para evaluar corrosión general y picaduras.

4.3.1.4 Los métodos para determinar el espesor mínimo requerido de un cuerpo para operación continua están dados en 4.3.2, 4.3.3, y 4.3.4 (Ver Sección 6, para Frecuencia e Inspección).

4.3.1.5 Si los requerimientos dados en 4.3.3 (tanques soldado) no pueden ser logrados, las áreas corroídas o dañadas deberán ser reparadas, o reducir el nivel de líquido permitido para el tanque o retirar el tanque de servicio. El nivel de líquido permitido para un tanque de uso continuado, puede establecerse utilizando las mismas fórmulas para calcular el espesor mínimo aceptable (ver 4.3.3.1 y 4.3.4.1) y resolver por la altura, H . El espesor real, según lo determinado por la inspección, menos la tolerancia de corrosión deberá utilizarse para establecer el límite de nivel de líquido, el cual no deberá sobrepasar el nivel máximo del diseño.

4.3.2 Determinación del espesor actual

Para determinar el espesor en cada rolo del cuerpo, cuando existen áreas corroídas de tamaño considerable, el espesor medido deberá ser estimado de acuerdo al siguiente procedimiento (ver figura 4-1)



Leyenda:

a-e: área seleccionada para ser inspeccionada

t₂: punto de menor espesor del área seleccionada

Sección A-A: Perfil a lo largo del plano C, el plano tiene un espesor más bajo que el espesor promedio t,

Figura 4-1. Inspección a áreas corroídas

a- Para cada área, el inspector autorizado determinará el espesor mínimo, t_2 , en cualquier punto en el área corroída, excluyendo picaduras que estén ampliamente dispersas.

b- Calcular la longitud crítica (L) (ver ecuación 2.1)

$$L = 3,7 \sqrt{D * t_2}, \quad \text{pero no mayor de 40 in.} \quad (2.1)$$

Donde:

L: máxima longitud vertical (in)

D: diámetro del tanque (ft)

t_2 : menor espesor en el área corroída (in)

c- Para tanques en operación continua:

1. El valor t_1 deberá ser mayor o igual a $t_{\min}$
2. El valor t_2 deberá ser igual o mayor que el 60% de $t_{\min}$
3. Toda tolerancia corrosiva requerida por el servicio hasta que se cumpla el período de la próxima inspección deberá ser agregada a $t_{\min}$ y al 60% de $t_{\min}$.

4.3.2.2 Las picaduras ampliamente dispersas podrán ser ignoradas siempre que:

- a. La profundidad de la cavidad sea menor que el espesor remanente del cuerpo y este sea menor que la mitad del espesor mínimo aceptable del cuerpo del tanque, excluyendo la tolerancia corrosiva;
- b. La suma de todas las dimensiones a lo largo de la línea vertical no excede 50,8 mm, en una extensión de 203.2 mm (ver figura 4-2).

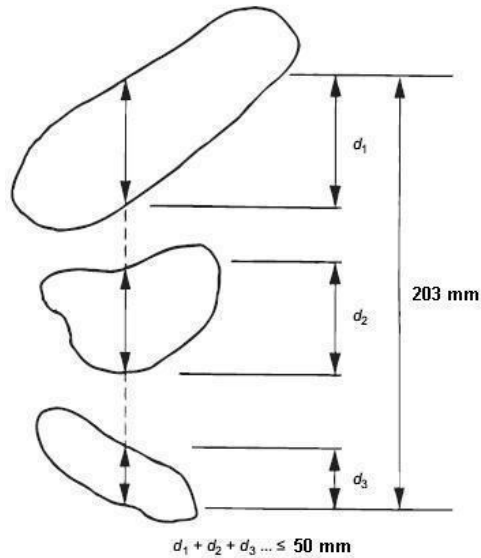


Figura 4-2, Medición de picadura

4.3.3 Cálculo del espesor mínimo del cuerpo del tanque soldado.

En general el espesor mínimo aceptable ($t_{\min}$) para la superficie total del cuerpo se determina usando 4.3.3.1

4.3.3.1 El espesor mínimo espesor aceptable de la placa del cuerpo para tanques de diámetro menor o igual a 61 m deberá ser calculado como sigue:

a. La determinación del espesor mínimo aceptable para todas las placas del cuerpo, se calcula por la ecuación 2.2.

$$t_{\min} = \frac{2,6 \times (H - 1) \times D \times G}{S \times E}$$

(2.2)

b. Para determinar el espesor mínimo aceptable para cualquier otra sección del cuerpo, como puede ser el caso de un área adelgazamiento local o en cualquier otra ubicación de interés, $t_{\min}$ se calcula por la ecuación 2.3:

$$t_{\min} = \frac{2,6 \times H \times D \times G}{S \times E}$$

(2.3)

Donde

$t_{\min}$ = Espesor aceptable mínimo, en pulgadas para cada placa del cuerpo debidamente calculada según la fórmula anterior; sin embargo, $t_{\min}$ no deberá ser inferior a 0,1 pulgadas para cualquier placa de tanque,

D: diámetro nominal del tanque, en pie

H: altura desde el fondo hasta el punto que se desea evaluar, en pie.

G: gravedad específica máxima del producto contenidos,

S: Tensión admisible en lbs/pulg², utilizar el menor de 0.80Y o 0.429T para segundo rolo y el fondo; use el menor de 0,80Y o 0,472T para todos las demás rolo. Las tolerancias de resistencia permitidas se muestran en la Tabla 4-1 para los materiales listados en ésta y en ediciones anteriores de las Normas API 12C y API 650.

Nota: Para tanques reconstruidos, S deberá ser consecuente con la aplicación de la presente norma.

Y: Limite de fluencia de la placa; use 206,84 MPa si no se conoce,

T: Resistencia a la tensión ultima del material de la placa o 551,88 MPa; use 379,21 MPa si no está indicado.

E: Eficiencia de la junta soldada para el tanque. Use la Tabla 4-2 si el original E es desconocido. E = 1,0 cuando se evalúa el espesor que deberá retirarse de una placa corroída, libre de soldaduras o en uniones en por lo menos 2,54 cm o el doble del espesor de la placa.

Tabla 4-1 Máximas cargas del cuerpo permitidas (no usar en tanques reconstruidos, ver nota 6).

Especificaciones y grado del material	Limite de fluencia especificada mín Y (MPa)	Resistencia a la tensión especificada mín T (MPa)	Carga del producto Permitida (S) 2do rolo para abajo (MPa)	Carga del producto Permitida (S) rolos superiores (MPa)	Prueba Hidrostática (S _i) del 2do rolo para abajo (MPa)	Prueba hidrostática (S _i) en rolos superiores (7) (MPa) Capas superiores
A283-C	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
A285-C	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
A36	248,21	399.89	171.67	188.92	188.92	207.53
A131-A,B,CS	234,42	399.89	171.67	188.92	188.92	207.53
A131-EH 36	351,63	489.53	210.29	230.97	230.97	253.73
A573- 58	220,63	399.89	171.67	188.92	188.92	198.57
A573- 65	241,31	448.16	192.36	211.67	211.67	217.18
A573- 70	289,58	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A516-55	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
A516-60	220,63	413.68	176.50	194.43	194.43	198.57
A516-65	241,31	448.16	192.36	211.67	211.67	217.18

A516-70	262,00	482.63	206.84	227.53	227.53	235.80
A662-B	275,79	448.16	192.36	211.67	211.67	232.35
A662-C	296,47	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A537-Class1	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A537-Class2	413,68	551.58	236.49	260.62	260.62	286.13
A633-C,D	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A678-A	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A678-B	413,68	551.58	236.49	260.62	260.62	286.13
A737-B	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A841	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
A10 (1)	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
A7 (1)	227,53	413.68	177.19	195.12	195.12	204.77
A442-55 (1)	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
A442-60 (1)	220,63	413.68	176.50	194.43	194.43	198.57
CSA especificaciones						
G40,21,38W	262,00	413.68	177.19	195.12	195.12	214.43
G40,21,44W	303,37	448.16	192.36	211.67	211.67	232.35
G40,21,50W	344,74	448.16	192.36	211.67	211.67	232.35
G40,21,50WT	344,74	482.63	206.84	227.53	227.53	250.28
Unknown (2)	206,84	379.21	162.72	179.26	179.26	186.16
Riveted Tanks: A7, A9, or A10 (1,3)	NA Y	NA T	145.48 Note 4	145.48 Note 4	145.48 Note 4	145.48 Note 4
Known(4)		NA	145.48	145.48	145.48	145.48
Unknown (5)	NA					

Notas:

1. Especificaciones de materiales previamente indicadas en norma API 12C y 650 como ASTM A7, A9, A10 y A442 están obsoletas.
2. Los valores de límite de fluencia y Resistencia a la tensión mostrados son de acuerdo a la norma API 653 para material ASTM soldado de origen desconocido.
6. Las cargas permitidas para tanques reconstruidos están tabulados en la norma API 650, Tabla 3-2 ó calculada según punto 8.4 de esta norma.
7. Las cargas permitidas están calculadas según punto 4.3.3.1 de esta norma. A menos que se indique otra. El cálculo de las cargas permitidas será redondeado a las más cercanas de 0,69MPa.

Tabla 4-2 Eficiencias de Unión para Uniones Soldadas.

Norma	Edición y año	Tipo de unión	Eficiencia de la unión (E)	Aplicabilidad o Límites
API 650	7ª y posterior	Tope	1.00	Norma básica
	(1980 - Actual)	Tope	0.85	Apéndice A – Sport RT
		Tope	0.70	Apéndice A – No

				RT
	1 ^a -6 ^a	Tope	0.85	Norma básica
	(1961-1978)	Tope	1.00	Apéndices D&G
	14 ^a y 15 ^a	Tope	0.85	
	(1957-1958) 3 ^a - 13 ^a	Traslapada a.	0.75	3/8" máx. t
	(1940-1956)	Tope c,	0.85	
	1 ^a y 2 ^a	Traslapada a.	0.70	7/16" máx. t
	(1936-1939)	Traslapada b.	0.50+ K/5	1/4" máx. t
		Tope c.	0.70	1/4" máx. t
		Traslapada a.	0.70	7/16" máx. t
		Traslapada b.	0.50+ K/5	1/4" máx. t
		Tope c.	0.70	
		Traslapada d.	0.35	

Notas:

a. Soldadura bilateral de penetración completa

b. Soldadura de filete completa con a al menos un 25% intermitencia del lado opuesto; k= porcentaje de soldadura intermitente expresada en decimales.

El uso de uniones a tope simples (Single butt) con una placa de refuerzo fue permitida entre los años 1936 al1940 y desde 1948 hasta 1954.

La norma para operación continua es:

a. El valor t_1 (ver 4.3.2.ic) deberá ser mayor o igual a t_{min} (ver anterior), sujeto a confirmación de todas las otras cargas indicadas más abajo; y

b. El valor t_2 (ver 4.3.3.1b) deberá ser igual o mayor que 60% de t_{min} .

En toda tolerancia corrosiva para un tanque en servicio hasta el momento de la próxima inspección programada deberá agregarse los dos espesores requeridos de t_{min} y 60% t_{min} en los ítemes a y b indicados arriba.

4.3.3.2 Si el tanque va a ser sometido a pruebas hidrostáticas, la altura de la prueba hidrostática, H_t , deberá ser limitado por uno o más de los siguientes métodos. El tanque no podrá ser llenado por sobre el nivel determinado por el valor menor de H_t , determinado a continuación:

a. Una vez determinado el espesor de control de un cuerpo, deberá calcularse H_t como sigue (ver ecuación 2.4).

$$H_t = \frac{S_t \times E \times t_{min}}{2,6 \times D} + 1$$

(2.4)

- c. Luego de haber determinado el espesor de control mediante 4.3.2.1 para un área local adelgazada. O en cualquier otra ubicación de interés en la superficie del cuerpo, H_t se calcula como sigue (ver ecuación 2.5).

$$H_t = \frac{S_t \times E \times t_{\min}}{2,6 \times D}$$

(2.5)

Donde:

H_t : altura desde el fondo hasta el rolo completo del cuerpo a evaluar, en pie
altura, desde el fondo hasta la parte superior de la extensión L (ver 2.3.2.1)
de la parte del área más severamente adelgazada en cada rolo del cuerpo que sea de interés la prueba hidrostática.

S_t : Tensión máxima a la prueba hidrostática en lbf/in^2 ; use el menor a 0,88Y o 0,472 T para el segundo rolo y el fondo ; utilice el menor de 0,9Y o 0,519T para todos las demás rolos.

Nota:

1. Dependiendo de la gravedad específica de los contenidos usados para el cálculo de $t_{\min}$, H_t podrá ser menor que H. Comprobar el tanque con H puede provocar que ceda el área corroída.
2. Si H_t es menor que H el propietario/operador deberá determinar la consecuencia y aceptabilidad de operar el tanque en H, si este es su máximo nivel de líquido según diseño. Para secciones reparadas del utilizar por encima de H_t se deberá cumplir con los requisitos indicados en 12.3.2.

3. Para tanques reconstruidos, S_t deberá calcularse aplicando esta norma.

4.3.3.3 Alternativamente, el espesor de placa mínimo aceptable para un tanque con diámetro cuerpo de diámetro igual o menor a 61 m puede ser calculado de acuerdo con el método de diseño de punto variable expuesto en API Std. 650, epígrafe 3.6.4, sustituyendo "S x E" por "S", donde E y S puede ser definido según 4.3.3.1.

