

# REPORTE FINAL DE ESTADIA

**MONSERRATT GONZALEZ MARTINEZ**

**“APLICACIÓN DE LA NORMA API 653 A  
RECIPIENTES DE ALMACENAMIENTO DE  
HIDROCARBUROS”**

Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz

Programa Educativo  
Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Reporte para obtener título de  
Ingeniero en Mantenimiento Industrial

Proyecto de estadía realizado en la empresa  
TAD PEMEX Escámela

Nombre del proyecto  
“Aplicación de la Norma API 653 a Recipientes de Almacenamiento  
de Hidrocarburos”

Presenta  
TSU Monserratt González Martínez

Cuitláhuac, Ver., a 18 de abril de 2018.



# Universidad Tecnológica del Centro de Veracruz

Programa Educativo  
Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Nombre del Asesor Industrial  
Ing. Gerardo Ayala Dow.

Nombre del Asesor Académico  
Ing. Ramiro Robles Cala.

Jefe de Carrera  
Ing. Gonzalo Malagón González

Nombre del Alumno  
TSU Monserratt González Martínez

## Agradecimientos

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo específicamente a mi madre por su apoyo incansable y nunca abandonarme en este largo caminar a mis hijos Gael y Sofia por ser mi pilar y motor cada día, a mis asesores industrial y académico y al Ing. Pedro Damian Villagran Garcia por estar presente al principio y final de todo esto.

## Resumen

El presente proyecto de titulación ha realizado un procedimiento para la aplicación de la norma API 653 a tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Se ha realizado una introducción a los tanques atmosféricos y su importancia. Se han especificado y aplicado criterios de la norma.

El análisis realizado sobre el diseño de los tanques atmosféricos permite establecer criterios de aceptación para las diferentes pruebas especialmente cuando se tratan de tanques nuevos. El objetivo de este proyecto es realizar una investigación en base a pruebas que demuestren que estos cumplen con los requerimientos de las normas. Finalmente se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones que han sido fruto del desarrollo del presente proyecto.

## Contenido

<i>Agradecimientos</i> .....	1
<i>Resumen</i> .....	2
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>5</b>
1.2 <i>Planteamiento del Problema</i> .....	5
1.3 <i>Objetivo General</i> .....	5
1.4 <i>Hipótesis</i> .....	6
1.5 <i>Justificación del Proyecto</i> .....	7
1.6 <i>Limitaciones y Alcances</i> .....	7
1.7 <i>La Empresa (PEMEX)</i> .....	8
<b>CAPÍTULO 2. NORMA API 653</b> .....	<b>10</b>
2.1 <i>Objetivo Norma API 653</i> .....	10
2.2. <i>Referencias Básicas:</i> .....	11
2.3. <i>Definiciones</i> .....	11
2.4 <i>Idoneidad Para El Servicio</i> .....	12
5.1 <i>Consideraciones de fractura frágil</i> .....	19
6.1 <i>Inspección</i> .....	21
7.1 <i>Materiales</i> .....	25
8.1 <i>Consideraciones de diseño para tanques reconstruidos</i> .....	26
9.1. <i>Reparaciones y alteraciones de tanques</i> .....	27
2.10. <i>Desmantelamiento y reconstrucción</i> .....	40
2.11. <i>Soldadura</i> .....	45
2.12. <i>Exámenes y pruebas</i> .....	47
2.13. <i>Marcas y registros</i> .....	51
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGIA</b> .....	<b>52</b>
3.1 <i>Protección contra la corrosión</i> .....	52
3.1.1 <i>Corrosión</i> .....	52
3.2 <i>Parámetros de aprobación, rechazo y reparación</i> .....	58
3.2.1 <i>Paredes</i> .....	58

3.2.2 Fondo .....	60
3.2.3 Techo.....	61
<b>CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....</b>	<b>61</b>
4.1 Resultados.....	62
4.2 Conclusiones.....	64
Bibliografía.....	65

## CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.2 Planteamiento del Problema

El almacenamiento de los derivados del petróleo constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos, ya que, actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo, brindando flexibilidad operativa a las estaciones de almacenamiento.

La Estación de Pemex Escamilla maneja productos de hidrocarburos por lo que es necesario utilizar distintos tipos de recipientes para almacenar una gran variedad de productos como gasolinas y diésel.

Las características propias de los derivados del petróleo, hace que las áreas donde se manejan y almacenan estos productos, sean de diferentes tipos, dependiendo del producto que contenga el tanque tendremos el tipo de los tanques de almacenamiento de techo fijo.

### 1.3 Objetivo General

Determinar el grado de Eficiencia de tanques de Almacenamiento mediante ensayos mecánicos de dureza, prueba de corrosión y determinación de espesores basados en la norma API 653 para determinar su vida útil.

## Objetivos Específicos

- Implementar la inspección física y análisis estructural según la norma.
- Realizar pruebas de Grado de Corrosión.
- Determinar cumplimiento de nivel de seguridad.

## 1.4 Hipótesis

La TAD PEMEX es una empresa que se dedica al manejo de hidrocarburos por ende la hace altamente riesgo para la integridad tanto del trabajador como de personal en general, es por ello debe cumplir con estándares de calidad marcados en ciertas normas.

Los Tanque de Almacenamiento al cumplir con los requisitos marcados en la norma están fallando en seguridad y calidad, es por ellos necesario establecerlos a dicha norma y así verificar su grado de confiabilidad.

## 1.5 Justificación del Proyecto

Con el presente trabajo se busca facilitar todos los conocimientos necesarios para llevar a cabo la aplicación y el seguimiento de la implementación de la norma.

Debido a la importancia de los tanques dentro de la planta de Pemex Escamilla, se requiere contar con equipos, materiales, procedimientos y personal adecuado para realizar las diferentes actividades que garantice la confiabilidad de los mismos.

Por lo antes expuesto, se hace indispensable contar con un plan de mantenimiento en los tanques de almacenamiento que garantice su disponibilidad, este plan de mantenimiento debe ser ejecutado mediante acciones planificadas y programadas, tomando en cuenta los requerimientos de materiales, repuestos, herramientas y talento humano necesarios para la ejecución de dichas acciones, las cuales están encaminadas a incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los tanques,

## 1.6 Limitaciones y Alcances

### Limitaciones

- Tiempo asignado para el proyecto
- El acceso al área y la implementación de equipo era restringido.
- Personal de apoyo para el análisis de información

### Alcances

- Reconocer incumplimientos de norma.
- Evidenciar fallas
- Dar posibles Soluciones.

## 1.7 La Empresa (PEMEX)

Durante 80 años hemos sido parte fundamental de la industria petrolera y hoy en día tenemos nuevos retos en el mercado nacional e internacional, los cuales afrontamos con determinación y liderazgo gracias a la fortaleza de nuestra empresa y el compromiso que asumimos, no sólo en el plano energético, sino también en el sector económico, social y ambiental. Con el esfuerzo de todas las trabajadoras y trabajadores, construimos un Pemex más fuerte, eficiente e incluyente, para seguir siendo la empresa emblemática de México.

El sistema consiste en recibir, almacenar y entregar gasolinas y diésel; los productos son recibidos a través de autotanques de centros embarcadores y por el poliducto Minatitlán – México de 12” de la Refinería General Lázaro Cárdenas del Río. La Terminal cuenta con 4 descargaderas (2 de 4” de diámetro y 2 de 3” de diámetro), 8 tanques verticales atmosféricos. Asimismo, cuenta con 10 llenaderas de autotanques de 4” de diámetro, de las cuales 4 despachan gasolina Magna, 4 diésel y 1 Premium, además de un equipo de bombeo compuesto por 14 bombas de succión y descarga para el proceso.

### **"Visión"**

Convertirse en la mejor empresa petrolera, operada por personal altamente calificado, con criterios de rentabilidad y competitividad, con productos y servicios energéticos y petroquímicos de calidad, con tecnología y vanguardia, seguridad en sus instalaciones y absoluto respeto a su entorno.

### **"Misión"**

Petróleos Mexicanos es una empresa paraestatal integrada, cuya finalidad es maximizar la renta petrolera, contribuir al desarrollo nacional y satisfacer con calidad las necesidades de sus clientes, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

### Datos de la Empresa

PEMEX ESCAMELA

Centro de trabajo: 674-TAD ESCAMELA, VER.

Zona: SUR

Dirección: KM. 321 CARR. FEDERAL, MEXICO VERACRUZ IXTACZOQUITLAN  
ESCAMELA, VER. 94450 TEL DCAS (55)6300-4125

## CAPÍTULO 2. NORMA API 653

### INSPECCION, REPARACIÓN, ALTERACIÓN Y RECONSTRUCCIÓN DE TANQUES

- API 653 4° Edición, Abr  
2009 + Adenda Nov 2013.

#### 2.1 Objetivo Norma API 653

ALCANCE: Requisitos mínimos de mantenimiento, inspección, reparación, alteración, relocalización y reconstrucción. Limitado a cimentación, fondo, pared, estructura, techo, accesorios, boquillas. Aplicables API 650 y API 579. Requiere ingenieros e inspectores entrenados. Adicional a esto son procedimientos de seguridad y de permiso de trabajo.

Tan solo leer esto no se considera entrenamiento adecuado

1. ALCANCE: Incluye recipiente y PSV que lo protege (construidos con código; sin código, bajo aceptación oficial; que haya perdido estampado o placa). ASME es código de construcción, y puede usarse salvo que se contradiga con este. Aplicable solo si se tiene acceso a personal técnico calificado. Los recipientes de exploración y producción tienen requisitos específicos. Están excluidos:

Recipientes móviles; Los fuera el código; Con volumen y presión bajo del Ap. A. Reconoce al API-579 Apto Para el Servicio y API-580 Inspección Basada en Riesgo, como métodos válidos de evaluación.

## 2.2. Referencias Básicas:

API 579, 580, 620, 650, 651, 652, 2000, 2003, 2009, 2015, 2016, 2201, 2207, 2217A; ASME; ASNT; ASTM; AWS; NACE.

## 2.3. Definiciones

Alteración: Cambio físico en dimensiones o configuración.

Inspector API 653: Calificado y certificado.

Punto de quiebre: Área del fondo donde inicia el asentamiento.

Cambio de servicio: Cambio en condiciones de operación, propiedades, temperatura, presión y otras.

Tanque de control: Se tiene historia documentada de servicio.

Zona crítica: Fondo o placa anular en 3" del borde interior.

Examinador: Asistente de inspector que realiza ENDS, pero no evalúa resultados, salvo autorización.

Inspección Externa: Visual, sin suspender operación.

Inspección En Servicio: Cuando está en servicio el recipiente.

Inspección Apto Para Servicio: Evaluación de fallas y condiciones para determinar la integridad del recipiente.

Inspección Interna: Completa, visual y ENDS.

Reparación/Alteración Mayor: Necesaria para restaurar el recipiente a una condición adecuada de operación segura en condiciones de diseño. Si existe un cambio en presión o temperatura, es alteración y se reclasifica. Corte, esmerilado o soldadura que no sea una alteración, es una reparación. Penetración mayor de 12" (bajo nivel de líquido o en fondo), reemplazar placa mayor a 12", nuevo fondo (salvo 12.3.3.3), soldadura de unión placa con fondo mayor a 12", elevar con gato la pared. Resistencia reconocida: las de 5.3.2, 5, 6, 8.

Reconstrucción: Reensamblar tanque desmantelado.

Reparación: Remover y reinstalar (techo, pared, fondo soldaduras); re nivelar o elevar con gato; adicionar o reemplazar placas en penetraciones; fallas, desgarros, socavados (con esmeril y/o soldadura).

Zona Crítica: Porción del fondo o de placa anular dentro de 3" radiales del paño interior de la pared.

### 2.4 Idoneidad Para El Servicio

4.1. General 4.1.1 Al detectar cambio de condiciones físicas originales, se debe evaluar si es idóneo.

4.1.2 Para evaluación de aptitud, cambio de servicio, decidir reparación, alteración, desmantelamiento, relocalización, reconstrucción. 4.1.3 Considerar-pero no sustituye el análisis

(Corrosión interna y externa; nivel de esfuerzos; producto-gravedad específica, temperatura, corrosividad; temperatura de diseño; carga viva en techo, viento, sismo; cimentación, suelo, asentamientos; propiedades químicas y mecánicas de materiales; distorsiones; condiciones de operación-llenado, vaciado periodicidad).

4.2. Evaluación de Techo 4.2.1 General Verificar integridad estructural: techos, soportes, placas corroídas hasta un espesor de .09" en área de 10x10", orificios.

4.2.2 Techo fijo Verificar y reparar soportes, vigas, armaduras, columnas, bases. Las distorsiones (desplomes), elementos corroídos o dañados. Especial atención a corrosión interna severa de

columnas de tubo. Juntas con el techo con API 650. 4.2.3 Techo Flotante Placas o pontones con grietas u orificios, reparados o remplazados. Evaluar picaduras para determinar si puede haber daño

antes de la siguiente inspección. Evaluar y reparar perímetros, sellos, rodillos, antirotación, drenajes, venteos. API 650 no es mandatorio. 4.2.4 Cambio de Servicio Cambio de servicio: Presión interna;

Presión externa; Temperatura elevada o más baja; Venteo normal y de emergencia. Ver API 650.

## 4.3 EVALUACIÓN DEL TANQUE

4.3.1 General Se deben evaluar: fallas, cambio de servicio, relocalización, corrosión superior a la admisible, considerando cargas (hidrostática, presión interna y externa, viento, sismo, techo, boquillas, asentamientos, accesorios), espesor de placa, corrosión anticipada. Corrosión localizada, generalizada, poros que deben estudiarse antes de reparar. Los poros no impactan la integridad estructural, salvo que estén muy juntos. Se determina extensión y profundidad de la falla y en su caso se ajusta el nivel de llenado para no sobrepasar esfuerzos. 4.3.2 Determinación de Espesor Actual Promediar espesor; Calcular longitud vertical máxima crítica L en que los esfuerzos de aro se redistribuyen; El espesor mínimo debe ser mayor al 60% de  $t_{mín}$ ; la corrosión permisible hasta la siguiente inspección se debe añadir al  $t$  mínimo y al 60% de  $t_{mín}$ . Los poros aislados pueden ignorarse si profundidad es menor que  $\frac{1}{2} t_{mín}$  y la suma de diámetros en línea vertical es menor de 2" en tramo de 8".

4.3.3 Cálculo de Espesor Mínimo (tanque soldado) Para tanque de diámetro menor a 200 pies (61 m), para diámetro mayor usar método de punto de diseño variable.  $t_{min}=2.6(H-1)DG/SE$ . Para áreas corroídas usar  $t_{min}=2.6HDG/SE$ .  $t_{min}$  nunca menor que 0.1"; D en pies; H en pies hasta máximo llenado (del fondo o de área corroída); G gravedad específica; S (para fondo y segundo anillo) en PSI (el menor de 0.8 de fluencia o 0.429T; S (para el resto del tanque) en PSI (el menor de 0.88 de fluencia o 0.472T. Ver Tabla 4.1. Si no hay datos usar: Y=30,000; T=55,000; E en Tabla 4.2 (usar E=1 para evaluar espesor de retiro a 1" o 2 veces espesor de placa de soldaduras.

