

**Proyecto final para optar al grado de
Ingeniero en Materiales:**

Manual de integridad de tanques verticales atmosféricos

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería en Materiales

Autor: Mario Caballero

mariocaballero88@gmail.com

Director: Ing. Esteban Rubertis



RINFI es desarrollado por la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución- NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

**Proyecto final para optar al grado de
Ingeniero en Materiales:**

Manual de integridad de tanques verticales atmosféricos

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Departamento de Ingeniería en Materiales

Autor: Mario Caballero

mariocaballero88@gmail.com

Director: Ing. Esteban Rubertis

Contenido

Resumen	3
1. Introducción	4
2. Objetivo y metodología	7
3. Evaluación de envolvente.....	8
3.1. Evaluación de espesor requerido de envolvente	8
3.1.1. Corrosión generalizada/localizada	11
3.1.2. Corrosión por pitting	12
3.2. Evaluación de espesor requerido de boquilla	13
3.3. Inspección visual.....	15
4. Requerimientos para la eficiencia de junta.....	17
5. Evaluación de techo.....	18
5.1. Evaluación de espesor requerido	18
5.1.1. Techo fijo	18
5.1.2. Techo flotante externo e interno	18
5.2. Inspección visual.....	19
5.2.1. Techo fijo	20
5.2.2. Techo flotante	21
5.2.2.1. Techo flotante externo.....	24
5.2.2.2. Techo flotante interno.....	25
6. Requerimientos de tenacidad	26
7. Evaluación por fractura frágil	29
8. Requerimientos para la prueba hidráulica	34
9. Evaluación de asentamiento	35
9.1. Asentamiento completo de tanque.....	36
9.1.1. Asentamiento inclinado no rígido plano	37
9.1.2. Asentamiento inclinado no rígido no plano	41
9.2. Asentamiento de borde.....	43
9.3. Asentamiento parcial de piso	47
10. Evaluación del venteo.....	49
10.1. Ventilación normal	49
10.1.1. Ventilación abierta	50
10.1.2. PSV	51
10.1.3. Requerimiento de caudal	51
10.1.3.1. Alivio de vacío.....	53
10.1.3.1.1. Movimiento de líquido	53
10.1.3.1.2. Efecto térmico	53
10.1.3.2. Alivio de sobrepresión	55
10.1.3.2.1. Movimiento de líquido	55
10.1.3.2.2. Efecto térmico	56
10.1.3.3. Factor de reducción por aislación.....	56
10.1.4. Tubería asociada a venteo.....	57
10.1.5. Arrestallamas.....	57
10.2. Ventilación de emergencia	58
10.2.1. Caudal requerido	59
10.2.2. Techo frangible	61
11. Protección frente a chispas por estática o por rayos	66
11.1. Ignición por estática	67

11.1.1.	Fundamentos de la electricidad estática.....	67
11.1.1.1.	Generación de carga estática	67
11.1.1.2.	Velocidad de generación de carga estática	67
11.1.1.3.	Acumulación de carga estática.....	68
11.1.1.4.	Descarga de carga estática	68
11.1.2.	Mitigación de electricidad estática.....	69
11.1.2.1.	Accesorios.....	69
11.1.2.2.	Techo flotante	70
11.1.2.3.	Recubrimiento interno	70
11.1.2.4.	Filtros aguas arriba	70
11.1.2.5.	Uso de aditivos para el aumento de la disipación de cargas.....	71
11.2.	Protección frente a ignición por rayos	71
11.2.1.	Techos fijos	72
11.2.2.	Techo flotante externo	72
11.2.3.	Techo flotante interno.....	73
12.	Nomenclatura.....	73
13.	Mejoras futuras	75
14.	Conclusiones.....	76
15.	Bibliografía.....	78

Resumen

Debido a la cantidad de tanques existentes en la industria, su importancia en la línea de producción de hidrocarburos líquidos, los de fabricación y los altos costos asociados a fallas; la integridad de los tanques es de una importancia mayúscula en la industria.