4.3.3.4 El método de punto variable deberá ser empleado en tanques de diámetro mayor a 61 m, con todas las variables definidas según 4.3.3.1.

4.3.3.5 Las determinaciones del espesor dado en 4.3.3.1, 4.3.3.2 y 4.3.3.3 consideran solamente carga líquida. Toda otra carga deberá también ser evaluada de acuerdo a la norma de construcción original: deberá aplicarse una norma de ingeniería para evaluar las diferentes condiciones o bien información nueva si se dispone. Según sea el caso, se deberá tener en cuenta las siguientes cargas:

- a. Pandeo por viento inducido
- b. Cargas sísmicas
- c. Operación a temperaturas por sobre 100°C
- d. Presión externa mediante vacío inducido
- e. Cargas externas ocasionadas por tuberías, equipos montados sobre el tanque, tensiones inferiores etc.
- f. Volcamiento por viento inducido
- g. Cargas ocasionadas por los ajustes

4.3.3.6 Como alternativa a los procedimientos descritos anteriormente cualquier adelgazamiento del cuerpo del tanque inferior al espesor de pared mínimo requerido debido a corrosión o cualquier otra pérdida puede ser evaluado para determinar si está no apto para servicio continuado empleando el patrón del método de análisis definido en Sección VIII, División 2, Apéndice 4 del código ASME.

Al utilizar estos criterios, el valor de la tensión usada en el diseño original del tanque deberá sustituirse por el valor S_m de la división 2; si la tensión de diseño es menor o igual al más bajo $2/3Y$ (límite de fluencia mínima específica) ó $1/3T$ (resistencia a la tracción mínima). Si la tensión de diseño es mayor a $2/3Y$ ó $1/3T$, entonces el menor de $1/3Y$ ó $1/3T$ deberá sustituirse por S_m .

4.3.4 Cálculo de espesor mínimo para Cuerpo de Tanque remachado.

No se incluyó

4.3.5 Deformaciones

4.3.5.1 Deformaciones del cuerpo incluyen falta de redondez, áreas de pandeo, lugares planos, perforaciones y grumos en las uniones soldadas.

4.3.5.2 Deformaciones del cuerpo pueden deberse a muchas condiciones tales como ajustes en los cimientos fundación, sobre o baja presión, viento fuerte, deficiente fabricación del cuerpo, técnicas de reparación, etc.

4.3.5.3 Las deformaciones del cuerpo deberán evaluarse individualmente para determinar si las condiciones específicas se consideran aceptables para la continuidad del servicio del tanque o cual será el alcance de las acciones correctivas.

4.3.6 Defectos

Defectos tales como fisuras o laminaciones deberán ser acuciosamente examinadas y evaluadas para determinar su alcance y naturaleza y si procede o nó la reparación. Si se requiere reparar deberá desarrollarse e implementar un procedimiento de reparación. Las exigencias para reparar marcas, tales como: golpes de arco, acanaladuras o roturas por soldaduras adheridas temporalmente deberán ser evaluadas caso a caso. Grietas en la unión fondo-cuerpo son críticas y deberán eliminarse y repararse por soldadura.

4.3.7 Rompeviento y Refuerzos del Cuerpo.

La evaluación de si el cuerpo de un tanque está en condiciones de servicio o no deberá considerar los detalles y condiciones de los rompevientos o refuerzos del cuerpo. El deterioro por corrosión de estos elementos estructurales o de sus soldaduras de fijación pueden hacer que estos elementos no cumplan con las condiciones del diseño.

4.3.8 Soldaduras del Cuerpo

Deberá evaluarse si las soldaduras del cuerpo de un tanque están o no en condiciones de servicio. Cualquier deterioro de las soldaduras existentes resultantes de corrosión o picaduras deberán ser evaluadas y se establecerá un procedimiento de reparación adecuado según sea necesario.

4.3.9 Fijaciones en el Cuerpo

4.3.9.1 Las condiciones y detalles de las fijaciones en un determinado cuerpo (boquillas, aberturas de acceso, aberturas para limpieza, etc) deberán ser revisadas al evaluar la totalidad del cuerpo de un determinado tanque. Detalles

tales como tipo y extensión del refuerzo, espaciado de la soldadura y espesor de los componentes (placa de refuerzo, cuello de la boquilla, y placa cubierta), son factores de gran importancia y deberán ser revisados para verificar su integridad y el cumplimiento de la con la norma correspondiente. Cualquier incumplimiento de las normas o deterioro debido a la corrosión deberá ser evaluado, estableciéndose procedimientos de reparación donde corresponda.

4.3.9.2 Deberá evaluarse el espesor de las paredes de la boquilla para determinar la presión y cualquier otra carga.

4.4 Evaluación del fondo del tanque

4.4.1 General

Para realizar la inspección del fondo de un tanque se deberán suministrar los antecedentes apropiados, los que al ser usados con los procedimientos descritos en esta norma, determinarán la integridad necesaria del fondo del tanque para prevenir fugas de fluidos que puedan ocasionar daño ambiental. Deberá examinarse todo aspecto de fenómeno corrosivo, cualquier filtración potencial y mecanismo de fallas. Deberá efectuarse periódicas evaluaciones de la integridad del piso del tanque además de las inspecciones internas especificadas en 6.4. La evaluación periódica deberá ser menor o igual al indicado para inspecciones internas periódicas dado en 6.4.2 o 6.4.3. El uso de pruebas de detección de filtración o sistemas de monitoreo (tales como fondos dobles o revestimientos externo por debajo del piso del tanque con tuberías de detección de filtraciones) serán suficientes para la evaluación periódica entre las inspecciones internas.

Excesivas intervención en los cimientos del tanque pueden afectar la integridad del cuerpo y fondo del tanque. Por lo tanto, monitorear el comportamiento del tanque es una práctica reconocida para evaluar la integridad de los fondos. Refiérase al Apéndice B para técnicas de evaluación de ajustes del fondo de los tanques.

4.4.2 Causas de Fallas del Piso

La siguiente lista da algunas causas históricas de filtración del fondo del tanque o fallas que deberán considerarse en la decisión de forrar, reparar o reemplazar el fondo del tanque:

- a. Picaduras internas y picaduras antes del servicio.
- b. Corrosión de las uniones soldadas (zonas afectadas por calor y soldadura)
- c. Historial de grietas en las uniones soldadas.
- d. Tensiones en las placas de fondo debido a cargas de apoyo del techo y del cuerpo.
- e. Corrosión del otro lado (normalmente en la forma de picaduras).
- f. Acumulación de agua debido a un inadecuado drenaje en el fondo del tanque.
- g. Falta de un rolo en la placa anular donde se requiere.
- h. Ajustes disparejos que ocasionan alta tensiones localizada en las placas de piso.
- i. Columnas de soporte del techo u otros soportes soldados al fondo del tanque en sectores donde no se consideró tolerancia adecuada para el movimiento.
- j. Soportes de los cimientos, hechos de piedra o con agujeros o llenados incorrectamente inadecuadamente.
- k. Llenado disparejo por debajo del fondo del tanque.
- l. Sumideros colocados inadecuadamente

4.4.3 Protección catódica de los pisos de los tanques

La selección de un sistema básico de protección catódica para la parte inferior del fondo de los tanques deberá estar cubierta por la norma API TP 651.

4.4.4 Protección de revestimiento interno del fondo de un tanque

Los revestimientos aplicables a las superficies internas del fondo de un tanque están cubiertos por la norma API TP 652.

4.4.5 Detección de fugas en el piso

Si se requiere reemplazar el piso del tanque, se deberá considerarse la posibilidad de instalar un sistema de aviso que pueda canalizar cualquier

filtración que se produzca en el piso o en cualquier ubicación donde pueda ser observado rápidamente, observado desde la parte exterior del tanque.

4.4.6 Medidas del espesor de la placa de piso

Existen varios métodos para determinar el nivel de corrosión de la parte inferior de la placa del piso. Los métodos varían según la cobertura y confiabilidad de las medidas que se pueda obtener para aplicaciones de corrosión general y picaduras. La combinación de estos métodos puede requerir la aplicación conjunta de técnicas de interpolación y análisis para establecer la condición probable del fondo completo del tanque.

La pérdida de flujo magnético (MFL) es una herramienta que se utiliza comúnmente, junto con ultrasonidos (UT) para la medición de espesores, en la exanimación de los fondos de los tanques. La técnica de medición de espesores por ultrasónico se utilizan a menudo para confirmar y cuantificar mejor los datos obtenidos mediante el examen MFL, pero estas técnicas no pueden ser necesarios en función el procedimiento y la aplicación específica. La calidad de los datos obtenido a partir de técnicas de espesor tanto MFL y ultrasónica depende de personal, equipos y procedimientos. Apéndice G puede ser utilizado para proporcionar una guía en la calificación personal y los procedimientos para la obtención de datos de espesor.

4.4.7 Espesor mínimo para la placa del piso del tanque

Para cuantificar el espesor mínimo remanente del piso del tanque basado en los resultados de mediciones puede hacerse aplicando el método indicado en 4.4.7.1. También puede utilizarse otros estudios tales como el método de las probabilidades explicado en 4.4.7.2.

4.4.7.1 Un método aceptable para calcular el espesor mínimo aceptable del piso para la totalidad del fondo o secciones del mismo, es el siguiente (ecuación 2.6).

$$\text{MRT} = (R_{t_{ip}} \text{ o } R_{T_{bc}} \text{ mínimo}) - O_r (S_t P_r + U P_r) \quad (2.6)$$

Donde:

MRT: Espesor mínimo remanente mínimo al final del intervalo O_r . Este valor debe ser igual a los requerimientos de la Tabla 6-1 y 4.4.7.4 y 4.4.8,

O_r : Intervalo de operación en servicio (años hasta la inspección interna más próxima) no deberá exceder lo permitido en 6.4.2.

RT_{bc} : Espesor remanente mínimo en el lado corroído del piso luego de las reparaciones a que ha sido sometido,

RT_{ip} : Espesor remanente mínimo de la corrosión interna después de la reparación.

S_tP_r : Velocidad máxima de corrosión en la parte superior que no ha sido reparada. S_tP_r : 0 para áreas revestidas (recubiertas) del fondo. La vida útil del revestimiento deberá ser igual o mayor a O_r para usar $S_tP_r = 0$

UP_r : Velocidad de corrosión máxima. Para calcular el rango de corrosión use espesor remanente mínimo después de las reparaciones. Considere un rango lineal basado en la edad de los tanques. $UP_r = 0$ para áreas que tienen protección catódica efectiva.

4.4.7.2 Para el método de las probabilidades, se puede realizar un análisis estadístico de los datos de espesor (ver 4.4.6), basado en el escaneo de muestras del piso.

4.4.7.3 Si el espesor mínimo del piso al final del período de operación en servicio, han sido calculados para que sean menores que el espesor mínimo de renovación dado en la Tabla 6-1, ó menor que el espesor mínimo de renovación del piso siempre y cuando el riesgo sea aceptable según determinado por la metodología de inspección basada en riesgo, el fondo deberá ser revestido, reparado, reubicado o reducir el intervalo hasta la próxima inspección interna.

4.4.7.4 A menos que se haya realizado un análisis de esfuerzos, el espesor mínimo de la placa de piso en la zona crítica del piso del tanque definida en 9.10.1.2 deberá ser menor al 1/2 del espesor original de la placa del piso (no incluye tolerancia corrosiva original) ó igual al 50% de t_{min} del paño menor del cuerpo por 4.3.3.1 pero no menor que 0.1 in. Picaduras aisladas no afectarán significativamente la resistencia de la placa.

4.4.7.5 La reparación de las picaduras internas, cuando se realizan para alargar el período operacional en servicio, deberá realizarse mediante soldadura de penetración o parches traslapados, seguidos de inspecciones y pruebas

correspondientes. El alcance de las reparaciones de soldadura está limitado en la zona crítica de acuerdo a 9.10.1.2.

4.4.7.7 El tratamiento de las picaduras del piso mediante el uso de reparaciones no soldadas (por ejemplo, revestimientos, calafateo) no podrán utilizarse para aumentar RT_{ip} para calcular MRT.

4.4.7.7 El espesor saliente de la placa de fondo medido más allá del cateto de soldadura que une el piso con el cuerpo no deberá ser menor a 3 mm. El saliente del de la placa del piso mas allá de la unión que forma con el cuerpo deberá ser mayor de 10 mm.

4.4.8 Espesor mínimo para rolo de Placa Anular

4.4.8.1 Debido a requerimientos de resistencia, el espesor mínimo del rolo de la placa anular es generalmente mayor que 2,54mm. Las picaduras aisladas no afectarán significativamente la resistencia de la plancha. A menos que se efectúa un análisis de resistencia, el espesor de la placa anular deberá estar de acuerdo con las aplicaciones establecidas en 4.4.8.2. ó 4.4.8.3.

4.4.8.2 Para tanques en servicio con un producto de gravedad específica menor que 1.0, que requiere de placas anulares para otras consideraciones de cargas sísmicas, el espesor de la placa anular no deberá ser menor que el espesor dado en Tabla 4-4, más cualquier tolerancia corrosiva especificada.