**Table 4.1—Maximum Allowable Shell Stresses (Not for Use for Reconstructed Tanks, See Note 6)**

Material Specification and Grade	Minimum Specified Yield Stress, $Y$ (lb/in. <sup>2</sup> )	Minimum Specified Tensile Strength, $T$ (lb/in. <sup>2</sup> )	Allowable Product Stress, $S$ (lb/in. <sup>2</sup> ) (Note 7)		Allowable Hydrostatic Test Stress, $S_H$ (lb/in. <sup>2</sup> ) (Note 7)	
			Lower Two Courses	Upper Courses	Lower Two Courses	Upper Courses
ASTM Specifications						
A 283-C	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A285-C	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A36	36,000	58,000	24,900	27,400	27,400	30,100
A131-A, B, CS	34,000	58,000	24,900	27,400	27,400	30,100
A131-EH 36	51,000	71,000	30,500	33,500	33,500	36,800
A573-58	32,000	58,000	24,900	27,400	27,400	28,800
A573-65	35,000	65,000	27,900	30,700	30,700	31,500
A573-70	42,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A516-55	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A516-60	32,000	60,000	25,600	28,200	28,200	28,800
A516-65	35,000	65,000	27,900	30,700	30,700	31,500
A516-70	38,000	70,000	30,000	33,000	33,000	34,200
A662-B	40,000	65,000	27,900	30,700	30,700	33,700
A662-C	43,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A537-Class 1	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A537-Class 2	60,000	80,000	34,300	37,800	37,800	41,500
A633-C, D	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A678-A	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A678-B	60,000	80,000	34,300	37,800	37,800	41,500
A737-B	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A841	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A10 (Note 1)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A7 (Note 1)	33,000	60,000	25,700	28,300	28,300	29,700
A442-55 (Note 1)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A442-60 (Note 1)	32,000	60,000	25,600	28,200	28,200	28,800
CSA Specifications						
G40.21, 38W	38,000	60,000	25,700	28,300	28,300	31,100
G40.21, 44W	44,000	65,000	27,900	30,700	30,700	33,700
G40.21, 50W	50,000	65,000	27,900	30,700	30,700	33,700
G40.21, 50WT	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
Unknown (Note 2)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
Riveted Tanks:						
A7, A9 or A10 (Note 1, Note 3)	NA	NA	21,000	21,000	21,000	21,000
Known (Note 4)	Y	T	Note 4	Note 4	Note 4	Note 4
Unknown (Note 5)	NA	NA	21,000	21,000	21,000	21,000

Para prueba hidrostática el menor de:  $H=(SE_{tmin}/2.6D)+1$  o para área corrida  $H=SE_{tmin}/2.6D$ ;  $S$  (para fondo y segundo anillo) en PSI (el menor de 0.88 de fluencia o 0.472T;  $S$  (para el resto del tanque) en PSI (el menor de 0.9 de fluencia o 0.519T). Los tanques reconstruidos deben apegarse a la norma actualizada. Solo es para carga hidrostática, las otras cargas deben considerarse como en diseño original (pandeo por viento; sismo; temperatura sobre 200°F; presión interna por vacío; cargas de tuberías equipo, ménsulas; volteo por viento; asentamientos). Alternativa es usar ASME Div 2 Ap. 4 con esfuerzos ajustados.

4.3.4 Mínimo para Tanques Remachados Usar  $S=21,000$  PSI;  $E=1$  a 6" de remaches. Ver Tabla 4.3. Ver original.

4.3.5 Distorsiones Fuera de redondez, pandeos, planos, puntos y bandas en uniones soldadas. Causadas por asentamientos, sobre-presión o bajo-presión, viento, fabricación defectuosa, técnicas de reparación.

4.3.6 Fallas Grietas, laminaciones, golpes de arco, socavados, gotas de soldadura. Las grietas en soldadura de fondo-pared deben ser removidas.

4.3.7 Vigas de Viento y Atiesadores Su degradación los puede hacer inadecuados.

4.3.8 Soldadura en Pared Evaluar con diseño original o Apto Para Servicio (ver 9.6).

4.3.9 Penetraciones en Cuerpo Tamaño, refuerzo de boquillas, espaciamento de soldaduras, espesor de componentes, placa de refuerzo, cuello de boquilla, brida, placa de cierre en: entrada de hombre, aperturas para limpieza, etc., deben revisarse al evaluar el tanque. Las soldaduras no afectadas son aceptables con END de partículas magnéticas. El esmerilado de soldaduras es permisible. El espaciamento de soldaduras reparadas debe ajustarse a 9.10.2.7.

4.3.10 Operación a Alta Temperatura Para Mayor a 200 y menor a 500°F, ver An. N de API 650.  
Aplicar

### 4.4. Evaluación de Fondo de Tanque

4.4.1 General Determinar integridad para evitar fugas y tener monitoreo periódico. Los asentamientos excesivos impactan.

4.4.2 Causa de Fallas de Fondo Históricamente han sido: Porosidad interna; corrosión en soldaduras; grietas en soldaduras; esfuerzos en placa de fondo por cargas en paredes y asentamientos; corrosión bajo fondo normalmente de porosidades; drenaje inadecuado (agua superficial bajo el fondo); falta de placa de anillo cuando se requiere; asentamientos diferenciales con altos esfuerzos en placa de fondo; columnas y soportes de techo soldadas al fondo sin adecuada tolerancia para movimiento; fondos de grava o piedra sin adecuado llenado de huecos; llenado de fondo no homogéneo (arcilla en cimentación de arena); soporte de sumideros inadecuados.

4.4.3 Sistemas de Prevención de Liberación TanqueFondo Se recomienda para mantener integridad del fondo, incluye: Inspección del fondo (evaluar integridad e identificar problemas, monitoreo del asentamiento del fondo, frecuencia de inspección 4.4.6, Sec. 6 An. B y C); sistema de detección de fugas y prueba de fugas del tanque (identificar, cuantificar y localizar falla continua o periódica, con vapor o marcador químico, API 575); instalar protección catódica en la parte baja del fondo (mitigar corrosión en contacto con suelo, API 651); recubrimiento del interior (mitigar corrosión con barrera API 652); barrera de prevención de liberación en fondo (fondos de acero, materiales sintéticos, arcilla, concreto, para prevenir escape de material contener o canalizar material liberado a detección de fuga API 650 An. I y reemplazo de fondos en 9.10.2, considerando efectividad, producto, localización y sensibilidad ambiental);

4.4.4 Medición de Placa de Fondo Usar método confiable de medición de corrosión, porosidad y que sea extrapolable a todo el fondo Flujo magnético, ultrasonido combinados ver An. G.

4.4.5 Mínimo Espesor de Placa de Fondo Espesor mínimo de fondo requerido:  $MRT = (\text{Mínimo de } RT_{bc} \text{ o } RT_{ip}) - Or - (StPr + UPr) - MRT$ ; mínimo espesor remanente después del intervalo Or. Or; Intervalo de operación (años) menor de 6.4.2. –  $RT_{bc}$ ; Espesor mínimo del lado del fondo después de reparación. -  $RT_{ip}$ ; Espesor mínimo del lado interno después de reparación. -  $StPr$ ; Velocidad máxima de corrosión no reparada en lado interno (es 0 para áreas recubiertas y la vida esperada del recubrimiento debe ser mayor a Or). –  $UPr$ ; Velocidad máxima de corrosión en lado inferior calculada con espesor mínimo después de reparación, progresión lineal a vida del tanque (es 0 en áreas con protección catódica efectiva). Ver Nota 1 y 2 en original. Método probabilístico: Con análisis estadístico de medidas de espesores

4.4.6. Si es menor a la Tabla 4.4 o en el 6.4.2.4 de Inspección Basada en Riesgo, se debe reparar. A menos que se haga análisis de esfuerzos el espesor será  $\frac{1}{2}$  del original o  $\frac{1}{2}$  de  $t_{min}$  de placa baja y no menos de 0.1". Reparación debe ser la zona crítica (9.10.1.2) con soldadura de poros o parche sobrepuesto con inspección y prueba. Si usa recubrimientos o calafateo no podrá aumentar  $RT_{ip}$ . El espesor de fondo fuera del cuerpo no menor de 0.1" y proyección al menos de 3/8".

Table 4.4—Bottom Plate Minimum Thickness

Minimum Bottom Plate Thickness at Next Inspection (in.)	Tank Bottom/ Foundation Design
0.10	Tank bottom/foundation design with no means for detection and containment of a bottom leak.
0.05	Tank bottom/foundation design with means to provide detection and containment of a bottom leak.
0.05	Applied tank bottom reinforced lining, > 0.05 in. thick, in accordance with API 652.

Table 4.5—Annular Bottom Plate Thicknesses (in.) (Product Specific Gravity < 1.0)

Plate Thickness <sup>a</sup> of First Shell Course (in.)	Stress <sup>b</sup> in First Shell Course (lb/in. <sup>2</sup> )			
	< 24,300	< 27,000	< 29,700	< 32,400
$t \leq 0.75$	0.17	0.20	0.23	0.30
$0.75 < t \leq 1.00$	0.17	0.22	0.31	0.38
$1.00 < t \leq 1.25$	0.17	0.26	0.38	0.48
$1.25 < t \leq 1.50$	0.22	0.34	0.47	0.59
$t > 1.50$	0.27	0.40	0.53	0.68

NOTE The thicknesses specified in the table are based on the foundation providing a uniform support under the full width of the annular plate. Unless the foundation is properly compacted, particularly at the inside of a concrete ringwall, settlement will produce additional stresses in the annular plate.

<sup>a</sup> Plate thickness refers to the tank shell as constructed.  
<sup>b</sup> Stresses are calculated from  $[2.34D(H-1)]/t$ .

4.5. Evaluación de Cimentación de Tanque 4.5.1 General Deterioro es por: Asentamiento, erosión, agrietamiento, deterioro del concreto (calcinación (pérdida de agua de hidratación por alta temperatura en largo periodo y en periodo de enfriamiento el concreto absorbe humedad, pierde resistencia y se agrieta), agua subterránea (ataque químico o cambios cíclicos de temperatura, congelamiento de humedad), congelamiento (en concreto poroso o con grietas mínimas de asentamiento o pro temperatura que resulta en asilamiento, escamas o en agrietamiento estructural severo), álcalis o ácidos (y menos con cloruros, por destruir la unión del concreto), grietas por temperatura (no afectan seriamente pero son acceso de humedad que corroa el acero) y debe inspeccionarse periódicamente. En temperatura más de 200°F usar API 650 Sec. B.6. Para reparación o reemplazo cumplir tolerancia de 10.5.6. Si presenta escamas, grietas estructurales, o deterioro general se debe reparar para evitar entrada de agua. Distorsión en las anclas o grietas excesivas pueden indicar asentamientos serios o levantamiento por sobrepresión en tanque.

## 5.1 Consideraciones de fractura frágil

5.1. General Esta evaluación no complementa o reemplaza la de Secc. 12 de prueba hidrostática. 5.2. Consideraciones Básicas 5.2.1 Se usa árbol de decisiones (Fig. 5.1). 5.2.2 Todos los reportes de falla frágil indican que aparece poco después de la construcción, durante la prueba hidrostática o durante el primer llenado en ambiente frío. En un cambio a temperatura menor, o en una alteración o reparación. Cuando el tanque demostró que resiste la combinación de máximo llenado y mínima temperatura, el riesgo de falla es mínimo. 5.2.3 Todo cambio de servicio debe evaluarse. Con mayor densidad o menor temperatura considerar prueba de presión con: Posibilidad de reparación y deterioro desde la prueba anterior.

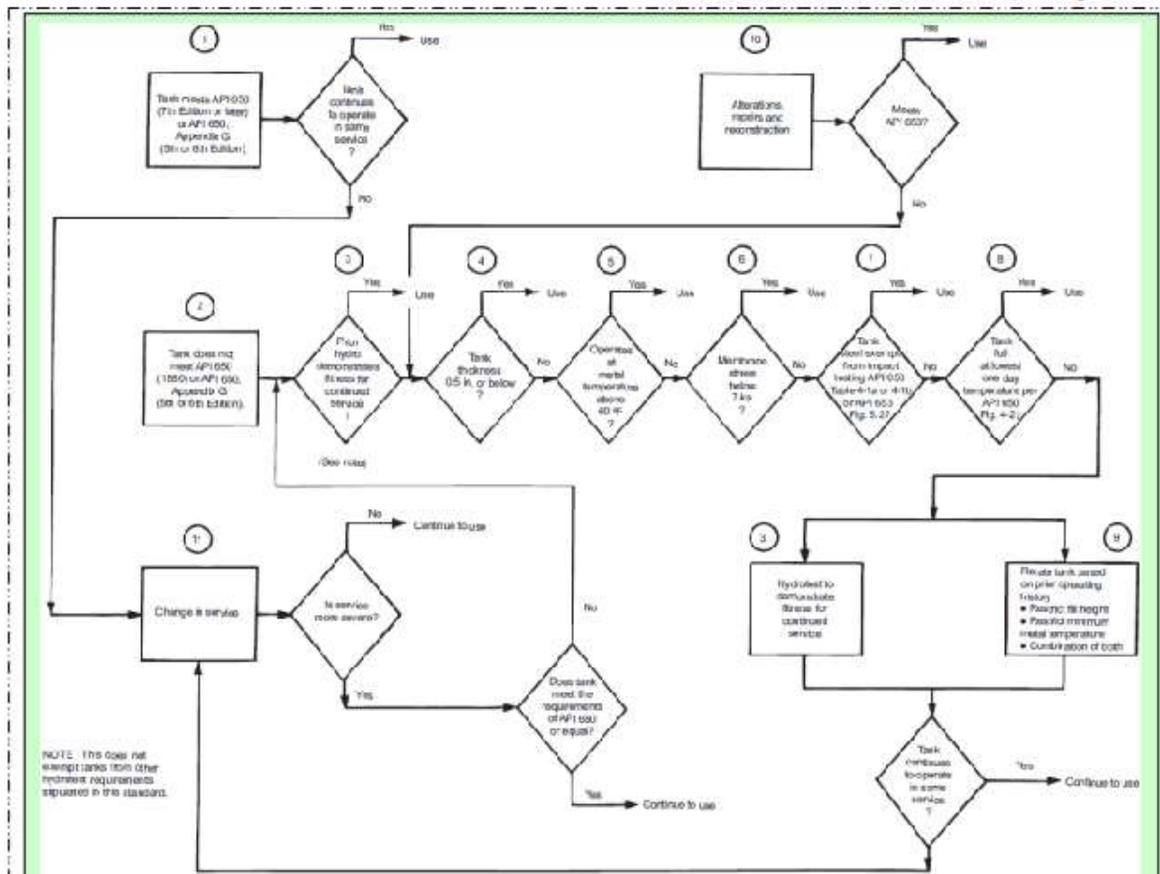
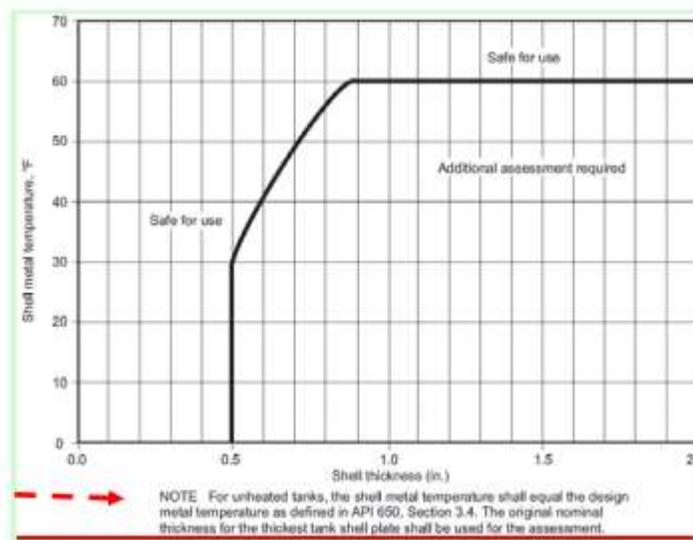