El objetivo del presente proyecto final es confeccionar un documento donde se encuentre recopilada y fundamentada información relacionada a la integridad de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos vertical sobre el suelo de acero al carbono a presión atmosférica. La integridad de tanques implica un conjunto de actividades con el fin de garantizar la operación bajo condiciones seguras (evitando la pérdida de contención, falla). Entre ellas se encuentran las tareas de inspección y evaluación de integridad, las cuales son foco principal de este manual.

La piedra angular del manual es el código internacional API 653 “Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques”. El mismo está diseñado de una manera técnica conservativa, que en muchos casos es útil y necesario para mantener al tanque a niveles admisibles de riesgo. Sin embargo, su lectura y comprensión se torna por momentos compleja, ya que carece de metodologías de aplicación, no presenta el marco teórico bajo el cual se basan sus evaluaciones y continuamente hacen referencia a otras secciones del mismo código o de otros códigos afines. Por lo tanto, se realizó un re ordenamiento de la información contenida en la bibliografía, e incorporó una metodología de aplicación. Adicionalmente, se incluyó el marco teórico de las evaluaciones de aptitud para el servicio, encontrado en bibliografía complementaria.

Los resultados más significativos que se alcanzaron en el manual de integridad son:

- Implementación de metodología de cálculo de espesor requerido para envoltorio y boquillas y corrección del concepto de decaimiento de tensiones en sentido axial.
- Mejora de la evaluación de fractura frágil y actualización con los nuevos requerimientos de códigos más vigentes.
- Orden de las evaluaciones de asentamiento, corrección de cálculos y agregado de cálculo menos conservativo de asentamiento de borde.
- Unificación de criterios ingenieriles y prácticos para la inspección visual de la envoltorio, techo fijo y techo flotante externo e interno.
- Ajuste de la metodología de cálculo de venteo requerido.
- Recopilación de información sobre protección por carga estática y por rayos.

1. Introducción

Los tanques de almacenamiento son una parte fundamental de la industria del gas y el petróleo. Los tanques sirven principalmente para amortiguar variaciones de la producción, facilitar la comercialización, almacenamiento y separación de distintos productos. Los mismos existen en toda la línea de producción de hidrocarburos líquidos, desde la extracción de petróleo crudo de los pozos, hasta la comercialización final. Existen en el segmento upstream de la industria (previo a la refinación) como tanques de depósitos y principalmente, como mecanismos de separación de las diferentes sustancias del producto extraído de los pozos. Luego, estos productos separados, petróleo en especificación, son enviados por ductos a las refinерías (downstream) donde se procesarán y se obtendrán los hidrocarburos líquidos finales deseados. Allí los combustibles son almacenados en tanques de almacenamiento para su posterior comercialización. El último tipo de facilidad es la terminal de almacenamiento y reparto la cual recibe distintos tipos de combustibles, ya sea por ductos o barcos, para ser almacenados en tanques de almacenamiento para su posterior distribución a puntos de consumos.



Figura 1: Tanques atmosféricos

El costo de fabricación de un tanque de almacenamiento depende básicamente de sus dimensiones (diámetro y altura) y el material de construcción. De acuerdo a estas correlaciones un tanque de 20m de diámetro y 12m de altura (4000 m³ de capacidad de almacenamiento), tiene un costo aproximado de 220.000 USD. Si se considera que el tanque está almacenando crudo, el cual tiene un valor en el mercado de 90 USD/barril (566 USD/m³), el valor del producto asciende a 2.250.000 USD.