Tabla 4-4 Espesor de la placa del rolo anular (in) (productos con gravedad específica <1)

Espesor de la placa del primer rolo del cuerpo (in)	Tensión en del primer rolo del cuerpo (lb/in ²)			
	<24300	<27000	<29000	<32400
$t < 0,75$	0,17	0,2	0,23	0,3
$0,75 < t < 1,00$	0,17	0,22	0,31	0,38
$1,00 < t < 1,25$	0,17	0,26	0,38	0,48
$1,25 < t < 1,50$	0,22	0,34	0,47	0,59
$t > 1,50$	0,27	0,4	0,53	0,68

Nota: Los espesores especificados en la tabla están basado en la premisa que debe existir un cimientto uniforme debajo del ancho total de la placa anular. A menos que la cimentación esté adecuadamente compactada, en especial en el

interior de la pared circular de concreto, el ajuste producirá una tensión adicional en la placa anular.

a: Espesor de la placa se refiere al cuerpo del tanque construido.

b: Las tensiones se calculan de $[2.34 D (H-1)]/t$.

4.4.8.3 Para tanques en servicio con un producto de gravedad específica igual o mayor que 1.0 que requiere de placas anulares para otras consideraciones de cargas sísmicas, el espesor de la placa anular deberá cumplir con la Tabla 3-1 de la norma API Std 650, más cualquier otra tolerancia corrosiva específica.

4.4.8.4 Para tanques que usan placas anulares reforzadas para efectos sísmicos, deberá llevarse a cabo una evaluación sísmica de acuerdo a los requerimientos de la norma aplicable usando el espesor actual de la placa anular existente.

4.4.8.5 Para espesor y prolongación de la placa anular más allá del cuerpo refiérase a 4.4.7.7.

4.5 Evaluación de la cimentación del tanque

4.5.1.

General

Las causas principales del deterioro de las cimentaciones son ajustes, erosión, picaduras y deterioro iniciado por: calcinación, ataque de agua subterránea, y ataque de álcalis y ácidos. Para asegurar un óptimo servicio todas las cimentaciones del tanque deberán ser inspeccionadas periódicamente. (Ver 6.3)

4.5.1.2 Algunos mecanismos de deterioro del concreto se describen brevemente más abajo:

- a. Puede ocurrir una pérdida considerable de agua cuando el concreto ha estado expuesto a temperaturas suficientemente altas por un período de tiempo. Durante períodos de enfriamiento intermedio, el concreto puede absorber humedad, hincharse, perder resistencia y agrietamiento.
- b. Deterioro del concreto expuesto a agua subterránea puede causar una reacción química, por cambios cíclicos de temperatura y por congelamiento de la humedad.
- c. Expansión de la humedad congelada en concreto produce poros, grietas,

astillamiento o en el desarrollo de agrietamiento estructural severo.

- d. Álcalis en forma de sulfatos y en cloruros en menor grado, pueden actuar corrosivamente hasta destruir la cohesión del concreto.
- e. Grietas por temperatura (grietas finísimas y ancho uniforme como hebra de cabello) no afectan seriamente la resistencia de la estructura de la cimentación sin embargo, estas grietas pueden ser puntos de potencial acceso para la humedad o para la filtración de agua que podría eventualmente corroer el acero de refuerzo.

Sección 6 - Inspección

6.1 General

Se deberá realizar inspecciones periódicas del tanque en funcionamiento tal como se define en estas instrucciones. El propósito de esta inspección es asegurar la integridad continuada del tanque. Inspecciones fuera de las mencionadas en el punto 6.3 deberán ser instruidas por un inspector autorizado.

6.2 Consideraciones acerca de la frecuencia de inspección.

6.2.1 Se deberán considerar varios factores para determinar los intervalos de inspección de los tanques de almacenamiento. Estos incluyen los siguientes aspectos, aunque no están limitados:

- a. La naturaleza del producto almacenado.
- b. Los resultados de las revisiones visuales de mantenimiento.
- c. Tolerancias a la corrosión y rangos de corrosión.
- d. Sistemas preventivos de corrosión.
- e. Condiciones al momento de las inspecciones anteriores.
- f. Los métodos y materiales de construcción y reparación.
- g. La ubicación de los tanques, como los situados en áreas aisladas y de alto riesgo.
- h. Riesgo potencial de contaminación del aire y del agua.

- i. Sistemas de detección de filtración.
- j. Cambio en el modo de operación (por ejemplo: frecuencia de ciclo de llenado, frecuente de caída al fondo de los techos flotantes).
- k. Requerimientos legislativos.
- l. Cambios de servicio (incluyendo cambios en los fondos de agua)
- m. La existencia de un doble fondo o una barrera preventiva de alivio.

6.2.2 El intervalo entre las inspecciones de un tanque (tanto interno como externo) deberá ser determinado por su historia a menos que razones especiales indiquen que los mantenimientos debieran realizarse en períodos más cortos. La historia de servicio de un tanque determinado o un tanque en servicio similar (preferentemente en la misma obra), debiera estar disponible de manera que las inspecciones completas puedan planificarse con una frecuencia proporcional al rango de corrosión del tanque. En los métodos de inspecciones corrientes y los no destructivos deberán considerarse al establecer las frecuencias de inspección.

6.2.3 Las reglamentaciones legislan, en algunos casos, el control de la frecuencia y el intervalo de las inspecciones. Estas ordenanzas pueden incluir requerimientos de pérdida de vapores, condiciones de sellos, filtraciones, canalización adecuada, y procedimientos de reparación. Es necesario conocer tales reglamentos para asegurar el cumplimiento de los requerimientos de las inspecciones planificadas.

6.3 Inspecciones desde el exterior del tanque

6.3.1 Inspecciones de rutina con el tanque en funcionamiento.

6.3.1.1 La condición externa del tanque deberá ser monitoreada por inspecciones visuales cercanas realizadas desde el piso, según procedimiento de rutina. Esta inspección puede realizarse por personal del propietario/operador, y puede efectuarse también por otras personas aparte de los inspectores autorizados, según definido en el punto 3.5. El personal que lleve a cabo esta inspección deberá tener conocimientos de las operaciones de las instalaciones de almacenamiento, del tanque y de las características del producto almacenado.

6.3.1.2 El intervalo entre estas inspecciones dependerá de la condiciones de cada Planta, pero no podrá ser mayor de un mes.

6.3.1.3 Esta inspección de rutina en funcionamiento incluirá una inspección visual de la superficie exterior del tanque. Evidencias de fugas, deformaciones del cuerpo, signos de asentamiento, corrosión, condición de la cimentación, estado de la pintura, sistemas de aislamiento y accesorios deberán estar debidamente documentados con el objeto de que el inspector autorizado pueda hacer seguimientos de las acciones tomadas al respecto.

6.3.2 Inspección externa

6.3.2.1 Un inspector autorizado deberá efectuar una inspección visual al exterior de los tanques. Esta inspección se denominará inspección externa y deberá efectuarse a lo menos cada cinco años o $RCA/4N$ años (donde RCA es la diferencia entre el espesor real del cuerpo y el espesor mínimo requerido expresado en pulgadas milímetros, y N es la velocidad de corrosión del cuerpo en pulgadas por año) seleccionándose el menor de ellos. Durante esta inspección los tanques podrán estar en funcionamiento.

6.3.2.2 Se retirará la aislación de los tanques aislados solamente lo necesario para determinar la condición de la pared exterior del tanque o del techo.

6.3.2.3 Los componentes del sistema a tierra del tanque tales como derivaciones o conexiones mecánicas de los cables deberán inspeccionarse en forma visual. Las prácticas recomendadas para prevenir la ignición de los hidrocarburos están detalladas en API RP 2003.

6.3.3 Inspecciones ultrasónicas del espesor

6.3.3.1 Mediciones externas por ultrasonido del espesor del cuerpo puede ser una forma de determinar la velocidad general de corrosión uniforme mientras el tanque está en servicio, y puede también entregar una indicación de la integridad del cuerpo. El alcance de tales mediciones será determinado por el propietario/operador.

6.3.3.2 Las mediciones de espesor por ultrasonido se podrán usar periódicamente, cuidando de no sobrepasar lo siguiente:

a. Cuando no se conoce la velocidad de corrosión el máximo intervalo será 5 años. Las velocidades de corrosión pueden ser estimados considerando los datos de tanques en servicios similares basados en mediciones de espesor tomados en un período que no sea mayor de 5 años.

b. Cuando la velocidad de corrosión es conocido, el intervalo máximo será el menor de $RCA/2N$ años (donde RCA es la diferencia entre el espesor real del cuerpo y el espesor mínimo requerido expresado en pulgadas, y N es la velocidad de corrosión del cuerpo en pulgadas por año) o 15 años.

6.3.3 La inspección interna del cuerpo del tanque, cuando el tanque está fuera de servicio, puede ser sustituida por un programa de mediciones de espesor ultrasónico externo si el intervalo de inspección interna es igual o menor que el intervalo requerido en el punto 6.3.3.2b.

6.3.4 Supervisiones de Protección Catódica

6.3.4.1 Cuando la corrosión exterior del fondo del tanque es controlada por un sistema de protección catódica, deberán efectuarse inspecciones periódicas de acuerdo con API RP 651. El propietario/operador deberá revisar los resultados de esta inspección.

6.3.4.2 El propietario/operador deberá asegurarse de la competencia del personal que efectuará las inspecciones de supervisión.

6.4. Inspección interna

6.4.1 General

6.4.1.1 En primer término se deberá realizar una inspección interna para:

- a. Asegurar que el fondo no está seriamente corroído y que no presenta fugas.
- b. Reunir la información necesaria para la evaluación del espesor mínimo del cuerpo y del fondo según lo indicado en Sección 6. Como norma general, estos antecedentes deberán considerar las mediciones de espesor ultrasónico externo realizados durante las inspecciones del tanque en servicio (ver 6.3.3.).
- c. Identificar y evaluar cualquier problema en el piso del tanque.

6.4.1.2 Todos los tanques tienen una inspección interna formal en intervalos definidos en punto 6.4.2 o 6.4.3. El inspector autorizado es el responsable que la evaluación de un tanque deberá conducir a una inspección visual y

asegurar la calidad y término de los resultados END. Si el único propósito de la inspección interior es determinar la condición e integridad del piso del tanque, la inspección interna deberá efectuarse con el tanque en funcionamiento utilizando varias mediciones automáticas de espesor ultrasónico y de otros métodos de inspección capaces de evaluar el espesor del fondo del tanque, en combinación con métodos adecuados para evaluar la integridad del piso del tanque según descrito en punto 4.4.1. Métodos electromagnéticos pueden ser utilizados para complementar las inspecciones.

Si se opta por una inspección en funcionamiento del tanque, todos los antecedentes e información reunida será suficiente para evaluar el espesor, velocidad de corrosión, y la integridad del fondo del tanque y establecer el intervalo de inspección interna, basado en el espesor del fondo del tanque, velocidad de corrosión, e integridad, utilizando métodos incluidos en esta norma.

Un individuo conocedor y experimentado de metodología de inspección relevantes y un inspector autorizado que es responsable de la evaluación del tanque deben asegurar la calidad e integridad de los resultados de END en servicio.

6.4.2 Intervalos de inspección

6.4.2.1 Los Intervalos entre inspecciones internas deberán ser determinados por las velocidades de corrosión medidos durante las inspecciones anteriores o anticipadas basadas en la experiencia con tanques de servicio similar. Normalmente, la función de la velocidad de corrosión es controlar, por lo que el intervalo de corrosión será regulado por los niveles de corrosión anticipados o medidos y por los cálculos de espesor mínimo requerido para el fondo del tanque (ver 4.4.7). Deberá fijarse los intervalos de inspección adecuados a fin de asegurar que el espesor mínimo de la placa de piso al momento de la próxima inspección no sea menor que los valores indicados en la Tabla 6-1. En ningún caso, sin embargo, el intervalo de inspección interna sobrepasará los 20 años.

6.4.2.2 Cuando se desconoce las velocidades de corrosión y no se dispone de antecedentes de experiencias similares para determina el espesor mínimo de la placa de fondo al momento de la inspección siguiente, el espesor actual del

fondo será determinado por inspecciones dentro de los próximos 10 años de operación del tanque a fin de establecer los rangos de corrosión.

6.4.3 Intervalo de inspección interna alternativo

Como alternativa a los procedimientos dados en 6.4.2, un propietario/operador puede establecer intervalo de inspección interna utilizando procedimientos de inspección basada en riesgo (RBI). Combinando la evaluación de probabilidad de fugas del tanque o falla y la consecuencia de fuga del tanque o simplemente una falla. Estos elementos constituyen la esencia de la RBI.

Una evaluación RBI puede aumentar o disminuir las pausas de inspección interna utilizando los procedimiento 6.4.2.1. Los procesos RBI pueden ser usados para establecer como aceptable el riesgo de un espesor de placa de fondo mínimo al momento de la pausa de la próxima inspección independiente de los valores indicados en la Tabla 6-1. Las evaluaciones RBI también pueden aumentar o disminuir la pausa de inspección de los 20 años descrito en 6.4.2.1.

Tabla 6-1 Espesor mínimo de las placas del piso (in)

Espesor mínimo del piso hasta la próxima inspección (in)	Fondo del tanque/diseño del Cimiento
0,1	Fondo / diseño del cimiento del tanque sin medios para la detección y la contención de una fuga inferior al fondo del tanque
0,05	Fondo / diseño del cimiento del tanque con los medios para proporcionar la detección y la contención de una fuga inferior
0,05	Fondo del tanque con un reforzamiento protector mayor de 0,05 in de espesor, de conformidad con API RP 652

La evaluación inicial RBI deberá ser revisada y aprobada por un inspector autorizado e ingenieros conocedores y peritos en diseño de tanques (incluyendo la cimentación del tanques) y corrosión. Por lo tanto, los resultados de RBI serán revisados y aprobados por un inspector autorizado y un ingeniero perito en diseño de tanque (incluyendo cimentación del tanque) y corrosión en períodos que no excedan los 10 años o más seguido si los cambios del servicio así lo requieren.