Figure 5-1—Brittle Fracture Considerations

INSPECCION DE TANQUES API 653

5.3 Procedimiento de Evaluación 5.3.1 Según Fig. 5.1, 11 Pasos. 5.3.2 Paso 1.- El tanque cumple con API 650 o se prueba dureza de placas representativas. 5.3.3 Paso 2.- Muchos tanques no se fabricaron para cumplir API 650. 5.3.4 Paso 3.- Todas las reparaciones, alteraciones, reconstrucción, cambio de servicio se realizan con este estándar. 5.3.5 Paso 4.- Con espesor menor a 1/2" el riesgo es mínimo si se aplicó Sec. 4, usando espesor nominal. 5.3.6 Paso 5.- No se conocen fallas con temperaturas de metal superiores a 60°F (15.6°C). Una protección similar se logra calentando el fluido. 5.3.7 Paso 6.- Experiencia muestra que el esfuerzo de membrana superior a 7,000 PSI (492 kg/cm<sup>2</sup>) causa falla frágil. 5.3.8 Paso 7.- Con acero desconocido, espesor mayor a 1/2" y temperatura mayor a 60°F (15.6°C) usar Fig. 5.2., con espesor nominal. Tanques sin calentamiento usar temperatura de diseño API 650, Sec. 3.4. Tanques que cumplen API 650 o API 620 son aceptables. 5.3.9 Paso 8.- Considerar temperatura mínima con API 650, Fig 4-2, contrastado a datos meteorológicos históricos. 5.3.10 Paso 9.- Usar envolvente según históricos en combinación más desfavorable (se puede restringir llenado; restringir temperatura; cambiar a fluido más ligero; combinaciones).

Fig. 5.2



5.3.11 Paso 10.- Reparaciones, alteraciones y relocalizaciones según este estándar. 5.3.12 Paso 11.- Evaluar si el cambio pone al tanque en mayor riesgo.

## 6..1 Inspección

6.1. General Asegurar integridad (6.3 debe realizarla un inspector autorizado). 6.2. Consideraciones de Frecuencia de Inspección 6.2.1 Considerar: Producto; Chequeos visuales de mantenimiento; tolerancias y velocidades de corrosión; Sistemas de prevención de corrosión; Condiciones de inspecciones previas; Métodos y materiales de reparaciones; Localización (aislado o alto riesgo); Potencial de contaminación (aire, agua); Sistema de detección de fugas; Cambios de modos de operación (frecuencia de ciclo de llenado, frecuencia de aterrizado de soportes de techos flotantes); Requisitos legales; Cambios en servicio (incluido fondos de agua); Doble fondo o barrera de prevención de fugas).

6.2.2 Intervalo de inspección (interna y etxerna) se determina por historia (propia o de similar en misma zona) salvo razón especial. 6.2.3 Rigen la normatividad (Pérdida de vapor; Condición de sello; Fuga; Dique; Reparación).

6.3. Inspección Externa 6.3.1 Rutina, monitoreo inspección visual cercana (pared exterior de tanque, fugas, distorsiones, asentamientos, corrosión, cimentación, pintura, aislamiento, accesorios). Pueden hacerla No Certificados con conocimientos de operación, tanque y producto. No exceder un mes. Documentados para seguimiento de un Inspector Certificado. 6.3.2 Inspección Externa en operación, por Inspector certificado. El menor de 5 años o  $RCA/4N$  ( $RCA$ =espesor medido menos mínimo requerido;  $N$ =velocidad de corrosión). Solo remover aislamientos necesarios para evaluar. Chequeo visual de conexiones a tierras (API 2003).

6.3.3 Inspección de Espesores con Ultrasonido. Externa para determinar velocidad de corrosión uniforme y de la integridad del tanque. La extensión de medición la determina el patrón. Sin conocer velocidad cada 5 años y estimar con tanque en servicio similar; o  $RCA/2N$  ( $RCA$ =espesor medido menos mínimo requerido;  $N$ =velocidad de corrosión), con máximo 15 años. Inspección interna fuera de servicio puede sustituirse por programa externo de ultrasonido si el intervalos es menor del cálculo  $RCA/2N$ .

6.3.4 Levantamiento de Protección Catódica con API 651 y asegurando competencia del personal.

## 6.4. Inspección Interna

6.4.1 General: Asegurar que el fondo no está severamente corroído y fugando; Obtener información de fondo y paredes Incluido mediciones de espesores; Identificar y evaluar asentamiento del fondo. Todo tanque con inspección interna con supervisión del Inspector certificado asegurando completos de END. Si solo se requiere determinar condición e integridad del fondo, en servicio pueden usarse robot de medición de espesores y asentamientos. Pueden usarse métodos electromagnéticos obteniendo información suficiente para evaluar espesor, velocidad de corrosión, integridad. 6.4.2 Intervalo de Inspección: Debe determinar cumplimiento con esta sección antes de 5 años. Inspección Interna Inicial para tanque nuevo; 10 años salvo que tenga salvaguardas de prevención de fugas, detección, mitigación de corrosión, contención (Tab. 6.1 suma de años).

Fig. 6.1

Salvaguarda	Años adicionales
Recubrimiento de fibra de vidrio reforzada del lado del producto (API 652)	5
Capa delgada interna (API 652)	2
Protección Catódica lado suelo del fondo (API 651 Instalado, mantenido, inspeccionado)	5
Barrera de prevención de liberación (API 650, anex. I)	10
Corrosión permisible de fondo mayor a 0.15" Cálculo: A=(Corrosión permisible -15 mills) / 15 mills por año	A

Alternativa: IBR 10 a 20 años sin barrera ó 30 años con barrera de prevención de liberación (API 650, anex. I). No aplica a almacenaje de a) Sustancias altamente viscosas que solidifican a menos de 110°F (43.3°C)-asfalto, residuo, fondos de vacío, crudo reducido, flujo de techo. B) Sustancias o mezclas no identificadas, químicos riesgosos, según normas, determinados que no afectan a suelos y agua subterránea fuera de la instalación, que no afectan población y ambiente.

Intervalos subsecuentes de Inspección Interna: Por velocidades de corrosión en fondo de tanque o IBR. En cambio de servicio el patrón decide usar valores similares según API 653 Anexo H. El máximo es 20 años sin barrera ó 30 años con barrera de prevención de liberación. IBR-API 580, estrategia de inspecciones, prevención y mitigación para reducir probabilidad y consecuencia de fuga o falla, documentando los factores que contribuyen, con equipo experto en diseño, construcción, deterioro

y revisado a cada 10 años máximo. La evaluación del IBR debe ser evaluada por un externo. Tanque removido del servicio cuando el riesgo exceda el criterio establecido.

NOTA: API no recomienda operar tanques con fondo fallado o con fugas. IBR debe considerar: Factores de Probabilidad (Espesor original, tipo de soldadura, edad de placas de fondo; Método de análisis para determinar velocidades de corrosión interna y externa, pared y fondo, exactitud de métodos; Historia de inspección; Resistividad del suelo; Tipo y diseño de “colchón de fondo”, control de calidad y construcción; Drenaje del área de terraplén; Tipo y efectividad de la protección catódica y su mantenimiento; Temperaturas de operación; Efectos de velocidad de corrosión interna por producto; Recubrimiento interno, edad y condición; Uso de calentadores de vapor y detalles de extracción de agua; Calidad de mantenimiento de tanque, reparaciones y alteraciones; Códigos de diseño y detalles de construcción, reparación, alteración incluyendo fondo; Materiales de construcción; Efectividad de la inspección, métodos y alcances; Fallas funcionales: sellos de techo flotante, drenaje de techo; Datos de asentamientos; Control de calidad de construcción, limpieza, pendiente del fondo, instalación de cimentación, como se construyó). Factores de Consecuencia (Fondo con barrera de prevención de fuga, detalles, simple, doble, recubrimientos reforzados; Producto tipo y volumen; Modo de falla-fuga lenta, ruptura de fondo, fractura frágil de pared; Receptores-agua subterránea, superficial, potable, acuíferos, roca, pantano; Distancia a receptores; Efectividad y tiempo de detección de fuga; Movilidad del producto-a tierra, viscosidad, permeabilidad; Características de sensibilidad de receptores ambientales al producto; Costo de remediación; Costo de limpieza y reparación de tanque; Costo de pérdida de negocio; Impacto a seguridad y salud pública; Capacidad de dique, volumen y estanqueidad).

6.5. Alternativas a Inspección Interna para Determinar Espesor de Fondo Cuando por construcción, tamaño, etc. Permita acceso al fondo para determinar espesor, se permite inspección externa, documentada, pero puede regir mantenimiento.

6.6. Trabajo Preparatorio para Inspección Interna Requiere procedimientos específicos por seguridad.

### 6.7. Listas de Verificación de Inspección En Anexo C.

### 6.8. Registros

6.8.1 General. Base para programa, se reconoce que puedan no existir para tanques viejos y deben usar juicios en experiencias de tanques similares. Conservar registros de Construcción (placa, dibujos, especificaciones, reporte final de construcción, pruebas de materiales); Inspección (mediciones, condiciones, exámenes y pruebas, condiciones inusuales, velocidades de corrosión y cálculo de intervalos de inspección); Reparación/Alteración (desde construcción, reemplazos, cambios de servicio, producto, temperatura, presión, recubrimientos).

### 6.9. Reportes

6.9.1 General. Inspector prepara reporte escrito con recomendaciones a conservar todo e incluir requisitos normativos.

6.9.2 Contenido (Fecha de inspección; Tipo interna o externa; Alcance con lo no inspeccionado, razones, limitaciones de espacio; Descripción de tanque-número, tamaño, capacidad, año de construcción, materiales, historia del servicio, techo, fondo; Componentes inspeccionados, condiciones encontradas, deficiencias-en formato Anexo C; Métodos de inspección visual, UT, FFM-Fuga de flujo magnético, resultados; Velocidades de corrosión de fondo y pared; Medición y análisis de asentamientos; Recomendaciones; datos Inspector Certificado API 653; Dibujos, fotos, reportes ENDS).

6.9.3 Recomendaciones y sus razones. De reparación, monitoreo para restaurar integridad hasta la siguiente inspección; Intervalo máximo y su cálculo; Otras no críticas; Patrón responsable de revisar la inspección, reparación, monitoreo, mantenimiento (Antes de entrada en servicio-fondo y pared;

Después de entrada reparaciones menores-mejora de drenaje, pintura, calafateado, calibración; Fin de Inspección-reparaciones anticipadas renovación de recubrimientos, reparación planeada de fondo; Monitoreo continuo de condición de deterioro-corrosión y asentamientos).

6.10. Ensayos No Destructivos (END) Personal calificado (12.1) no necesariamente certificado Anexo D, pero bajo un Inspector Certificado.

### 7.1 Materiales

7.1. General Reparación, alteración reconstrucción (alteración en 9).

7.2. Materiales Nuevos Deben cumplir estándar.

7.3. Materiales originales para Reconstrucción

7.3.1 Placas de pared y fondo soldadas. Las identificadas en dibujo original, placas e datos API o documentación adecuada, no requieren identificación adicional. El no identificado requiere pruebas y determinar si es adecuado. Cada placa no identificada debe probarse con análisis químico y mecánico (ASTM A6; A370 incluye impacto, API 650, Sec. 4.2.9 a 11; Tabla 4-4a, 4-4b. Si se desconoce dirección de rolado probar dos especímenes de tensión perpendiculares de la esquina de cada placa y una de las dos pruebas debe ser aceptable. Si está identificado debe cumplir las propiedades químicas y mecánicas de espesor y temperatura de API 650, Fig. 4-1a, b

7.3.2 Estructural. Reusar placas solo cumpliendo con ASTM A7 (NOTA: Descontinuado) y nuevas con ASTM A36, A992.

7.3.3 Bridas y Sujetadores. Cumplir con especificaciones As-Built.

7.3.4 Techo, Fondo; Vigas. Verificar excesiva corrosión y picaduras.

7.4. Consumibles de Soldadura Conforme a AWS.

### 8.1 Consideraciones de diseño para tanques reconstruidos

General Cualquiera adicional a las cargas las establece el patrón.

8.2. Juntas Soldadas Nuevas Deben cumplir estándar. Deben ser a tope con penetración y fusión completa.

8.3. Juntas Soldadas Existentes Cumplir con As Built.

8.4. Diseño de Pared Con medidas tomadas máximo 1/2 año antes. Nivel máximo de líquido determinado con densidad y para cada anillo. Esfuerzos de la Tabla 5-2a y b de API 650 (materiales fuera de tablas usar 2/3 de fluencia o 3/7 de ruptura-nivel de prueba usar 3/4 y 3/7) Deducir corrosión permisible del espesor medido antes del cálculo. El espesor adicional del resistente puede considerarse como permisible de corrosión. Eficiencia de soldaduras consistente con diseño. Las soldaduras no afectadas mantienen su eficiencia.