Asimismo, las consecuencias en fallas de tanques (pérdida de capacidad de contención) son de alto impacto ambiental y productivo. Un pequeño accidente puede conducir en accidentes a las personas, pérdida de bienes por millones de dólares y días de interrupción de la producción. Un accidente mayor puede provocar la muerte de personas, grandes demandas, la devaluación de valores, o la quiebra de la empresa. El impacto ambiental producido por la falta de contención de un tanque se traduce en un alto costo no programado debido al saneamiento obligatorio. Asimismo, existen consecuencias adicionales intangibles asociadas a detrimentos de las reglamentaciones ambientales locales e internas de la compañía. Las fallas además deben ser reparadas perentoriamente, teniendo otro costo no programado asociado, y en ocasiones el tanque debe ser vaciado produciendo lucro cesante que debe tenerse en cuenta en los costos.

Por lo tanto, por la cantidad de tanques existentes en la industria, su importancia en la línea de producción de hidrocarburos líquidos, los altos costos de fabricación y los costos asociados a fallas; la integridad de los tanques es de una importancia mayúscula en la industria. La integridad de los tanques implica un conjunto

de actividades que tienen como objetivo garantizar la constante operabilidad de los mismos en condiciones seguras; principalmente evitando la pérdida de contención del fluido almacenado. Adicionalmente, también procura mantener o alcanzar una operabilidad eficiente de los equipos; cumplimiento de requerimientos normativos; reducción de tiempos fuera de servicio (lucro cesante); y protección del medio ambiente. Particularmente la integridad de los tanques atmosféricos se analiza en forma diferenciada del resto de los equipos estáticos dadas sus particularidades geométricas, condiciones de operación, mecanismos de corrosión, modos de falla y consecuencia de estas.

Las actividades más frecuentes que comprenden la integridad de tanques son, análisis de riesgo, inspección, determinación de la aptitud para el servicio, mantenimiento, reparación y análisis de falla. En el actual documento se hace foco principalmente en la actividad evaluación de aptitud para el servicio. También, se incluye en menor medida a la inspección, concentrándose en los posibles hallazgos en una inspección visual.



Figura 2: Integridad de tanques

La evaluación de aptitud para el servicio analiza la integridad estructural de un tanque en servicio con morfologías de daño, detectadas durante la inspección. Los daños pueden provenir desde la fabricación o durante el servicio del tanque, los cuales suelen estar asociados a un mecanismo de daño. Una evaluación de aptitud para el servicio determina si el tanque es apto para continuar en operación normal, o debe adoptarse alguna medida para recalificarlo. Por ejemplo, establecer nuevas alturas de llenado, límites de temperatura de operación, llevar a cabo reparaciones, reemplazos, mitigación de los mecanismos de daño, etc. Además, permite optimizar el costo del ciclo de vida de los tanques, y propender a la protección de las personas y el medio ambiente. La determinación de la aptitud para el servicio se realiza utilizando procedimientos claros y técnicamente justificados asegurando que las predicciones realizadas son consistentes.

La aptitud para el servicio en la industria del gas y el petróleo se encuentra altamente regulada. Se trata de códigos, estándares, libros o papers que dan, además, los parámetros necesarios para realizar un correcto

diseño (API 650 o API 620 en general), construcción, inspección, mantenimiento y reparación con sus correspondientes factores de seguridad. También existen prácticas recomendadas que, si bien no tienen la relevancia de los códigos o estándares en términos técnicos, son aconsejables su uso ya que están elaboradas por comités relacionados con la industria y se encuentran principalmente conformadas a partir de la experiencia acumulada mundialmente.

Las restantes actividades de la integridad de tanques no se incluyen en el documento de la Figura 2. Con el fin de contextualizar la evaluación de aptitud para el servicio en la integridad de tanques, el orden general de las actividades es el mostrado en la Figura 2. Inicialmente se determina el nivel de riesgo que el tanque posee, se evalúa la probabilidad y las consecuencias de una falla, generalmente a través del código API 580. Luego a partir del nivel de riesgo obtenido se programan y realizan las tareas de inspección y mantenimiento. En general, se realiza en base al código API 653, donde se establecen plazos y actividades de inspección. Cualquier hallazgo significativo será evaluado para determinar su aptitud para el servicio. En caso de detectarse inaceptable se efectuarán las reparaciones pertinentes, también utilizando los conceptos de API 653 o ASME PCC-2. Luego el ciclo se alimentando el análisis de riesgo con la nueva información. Finalmente, si la falla ocurre siempre se debe conocer la razón, es allí donde es fundamental realizar un análisis de falla para evitar futuros accidentes.