Algunos de los factores que se debe tener presente en la evaluación RBI de un tanque son los siguientes:

- a. Material de construcción, incluido forros y revestimientos, relativo a la temperatura del producto en condiciones ambientales.
- b. Los códigos de diseño o estándares utilizados en la construcción y reparación del tanque (incluido pisos de tanques).
- c. Los métodos utilizados para determinar los espesores del cuerpo y el fondo.
- d. Disponibilidad y efectividad de los métodos de inspección y la calidad de los datos recopilados..
- e. Los métodos de análisis usados para determinar el aspecto del producto, los aspectos del suelo y la velocidad de corrosión externa, unido a la exactitud de dichos métodos.
- f. La disponibilidad, exactitud y necesidad de métodos y procedimientos para detectar las fugas.
- g. La efectividad de los métodos para (disminuir, atenuar) la corrosión, tales como sistemas de protección catódica, forros y revestimientos.
- h. Calidad del mantenimiento, incluyendo reparaciones anteriores..
- i. Probabilidad y tipo de falla, por ejemplo: fugas leves al medio ambiente, rotura del fondo del tanque por rotura frágil.

Antecedentes e información históricos de fugas y fallas de tanques será también importante para esta evaluación. Es esencial que toda evaluación RBI sea conducida por personas capacitadas y calificadas de la metodología y conocedoras y experimentadas en diseño de cimentación, construcción y corrosión de tanques. Las evaluaciones RBI deberán ser acuciosamente documentadas, definiendo claramente todos los factores que contribuyen a la probabilidad y consecuencias de fallas o fugas de un tanque.

Una vez que se ha realizado una efectiva evaluación, los resultados pueden ocuparse para establecer una estrategia de inspección del tanque y de este modo definir los métodos de inspección más adecuados, frecuencia ideal para planificar inspecciones internas, externa y en la corriente y pasos de prevención y

atenuación para reducir la factibilidad y consecuencia de fallas o fugas de un tanque.

6.5 Alternativa de inspección interna para determinar el espesor del piso

En casos en que el diseño, el tamaño y otros aspectos permitan un acceso externo al piso del tanque para determinar el espesor del fondo, está permitido realizar una inspección externa en lugar de una interna con el objetivo de alcanzar los requerimientos de la Tabla 6-1. Sin embargo, en estos casos y considerando otros ítems de mantenimiento, puede ser aconsejable efectuar una inspección interna periódica. Esta alternativa deberá ser documentada y formar parte del registro permanente del tanque.

6.6 Trabajo preparativo para la inspección interna

Al planificar inspecciones se deberá preparar procedimientos específicos de trabajo que garanticen higiene y seguridad al personal y prevengan daño a la propiedad del lugar de trabajo.

6.7 Listas de revisión de la inspección

El Apéndice C contiene un ejemplo de listas de verificación con los ítems que se deberá tener presente al dirigir inspecciones de tanques, ya sean en funcionamiento o fuera de servicio.

6.8 Registros

6.8.1 General

Registros de inspección son la base de un programa de inspección/mantenimiento planificado. (Es probable que haya registros de antecedentes de los tanques viejos, por lo que se deberán aplicar criterios basados en la experiencia adquirida en tanques de servicios similares. El propietario/operador deberá mantener un completo archivo de antecedentes formado por tres tipos de registros, principalmente: registros de construcción, historia de inspección e historia de reparaciones/modificaciones.

6.8.2 Registros de Construcción

Los archivos de la construcción pueden incluir información de planos, dibujos, especificaciones, informe de realización de construcción, y cualquiera resultado de pruebas materiales y análisis.

6.8.3 Historia de inspecciones

La historia de las inspecciones incluye todas las mediciones realizadas, las condiciones de todas las partes inspeccionadas, y un registro de todos los exámenes y pruebas. Deberá incluirse también una descripción completa de toda condición inusual y las recomendaciones para corregir los detalles que ocasionaron tal condición.

Este registro deberá contener también rango de corrosión y cálculos de intervalos de inspección.

6.8.4. Historia de reparación/modificación

Historia de Modificación/Reparación incluye todos los antecedentes de un tanque acumulados desde su construcción con respecto a reparaciones, modificaciones, reemplazos y cambios de servicio) registrados en condiciones de servicio tales como temperatura y presión del producto almacenado. Estos registros incluirán los resultados de todas las experiencias habidas con revestimientos y aislación

6.9 Informes

6.9.1 Los informes deberán incluir las razones para tales reparaciones y planos, mostrando la ubicación y envergadura del trabajo.

6.9.2 Informes de inspección general deberán incluir medidas del espesor del metal, condiciones encontradas, reparaciones, mediciones de ajustes y recomendaciones.

6.10 Exámenes no destructivos

El personal que efectúe los exámenes no destructivos deberá cumplir con las calificaciones identificadas en punto 12.1.1.2, pero no requieren ser certificados según el Apéndice D. Sin embargo, un inspector autorizado deberá considerar en su evaluación los resultados de todo trabajo END.

12.1 Exámenes no destructivos

12.1.1 General

12.1.1.1 Los exámenes no destructivos deberán ser realizados de acuerdo a API 650 y todos los requerimientos suplementarios dados aquí.

12.1.1.2 El personal que realizará los exámenes no destructivos deberá estar calificado de acuerdo con API 650 y todos los requerimientos complementarios dados aquí.

12.1.1.3 Los criterios de aceptación deberán estar de acuerdo con API 650 y con todos los requerimientos complementarios dados aquí.

12.1.2 Anclajes del cuerpo

12.1.2.1 Los exámenes por ultrasonido a la placa del cuerpo para detectar laminaciones deberán efectuarse de inmediato en el área afectada cuando:

- a. Agregar una placa de refuerzo a un anclaje sin refuerzo existente.
- b. Agregar una conexión soldada mediante un hot tap

12.1.2.2 Las cavidades resultantes de la operación pulido y esmerilado para retirar las soldadura adherida a las placas de refuerzos deberán ser examinadas tanto visual como por partículas magnéticas o mediante métodos de líquidos penetrantes.

12.1.2.3 Las soldaduras de penetración completas que fijan el cuello de la boquilla al cuerpo y a las placa de refuerzo al cuerpo y al cuello de la boquilla, deberán ser examinados por partículas magnéticas o líquido penetrantes. Es preciso tener en cuenta exámenes adicionales (por ejemplo exámenes por partículas magnéticas fluorescentes y/o exámenes de ultrasonido), para las conexiones hot-tap a las placas que posean una tenacidad desconocida, teniendo un espesor máximo superior a 12.7 mm, o a las placas de cuerpo de tenacidad desconocida teniendo una temperatura de metal mínima bajo la curva de la Figura 5-2.

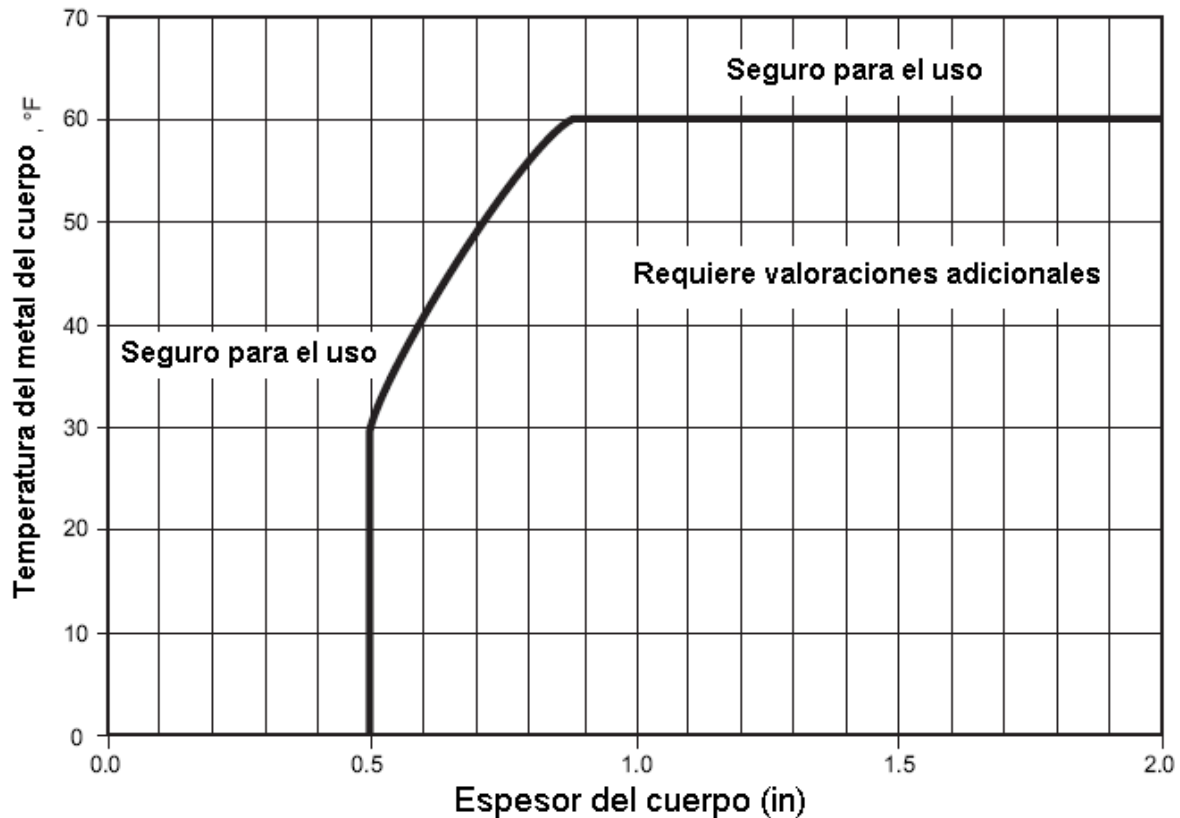


Tabla 5-1. Curva de la exención para tanques construidos de acero del carbono de especificación del material desconocida.

12.1.2.4 Soldaduras de penetración completa en los ensambles que han sufrido alivio de tensiones, deberán ser examinados tanto visual como por partículas magnéticas o penetración de líquidos, luego del alivio de tensión pero antes de la prueba hidrostática.

12.1.3 Reparación de defectos en uniones soldadas

12.1.3.1 Cavidades resultantes de la operación pulido o esmerilado para remover soldaduras defectuosas deberán ser examinados tanto visual como por partículas magnéticas o métodos de penetración de líquidos.

12.1.3.2 Reparaciones totales realizadas a uniones a tope deberán ser examinadas en toda su extensión mediante métodos radiográficos ó ultrasónicos.

12.1.3.3 Reparaciones completas en uniones de filete deberán ser examinadas en toda su extensión mediante los exámenes no destructivos apropiados indicados en esta norma.

12.1.4 Accesorios permanentes o temporales a las placas del cuerpo.

12.1.4.1 Las soldaduras de los accesorios permanentes (no se incluye soldaduras cuerpo-fondo) y, donde se retiren accesorios temporales y las soldadura han sido removidas, deberán ser examinadas visualmente.

12.1.4.2 Adicionalmente, para los materiales del cuerpo del tanque de acuerdo a API 650 Grupo IV, IVA, V y VI, las uniones completas de accesorios permanente nuevo (no incluye soldaduras cuerpo-fondo) y áreas donde se han retirado los accesorios temporales deberán ser examinadas ya sea por método de partículas magnética o mediante penetración de líquidos.

12.1.5 Soldaduras entre las placas del cuerpo

12.1.5.1 Las soldaduras nuevas que fijen la placa cuerpo a otra placa cuerpo existente o nueva deberán ser examinados visualmente o por métodos radiológicos. Además, para placas de un espesor superior a 25,4 mm la superficie trasera deberá ser limpiada por pulido (raíz), a cada lado, deberá ser examinado en toda su extensión mediante métodos de partículas magnéticas o líquidos penetrantes.

12.1.5.2 Las soldaduras nuevas que unen el material de la placa del cuerpo a un material nuevo de la placa del cuerpo nueva (reemplazo total, parcial o agregado del rolo del cuerpo) requieren ser examinadas por radiografía de acuerdo a API 650.

12.1.6 Soldadura cuerpo - piso

12.1.6.1 Nueva soldadura en la unión cuerpo-piso deberá ser inspeccionada en toda su extensión utilizando una caja de vacío de ángulo recto y una película soluble, o bien aplicando aceite diesel liviano. Adicionalmente, después del paso de raíz deberá ser inspeccionado aplicando aceite diesel liviano del lado opuesto del paso de la primera soldadura. El aceite podrá permanecer 4 horas (de preferencia durante la noche) y luego inspeccionar la soldadura por si hubiera acción de algún riesgo. El aceite deberá ser retirado antes de completar la soldadura.

12.1.6.2 Como una alternativa al 12.1.6.1 los pases de raíz de la soldadura, tanto dentro como fuera del cuerpo, es preciso remover la escoria y las salpicaduras de la superficie de las soldaduras las que serán visualmente examinadas. Adicionalmente, luego de completar el filete interior y exterior o las uniones de penetración parcial, deberá chequearse las soldaduras, presurizando el volumen tanto entre las soldaduras internas como externas con presión de aire a 0,103 MPa y aplicando una película de solución ambas soldaduras. Para asegurarse que la presión de aire alcance a todas las partes de la soldadura, deberá proveerse un obturador sellado en pasaje anular entre las soldaduras interna y externa soldándola en uno o más puntos. Adicionalmente, a cada lado adyacente del obturador deberá soldarse una pequeña tubería de comunicación y acople entre las soldaduras. El suministro de aire deberá conectarse a un extremo y un presostato conectado a una copla en el otro extremo del segmento que está siendo probado.