8.5. Penetraciones en Pared Con estándar aplicable. Revisar penetraciones existentes as-built.

8.6. Vigas y Estabilidad Con estándar aplicable. Checar pandeo por viento.

8.7. Techos Con estándar. Si se requiere una carga mayor evaluar condición.

8.8. Diseño Sísmico Reevaluar con datos del lugar. Pudiera requerir placas de fondo o anclajes no usados en el original.

### 9.1. Reparaciones y alteraciones de tanques

9.1. General Usar API 650. Pruebas, END, soldaduras, reparaciones con Sec. 12. Autorización de Inspector autorizado o ingeniero con experiencia en diseño antes de iniciar trabajo. El Inspector determina puntos de detención. El Inspector puede autorizar de reparaciones pequeñas o rutinarias si no requieren prueba hidrostática. Todo diseño, ejecución, materiales, procedimientos de

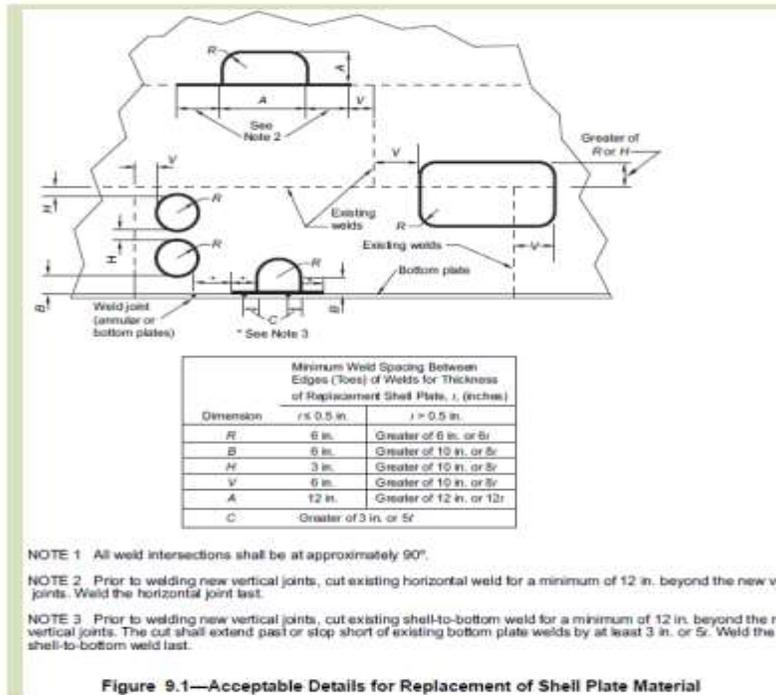
soldaduras, exámenes y métodos de prueba debe ser autorizados. Anexo F resume los requisitos, pero no intenta usarlo solo para determinar los requisitos (aplicar de Sec. 1 al 12).

### 9.2. Remoción y Reemplazo de Placa

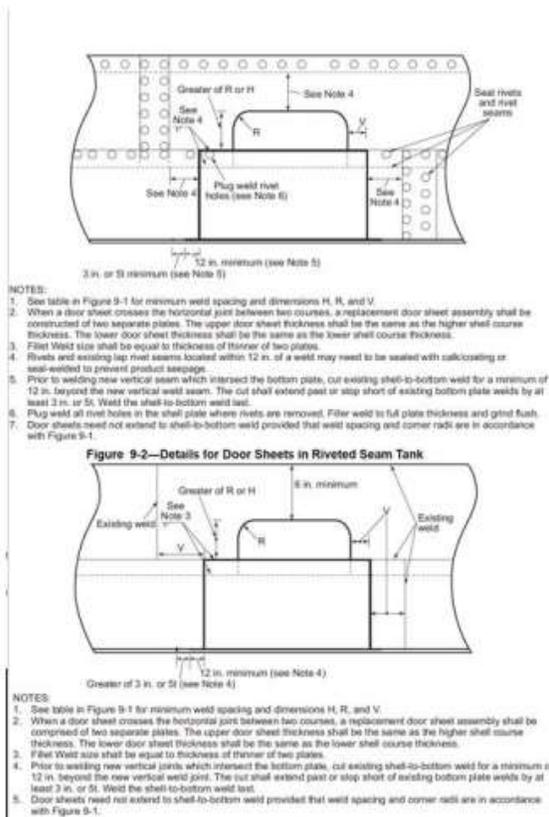
9.2.1 Espesor mínimo del reemplazo No menos del original, salvo que sea una placa reforzada con más espesor. Considerar los cambios de densidad, presión, nivel, altura.

9.2.2 Espesor mínimo del reemplazo Dimensión mínima 12" o 12 veces el espesor. Placa circular, oblonga, cuadrada con esquinar redondeadas. Mínimo espaciamiento Fig. 9.1. Para segmentos completos puede cortarse en línea de soldadura horizontal anterior. Antes de soldar las nuevas uniones verticales, las soldaduras horizontales existentes debe ser cortadas un mínimo de 12" más allá de la unión vertical. Las uniones verticales deben ser soldadas antes de las horizontales.

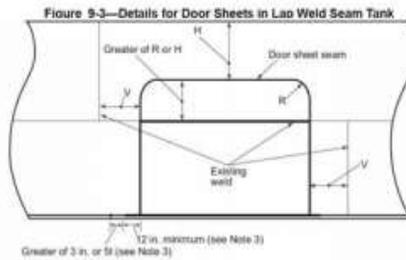
9.2.3 Diseño de Uniones Soldadas A tope, con penetración y fusión completa, con Sec. 5.1.5. y detalles con 7.2 de API 650 y Sec.9. Para placa de 1/2" o más, el borde de la soldadura del repuesto será al menos 8 espesores o 10", del borde exterior de cualquier soldadura existente. Para menos de 1/2", será 6" de del borde vertical o 3" del borde horizontal. Fig 9.1 (ver párrafo similar para insertos en contacto con el fondo en el original y Fig. 9.1). Para evitar distorsión considerar, arreglo, calor y secuencia.



**Figure 9-1—Acceptable Details for Replacement of Shell Plate Material**

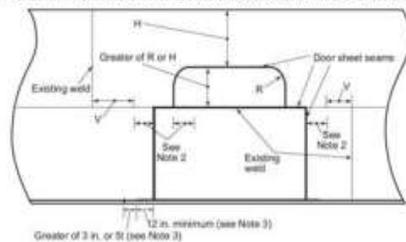


**Figure 9-2—Details for Door Sheets in Riveted Seam Tank**



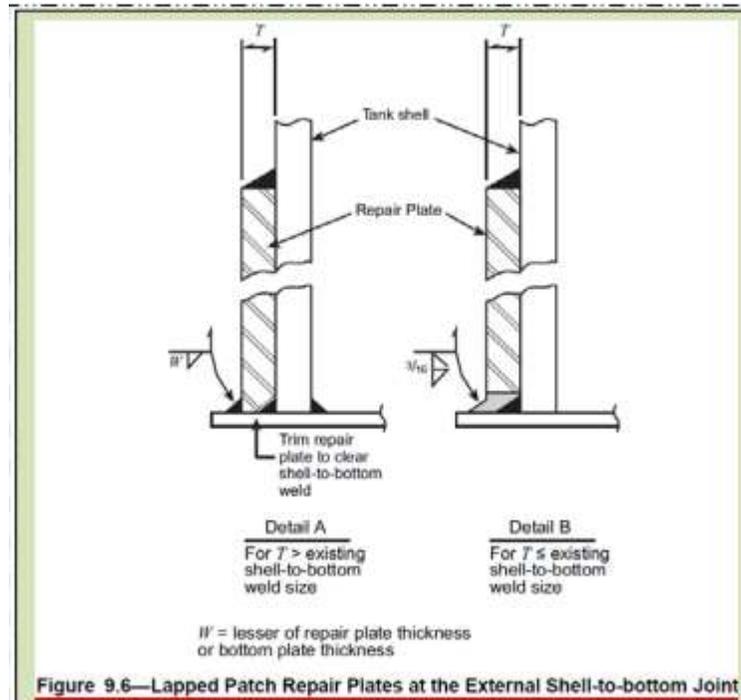
**Figure 9-3—Details for Door Sheets in Lap Weld Seam Tank**

**Figure 9-4—Details for Door Sheet in Butt Weld Shell Seam Tank—No Vertical Seam Offset**



**Figure 9-4—Details for Door Sheet in Butt Weld Shell Seam Tank—No Vertical Seam Offset**

**Figure 9-5—Details for Door Sheet in Butt Welds Shell Seam Tank—Tank-Vertical Seam Offset**



9.3.2 Pueden usarse para reparar perforaciones, o áreas con corrosión/erosión severa. Se debe soldar a todo el contorno exterior e interior. El área mínima de perforación es 2". Bordes redondeados con radio mínimo de 2". Protuberancias o placas de refuerzo removidas. Espesor según diseño con eficiencia de 0.7, soldaduras de filete completo, placa mínima de 4" con 1" de traslape y máximo  $8t$  (espesor). Espesor máximo igual a pared.

9.3.3 Pueden usar para reparación de placas con deterioro severo que no pueden resistir las cargas o bajo el espesor de retiro. Con espesor de diseño, eficiencia de junta de 0.35, soldaduras de filete completo. Espesor máximo 1/2" de placa o adicional máximo (1/3 de pared o 1/8"). Considerar en el cálculo que no resiste nada la pared remanente.

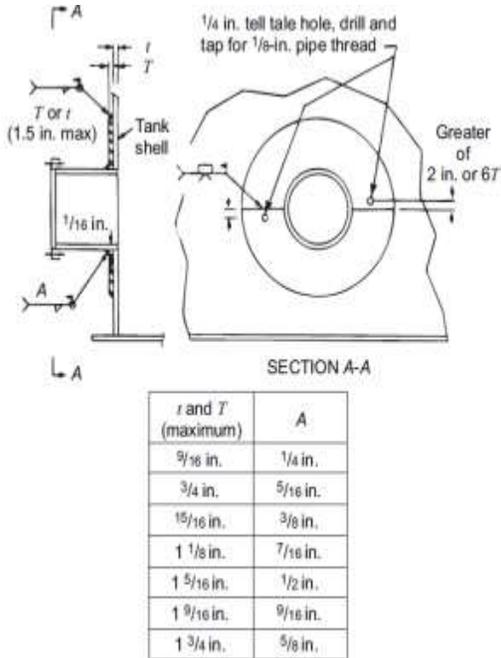
9.3.4 Pueden usarse para reparar fugas pequeñas, minimizar potencial de fugas, zona de porosidades. Espesor remanente cumple 4.3.2-3. Diseño como si existiera perforación y eficiencia de junta de 0.35, con penetración total. Espesor de parche mínimo de 3/16" y máximo 1/2" de placa o adicional máximo (1/3 de pared o 1/8"). No aplicar en posibilidad de corrosión de soldaduras por el producto o crear corrosión entre parche y pared. No aplicar para fugas si la presencia del producto entre parche y pared evite liberación de gas del tanque al realizar trabajo caliente. La pared bajo la reparación debe evaluarse en la siguiente inspección y si no cumple con 9.3.4 o 9.3.3 aplicar 9.2 o 9.3.2.

9.4. Reparación Defectos en Pared Reparar indicaciones (grieta, socavado, lágrimas por remoción de accesorios temporales, zona de porosidades, área corroída) evaluado con 4. Si el espesor excede el requerido es permisible esmerilar a contorno suave. Si excede depositar soldadura y examinar con 12.1.8. Con área extensa, evaluar un inserto o parche.

9.5. Alterar Altura de Tanque de acuerdo con estándar, adicionar placas (considerar viento y sismo).

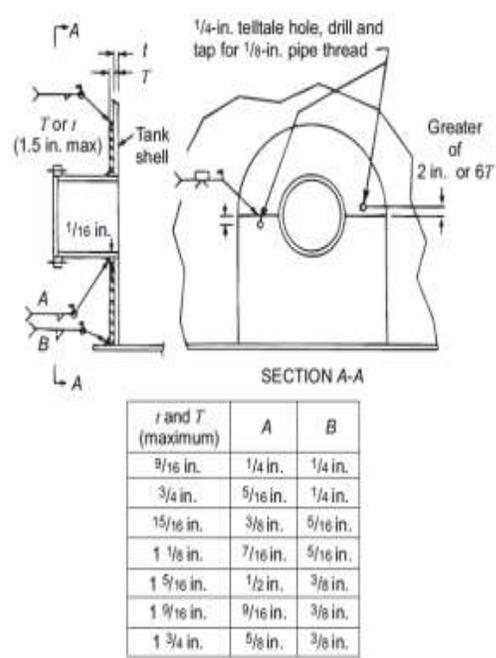
9.6. Reparación de Soldadura Defectuosa Eliminar completamente grietas, falta de fusión, escoria, y porosidades con ranurado o esmerilado y rellenar con soldadura. No eliminar refuerzo del cordón (API 650) salvo se requiera por deslizamiento de techo y considerar esmerilado. Reparar pérdida de metal por corrosión con soldadura. Golpes de arco con esmeril o soldadura y esmerilar a tope.

9.7. Reparación Penetraciones en Pared 9.7.1 Usar API 650. 9.7.2 Adicionar refuerzos en boquillas con dimensiones y espacios Sec. 5.7 de API 650. Detalles en Fig. 9.7-8. 9.7.3 Alternativa es adicionar refuerzo por dentro si hay suficiente proyección de boquilla.



NOTE All details, dimensions, and weld spacing shall be in accordance with the requirements of API 650.

**Fig. 9.7.- Detalle Refuerzo de Penetración 1**



NOTE All details, dimensions, and weld spacing shall be in accordance with the requirements of API 650.

**Fig. 9.8.- Detalle Refuerzo de Penetración 2**

## 9.8. Adición o Reemplazo de Penetraciones

9.8.1 Diseño, material y relevado de esfuerzos con Sec. 5.7 de API 650.

9.8.2 Espesor de refuerzo con 4.3.3, con S= esfuerzo permisible de Tabla 5-2a-b de API 650. Si es desconocido usar S=20,000 PSI. Eficiencia de soldadura de 1 (9.8.5), H= altura de centro de penetración a nivel máximo de líquido (en pies). 9.8.3 Penetración prefabricada y relevada de esfuerzos (5.7.4 API 650). Usar Sec. 4.1.5 para reforzar Grupos IV a VI y la pared es Grupo I a IIIA del API 650.

9.8.4 Refuerzo mayor a 1/8" requiere pendiente 1/4. Espaciamiento de soldaduras con Fig. 9.1. Soldaduras a tope con total penetración y fusión total.

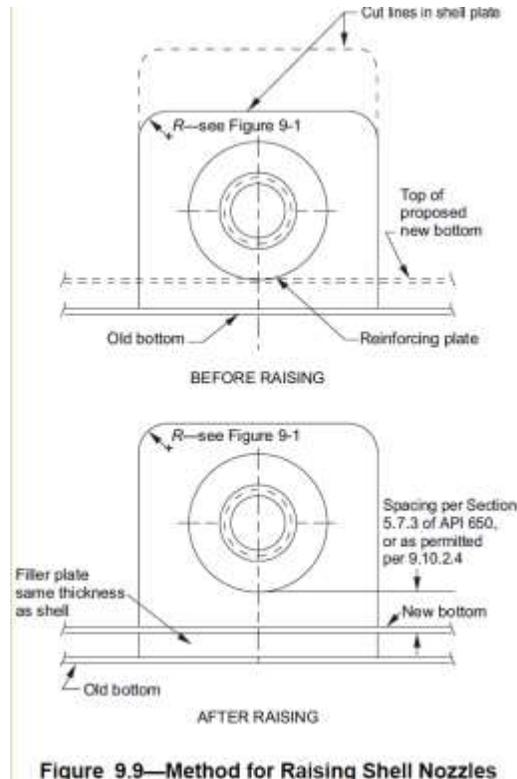
9.8.5 Examen con Sec. 12 (en junta requiere radiografía 5.7.3 API 650).