Es importante reconocer en que instalaciones ocurren los accidentes y sus causas. A partir de una estadística elaborada en base a 242 accidentes ocurridos desde 1960 hasta 2003, se concluye que las instalaciones con mayor cantidad de accidentes son las refinerías y en segundo, con solo la mitad, son las plantas de almacenamiento y despacho, ver Tabla 1. La estadística refleja los riesgos que existen en las refinerías donde operan tanques que almacenan muchos fluidos diferentes haciendo dificultoso el monitoreo y control. Además, muchos de estos fluidos son corrosivos y/o volátiles. Respecto de las plantas de almacenamiento y despacho el riesgo se encuentra en las capacidades de los tanques, de las mayores en todas las industrias. Luego, con la misma base de datos se realizó el ranking de causas de accidentes en tanques, ver Tabla 2. Los rayos resulta ser la causa ampliamente más probable de accidente en tanques, en segundo lugar, se encuentran los trabajos en caliente con solo un tercio. Todos los accidentes reportados tienen consecuencias catastróficas, del tipo incendio, explosión o pérdida total o parcial del fluido almacenado. Existen accidentes sin consecuencias catastróficas y sus causas tienen una probabilidad distinta a la mencionada. Por ejemplo, existen fugas con consecuencias leves, un derrame de decenas de metros cúbicos. La probabilidad de que ocurra será mayor a la de un accidente por el impacto de un rayo con consecuencias leves (Chang & Cheng-Chung, 2005).

Refinería	Planta despacho/almacenaje	Planta química/petroquímica	Planta petróleo	Planta de gas/energía/transporte/fertilizante/etc.	Total
116	64	31	6	25	242

Tabla 1: Complejos donde ocurre accidentes de tanques

Rayo	Trabajo en caliente	Error operacional	Falla de equipamiento	Sabotaje	Ruptura	Fuga	Electricidad estática	Exposición al fuego	Desastre natural	Reacción exotérmica	Total
80	32	29	19	18	17	15	12	8	7	5	242

Tabla 2: Causas de accidentes de tanques

2. Objetivo y metodología

El objetivo del presente proyecto final es confeccionar un manual de integridad de tanques. Consiste en un documento donde se encuentre recopilada y fundamentada teóricamente información relacionada a la integridad de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos, vertical, sobre el suelo, de acero al carbono y a presión atmosférica.

La base del proyecto final es el código internacional API 653 “Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques”. Adicionalmente, se alimenta con códigos internacionales relacionados, por ejemplo, API 650 “Tanques soldados para almacenamiento de hidrocarburos”, API 575 “Practica de inspección para tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión”, etc. API 653 está diseñado de una manera técnica conservativa, que en muchos casos es útil y necesaria para reducir el riesgo al que está sujeto el tanque. Sin embargo, su lectura y comprensión es difícil, ya que carecen de metodologías de aplicación, no presentan el marco teórico bajo el cual se basan sus evaluaciones y continuamente hacen referencia a otras secciones del mismo código o de otros códigos afines.

Por lo tanto, se realizó un re ordenamiento de la información contenida en la bibliografía, aportando una metodología de aplicación. Adicionalmente, se incluyó el marco teórico de las evaluaciones de aptitud para el servicio, encontrado en bibliografía externa e esta manera, mediante un criterio ingenieril se realizó una rectificación o discriminación de la información contenida en los códigos utilizados. Asimismo, existen papers que estudian alternativas menos conservativas a las evaluaciones descritas en los códigos internacionales que fueron incorporadas al documento.