12.1.6.3 La soldadura existente en las uniones cuerpo-piso deberán ser examinadas visualmente y también por métodos de partículas magnéticas y con líquidos penetrantes, en toda su extensión por debajo de la placa soldada de parche. Adicionalmente, 153 mm de la unión cuerpo-piso a cada lado de la placa del parche soldada deberá ser examinada similarmente antes de reemplazar la placa de reparación para asegurar la integridad de la soldadura y de confirmar la ausencia de grietas de soldadura.

12.1.7 Fondos

12.1.7.1 Una vez terminada la soldadura del piso del tanque, deberá examinarse las placas en toda su extensión de las soldaduras de la placa de piso del tanque para detectar potenciales defectos y fugas. Especial atención se deberá aplicar en las áreas tales como: colector de aceite, solapes de placas triples, fallas de la placa del piso, golpes de arco, áreas de remoción de fijaciones temporales y quemaduras de arco. Criterios de aceptación de exámenes visuales y reparación están especificados en API 650, 6.5. Por lo demás, todas las soldaduras nuevas, incluyendo la soldadura que fija una placa parche al piso, las áreas de la placa de piso recuperada mediante soldadura, y el restablecimiento de las

soldaduras encontradas con defectos durante una inspección interna deberán ser inspeccionadas mediante uno de los métodos especificados en API 650, 5.3.3. Las áreas que presenten fugas deberán ser reparadas esmerilando y volviendo a soldar según sea necesario y deberá reensayarse el área reparada.

12.1.7.2 Además de los requerimientos en 12.1.7.1, la soldadura de raíz y el final de una placa parche soldada en la zona crítica, deberá ser examinada visualmente y examinada por método de partículas magnéticas o penetración de líquido en toda su extensión.

12.1.7.3 Aparte de los requerimientos 12.1.7.1., las áreas de la placa de piso restauradas mediante soldadura (ver 9.10.1.4) deberá ser examinadas por métodos de partículas magnéticas o penetración de líquidos.

12.1.8 Placa de cuerpo

12.1.8.1 Reparaciones de placa de cuerpo mediante depósito de metal soldado

Las áreas de la placa de cuerpo que deban ser reparadas mediante soldadura deberán ser examinadas visualmente. Además, las áreas de placa de cuerpo reparadas mediante soldadura deberán ser examinadas por métodos de partículas magnéticas o por líquidos penetrantes.

12.1.8.2 Reparaciones de la placa de cuerpo o mediante parches de soldadura

solapada.

Las soldaduras de uniones de los nuevos parches del cuerpo mediante soldadura solapada deberán ser examinadas ya sea por métodos de partículas magnéticas o por método de líquidos penetrantes.

12.1.9 Techos

Las reparaciones y uniones de techo recientemente soldadas deberán ser examinadas de acuerdo con API 650, 5.3.2.2 y 5.3.7.

12.2 Radiografías

12.2.1 Cantidad y ubicación de las radiografías

La cantidad y ubicación de las radiografías deberán ceñirse a la norma API 650 y a los siguientes requerimientos adicionales:

12.2.1.1 Para uniones verticales:

- a. Reposición de placas de cuerpo nuevas por placas de reemplazo nueva, no requieren radiografías adicionales, aparte de las requeridas por API650 para la fabricación.
- b. Placas de cuerpo existentes por placas de reemplazo nuevas, se deberá tomar una radiografía adicional en cada unión.
- c. Uniones reparadas en placas de cuerpo existentes deberán tener una radiografía adicional tomada en cada unión.

12.2.1.2 Para uniones horizontales:

- a. Reposición de placas de cuerpo nuevas por placas de reemplazo nueva, no requieren radiografías adicionales, aparte de las requeridas por API650 para su fabricación.
- b. Para reemplazar placas de cuerpo existentes por placas nuevas, se deberá tomar una radiografía adicional por cada 16 m de soldadura horizontal reparada.
- c. Uniones reparadas en placas de cuerpo existentes deberán tener una radiografía adicional tomada por cada 16 m de soldadura horizontal reparada.

12.2.1.3 Para intercepciones de uniones horizontales y verticales

- a. Reposición de placas de cuerpo nuevas por placas de reemplazo nueva, no requieren radiografías adicionales, aparte de las requeridas por API650 para su fabricación.
- b. Placas de cuerpo existentes por placas de reemplazo nuevas, se deberá tomar una radiografía de cada intersección.
- c. Se deberá tomar radiografías a todas las intersecciones de las placas de cuerpo existentes.

12.2.1.4 En los tanques reconstruidos, se deberá tomar radiografía a cada unión de placa anular soldada a tope de acuerdo con API 650.

12.2.1.5 En tanques reconstruidos se requiere inspección radiográfica del 25% de todas las uniones de soldaduras sobre las costuras existentes.

El dueño/operador de común acuerdo con el contratista deberá determinar el alcance de las inspecciones adicionales y reparaciones que pueda requerir.

Toda inspección adicional o reparación de las soldaduras existentes deberán ser tratadas en el acuerdo contractual entre el dueño/operador y el contratista reconstructor del tanque.

12.2.1.6 Se deberá tomar radiografía de las placas de cuerpo nuevas y reinstaladas y también de las soldaduras de cada puerta. Para placas de reemplazo circular, se deberá tomar como mínimo una radiografía de la unión vertical y a lo menos una de la unión horizontal y una de cada esquina. Todas las uniones entre la soldadura existente y la de reparación también deben ser radiografiadas. Si se encuentran defectos, el 100% de la radiografía deberá realizarse en la soldadura reparada.

12.2.1.7 El largo mínimo del diagnóstico de cada radiografía deberá ser 153 mm

12.2.1.8 Para instalación de anclajes usando placas inserto como se describe en 9.8.2, deberá tomarse radiografía de toda la soldadura de tope entre la placa inserto la placa de cuerpo.

12.2.2 Criterio de aceptación de soldaduras existentes de la placa de cuerpo existente a la placa de cuerpo.

Si al aplicar una radiografía de una intersección entre una soldadura nueva y una antigua, se detectan defectos inaceptables según la norma vigente, las soldaduras existentes podrán ser evaluadas de acuerdo a la norma de construcción original.

12.2.3 Marcación e identificación de las radiografías

12.2.3.1 Cada película deberá exhibir la identificación del/los soldadores que han realizado la soldadura. El mapa de la soldadura debe mostrar la ubicación de las soldaduras, número de la soldadura, número de la radiografía, identificación del soldador.

12.2.3.2 Las radiografías y registros de radiografía de todas las soldaduras de reparación deberán marcarse con la letra "R".

12.3 Prueba hidrostática

12.3.1 Cuando se requiere una prueba Hidrostática

13.3.1.1 Se deberá efectuar una prueba hidrostática completa durante 24 horas para:

- a. Tanque reconstruido.
- b. Todo tanque que haya sido sometido a reparaciones mayores o modificaciones mayores (ver 13.2.1.2) a menos que estén entre las excepciones dadas en 12.3.2 en los que será aplicable las características de construcción, diseño y combinación de los materiales.
- c. Un tanque donde la evaluación de ingeniería indica la necesidad de la prueba hidrostática debido a un aumento en la exigencia del servicio. Ejemplos de aumento en la exigencia de servicio son: aumento en la presión operativa (tales como almacenaje de un producto con una gravedad específica más alta), baja en la temperatura de servicio (ver Fig. 5-2), y utilización de tanques que han sufrido daños.

12.3.1.2 Los términos de reparación mayor y modificación mayor se refieren a operaciones que requieren corte, adición, retiro y/o reemplazo del rolo de placa anular, soldadura cuerpo-fondo, o una porción considerable del cuerpo. En este contexto, reparaciones y modificaciones mayores incluirían:

- a. La instalación de cualquier anclaje de cuerpo por debajo del nivel de líquido diseñado superior a 12" NPS, o cualquier anclaje superior ubicado dentro de 12" del cuerpo.
- b. El retiro y reemplazo o adición de cualquier placa del cuerpo por debajo del diseño del nivel de líquido o cualquier material de rolo de placa anular donde las dimensiones más largas de una placa de reemplazo excedan las 12".
- c. El completo o parcial (más de la mitad del espesor de la soldadura) retiro y reemplazo de más de 12" de la soldadura vertical que une las placas del cuerpo, o de la soldadura radial que une el rolo de la placa anular.

- d. La instalación de un nuevo fondo. Esto no incluye nuevos fondos en tanques donde la cimentación del fondo no se haya alterado y en las que se cumplen las condiciones 1 y 2:
 - 1. En los tanques de rolos anulares, el rolo anular permanece intacto.
 - 2. En tanques sin rolos anulares en que la reparación no involucra soldadura en la zona crítica del fondo existente. Ver 3.7 para obtener definición de la zona crítica.
- e. El retiro y reemplazo de cualquier parte de la soldadura que fija el cuerpo al fondo o al rolo de la placa anular.
- f. Levantamiento del cuerpo del tanque.

12.3.2 Cuando no se requiere prueba hidrostática

12.3.2.1 General

No se requiere una prueba hidrostática completa del tanque en reparaciones y modificaciones mayores cuando ambos párrafos a. y b. de esta sección se han cumplido, y cuando se cumple adecuadamente con las partes 12.3.2.2. a 12.3.2.5 y 12.3.2.6.

- a. La reparación ha sido revisada y aprobada por un ingeniero experto en diseño de tanques de almacenaje de acuerdo con API650. El ingeniero deberá dejar por escrito cuando considere que el tanque está exento de prueba hidrostática.
- b. El dueño/operador del tanque autoriza por escrito la excepción de prueba hidrostática.

12. 3.2.2 Reparación del cuerpo

12.3.2.2.1 Para uniones soldadas existente, se deberá implementar las calificaciones de procedimiento de soldadura basadas en la composición química de los materiales existentes, incluyendo requerimientos de resistencia mecánica. Los procedimientos de soldadura deberán ser calificados con materiales existentes o similares, y deberán incluir pruebas de impacto. Los requerimientos de pruebas de impacto deberán ceñirse a las secciones API 650 7.2.2 y deberán estar especificados en el procedimiento de reparación.

12.3.2.2.2 Los materiales nuevos usados para la reparación deberán cumplir con los requerimientos de la presente edición de API 650.

12.3.2.2.3 Los materiales utilizados en la reparación de áreas del tanque deberán cumplir al menos con los siguientes requisitos:

- a. Requerimientos API 650 (7⁸. Edición o posterior)
- b. Caer dentro del área "seguro para usar" en la Figura 5-2.
- c. Tensión en el área de reparación no excederá los 48,26 MPa. Esta tensión limitante se calculará de la siguiente manera:

$$S = \frac{2,6 \times H \times D \times G}{t}$$

Donde:

S: Resistencia del cuerpo en lbf/in²

H: altura de llenado del tanque por encima de la parte inferior de la reparación o alteración en pies

t: espesor del cuerpo en el área de interés en pulgadas.

D: diámetro del tanque en pies

G: gravedad específica del producto.

12.3.2.2.4 Las nuevas uniones soldadas a tope en el cuerpo, tanto vertical como horizontal, deberán tener fusión y penetración completa.

12.3.2.2.5 Los exámenes de la pasada de raíz y en la pasada final deberán estar de acuerdo a 12.1.4. Además, la soldadura terminada deberá ser completamente radiografiada.

12.3.2.2.6 Las soldaduras al cuerpo para reforzar las uniones placa-cuello de la boquilla y cuello de la boquilla-cuerpo deberán tener penetración y fusión completa. El paso de raíz en una soldadura para la en la fijación de una boquilla deberá ser ranurado por la parte posterior (back-gouged) y posteriormente examinada con métodos de partículas magnéticas o líquidos penetrantes. La soldadura terminada deberá ser examinada con métodos de partículas magnéticas, líquidos penetrantes o de ultrasonido. El criterio de examen y aceptación de los exámenes no destructivos deberá ser de acuerdo al punto 12.1.

12.3.2.2.7 Ver Sección 12.3.2.4 para restricciones de la soldadura cuerpo-piso.

12.3.2.2.8 Las hojas de las puertas deberán cumplir con los requerimientos de esta norma para su instalación de la placa de cuerpo, exceptuando cuando no se extienden hasta interceptar la unión fondo-cuerpo.

12.3.2.3 Reparación de la zona crítica del piso

12.3.2.3.1 Las reparaciones del rolo anular o las zonas críticas de la placa del piso (ver 3.7) deberán cumplir con lo siguiente:

- a. Lograr los requerimientos desde 12.3.2.2.1 al 12.3.2.2.3.
- b. Ser examinados visualmente antes de soldar, y examinados después del paso de raíz y pasada final, tanto visual como por métodos de partículas magnéticas y líquidos penetrantes. Las soldaduras a tope de la placa anular también serán examinadas por métodos de ultrasonido después de la pasada final. Los criterios de aceptación de los exámenes no destructivos deberán estar de acuerdo con 12.1.