9.8.6 Penetración mayor a 2" tamaño nominal, con pared mayor de 1/2", y que la pared no cumpla la temperatura de diseño, requiere de placa de inserto. Diámetro de placa el mayor de: Doble del diámetro de penetración o diámetro más 12". Si usa refuerzo diámetro de inserto= diámetro de refuerzo más 12".

### 9.9. Alteración de Penetración Existente

9.9.1 Cumplir Sec. 5.7, API 650.

9.9.2 Si instalas nuevo fondo sobre anterior, pueda requerir alterar penetración. La placa de refuerzo existente puede rebajarse para dar espacio si cumple con Sec. 5.7 API 650 (evitar dañar pared). Remover con ranurado o esmerilado la soldadura existente de la placa de refuerzo. La placa de refuerzo puede removerse y reemplazarse salvo limitaciones de relevado de esfuerzos (11.3). Cuidado de no dañar al remover. Si la parte superior cumple, se puede reparar solo la parte baja. Si es necesario, incluir orificio testigo con cople para prueba neumática. El espesor remanente mayor a 1/2 espesor permitido más corrosión permisible (4.3.3.1). Las soldaduras deben ser removidas totalmente. Puede usarse Fig. 9.7 y 9.8. Puede cortarse totalmente y elevar al lugar (Fig. 9.9).

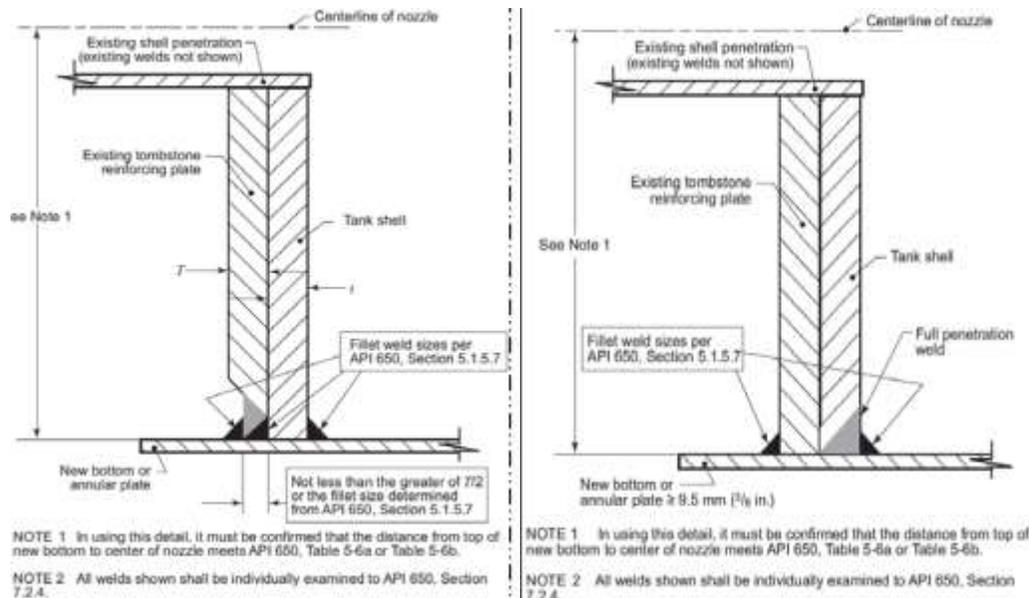


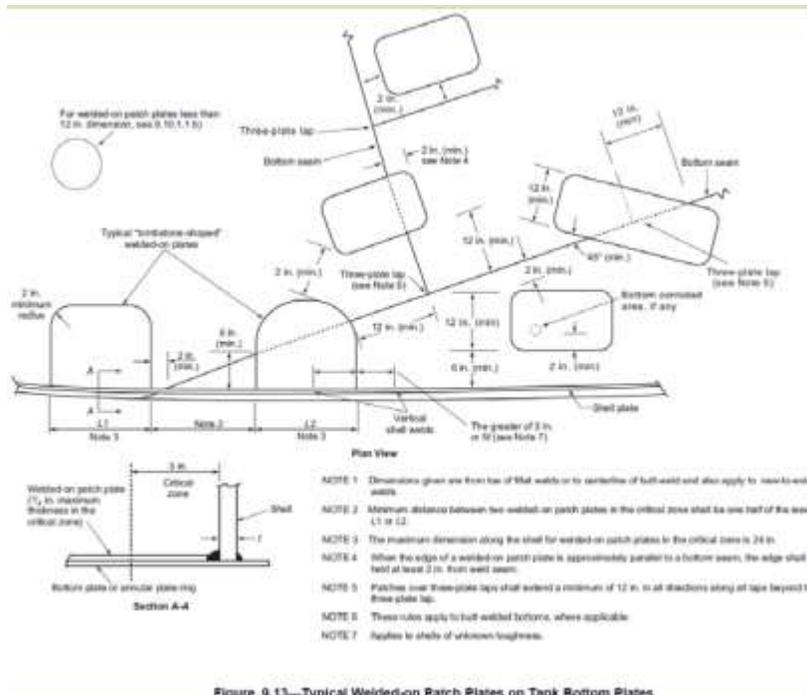
9.9.3 Componentes (cuello, brida, placa de refuerzo) removidos en buen estado pueden reinstalarse.

9.9.4 Métodos para instalar nuevo fondo: a) Remover solo la porción necesaria, soldar y probar, la parte baja debe cortarse horizontal y biselarse para soldar (Fig. 9.10). b) Biselar por dentro para total penetración de fondo y pared (solo tanques con placa anular mayor a 3/8"), usar a todo lo ancho de la placa de refuerzo. La soldadura debe unir el fondo a la pared para evitar fuga (Fig. 9.11). c) Porción inferior removida con corte horizontal de Fig. 9.12, la nueva placa de refuerzo preparada para penetración total, adicionando orificio testigo,. Reinstalar con soldadura de unión al fondo terminada, inspeccionada y probada. Hacer la soldadura de empalme después de la unión con el fondo y examinar con partículas magnéticas. d) Porción inferior removida y reinstalada después de terminar la nueva soldadura pared-fondo y cortando la placa de refuerzo horizontal por el centro de la penetración. Se requieren orificios testigo en ambas mitades (Fig. 9.8). e) Remover refuerzo y reinstalar después de soldadura pared fondo (Fig. 9.8). NOTA 1: La opción d) y e) no se permite en boquillas con tratamiento térmico posterior salvo cumplir con 11.3: NOTA 2: Evitar daños a placas al removerlas.

## 9.10. Reparación de Fondo

9.10.1 En Porción: (Detalles en Fig. 9.13); a) Dimensión mínima de placa que corta soldadura es 12" (circular, oblonga, poligonal con esquinas redondeadas); b) Un parche de 6" es aceptable si no cubre costura; fuera de otro parche; si excede 2" la zona corroída; c) No usar en placas combadas, asentadas, distorsionadas (ver 9.10.11 y Anexo B). NOTA: Si el tanque continua asentándose no se recomienda colocar parches; d) Se puede colocar sobre hendidura o abombamiento local si la parte no soportada no excede 12" en ninguna dirección, de 1/4" de espesor mínimo, al menos de mismo espesor que fondo, fuera de costuras y parches (no para tanque de Anexo M API 650 que requiere 3/8"); e) Es reparación permanente sujeta a inspección; f) Nuevo sumidero con 5.8.7 API 650, Tablas 5-16a y b, Fig. 5-21. Figs.





Reparaciones en Zona Crítica: (Porción del fondo o de placa anular dentro de 3" radiales del paño interior de la pared). Adicional al anterior: a) Máximo espesor 1/4" y cumplir dureza (4.2.10 API 650); b) Parche a menos de 6" de pared será forma lápida y lados a 90° aprox.; c) Soldadura perimetral en zona crítica de al menos dos pasos y examinadas con 12.1.1.3 y 12.1.7.2; d) No a un inserto a tope adyacente a un parche; e) No parche sobre parche; f) Espesor de fondo bajo parche según 4.4; g) Con pared de dureza desconocida (sec. 3) las soldaduras de filete para placa de lápida mayor de 3" o 5t (Fig. 9.13). **NOTA:** Espesor de fondo al menos de 0.1" (API 2207). No reparar con soldadura salvo para zona de porosidades (4.3.2.2), poros o grietas. No usar si el espesor de fondo será menor que el mínimo al realizar la siguiente inspección 4.4.5 y 6. No usar si la temperatura excede 200°F acero al carbono y 100°F acero inoxidable. Si requieren reparación más extensa, se debe corta el fondo y reemplazarse siguiendo requisitos de soldaduras. Remover soldadura pared-fondo al menos 12" a cada lado del inserto. Se permite salir de estos límites con diseño expreso de ingeniero de tanques y diseño con API 650 (considerar fractura frágil, asentamiento, discontinuidad pared-fondo, temperatura, mecánica de fractura, NDEs y control de calidad). Las indicaciones inaceptables (grietas, socavados, lágrimas, zona corroída) fuera de zona crítica puede corregirse previa limpieza de contaminación, con mantequillado, examen y prueba (12.1.7.3).

Sumidero se repara con 9.10.1.2. Reparación de corrosión solo con soldadura de poros o mantequillado si: a) Poros no suman 2" en arco de 8"; b) Debe haber suficiente espesor de fondo para evitar quemarlo a través (mínimo aceptable 0.1", menos solo con aprobación de ingeniero); c) Reparaciones esmeriladas a tope y examinadas con 12.3.2.4.

9.10.2 Reemplazo de Placas. Usar capa no corrosiva de arena, grava o concreto entre fondo viejo y nuevo. Cortar paralelo a fondo, eliminar quemadas del corte, nuevo fondo entienda fuera de pared (API 650, Sec. 5.4.2). Seguir reglas de soldado. Huecos bajo fondo viejo, rellenos con arena, balasto, lechada o concreto. Penetraciones elevadas o refuerzos modificados con 9.10.2.7 (Fig. 9.8, 5.7.2 y 3 de API 650). Con techo flotante, el nuevo fondo debe mantener forma, se pueden cambiar longitud de patas o mantenerlas. Colocar placas de anclaje de columnas de techos fijos. Para techos de aluminio se pueden omitir los refuerzos si se usa acero austenítico o teflón para aislar las patas. Separar fondo de pared cortar 1/2" arriba o eliminar totalmente la soldadura (penetración, zona facetada por calor con arco o esmerilado). La eliminación con arco requiere análisis con partículas magnéticas, reparación y reanálisis.

Si desconoce tenacidad de pared (no satisface ninguna: 5.3.2, 5.3.5, 5.3.6, 5.3.8), espaciar soldaduras al fondo o placa anular 3" o 5 espesores de fondo. Reemplazo de placas completas o grandes segmentos fuera de zona crítica bajo reglas de instalación de fondo en tanque nuevo (API 650, 5.4 y 5.5). Para tanques con protección catódica y detección de fuga en el fondo, remover todo el fondo para evitar que se puentee protección del nuevo fondo, ayuda a evitar corrosión galvánica (API 651). Donde es posible remover todo el fondo excepto pared no usada y no más de 18" del anillo de fondo unido a pared. Considerar colocar detección bajo el fondo para contener y canalizar cualquier fuga a donde sea observada, fuera del tanque (4.4.3.5 y Anexo I). Cuando esfuerzo de fluencia menor a 50,000 PSI, no se requiere elevar penetraciones si: a) Se mantiene 4" entre soldaduras de fondo y más cercana refuerzo o penetración; b) Para penetraciones reforzadas 3" o 2.5t; c) Si la soldadura fondo-pared es de bajo hidrógeno y limitando distorsión y esfuerzos residuales. Las soldaduras desvanecidas para minimizar la concentración de esfuerzos (Inferior de placas circulares; Inferior de placas diamante; Inferior de penetraciones bajas; y soldadura al fondo). Examinar con partículas magnéticas.

9.10.3 Placas Soldadas Adicionales. Parches con 9.10.1 examinados con 12.1.7. Si no cumple 9.13 requiere examen de soldaduras que no cumplen con mínimo espaciamento. (ver 12). En zona crítica cumplir 9.10.1.2. 9.11. Reparación de Techos Fijos 9.11.1 Reparaciones que afectan venteos normales y de emergencia con API 650, 5.8.5. Techos que modifiquen su estructura con API 650, 5.10. 9.11.2 Techo Cónico Soportado. Espesor mínimo 3/16" más permisible de corrosión. Si se considera carga viva mayor a 25 lb/pie<sup>2</sup> (aislante, vacío, nieve), el espesor lo rige el análisis API 650, 5.10.3. También reparación y alteración de vigas, columnas y bases. 9.11.3 Techo Autosoportado. Espesor mínimo 3/16" más permisible de corrosión o por diseño (API 650, 5.10.5). Detalles de unión techo-pared API 650, 5.10.5, 5.10.6 y Anexo F. 9.12. Reparación de Techo Flotante 9.12.1 Externos. Cualquier método. 9.12.2 Internos. Según construcción original o API 650 Anexo H. 9.12.3 Fugas en Pontones. O en compartimientos - resoldar juntas o con parches. 9.13. Reparación o Reemplazo de Sello Perimetral 9.13.1 Sello Primario montado en anillo y toroidal remover, reparar y recolocar. Para minimizar pérdidas por evaporación y reducir riesgos, no remover más de 1/4 del sello en un tiempo. Mantener techo centrado con espaciadores, si no se puede alcanzar solo reemplazar tejido del sello.

9.13.2 Sello Secundario. Pueden atenderse en servicio.

9.13.3 Hueco Sello-Pared. A) ajustar sistema de colgantes sellos primarios y adicionando relleno de espuma en sello toroidal; b) Incremento de longitud de sellos montados en anillo; c) Reemplazo de todo o parte del sello primario con extensión, solo después de checar la variación del espacio en varios niveles del tanque.

9.13.4 Daño Mecánico. Partes dañadas reparadas o reemplazadas. Previo a tomar acción identificar causa y corregir. Reemplazar partes pandeadas (no enderezarlas). La tela de sellos debe reemplazarse. 9.13.5 Deterioro de Material de Sello. Deterioro resulta de uso, químico, ambiente y corrosión de elementos metálicos. Usar vida en servicio e información de inspección para determinar si se asegura un cambio de material.

9.13.6 Instalación de Sello Primario y Secundario. Reemplazo o adición de según recomendación de fabricante. La adición cumplirá con normas. Reemplazar techo con espesor menor de 0.1" (nuevo al menos 3/16").