En la descripción de los posibles hallazgos de una inspección visual se incluye, a modo de categorización, tres palabras que denotan el nivel de perentoriedad con la cual se debe actuar frente a uno. La palabra “*Debe*” se trata de un hallazgo que debe ser remediado inmediatamente o programar una parada del tanque para realizar las actividades de reparación necesarias; “*Corresponde*” se refiere a un hallazgo que no requiere intervención inmediata. Este tipo de hallazgo no significa un riesgo inmediato al tanque, sin embargo, es necesario que en la próxima parada se realicen las modificaciones necesarias. Finalmente, “*Se recomienda*” significa un hallazgo que remediarlo es opcional, el riesgo de convivir con el mismo es mínimo.

El manual incluye las evaluaciones de aptitud para el servicio e inspecciones visuales que permiten reducir el riesgo de que ocurran los accidentes anteriormente mencionados (Tabla 2). Se aborda la evaluación de espesor requerido de envoltente y boquillas para reducir el riesgo de accidente por fuga. Requerimientos generales de una inspección visual de todo el tanque que mitiguen el riesgo de falla de equipamiento. Tanto la evaluación para fractura frágil, cálculo de venteo y asentamiento que disminuyan la probabilidad de accidentes por ruptura. Por último, los requerimientos necesarios para evitar accidentes por rayos y corriente estática.

Dentro de las causas de accidente mencionadas existe un grupo que se encuentra fuera del alcance del estudio de integridad de un tanque, por lo tanto, no se incluyen en el manual. Ellas son, trabajo en caliente, sabotaje, error operacional, desastre natural, reacción exotérmica y exposición al fuego.

En el manual cada evaluación es autocontenida, es decir, frente a la detección de un defecto se podrá acceder a la sección pertinente sin previa lectura de ninguna otra. Sin embargo, existen secciones que refieren a otras para completar información o para continuar con el proceso de evaluación.

3. Evaluación de envoltente

3.1. Evaluación de espesor requerido de envoltente

La corrosión puede afectar a la envoltente de los tanques de muchas formas. Generalmente, se da como corrosión con pérdida de material uniforme en un área grande, en áreas localizadas o en forma de picadura (pitting). Con el tiempo, la corrosión puede producir pinchaduras o debilitar la envoltente del tanque provocando fallas estructurales, y en consecuencia la liberación del producto almacenado al medio ambiente. Mediante el cálculo de un espesor mínimo requerido se consigue una alarma que determina que la corrosión alcanzada es inaceptable y, por lo tanto, el tanque se encontrará no apto para dicha condición del servicio, debiendo ser reparado y/o sacado de servicio. La corrosión detectada será aceptable para el servicio comparando el espesor mínimo requerido (t_{req}) por la columna de líquido sobre la ubicación de la zona corroída, con el menor espesor actual (t_{min}) y el espesor promedio (t_{prom}) de la zona corroída.

En primera instancia, previo a la inspección se recomienda calcular un espesor mínimo requerido por virola que sirva como alarma para determinar qué zonas con pérdida de espesor deben ser caracterizadas y evaluadas con mayor precisión. El espesor mínimo requerido por virola puede ser determinado de las siguientes formas:

1. Para la primer virola y virolas con virolas inferiores de mayor espesor:

$$t_{req} = \frac{102995(H - 1)DG}{SE}$$

, donde H es la altura desde la soldadura inferior de la virola hasta la altura máxima de llenado menos 0,03 m [m]. Se considera que el piso o las virolas inferiores de mayor espesor reduce la tensión circunferencial en la virola evaluada en los primeros 305 mm.

2. Segundas virolas y superiores sin virolas inferiores de mayor espesor:

$$t_{req} = \frac{102995HDG}{SE}$$

, donde H es la altura desde la soldadura inferior de la virola hasta la altura máxima de llenado [m].

, donde D es el diámetro nominal del tanque [m].

G es la gravedad específica del producto almacenado.