12.3.2.4 Reparación de la soldadura cuerpo-piso

12.3.2.4.1 La reparación de la soldadura que fija el cuerpo al rolo anular o el cuerpo a la placa de fondo deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Una porción de la soldadura (de cualquier largo) puede ser retirada y reemplazada en toda su extensión siempre que la soldadura de reemplazo tenga el largo requerido por API 650, 3.1.5.7, y que la porción reemplazada no represente más del 50% del área de intersección de la soldadura requerida.
- b. La soldadura en un lado del cuerpo puede ser retirada completamente y reemplazada en una extensión que no exceda los 30,48 cm. Las reparaciones de la soldadura cuerpo-fondo que reemplacen más del 50% del área de intersección de la soldadura requerida no podrán quedar más cerca de 30,48 cm unas de otras, incluyendo las reparaciones del lado opuesto del cuerpo.

12.3.2.4.2 Se deberá examinar las reparaciones antes de soldarlas, después de la pasada de raíz y después del pase final de forma visual y también por métodos de partículas magnéticas y líquidos penetrantes. Los criterios de aceptación de los exámenes no destructivos deberán estar de acuerdo al punto 12.1.

12.4 Pruebas de fugas

Las placas de refuerzo nuevas o modificadas de los anclajes del cuerpo deberán ser sometidas a un examen de fugas de aire de acuerdo con API650.

Capítulo III

3. Propuesta de sistema de inspección a tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible

Como se pudo apreciar en el Capítulo 2, el código API 653 [2], brinda elementos generales a tener en cuenta durante la inspección de los tanques. Sin embargo debido a la naturaleza de estos documentos no se enfoca el proceso de inspección desde un punto de vista sistémico, que oriente, agilice y facilite a los especialistas en mantenimiento a decidir sobre las acciones requeridas en determinados casos; las que, cabe resaltar, están fuertemente condicionadas por los códigos y las exigencias específicas de carácter legal, económico y social. Tomando como base los elementos antes citados se propone el sistema mostrado en las figuras 3.1a, b, c, d, y e. A continuación se expondrá los elementos que contemplan cada una de estas etapas.

3.1 Datos iniciales

A la hora de establecer un proceso de inspección para tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible tanto en operación como en servicio es necesario conocer los siguientes elementos:

- a. La naturaleza del producto almacenado.
- b. Los resultados de las revisiones visuales de mantenimiento.
- c. Tolerancias a la corrosión y velocidades de corrosión.
- d. Sistemas preventivos de corrosión.
- e. Condiciones al momento de las inspecciones anteriores.
- f. Los métodos y materiales de construcción y reparación.
- g. La ubicación de los tanques, como los situados en áreas aisladas y de alto riesgo.
- h. Riesgo potencial de contaminación del aire y del agua.
- i. Sistemas de detección de filtración.
- j. Cambio en el modo de operación (por ejemplo: frecuencia de ciclo de llenado, frecuente de caída al fondo de los techos flotantes).

- k. Requerimientos legislativos.
- l. Cambios de servicio (incluyendo cambios en los fondos de agua)
- m. La existencia de un doble fondo o una barrera preventiva de alivio.

3.2 Inspección en operación

La inspección en operación se puede realizar de dos maneras

3.2.1 De rutina

Según lo visto en 6.3.1.3, esta inspección se debe realizar al menos una vez al mes, consiste en una inspección visual, donde se deben buscar evidencias de fugas, deformaciones del cuerpo, signos de asentamiento, corrosión, verificación del estado de la cimentación, pintura, sistemas de aislamiento y accesorios. Esta inspección deberán estar debidamente documentada con el objeto de que el inspector pueda hacer seguimientos de las acciones tomadas al respecto.

3.2.2 Externa periódica

La inspección periódica externa, de acuerdo a lo planteado en 6.3.2 debe realizarse al menos cada 5 años

3.2.2.1 Preparación de la superficie

Para la realización de esta inspección la referida superficie debe estar suficientemente limpia de óxidos, pinturas o capa protectora. Para ello, es necesaria en muchos casos la aplicación de limpieza mediante cepillo de alambre rotatorio, ya que dicho proceso permite la eliminación de cualquier elemento adherido a la superficie del tanque sin que produzca ningún tipo de marca o ranura sobre su superficie. En el caso en que exista una capa de óxido gruesa se debe recurrir a la utilización de pistola de agujas como método de limpieza. Se debe hacer especial hincapié en la limpieza de las uniones soldadas, tanto en la zona fundida como en la afectada por el calor de las partes que componen tanto el tanque como las tubuladuras que están soldadas al cuerpo. Durante esta limpieza se debe tener extremo cuidado con la utilización de elementos de limpieza que produzcan chispas. Es por ello que en 6.3.2.3 se hace referencia a la API RP 2003 [1] la que establece técnicas para evitar la ignición de los combustibles.

3.2.2.2 Inspección visual

Como se plantea en el epígrafe 6.3.2, el tanque deberá ser inspeccionado externamente, examinando las superficies exteriores del techo y del cuerpo las juntas soldadas y las zonas de influencia térmica adyacentes, las superficies de todas las entradas, boquillas y otras aberturas.

3.2.2.2.1 Criterios de inspección visual

3.2.2.2.1.1 Techo

De acuerdo a 4.2.3.1 las aéreas de las placas de techo y pontones con signos de agrietamiento o perforaciones deberán ser reparadas o reemplazar la sección dañada.

3.2.2.2.1.2 Cuerpo

De acuerdo con 4.3.1.1, toda imperfección, deterioro, u otras condiciones que pudieran afectar adversamente el funcionamiento o la integridad estructural del cuerpo de un determinado tanque deberá ser evaluado para determinar si se adecuan o no al servicio propuesto.

Las deformaciones de acuerdo a lo planteados en 4.3.5.3 deberán evaluarse individualmente para determinar si las condiciones específicas se consideran aceptables para la continuidad

Los defectos, según lo que se plantea en 4.3.6, tales como fisuras o laminaciones deberán ser acuciosamente examinadas y evaluadas para determinar su alcance y naturaleza y si procede o no la reparación.

3.2.2.3 Evaluación del espesor mínimo

Para la determinación del espesor mínimo del cuerpo se utilizaran los requerimientos y las ecuaciones dadas en el epígrafe 4.3.3.1, unido a las ecuaciones particulares de diseño con las cuales se diseñó en recipiente (en su ausencia se pueden utilizar las dadas por API 650 [3]. Sobre la base de estos elementos y teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación del tanque se podrá determinar si posee condiciones desde el punto de vista de resistencia de seguirse operando.

3.2.2.4 Medición de espesores

De acuerdo a lo visto en el epígrafe 6.6.3 la realización de la medición de espesores se pueden realizar por varios métodos, sin embargo la prueba más extendida es la medición por ultrasonido. La norma API 653[2], no particulariza en ninguna parte, sin embargo, durante la inspección externa, la medición de espesores solo podrá realizarse en el techo y en el cuerpo. A pesar de que en la norma antes citada no se especifica nada al respecto, constituye una práctica internacional el mallado de toda la superficie a inspeccionar con unas cuadrículas de 230 mm x 230 mm para de esa forma tener una idea más completa de su estado. Queda por descontado que en las zonas donde por inspección visual se denotan faltas de espesores, el mallado tendrá que ser más fino. De la misma manera, en la zona donde se midan bajos espesores se utilizará una malla más fina, con el objetivo de delimitar la zona con esa afectación.

3.2.2.4.1 Criterios de admisibilidad teniendo en cuenta al espesor

3.2.2.4.1.1 Techo

De acuerdo a lo expresado en 4.2.1.1 las placas del techo y los soportes corroídos con un espesor menor de 2,3 mm en cualquier área de 0,06 m² o las placas del techo con cualquier perforación deberán ser reparadas o reemplazadas.

3.2.2.4.1.2 Cuerpo

Las zonas corroídas de acuerdo a 4.3.1.3 pueden ser clasificadas como áreas corroídas y picaduras aisladas. Para cada una de ellas existe un criterio diferente en cuanto al espesor

3.2.2.4.1.2.1 Zonas corroídas

De acuerdo a lo planteado en 4.3.2 el punto de menor espesor en una zona corroída se admite hasta el 60 % del espesor mínimo ($t_{\min}$), siempre y cuando la longitud crítica (L), sea menor de 40 in. Sin L es mayor, entonces la zona debe ser sometida a un proceso de reparación.

Picaduras dispersas

Teniendo en cuenta lo planteado en 4.3.2.2, las picaduras ampliamente dispersas podrán ser aceptadas siempre que:

- a. La profundidad de la cavidad sea menor que el espesor remanente del cuerpo y este sea menor que la mitad del espesor mínimo aceptable del cuerpo del tanque, excluyendo la tolerancia corrosiva;
- b. La suma de todas las dimensiones a lo largo de la línea vertical no excede 50,8 mm, en una extensión de 203.2 mm

3.3 Inspección fuera de operación

3.3.1 Inspección interna

Según 6.2.2 los intervalos de inspección interna están en función de la velocidad de corrosión que posee el tanque, sin embargo cuando esta se desconozca no podrá ser mayor de una vez cada 10 años. Debido a las características de esta inspección, para acometerla se debe garantizar un plan de inspección que cuente de todos los procedimientos de las operaciones a realizar. Además se debe contar con toda la información completa del tanque que incluya:

- a. Registros de inspección son la base de un programa de inspección/mantenimiento planificado.
- b. Registros de construcción,
- c. Historia de inspección e historia de reparaciones /modificaciones.
- d. Informes de las inspecciones externas realizadas, donde se incluyeron las mediciones de espesores, las condiciones encontradas, reparaciones, mediciones de ajustes y recomendaciones.

3.3.2 Trabajo preparatorio

Antes de someterse al tanque a un proceso de inspección interna, se le deben realizar una serie de actividades:

1. Descargar completamente su contenido.
2. Llenarlo completamente con agua de tal forma que la misma salga por accesorios ubicados en el parte superior del tanque, esto permitirá que no quede ningún residuo de gas en su interior.
3. Drenar toda el agua.
4. Abrir todas sus exclusas y tomas de drenado durante un tiempo prolongado (más de 72 horas) para permitir que el tanque se ventile y se seque interiormente.
5. Eliminar de forma manual todo residuo interno o asentamiento que pueda tener el tanque, ya sea por raspado o mediante chorros de vapor tratando de eliminar todos los restos de hidrocarburo que pudiera quedar en el interior.

3.3.3 Preparación de la superficie

Como se planteó en el subepígrafe 3.2.2.1, la superficie interior debe estar suficientemente limpia de óxidos, pinturas o capa protectora. Para ello, es necesaria en muchos casos la aplicación de limpieza mediante cepillo de alambre rotatorio, ya que dicho proceso permite la eliminación de cualquier elemento adherido a la superficie del tanque sin que produzca ningún tipo de marca o ranura sobre su superficie. En el caso en que exista una capa de óxido gruesa se debe recurrir a la utilización de pistola de agujas como método de limpieza. Se debe hacer especial hincapié en la limpieza de las uniones soldadas, tanto en la zona fundida como en la afectada por el calor de las partes que componen en recipiente y de las tubuladuras que están soldadas al cuerpo.

3.3.4 Inspección

La inspección se realizara manteniendo el mismo orden que se siguió durante las inspecciones externas en servicio a partir del subepígrafe 3.2.2.2. De la misma manera constara de las siguientes etapas

- a. Inspección visual,

- b. Establecimiento del espesor mínimo (t_{min}),
- c. Medición de espesores
- d. Inspección mediante END de las uniones soldadas

Además del techo y el cuerpo, durante estas inspecciones, también deberá ser inspeccionado el piso. Para los dos primeros, los criterios de admisibilidad en cuanto a la inspección visual, están dados en 3.2.2.2.1 y en cuanto a los espesores se mantienen los mencionados en 3.2.2.4.1.

Con respecto al piso, el espesor mínimo del piso se calculara de acuerdo a lo planteado en el epígrafe 4.4.7.1 en el criterio de inspección visual se tendrán en cuenta los elementos listados en 4.4.2. La presencia de estos elementos decidirá si realizar reparaciones o cambiar las planchas del piso.

Desde el punto de vista del espesor, y teniendo en cuenta lo planteado en 4.4.7.3, las zonas corroídas del piso no podrán tener un espesor menor del 50% del espesor original del piso, o el 50% del t_{min} de la placa más fina del cuerpo. Por otro lado las picaduras aisladas no afectaran la resistencia del piso.

El piso y la unión cuerpo-piso, de acuerdo a 12.1.6.1 también podrán ser inspeccionados mediante una cámara de vacío. En el caso de la unión cuerpo – piso tendrá que ser en ángulo recto.

Teniendo en cuenta las afectaciones más frecuentes que se manifiestan en este tipo de recipiente, y tomando como base lo planteado en 12.1.1.1, las técnicas que mejores resultado podrán dar son:

1. Inspección por líquidos penetrantes.
2. Inspección por partículas magnéticas fluorescentes.
3. Inspección ultrasónica.

3.3.4.1 Inspección por líquidos penetrantes

Mediante la utilización de líquidos penetrantes, se deben inspeccionar el 100 % de todas las uniones soldadas del tanque (techo, cuerpo y piso), tanto la zona fundida como la zona de influencia térmica. Los criterios de aceptabilidad, son los dados por el Apéndice 8 dado en el Sección VIII División I del Código ASME [20] y que señalan a continuación:

De acuerdo al código antes citado, para la inspección con líquidos penetrantes cualquier indicación mayor de 1,5 mm debe ser considerada relevante. Estas indicaciones se clasifican en dos grupos:

- a. Las alargada, donde el largo es mas de tres veces su ancho.
- b. Las redondas o elíptica donde el largo es menor o igual que el ancho.
- c. Si cualquier indicación es cuestionable o dudosa, será reexaminado para determinar si es relevante o no.