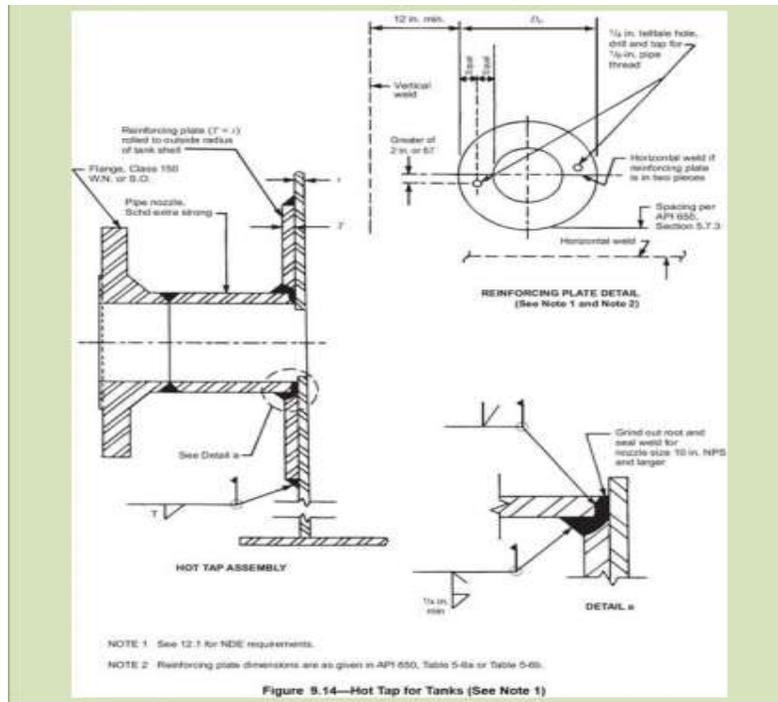
9.14. Reparación en Caliente (Hot Taps) NOTA: Ver con cuidado el API 2201.

9.14.1 General. Conexiones radiales. No se permite en pared que requiera relevado de esfuerzos de API 650, 5.7.4. a) Con dureza conocida usar espesor NPS: hasta 6"-3/16"; 8"- 1/4"; 14"-3/8"; 18"-1/2" (Tabla 9.1). Con dureza desconocida 1) Máxima penetración 4"; 2) Temperatura por encima del diseño durante toda la reparación; 3) Todas las boquillas reforzadas con placa al menos mismo espesor que pared y no menos de hueco en pared más 2" (API 650, 5.7.2); 4) Máxima elevación de líquido sobre lugar de trabajo que se tenga esfuerzo de 7,000 PSI y mínimo 36". Soldadura con electrodo de bajo hidrógeno. No en techo o espacio sobre líquido. No en zona de picaduras o laminaciones. No en tanques donde la temperatura cause agrietamiento ambiental (agrietamiento cáustico o corrosión por esfuerzo).

9.14.2 Procedimientos. Documentar procedimiento (API 2201).

9.14.3 Trabajo Preparatorio. Espaciamiento mínimo entre soldaduras Raíz de Radio tanque" \* Espesor pared"; Medidas de espesor en 4 lugares mínimo en la circunferencia a nivel de penetración propuesta. 9.14.4 Limitaciones Materiales. Solo con dureza conocida salvo 9.14.1.1 b.

9.14.5 Procedimiento de Instalación. Boquilla según contorno de pared y biselado a penetración total (Fig. 9.14) y examinar con 12.1.2.3. Posterior a soldadura colocar refuerzo en una o dos piezas con soldadura horizontal con penetración total y cuidar calor de soldaduras. END y prueba neumática (API 650, 7.3.4). Después de instalar válvula en brida, probar con 1.5 la carga hidrostática, antes de perforar pared (máquina Hot Tap). Presión de prueba al menos  $P=1.5HG\gamma$ ; H altura de líquido a penetración; G Gravedad específica no menor de 1;  $\gamma$  Densidad del agua. Realizar con operador calificado.



## 2.10. Desmantelamiento y reconstrucción

10.1.1 Para relocalización.

10.1.2 Requisitos de Prueba. Hidrostática, END y criterios de aceptación con 12.

10.1.3 Autoriza Inspector, o Ingeniero con experiencia antes de iniciar. Inspector fija puntos de detención y documentación mínima.

10.1.4 Aprueba Inspector o ingeniero con experiencia.

10.2 Limpieza y Purgado Antes de Comenzar.

10.3 Método de Desmantelamiento Antes

10.3.1 General. Cortar en piezas transportables.

10.3.2 Fondo. Piezas que vayan a reusar descosturar traslape o cortar a 2" de soldaduras, salvo en cruces. a) Cortar A-A y B-A Fig. 10.1 raspando soldaduras con la pared; b) Cortar C-C Fig. 10.2 dejando fondo unido; c) Con anillo puede dejarse unido cortando con B-B o remover pared.

10.3.3 Pared. a) Eliminar costura y zona afectada por calor (ZAC) el menor de 1/2 de metal de soldadura o 1/4" a cada lado; b) Para Todo anillo menor a 1/2" puede cortarse sin remover ZAC; c) Se puede cortar a 6" de soldaduras excepto en cruces. Anillos de refuerzo incluyendo vigas y ángulos pueden dejarse unidos o cortados en la soldadura. La zona debe esmerilarse a tope. La pared debe cortarse con B-B y no debe usarse a menos que se reutilice intacto.

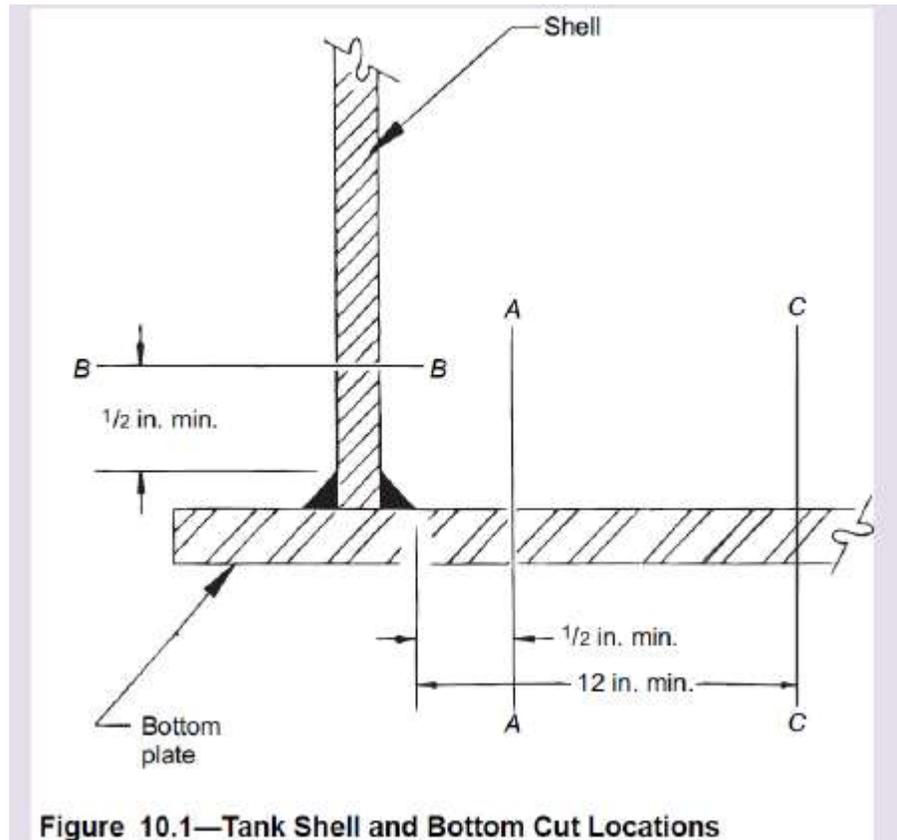
10.3.4 Techo. Corta en soldadura traslapada, a 2" de existente salvo en cruces. Remover pernos o desarmar soldaduras estructurales.

10.3.5 Marcado de Piezas. Duradero, previo a desmantelar y marcar en plano. Dos juegos de marcas de golpe arriba y abajo para facilitar alineación en reconstrucción.

### 10.4 Reconstrucción

10.4.1 General. Cimentación con tolerancias de 10.5.6. Accesorios temporales removidos y esmerilado a tope.

10.4.2 Soldadura. Espaciamientos de Fig. 9.1. Nuevas juntas verticales desfasadas al menos 5 veces espesor de la placa mayor. Accesorios estructurales soldados según API 650, 5.8 y 10.4.2.3 a 11.



No soldar con lluvia, nieve o hielo o con superficies mojadas, con viento fuerte solo si está protegido. No soldar con temperatura menor de 0°F. Calentar 3" cuando la temperatura de metal esté entre 0 y 32°F, hasta caliente a la mano (aprox. 140°F). En 10.4.4.3 requisitos para precalentar placas sobre 1½". Cada paso de soldadura limpio de escoria y depósitos antes del siguiente. Los bordes sin ángulos fuertes. Permisible de soldadura con API 650, 7.2.1.4 y Sec. 8.5.1.b). Refuerzo a tope sin exceder Tabla 10.1. Soldaduras de montaje removidas. Si son de arco sumergido deberán ser limpiadas de escoria pero no requieren ser removidas si son sólidas y con fusión total a la subsecuente. Cumplirán con ASME IX. Recubrimiento soldable será incluido en procedimiento con marca, fórmula, espesor máximo, pero todo otro recubrimiento debe removerse. Usar electrodos de bajo hidrógeno API 650 Grupo I-III (para más de 1/2") o Grupo IV-VI. Para soldadura temporal y nuevos accesorios usar bajo hidrógeno API 650 Grupo IV, IVA, V o VI. Proceso no debe causar agrietamiento bajo soldadura y considerar precalentamiento en baja temperatura. Si la soldadura no es satisfactoria reparar con 9.6.

**Table 10.1—Maximum Thicknesses on New Welds**

Plate Thickness (in.)	Maximum Reinforcement Thickness (in.)	
	Vertical Joints	Horizontal Joints
$\leq 1/2$	$3/32$	$1/8$
$> 1/2$ through 1	$1/8$	$3/16$
$> 1$	$3/16$	$1/4$

10.4.3 Fondo. Usar secuencia que cause la menor distorsión y resulte en superficie plana. Primero soldar pared al fondo (excepto placa de puerta) y después soldar el fondo. Mantener en contacto las juntas traslapadas al soldar.

10.4.4 Pared. Mantener fija durante soldadura. Desalineación no excederá 10% para espesor mayor a 5/8" (menos no excederá 1/16"). Juntas verticales completadas antes de horizontales. Terminada una junta soldada a tope la placa superior no se proyectará más de 20% del espesor de la placa superior y max. 1/8" (1/16" es aceptable para placa de 5/16"). Para placa mayor de 1/2" usar varios pasos ninguno mayor de 3/4" y mínimo de 200°F de precalentamiento.

10.4.5 Techo. Debe estar razonablemente alineado y a superficie.

## 10.5 Tolerancias Dimensionales

10.5.1 General. Para apariencia aceptable e integridad estructural para funcionamiento de techo y sellos. Medir tolerancias antes de prueba hidrostática.

10.5.2 Plomo. No exceder 1/100 altura total (max. 5"). Igual para columnas. Para techo flotante la más limitante de API 650, 7.5.2 y Anexo H.4.1.1. Cada anillo según ASTM A6 o A20.

10.5.3 Redondez. Radio medido a 12" sobre el fondo sin exceder tolerancia de Tabla 10.2. Más arriba de 12" sin exceder 3 veces Tala 10.2.

**Table 10.2—Radii Tolerances**

Tank Diameter (ft)	Radius Tolerances (in.)
< 40	$\pm 1/2$
40 to < 150	$\pm 3/4$
150 to < 250	$\pm 1$
$\geq 250$	$\pm 1 \frac{1}{4}$

10.5.4 Picos (fuera de redondez local). Con una tabla de barrido de 36" hecha con el radio exterior del tanque, el espacio no excederá 1/2".

10.5.5 Bandas (fuera de paño local). Con banda de 36" vertical, el espacio no excederá 1".

10.5.6 Cimentación. Cumplir tolerancias de 10.5.1 a 10.5.5., es esencial una cimentación plana y resistente. a) Anillo de concreto con diferencia de nivel de 1/8" en 360" y de 1/4" de elevación promedio de toda la circunferencia; b) sin anillo diferencia de nivel de 1/8" en 120" y de 1/2" de elevación promedio de toda la circunferencia. Cimentaciones con pendiente medir elevación de punto máximo sin exceder tolerancias indicadas.

## 2.11. Soldadura

### 11.1 Calificación de Soldadura

11.1.1 WPS. Con ASME IX, API 650, 9. Y este para: escaleras, plataformas, pasamanos, etc., pero no su unión al tanque que deben cumplir AWS D1.1, AWS D1.6 o ASME IX.

11.1.2 Verificar soldabilidad, si desconoce especificación tomar muestras de la placa y hacer calificación.

### 11.2 Identificación y Registros

11.2.1 Asignar número, letra o símbolo a cada soldador para sus calificaciones ante Inspector.

11.2.2 Clave estampada a intervalos de 36" en soldaduras. O puede llevar registro de soldador en cada unión. Soldaduras en techo y bridas no requieren identificación.

11.3 Pre calentamiento o Depósito Controlado (alternativa a tratamiento térmico PWHT) Aplicable a reparación de penetraciones con estudio metalúrgico previo para ver aplicabilidad (considerar razones para el PWHT original; susceptibilidad de promover agrietamiento por corrosión; esfuerzos en o cerca de la soldadura, etc.). Si desconoce dureza y cae bajo la curva de Fig. 5.2 cumplir 11.3.2. El Ingeniero de tanques y el operador/dueño deben aceptar por escrito exceptuar el tratamiento térmico. Selección de método de soldadura por consideraciones técnicas, operativas y de prueba hidrostática.

11.3.1 Pre calentado. Si no requiere prueba de impacto: a) Material P-1 que no requiere prueba de impacto; b) Para SMAW; GMAW; FCAW; GTAW; c) Calificación de proceso y soldador con código de construcción original, salvo PWHT puede omitirse la calificación del procedimiento; d) Área pre calentada y mantenida a 150°C (asegurar más grande de 4" o 4 espesores a cada lado), la temperatura de cada paso intermedio no exceda 315°C. Si la soldadura no penetra todo el material.

11.3.2 Depósito Controlado. Si requiere prueba de impacto: a) Prueba de impacto API 650, 4.2.9 y 10 por construcción original o API 650, 9.2 de reconstrucción y limitado a aceros P-1, P-3 y P-4; b) Para SMAW; GMAW; FCAW; GTAW; c) Procedimiento calificado para cada aplicación, con temperatura de pre calentamiento especificada, temperatura de cordón y temperatura post soldadura. Espesores de

placas de calificación y ranuras de reparación con Tabla 11.1. Misma especificación de material original para pruebas.