S es la máxima tensión admisible [MPa], usar el menor valor entre 0,8Y y 0,429U para la primer y segunda virola, y entre 0,88Y y 0,472U para las restantes virolas.

, donde Y es la tensión de fluencia del material de la virola [MPa].

U es la tensión rotura del material de la virola [MPa].

En la Tabla 3 se muestran máximas tensiones admisibles para diferentes materiales y las máximas tensiones admisibles a utilizar en caso de que se desconozca el material de las virolas.

E es la eficiencia de junta original del tanque. Utilizar la Tabla 4 si se desconoce la eficiencia de junta original. Ver la Sección 4 Requerimientos para la eficiencia de junta si se desconoce, o como se consigue, el alcance de radiografiado completo y spot.

Material	Tensión de fluencia [MPa]	Tensión de rotura [MPa]	Tensión admisible para diseño [MPa]		Tensión admisible para prueba hidráulica [MPa]	
			1 ^{er} y 2 ^{da} Virola	Virolas Superiores	1 ^{er} y 2 ^{da} Virola	Virolas Superiores
A 283 C	207	379	163	179	179	186
A 285 C	210	385	165	182	182	189
A 36	252	406	174	192	192	211
A 131 A y B	238	406	174	192	192	211
A 131 EH 36	357	497	214	235	235	258
A 573 58	224	406	174	192	192	202
A 573 65	245	455	195	215	215	221
A 573 70	294	490	210	231	231	268
A 516 55	210	385	165	182	182	189
A 516 60	224	420	179	197	197	202
A 516 65	245	455	195	215	215	221
A 516 70	266	490	210	231	231	239
A 662 B	280	455	195	215	215	236
A 662 C	301	490	210	231	231	254
A 537 Clase 1	350	490	210	231	231	254
A 537 Clase 2	420	560	238	265	265	291
A 633 C y D	350	490	210	231	231	254
A 678 A	350	490	210	231	231	254
A 678 B	420	560	240	265	265	291
A 737 B	350	490	210	231	231	254
A 841	350	490	210	231	231	254
Desconocido	210	385	165	182	182	189

Tabla 3: Tensiones admisibles

Standard	Tipo de junta	Eficiencia de junta	Aplicabilidad
API 650	Tope	1	Radiografiado completo
	Tope	0,85	Radiografiado spot
	Tope	0,7	Sin radiografiado
Desconocido	Tope	0,7	-
	Solape	0,7	Soldadura a filete doble completa
	Solape	$0,5 + k/5$	Soldadura a filete completa y al menos 25% de soldadura a filete en la soldadura opuesta. k = porcentaje de soldadura a filete en la soldadura opuesta expresado en forma decimal
	Solape	0,35	Soldadura a filete completa

Tabla 4: Eficiencias de junta

El cálculo de espesor requerido se induce desde la teoría de membrana de revolución y la ley de Laplace, donde se evalúa a la envolvente bajo tensión plana, es decir, que la envolvente no se encuentra sometida a tensiones radiales, solo circunferenciales y longitudinales producto del fluido almacenado y que dichas tensiones se reparten uniformemente en el espesor de la envolvente.

El espesor requerido calculado considera solamente las cargas producidas por el producto almacenado. El tanque puede estar bajo diferentes cargas adicionales que deberán tenerse en cuenta para el cálculo del espesor requerido de la envolvente del tanque. Las mismas pueden ser:

- cargas por viento,
- cargas por movimientos sísmicos,
- cargas térmicas por operación por encima de los 93°C,
- cargas externas por vacío,
- cargas externas por tuberías asociadas, equipamiento, etc.,
- cargas por asentamiento no uniforme, entre otras.