Cuando estas indicaciones relevantes sobrepasen los límites que a continuación se indican serán consideradas no admisibles, por lo que el recipiente no podrá seguir operando o tendrá que someterse a un proceso de reparación:

- 1- Cualquier indicación lineal.
- 2- Cualquier indicación redondeada con diámetro mayor de 5 mm.
- 3- Cuatro o más indicaciones redondeadas en una línea, separadas a 1,5 mm o menos entre borde y borde.

3.3.4.2 Inspección por partículas magnéticas fluorescentes.

De acuerdo a lo expresado en los epígrafes 1.5, para la inspección de tanques, se pueden utilizar dos técnicas de aplicación de las partículas magnética: yugos y entre puntas. La selección de una de ellas depende en gran medida de los resultados obtenidos en la inspección visual y en la inspección con líquidos penetrantes, pues si durante esas inspecciones se evidencia la existencia de agrietamiento finos (como los que se pueden producir en el agrietamiento por corrosión bajo) es necesario aplicar una técnica que no solo sea capaz de explorar la superficie sino también en el interior del material y por eso es preferible la técnica de “entre puntas”. Si no existen evidencia de tal agrietamiento se puede utilizar la técnica del yugo, la que detectada solamente defectos superficiales.

La realización de la inspección por partículas magnéticas debe comenzar en las uniones soldadas, específicamente en las intercepciones de las costuras verticales y horizontales, por ser estos puntos los de mayores niveles de tensiones residuales y por tanto los más propensos al agrietamiento. De encontrarse cualquier tipo de defecto no admisible se ampliará la muestra al resto de las uniones soldadas que conforman el recipiente.

Para esta técnica, según se muestra en el Apéndice 6 dado en el Sección VIII División I del Código ASME [20] se cumplen los mismos criterios que para los líquidos penetrantes para considerar una indicación relevante, así como para los niveles de admisibilidad de defectos.

3.3.4.3 Inspección por ultrasonido

La aplicación de la inspección por ultrasonido, constituye una técnica que ayuda a complementar la información proveniente de las técnicas aplicadas con anterioridad, debido a su capacidad para explorar practicante todo el espesor del recipiente. Al igual que las partículas magnéticas su aplicación se iniciará por las intercepciones de las costuras verticales y horizontales fundamentalmente de las zonas que unen el cuerpo con el piso. Pudiéndose pasar o no a otras zonas.

De acuerdo al Apéndice 12 dado en el Sección VIII División I del Código ASME [20] se considera una indicación relevante aquella que produce una señal 20 % mayor que el nivel de referencia. Con respecto al nivel de admisibilidad de defecto, se consideran inadmisibles:

- 1- Aquellas indicaciones que pueden ser el resultado de grietas, faltas de fusión y penetración incompleta, independientemente de su tamaño.
- 2- Otras indicaciones que superen el nivel de referencia que pueden ser generadas por defectos que excedan las siguientes dimensiones:
 - a. 6 mm para espesores menores e iguales a 19 mm.
 - b. $1/3t$ para espesores entre 19 y 57 mm.
 - c. 19 mm para espesores mayores de 57 mm.

3.3.4.4 Inspección radiográfica

A pesar que en la figura 3.1a, b, c, d y e no ha sido tomada en cuenta la inspección radiográfica, no significa que se ha prescindido de ella (ver 12.2). La utilización de la inspección radiográfica se debe tenerse en cuenta durante las inspecciones a tanques cuando el mismo ha sido sometido a un proceso de reparación, como puede ser el caso después de la colocación de un parche. Esto es particularmente

importante cuando existen evidencias de que en el diseño del referido recipiente han sido tomado un alto nivel de eficiencia de la junta (1 para un recipiente cuyas uniones soldadas han sido radiografiadas al 100 %).

Como criterios de admisibilidad de defectos se tomarán los plasmados en UW-51 la que se encuentra en la Sección VIII División I del Código ASME [20], la que establece:

1. Cualquier indicación que indique la existencia de grietas o zonas de fusión o penetración incompleta.
2. Cualquier indicación alargada que en la radiografía que tenga un tamaño mayor que:
 - a. 6 mm para espesores menos e iguales a 19 mm.
 - b. $1/3t$ para espesores entre 19 y 27 mm.
 - c. 19 mm para espesores superiores a 57 mm.
3. Cualquier grupo de indicaciones alineadas que tengan una longitud total superior a t en una longitud de $12t$, excepto cuando la distancia entre las imperfecciones sucesivas excede $6L$, donde L es la longitud de la imperfección más larga en el grupo.

t : es el espesor de la unión soldada excluyendo cualquier refuerzo permitido. Para una soldadura a tope la unión de dos miembros, con diferentes espesores en la soldadura, t es el más delgado de los dos espesores. Si una unión de penetración completa, incluye una unión de filete, se incluirá la garganta del filete en t .

3.3.5 Prueba hidrostática

La prueba hidrostática durante 24 horas se realiza después de una inspección o después de una inspección y reparación cuando se cumplen los elementos planteados en 12.3.1. En caso que sea necesaria esa prueba, la altura de llenado del tanque se realizara de acuerdo a 4.3.3.2

La presión hidrostática se debe incrementar gradualmente hasta que se llegue a la altura de prueba. Al alcanzar este valor, se realizará una inspección visual para

detectar si existen fugas. No se admitirán fugas, a excepción de las que se presentan, en los cierres temporales para la prueba. Estas últimas deben ser corregidas para que el recipiente sea reexaminado.

3.3.6 Protección y retorno al servicio

La magnitud de la limpieza y el servicio de protección van a depender en gran medida de la magnitud de la inspección y mucho más si esta última desemboca en una reparación. A pesar de que el recipiente para la inspección fue limpiado, después de una reparación conveniente una limpieza a fondo, fundamentalmente cuando se emplean procesos de protección por escoria, ya que generalmente esta es altamente corrosiva, como es el caso de los electrodos revestidos inoxidables. La herrumbre o cascarilla del tratamiento térmico pueden ser eliminadas por limpieza con vapor o con chorreado de arena antes de pintar. La limpieza entre pasos cuando el procedimiento es de pasadas múltiples reduce la limpieza post-soldadura. Finalizada la soldadura y la inspección, pueden requerirse operaciones de remoción de metal, tan simples como un esmerilado, o tan complejas como un maquinado si las dimensiones requieren de cierta tolerancia y ajuste. Finalmente la preservación del elemento puede ser por pintado u otro método, antes de retornar la instalación al servicio.

3.3.7 Llenado de la documentación

El correcto llenado de la documentación es un paso final del proceso de inspección, ya que en el mismo se plasmas los elementos detectado durante la realización de la mencionada operación, quedando constancia escrita de los mismos. Este paso, a pesar de su simplicidad constituye un elemento de obligatorio cumplimiento pues garantiza el cumplimiento del ciclo de inspección a que debe estar sometido el recipiente.

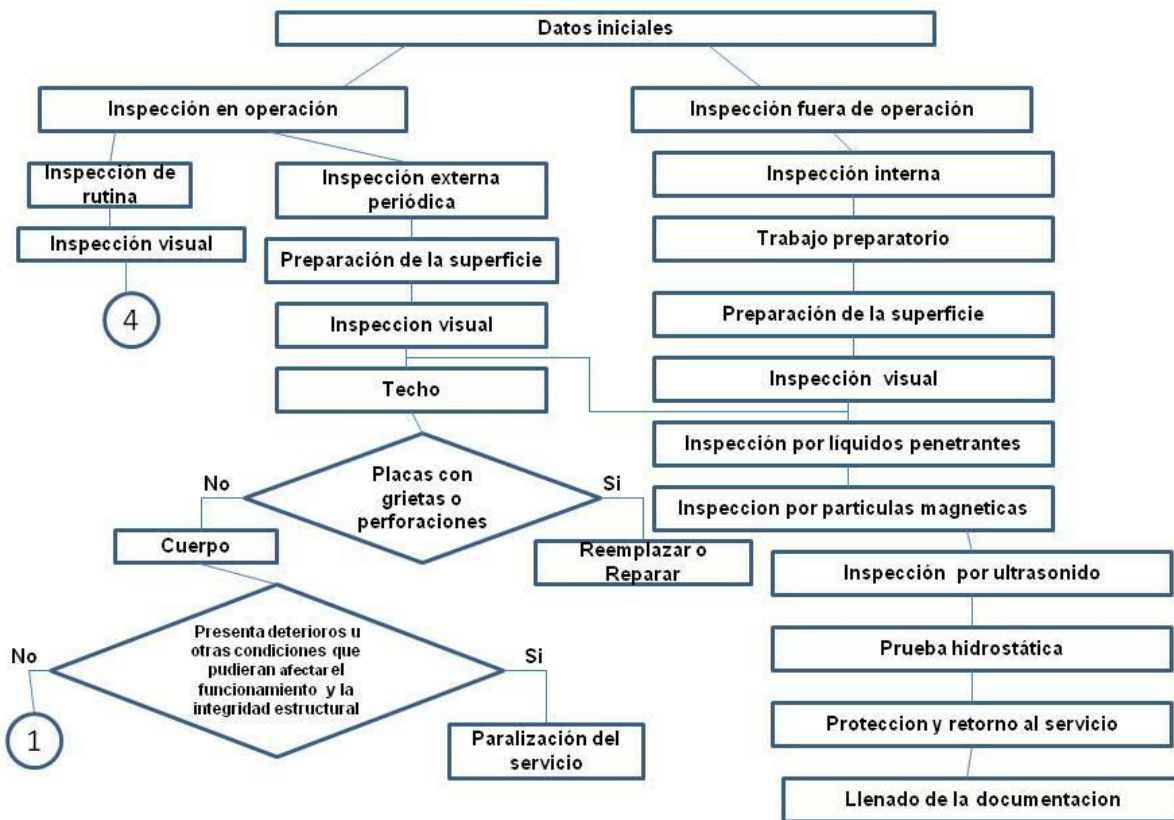


Figura 2.1a. Diagrama de flujo para la inspección de tanques atmosféricos verticales de almacenamiento de combustible.

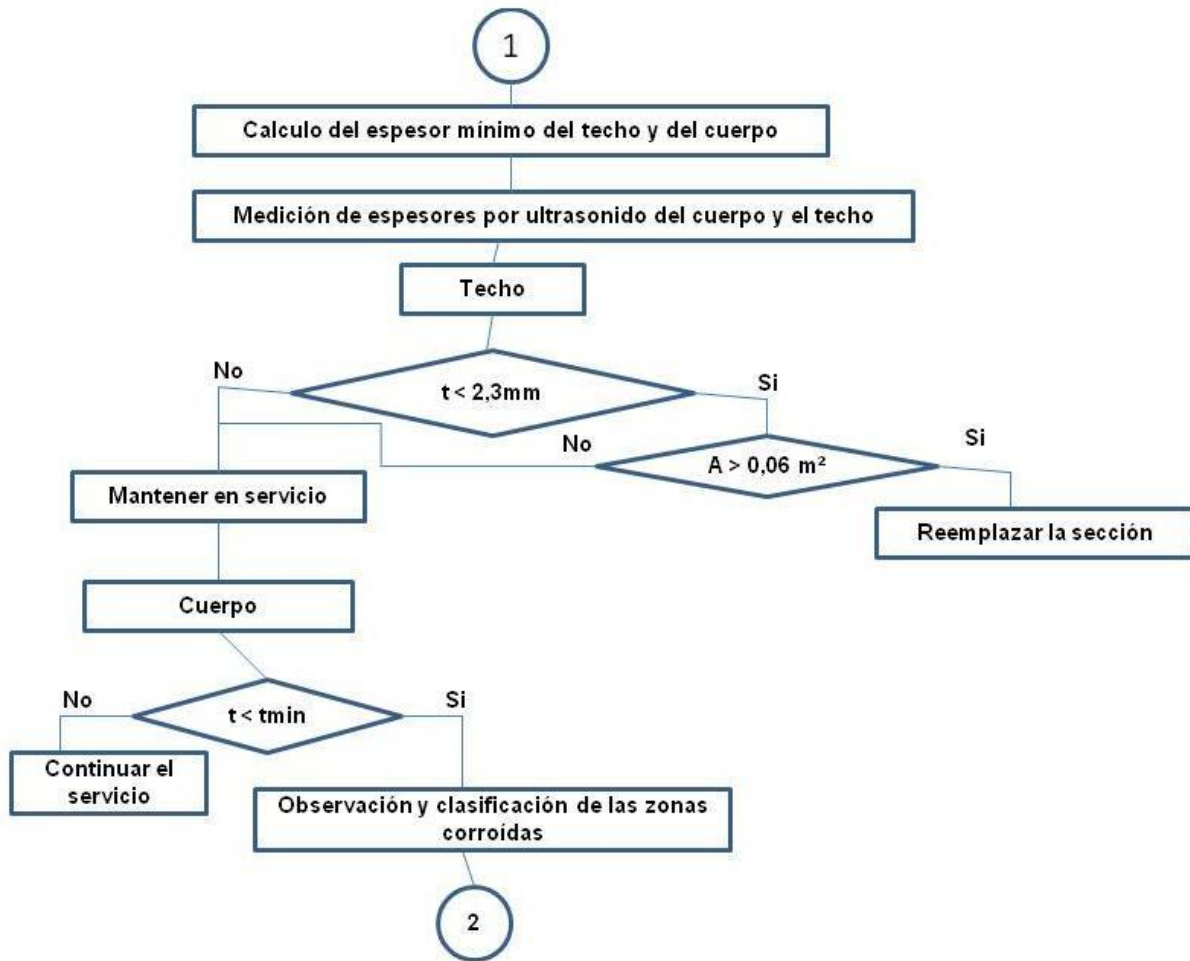


Figura 2.1b. Diagrama de flujo para la inspección de tanques atmosféricos verticales de almacenamiento de combustible (cont.).