Depth $t$ of Test Groove Welded *	Repair Groove Depth Qualified	Thickness $T$ of Test Coupon Welded	Thickness of Base Metal Qualified
$t$	$< t$	$< 50 \text{ mm (2 in.)}$	$< T$
$t$	$< t$	$\geq 50 \text{ mm (2 in.)}$	50 mm (2 in.) to unlimited

\* The depth of the groove used for procedure qualification must be deep enough to allow removal of the required test specimen.

Si especificación original es obsoleta, ajustarse lo más posible (en ningún caso de menor resistencia ni contenido de carbono mayor a 0.35%.); d) PQR incluirá suficientes pruebas para determinar dureza de zona afectada por calor. Si requiere límites de dureza por resistencia a corrosión (NACE RP 0472; NACE MR 0103 y NACE MR 0175), el PQR debe incluir resultados de pruebas de dureza; e) WPS incluirá: 1) variables suplementarias ASME IX, QW-250; 2) Máximo calor para cada depósito; 3) Temperatura mínima de precalentado; 4) temperatura máxima de pasos; 5) Área precalentada y mantenida a 150°C (asegurar más grande de 4" o 4 espesores a cada lado), la temperatura de cada paso intermedio no exceda 315°C. Si la soldadura no penetra todo el material; 6) Para 11.3.2 b), usar solo electrodos y metal de relleno con H8 o menor. Al usar gases de protección con punto de rocío no mayor a -50°C. Superficie a soldadura sin: polvo, óxido, escamas, contaminantes productores de hidrógeno (aceite, grasa, material orgánico), seca; 7) Técnica de depósito controlado, depósito templado o medio depósito. 8) Con SMAW, antes de enfriarse elevar a 260 +/- 30°C, por al menos 2 a 4 horas para ayudar difusión de gases. Este cocinado puede omitirse si usa difusión de hidrógeno como E7018-H4; 9) Al enfriarse debe removerse la último ordón a tope.

11.4 Seguridad de Soldadura Precauciones de API 2009, 1.4; condición del tanque, vapores.

## 2.12. Exámenes y pruebas

12.1 END. Partículas Magnéticas PM; Líquidos Penetrantes LP; Radiografía R; Fuga de flujo magnético MFL; Ultrasonido US; Examen Visual EV; Jabonadura y caja rectangular de vacío JCRV. Insp. Visual IV.

12.1.1 General. API 650, 8 (suplementado por este). Personal calificado. Criterios de aceptación. Cada cordón examen visual total (puede requerir otro END). Anexo G da guía de calificación para MFL para fondo. Operador/dueño especifica requisitos.

12.1.2 Penetración en Pared. US para laminaciones en área inmediata al: a) adicionar placa de refuerzo a una penetración sin refuerzo; b) adicionar conexión en caliente. PM o LP para: Cavidades por ranurado o esmerilado para eliminar accesorios; Unión de penetración a pared y placa de refuerzo a cuello de penetración (considerar adicional PM fluorescentes o US para conexión en caliente a placas de dureza desconocida); soldadura después de relevado de esfuerzos y antes de prueba hidrostática.

12.1.3 Reparación de Soldadura Fallada. PM o LP para: Cavidades por ranurado o esmerilado para eliminar defectos. R o US para soldaduras a tope. Método apropiado para soldaduras de filete.

12.1.4 Accesorio Temporal o Permanente a Pared. EV de accesorios y remoción de soldaduras. PM o LP para nuevos accesorios para material API 650 Grupos IV, IVA, V o VI.

12.1.5 Soldadura Placas de Pared. R para espesor mayor a 1" con PM o LP. Placa nueva a placa nueva solo R.

12.1.6 Soldadura Pared-Fondo. Con JCRV o aplicando aceite diésel ligero. Al primer paso de soldadura aplicar por atrás aceite diésel ligero por 4 horas (mejor toda la noche) y examinar capilaridad (remover aceite antes de terminar soldadura). Alternativa es eliminar escoria e IV y

prueba de presurización (aire-15 PSI y solución jabonosa) entre los dos lados asegurando hermeticidad y con tubo entre lados. Manómetro y alimentación en extremos contrarios. Soldadura existente con IV y con PM o LP y adicional a 6" de unión pared-fondo a cada lado del parche antes de colocarlo para asegurar ausencia de grietas.

12.1.7 Fondo. Placas y soldaduras con IV, particular atención a sumideros, rasguños, ranuras, empalme de 3 placas, quiebres en fondo, golpes y quemaduras de arco, accesorios temporales removidos. Aceptación visual y criterio de reparación de API 650, 8.5. Toda nueva soldadura (parche, restauración, soldaduras, defectos) examinados con otros métodos (API 650, 7.3.3). Fugas con esmerilado y re-soldado y reprueba. Adicional a 12.1.7.1 el paso inicial y final en parche en zona crítica con IV, y PM o LP. Adicional a 12.1.7.1, reparaciones con PM o LP y con JCRV o detector de trazas de gas.

12.1.8 Pared. Depósito de metal: IV y PM o LP. Parche traslapado, IV y PM o LP.

12.1.9 Techo Fijo. API 650, 7.3.2.2 y 7.3.7. 12.1.10 Techo Flotante. a) IV parte superior e inferior; b) Fuga de aire, caja de vacío, aceite penetrante, prueba de flotación de techo (Anexo F). Criterios de aceptación en 12.1.

### 12.2 Radiografía

12.2.1 Cantidad y Localización. API 650, 8.12. Para juntas verticales: a) Nuevo a nuevo R (API 650, 8.12.2. y Fig. 8-1); b y c) Palca de reemplazo a existente y junta reparada en placa existente con: R adicional en cada unión. Para junta vertical: a) Reemplazo de pared nueva igual que construcción nueva; b y c) reemplazo nueva-existente y reparación de existente R adicional en cada junta. Para junta horizontal: a) Reemplazo de pared nueva-nueva (API 650, 8.12.2. y Fig. 8-1); b y c) reemplazo nueva-existente y reparación de existente R adicional cada 50 ft. en cada junta. En intersección de juntas: a) Nuevo a nuevo R (API 650, 8.12.2. y Fig. 8-1); b y c) Palca de reemplazo a existente y junta reparada en placa existente con: R adicional en cada intersección. Para cada placa anular soldada a tope R según API 650, 8.1.2.9. Tanque reconstruido con R 25% de uniones nuevas sobre costuras existentes (operador/dueño decide). Placas de puerta nuevas y reemplazadas con R y si encuentran defectos R al 100% de reparación. Placas circulares una R independiente de espesor, si pared es mayor a 1" R total. Placa cuadrada o rectangular una R en junta vertical, una horizontal y una en cada

esquina, si pared mayor a 1", todas las uniones verticales con R. Longitud mínima de R 6". Para penetraciones en 9.8.6, R total.

12.2.2 Criterio de aceptación para soldadura nueva-existente: a) Evaluar con estándar de construcción; b) Evaluar con Apto Para Servicio; Reparar con 9.6.

12.2.3 Marcado e Identificación de Radiografías. Cada película marcada con clave soldador. Alternativa es un plano con localización, número de soldadura y soldador y aceptación. Toda reparación marcada con "R".

### 12.3 Prueba Hidrostática

12.3.1 Cuando es Requerida. Prueba completa de 24 horas para: a) tanque reconstruido; b) Tanque con reparaciones mayores salvo 12.3.2 (materiales, diseño, construcción); c) Evaluación de ingeniería por incremento en severidad del servicio (producto con mayor gravedad específica; menor temperatura Fig. 5.2; con daños).

12.3.2 Cuando No es Requerida. Para reparaciones mayores 12.3.2.2 a 6 se satisface o evaluación de Apto Para Servicio 12.3.2.7. Requisitos de revisión/aprobación/autorización: Cumplir con ambas a) Reparación revisada y aprobada por escrito por Ingeniero con experiencia APIN650 y concurrir en la exención de la prueba hidrostática y b) El operador/dueño autoriza exceptuar la prueba. Reparación de Pared: Procedimiento calificado en material igual o similar incluyendo prueba de impacto según API 650, 9.2.2, especificado en el procedimiento de reparación. Nuevo material cumplirá con API 650, 4. Lo existente debe cumplir con uno de a) API 650 Séptima edición o posterior; b) Estar bajo Fig. 5.2; c) S menor de 7,000 PSI con fórmula:  $S = (2.6HDG) / t - H$  llenado de tanque ft. – t espesor " – D diámetro ft. – G gravedad específica. Soldaduras a tope con penetración y fusión completa. El cordón raíz y final examinados con 12.1.5 y R. Soldaduras en penetraciones y refuerzos con penetración y fusión completa, doble bisel, examinado por PM o LP y US, criterio de aceptación en 12.1. Restricciones de pared-fondo en 12.3.2.5. Placa de puerta no se extiende o interseca la junta fondo-pared. Reparación de fondo en zona crítica: a) Cumplir 12.3.2.3.1 a 3; b) Examen visual previo. Después de cordón de raíz y final con PM o LP y US al final.

Criterios de aceptación en 12.1. Reparación de Soldadura Pared-Fondo: Cumplir uno: a) Porción (no importa longitud) puede removerse y reemplazarse con API 650, 5.1.5.7 y no es más del 50% de lo requerido; o b) Totalmente removido y reemplazado por menos de 12". Si requiere reparar más del 50% no estará a menos de 12" incluyendo reparaciones en el lado opuesto de pared. Examen visual previo. Después de cordón de raíz y final con PM o LP y US al final. Criterios de aceptación en 12.1. Elevación Menor de Pared: Tanque y zona crítica cumple 12.3.2.3.3. Ingeniero considera todas las variables (magnitud de elevación; materiales; dureza; control de calidad; inspección antes y después de reparar; temperatura de material; estabilidad de cimentación futura; técnica, controles y medidas de elevación con gato). Cuidado con esfuerzos potenciales. Evaluación de Apto Para Servicio: El operador/dueño puede usarlo, con personal experimentado.

12.3.3 Otros Casos que No Requieren Prueba Hidrostática. General: 12.3.3.2 a 3, no obligan. Techo Flotante: No requiere. Fondo o Reemplazo fuera de Zona Crítica: No requiere cuando el cemento es aceptable o restaurado y cumple uno de a) Con anillo de cimentación y relleno intacto, o b) Sin anillo, la reparación o reemplazo no afecta zona crítica y el soporte pared-fondo queda intacto.

12.4 Prueba de Fuga Placas de refuerzo nuevas o alteradas con prueba de fuga API 650, 7.3.4.

12.5 Levantamiento de Asentamientos Durante Prueba Hidrostática

12.5.1 Cuando se Requiere. Para todo tanque en prueba hidrostática (salvo que tenga historial de servicio documentado de asentamientos aceptables y NO SE ANTICIPAN asentamientos durante la prueba).

12.5.2 Levantamiento Inicial: Si se requiere por 12.5.1, con tanque vacío y número de mediciones N distribuidos uniformemente en circunferencia (da la línea base para futuras evaluaciones de asentamientos). Si no se cuenta considerar al tanque nivelado como está. Número mínimo de mediciones Diámetro de tanque en ft./10 (redondeado a número par por arriba). No menor de 8. Máximo espaciamiento de puntos 32 ft.

12.5.3 Asentamientos Durante Prueba Hidrostática: Medir durante llenado y al 100% de la prueba.

### 2.13. Marcas y registros

#### 13.1 Placa de Datos

13.1.1 Tanque Reconstruido. Identificar con palca inoxidable (Fig. 13.1), letreros mínimo de 5/32” impreso, gravado o estampado (Reconstruido con API 653; No. de edición y revisión; Año de reconstrucción; Código y año de construcción original; Diámetro y altura nominal; Gravedad específica; Máximo nivel de llenado; Nombre de contratista y no. de contrato; Tag; Material de pared para cada anillo; Temperatura máxima de operación; Esfuerzos permisibles usados en cálculo para cada anillo). La nueva placa ubicada junto a la original como indica API 650, 10.1

13.1.2 Tanque Sin Placa. A solicitud de dueño, se puede colocar placa en tanque cumpliendo 13.1.2.2 a 4. Si hay información disponible AsBuilt. Placa similar a API 650 Fig. 10.1, bajo Inspector Autorizado. Información completa. Si no hay información una “Placa De Evaluación” con API 653, 4 y 5 (API 653, Placa de Evaluación; Tag; Compañía que evaluó; fecha, fecha de edición de API 653; Diámetro nominal; Capacidad máxima; Nivel de líquido usado en evaluación; Gravedad específica; Temperatura de diseño de metal; Presión y vacío usado; Temperatura máxima usada; Especificación de materiales para cada anillo; Esfuerzos permisibles usados; Eficiencia de junta usada). La nueva placa con API 653 Fig. 13.2. 13.2 Registros

13.2.1 Forman parte del tanque. Cálculos (Integridad, fractura frágil; Reclasificación; Consideraciones de reparación-alteración).

13.2.2 Dibujos.

13.2.3 Datos Adicionales (Exámenes, espesores; Reportes de materiales; Pruebas; Radiografías; Consideraciones de fractura frágil; Datos originales de construcción; Localización e identificación;

Descripción-medidas; Materiales; Elevaciones del perímetro; Registros de construcción; Prueba o excepción de).

13.2 Certificación Certificado de reconstrucción con datos de 12.3.2.

## CAPÍTULO 3. METODOLOGIA

### 3.1 Protección contra la corrosión

#### 3.1.1 Corrosión.

La corrosión podría ser definida como el deterioramiento de un metal que resulta de una reacción con el medio ambiente. La corrosión de estructuras de acero es parte de un proceso electroquímico para que el proceso de corrosión se dé, áreas con diferentes potenciales eléctricos deben existir en la superficie del metal. Estas áreas deberían ser eléctricamente conectadas y estar en contacto con un electrolito.

#### 3.1.2 Corrosión externa.

La acción de este fenómeno sobre el fondo externo de los tanques es un serio problema, el tipo de suelo (ver tabla) y los materiales usados en la formación de la cimentación pueden tener componentes corrosivos que en presencia de otros elementos contaminantes causan corrosión electrolítica que es acelerado en caso de producirse una fuga de producto por el fondo esta corrosión en caso de tanques grandes de almacenamiento puede ser controlada con sistema de protección catódica.

Fig. 3.1

Componente	Corrosivo	Muy Corrosivo
pH	5.0 – 6.5	< 5.0
Cloruros	300 – 1000 PPM	>1000 PPM
Sulfatos	1000 – 5000 PPM	> 5000 PPM

Por otro lado, el anillo más bajo de la pared del tanque puede ser severamente afectado por corrosión externa, justamente en la unión del fondo con la pared en este sector puede acularse agua o tierra húmeda, además en tanques asentados en una base anular de concreto puede depositarse mezclas de materiales corrosivos que se amalgaman en el sello utilizado por el asentamiento.

Las otras partes externas del tanque pueden ser afectadas por la corrosión atmosférica, misma que puede llegar a ser severa en caso de existir una atmosfera acida o sulfurosa. En las zonas planas como el techo o anillo de rigidez, se debe tener cuidado con las depresiones que pueden acumular aguas lluvias, que son puntos de concentración de corrosión. En estos casos la protección adecuada es una buena película de pintura.

### 3.1.3 Pruebas de medición de exteriores.

Esta medición se le realiza con la finalidad de detectar los rangos de deterioro que sufren los tanques en sus diferentes componentes, esto se va a realizar en tanques nuevos como en tanques ya operativos, determinando cuan corrosivo es el ambiente externo e interno del tanque y a la vez servirá como un registro para posteriores mediciones, conforme transcurra el tiempo de operación del tanque, siendo esta una nueva medición de espesores un factor importante en la decisión si el tanque puede o no continuar en uso.

La medición se le va a realizar por ultrasonido en caso de que tanques que ya se encuentran en operación el tiempo en el cual se va a realizar esta medición ultrasónica de espesores va a depender de la velocidad de la corrosión calculadas o relacionadas en base a registro de tanques de servicios similares.

### 3.1.4 Velocidad de corrosión.

La velocidad de corrosión de acuerdo con la norma API 653 será determinada mediante la utilización de una ecuación que establece una relación mediante la diferencia de espesores del tanque medidos después de un periodo de tiempo de fabricación u operación del mismo.

$$N = \frac{t_o - t_m}{T}$$

Donde:

**N** = velocidad de corrosión.

**$t_o$**  = espesor original o espesor de la última inspección.

**$t_m$**  = espesor actual medido.

**T** = tiempo de servicio.

Fig. 3.2

Tanque	Velocidad de corrosión.	Periodos o intervalos de Inspección.	
Nuevo	-----	5 Años después de entrar en operación	
Operación en condiciones normales.	Desconocida	5 Años	
Operación en condiciones normales.	Conocida	$< \text{RCA}/2\text{N}$ (Años)  o  no exceder los <b>15 Años</b>	<b>RCA</b> =corrosión remanente permisible (Milésimas de pulg.)  <b>N</b> = velocidad de corrosión (Milésimas de pulg. / Año)
Operación Crítica	Alta	$\text{N} > 0,5\text{mm/Año}$ ( $> 20 \text{ mpy.}$ ) $\text{mpy}$ = Milésimas de pulg. / Año	6 meses
		$0,5 \text{ mm/Año}$ ( $20 \text{ mpy.}$ ) $< \text{N} < 0,25\text{mm/ Año}$	2 Años

### 3.1.5 Vida util.

Esta determina el periodo de tiempo mediante el cual se estima cuanto más durara un determinado elemento del tanque, está dada mediante

$$V_U = \frac{t_m - t_{min}}{T} \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$t_m$  = espesor actual medido.

$t_{min}$  = espesor mínimo, según la API 653 este no debe ser menor a 0.1 in.

La prueba de medición de espesores se puede clasificar en dos, según el sitio desde donde se efectuó la toma de datos.

### 3.1.6 Medición externa.

La medición externa se realiza cuando el tanque no puede salir de operación o no se puede evacuar el producto almacenado, las zonas a ser medidas son: el cuerpo (paredes) y el techo del tanque. Durante esta prueba se determinará el periodo en el cual se tiene que realizar la próxima medición ultrasónica de espesores para garantizar que el tanque no se vea afectado por la corrosión existente y garantizar su perfecto funcionamiento.

### 3.1.7 Medición interna.

Es importante para evaluar el fondo del tanque, se realiza cuando el mismo se encuentra fuera de servicio. En caso de que por razones operativas el tanque no pueda salir de servicio, el tiempo que se debe realizar una inspección interna no debe exceder de 20 años.

## 3.2 Parámetros de aprobación, rechazo y reparación.

### 3.2.1 Paredes.

El espesor mínimo de las paredes de tanques con diámetros menores a los 200 pies (61000 mm), deberá calcularse con la siguiente formula:

$$t_{\min} = \frac{2.6xDx(H-1)xG}{SxE}$$

Donde:

$t_{\min}$  = Mínimo espesor aceptable en pulgadas, sin embargo no deberá ser menor a 0.1 pulgadas (2,54mm) para ningún anillo.

D = Diámetro nominal del tanque en pies.

H = Altura en pies, desde el fondo de la longitud L, correspondiente al área severamente corroída en cada anillo, hasta el máximo nivel de líquido, según el diseño.

G = La gravedad específica del fluido a almacenarse (incluida la prueba hidrostática con agua).

S = El esfuerzo máximo permisible del material en psi, use el mas bajo de los valores de 0.80 Y o 0.426 T para el fondo y el segundo anillo. Use el mas bajo entre 0.88 Y y 0.472 T para los otros anillos.

Y = Especificación del material para la mínima resistencia a la fluencia, use 30000 psi en caso de desconocer el material.

T = Especificación del material para la menor resistencia a la tracción o 80000 psi; use 55000 psi si no se conoce.

E = Eficiencia original de soldadura para el tanque. Use 0.7 si E original es desconocida. E=1.0 cuando en la evaluación de los espesores del área corroída, esta se encuentra a una pulgada o el doble del espesor de la pared, de las juntas soldadas.

### 3.2.2 Fondo.

Los valores de los espesores y picaduras deben ser evaluados según la norma API 653, en su parte 2.4.7 de la siguiente manera:

$$\text{MRT1} = T_o - G_{ca} - StPa - U_{pm} - (StPr + U_{pr} + GCr) Or$$

$$\text{MRT1} = T_o - G_{ca} - StPm - U_{pa} - (StPr + U_{pr} + GCr) Or$$

Donde:

MRT1, MRT2 = Espesor mínimo remanente al final de un periodo de servicio en operación, en pulgadas.

MRT1 = Es debido al promedio de picaduras internas y máxima picadura externa.

MRT2 = Es debido a la máxima picadura interna y al promedio de picaduras externas

$T_o$  = Espesor de Plancha original en pulgadas.

$StPa$  = El promedio de profundidad de la picadura interna remanente en las planchas del fondo después de una reparación completa en pulgadas medido sobre el espesor original.

$U_{pa}$  = La profundidad promedio de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

$U_{pm}$  = La máxima profundidad de la picadura medida en el sitio, en pulgadas.

$StPr$  = La velocidad máxima deformación de picaduras interna en pulg/año.

$StPr = 0$  si el fondo es revestido.

$U_{pr}$  = Velocidad máxima de formación de picaduras en el sitio, en pulg/año.

$U_{pr} = 0$  si el fondo tiene protección Catódica.

$Or$  = Periodo anticipado de servicio en operación que normalmente puede ser de 10 años.

$G_{ca}$  = Profundidad promedio del Area generalmente corroída, en pulgadas.

$GCr$  = Máxima velocidad de corrosión general en pulg/año.

Los resultados obtenidos de esta manera deben compararse con los espesores mínimos aceptables para fondos de tanques, dados en la tabla de la norma API 653 y que se representa en la siguiente tabla.

Espesores para planchas del fondo.

Fig. 3.3

$t_{min}$ PARA PLANCHAS DEL FONDO DEL TANQUE.		DISEÑO DE FONDO/CIMENTACION DEL TANQUE
In.	mm.	
0.1	2.54	SIN MEDIOS PARA PROTECCION Y CONTROL DE FUGAS
0.05	1.27	CON MEDIOS PARA DETECCION Y CONTROL DE FUGAS
0.05	1.27	FONDOS REFORZADOS CON RECUBRIMIENTOS DE ESPESOR MAYOR A 0.05"

### 3.2.3 Techo.

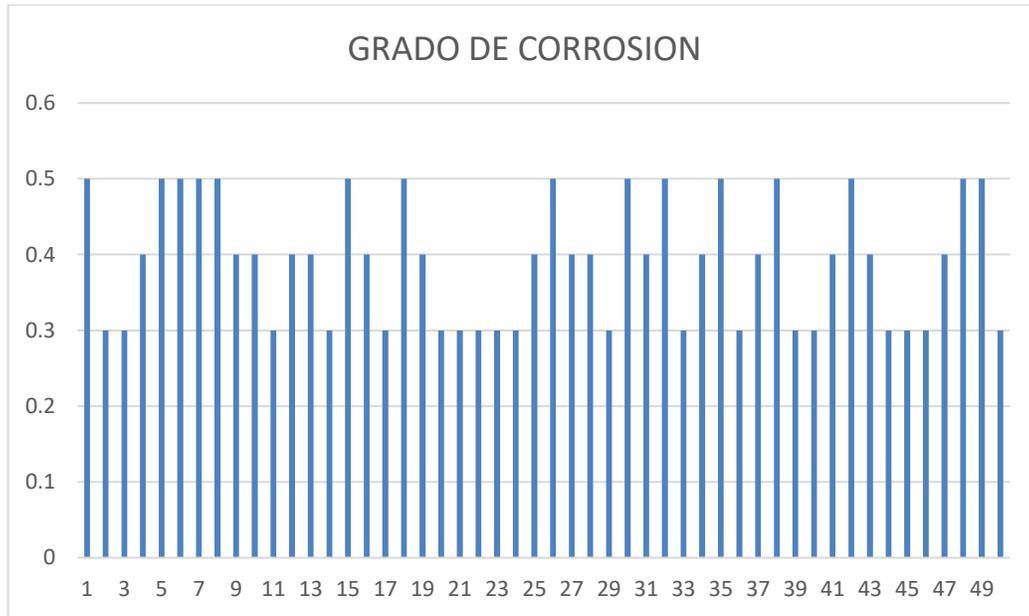
Las láminas del techo que están corroídas y tengan un espesor menor de 0.09 pulgadas (2.03mm) en un área de 100 pulg<sup>2</sup> (254mmX254mm) deberán ser reparadas o reemplazadas.

En los tanques de techo flotante a más de la medición de los espesores y su evaluación, se debe inspeccionar el área de los pontones, los síntomas de soporte, sello perimetral, sistema de rodamiento de las escaleras del techo, los sistemas de drenaje de agua y venteo de gas.

## CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

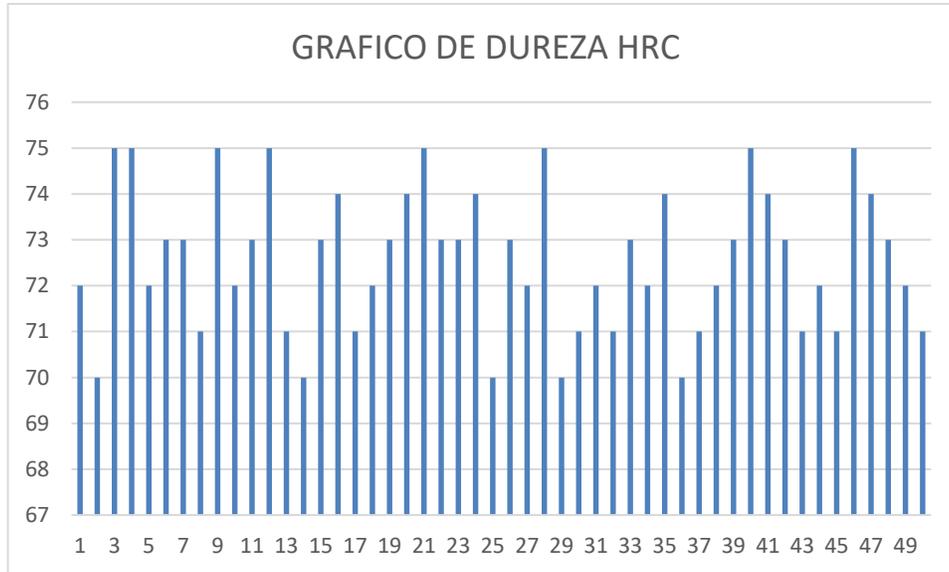
## 4.1 Resultados

La norma indica que se deben realizar pruebas de corrosión y dureza se realizaron 50 pruebas al azar a determinado tanque obteniendo como resultado el que se muestra en las siguientes gráficas.



PROMEDIO	0.392
----------	-------

TIEMPO DE VIDA UTIL	29.75 AÑOS
---------------------	------------



PROMEDIO	72.58
----------	-------

Al momento de realizar actividades de pintura del tanque, éstas deberán ser realizadas bajo las condiciones adecuadas siguiendo normas internacionales, teniendo en cuenta la reparación de superficie y espesores adecuados para alcanzar un buen trabajo con calidad, internamente de 10 a 12 mils, y externamente 3 capas de pinturas, enriquecida con zinc inorgánico, segunda capa con epóxido y tercera capa con poliuretano, con un espesor final de 8 a 10 mils, previa a una adecuada preparación superficial obteniéndose una rugosidad de 2 a 3 mils, evitándose el usos de arena, dado que está prohibido por regulaciones medio ambientales, puesto que, produce daños a la salud.

### 4.2 Conclusiones

Los estándares o normas son una guía de reparación e inspección de tanques de almacenamiento, pero no siempre se ajustan a la realidad ni a las necesidades de los tanques en la TAD, por esta razón se realizó el diagnóstico de tanques de almacenamiento, basado en normas, guías, manuales y las necesidades planteadas por la empresa para dar soluciones de una manera correcta y eficiente a las actividades relacionadas con el mantenimiento.

La situación en la que se encuentra el mantenimiento de los tanques de almacenamiento no es la más óptima de acuerdo con sus necesidades y condiciones de operación debido a la falta de planificación de mantenimiento.

La ficha técnica de datos y características de tanques de almacenamiento con información específica y de importancia para tanques sirve como una base de datos que permitirá la identificación de cada tanque.

El producto de almacenamiento tiene características propias para el cual fue diseñado el tanque, bajo estas características el tanque puede cumplir su vida útil, sin embargo, al alterar las características del producto o al almacenar otro producto diferente al del diseño, varía el rango de aceleración de corrosión

## Bibliografía

Seminario Inspector de Oleoductos. Ministerio de Energía y Minas de Guatemala. Ing. Jorge H. Goldin S. Celade Petróleos de Venezuela 2002.

Hanson Survey & Desingn, **Protección Catódica para fondos de tanques de almacenamiento “CAT H ODIC PR OTECTION ON STORAGE TANKS BOTTOM S”** CARPESA, PUERTO QUETZAL, GUATEMALA, 2003.

Norma 019-93, Protección Catódica externa para fondos de tanques de almacenamiento práctica recomendada. NACE Standard Recommended Practice , standard RP 019-93 “External Cathodic Protection of On-Grade Metallic Storage Tank Bottoms

API 651 práctica recomendada **Protección catódica para tanques de almacenamiento instalados sobre el terreno** 2da edición 1997.

API Standard **653 Inspección, modificación y reconstrucción de tanques de almacenamiento instalados sobre el terreno.** Primera edición enero de 1991.