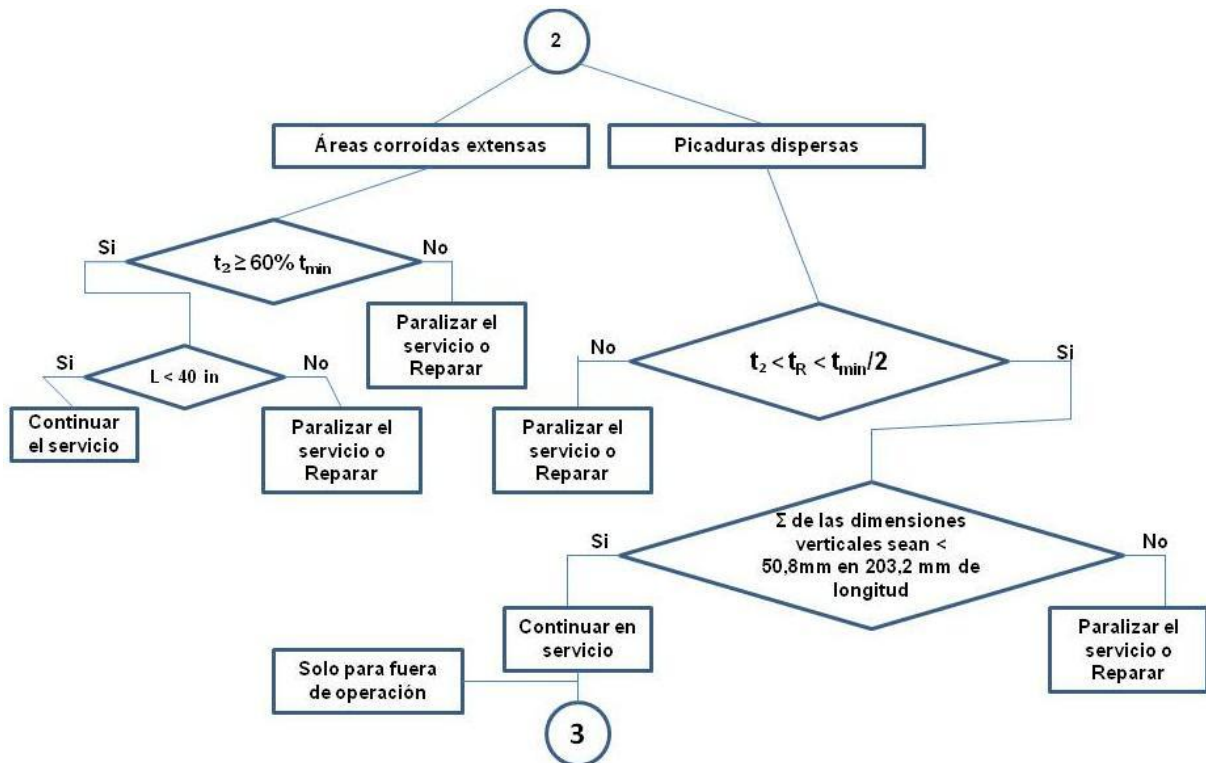


Figura 2.1c. Diagrama de flujo para la inspección de tanques atmosféricos verticales de almacenamiento de combustible (cont.).

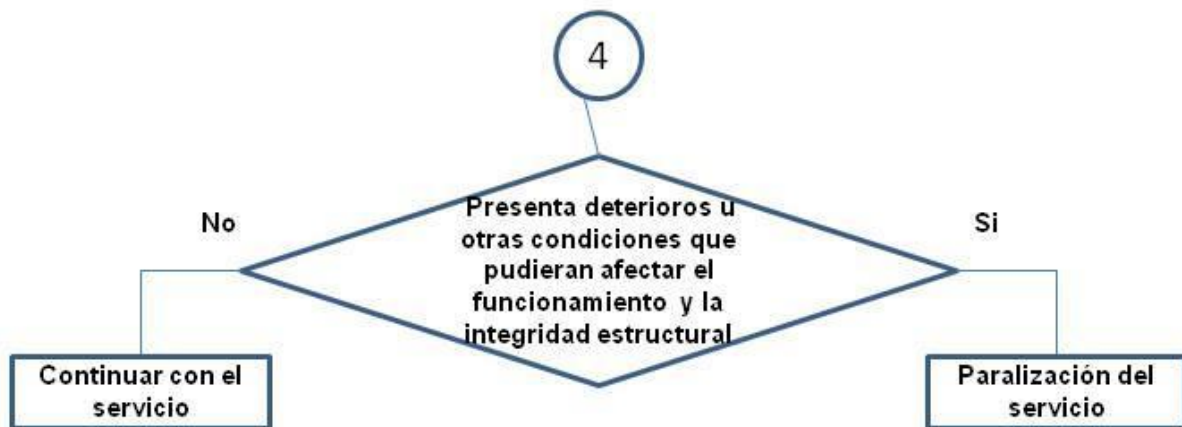


Figura 3.1d. Diagrama de flujo para la inspección de tanques atmosféricos verticales de almacenamiento de combustible (cont.).

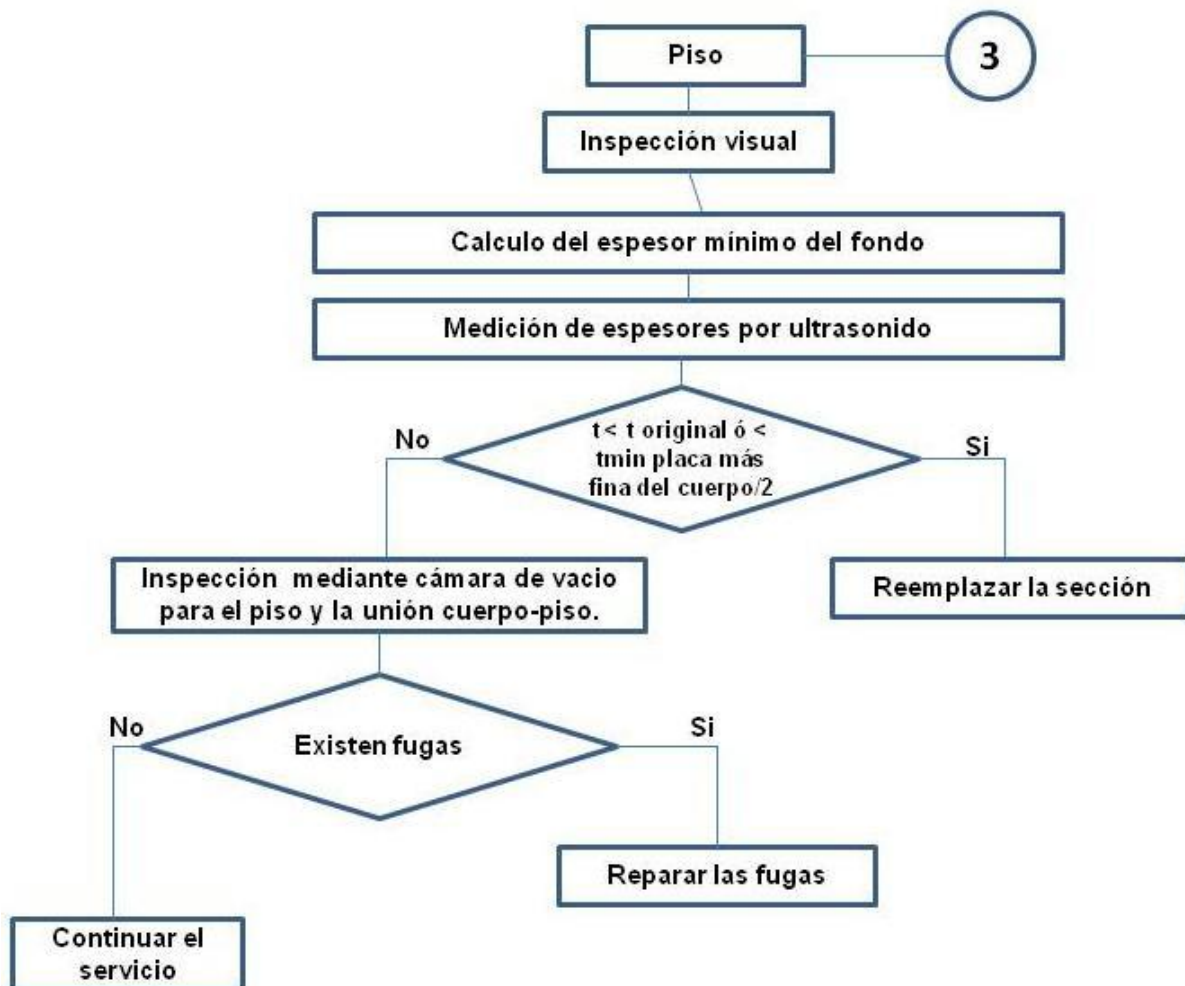


Figura 3.1e. Diagrama de flujo para la inspección de tanques atmosféricos verticales de almacenamiento de combustible (cont.).

Conclusiones

1. Debido a sus condiciones de trabajo y a los años en servicio, los tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible están expuestos a una serie de fallas, por lo que se hace necesario que a la hora de inspeccionarlos se cuente con una metodología que no permita que se obvien elementos.
2. La metodología para la inspección de tanques atmosféricos verticales para el almacenamiento de combustible, permite auxiliar al personal técnico que dirige, supervisa y realiza este tipo de actividad. Esta metodología no pretende suplantar el trabajo con el código API 653 que regula estas tareas, sino complementarlo, garantizando que se consideren todos los factores que intervienen en la inspección y así lograr una culminación segura de dichos trabajos.

Recomendaciones

1. Implementar esta metodología a todos los tanques verticales para el almacenamiento de combustible existentes en el país.
2. Extender esta metodología al resto de las unidades comercializadores de combustibles pertenecientes a CUPET.

Bibliografía

1. American Petroleum Institute, API Standard 2003, Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents.; Ed, september 1998.
2. American Petroleum Institute, API Standard 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 2005.
3. American Petroleum Institute. API Standard 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage, 2005
4. American Welding Society ANSI/AWS B1. 10-99, Guide for Nondestructive Inspection of Welds, 1999.
5. American Welding Society. AWS D 1.1/1.1M:2002, Structural Welding Code-Steel”, 2002.
6. American Welding Society. AWS D 1.6/1.1M:2002, “Structural Welding Code-Stanley Steel”, 2002.
7. Barreras Ferrán, R., Refinería cubana vinculada al ALBA muestra altos niveles de eficiencia, Cubadebate, 11 de diciembre 2009. Consultado abril 2013 en: <http://www.cubadebate.cu/noticias/2009/12/11/refineria-cubana-vinculada-alba-altos-niveles-eficiencia/>
8. Corrochano Hernando, R., Inspección de tanques en servicio mediante END. Consultado marzo 2013 en: <http://www.linkedin.com/company/ensayos-no-destructivos-tecnologia-s-l-/inspeccion-de-tanques-de-almacenamiento-719408/product>
9. Glosario de Automóviles. Consultado febrero 2013 en: www.sured.info/defe/combustibles
10. Hantelmann, A., Curso Montaje, Mantenimiento y reparación de tanques verticales para el almacenamiento de combustible. Refinería “Camilio Cienfuegos” , Cienfuegos, 2011.
11. Lineamientos de la política económica y social de Cuba. Publicación del Consejo de Estado. La Habana, 2012.

12. Master, M., Wenk, R., Basic, Guide for Managements's Choice of Nondestructive Test. Special Technical Publication No.112. Philadelphia, American Society for Testing and Materials, 1981.
13. Perry, J., Chemical Engineers Handbook. Mc Graw Hill, edition, 1998.
14. The American Society for Testing and Materials, Designation: ASTM A6 Standard Specification for General Requirements for Rolled Structural Steel Bars, Plates, Shapes, and Sheet Piling, 2004.
15. The American Society for Testing and Materials, Designation: ASTM A36 Standard Specification for Carbon Structural Steel", 2004.
16. The American Society for Testing and Materials, Designation: ASTM A370 Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products, 2003.
17. The American Society for Testing and Materials, Designation: ASTM A992 Standard Specification for Structural Steel Shapes, 2004.
18. The American Society of Mechanical Engineers, Boiler and Pressure Vessel Code: Section V, Nondestructive examination, 2001.
19. The American Society of Mechanical Engineers, Boiler and Pressure Vessel Code: Section IX, Qualification Standard for Welding and Brazing Procedures, Welders, Brazers, and Welding and Brazing Operators, 2001.
20. The American Society of Mechanical Engineers. Boiler and Pressure Vessel Code. Section VIII. Rules for Construction of Pressure Vessels. Division 1. New York ed : 2007.
21. The American Society of Mechanical Engineers. Boiler and Pressure Vessel Code. Section V, Nondestructive Examination, New York ed : 2007.
22. Todt, F., Corrosión y Protección. Editorial Aguilar, 1959.
23. Uhlig, H.H. Corrosion Handbook. John Wiley and Sons edition, 1963
24. Uhlig, H.H., Corrosion and Corrosion Control. Revolucionaria ed: 1966.
25. Zhyk, N.P., Kurs Teorii Korrozii y Zashiti Metallow. Metallurgia, Editorial Revet, 1976.