Asimismo, se podrá agregar al espesor requerido calculado cualquier sobre espesor que considere la corrosión en servicio hasta el momento de la próxima inspección (velocidad de corrosión). Esta metodología más conservativa permite la aptitud para el servicio del tanque hasta la próxima inspección. Sin embargo, la velocidad de corrosión utilizada deberá representar lo mejor posible a los procesos corrosivos reales en el tanque (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

Luego durante la inspección se define una zona corroída como un área con pérdida de espesor remanente respecto del espesor nominal. La misma se puede calificar principalmente como corrosión generalizada, localizada o pitting. Inicialmente corrosiones localizadas y generalizadas no ameritan diferencias mayores para tanques. La corrosión por pitting se diferencia principalmente de la corrosión generalizada/ localizada por sus dimensiones, cada pitting posee una relación profundidad-área entre 0,016 a 12,8, con un área no mayor a 24,5 mm². Ambas morfologías de daño se caracterizan y evalúan frente al espesor requerido de diferente manera.

La relación profundidad-área de los pitts se construyó mediante el cociente entre el pitting más profundo y con menor área y viceversa, el menos profundo con el de mayor área. La profundidad máxima considerada es de 6,4 mm y el menor área y profundidad de 0,5 mm² y 0,4 mm respectivamente. Dimensiones menores son

muy difíciles de detectar mediante inspecciones convencionales. Mientras que pitts con profundidades mayores a 6,4 mm normalmente tienen un área mayor a 24,5 mm², por lo tanto, se los considerará como corrosión generalizada/ localizada (American Society for Testing and Materials G46-94, 2005).

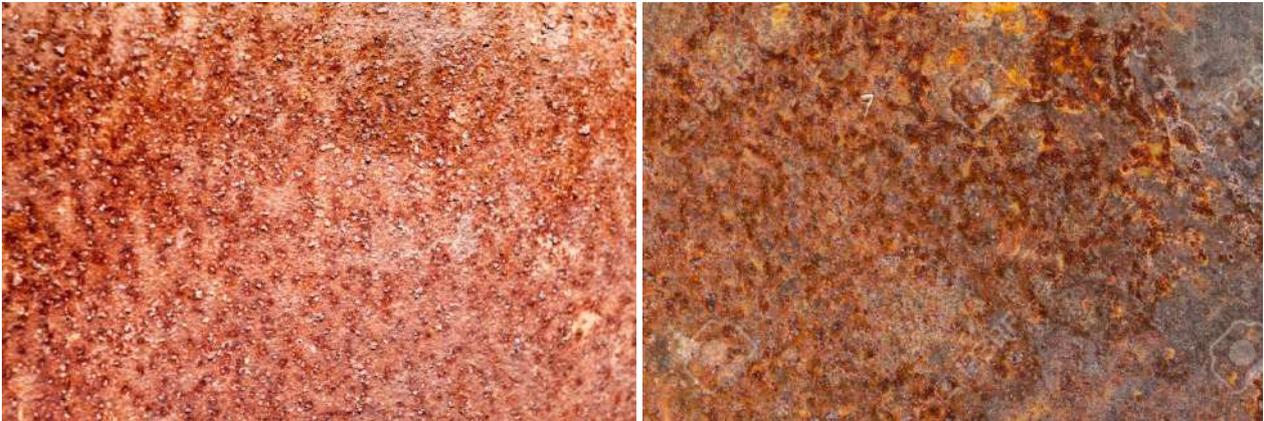


Figura 3: Corrosión generalizada/localizada



Figura 4: Corrosión por pitts

3.1.1. Corrosión generalizada/localizada

El espesor mínimo actual (t_{min}) y el espesor promedio (t_{prom}) de la zona corroída se determinan de la siguiente manera:

1. Mediante inspección se determinará el espesor mínimo (t_{min}), en cualquier punto del área corroída.
2. Calcular la longitud crítica, L [mm], longitud donde la tensión adicional generada por la zona corroída se disipa hasta ser despreciable:

$$L = 16,28\sqrt{Dt_{nom}}$$

, donde D es el diámetro nominal del tanque [m].

t_{nom} es el espesor nominal de la envolvente en el área corroída [mm].

3. Se deberá decidir qué plano vertical en el área corroída es probable que sea el más afectado por la corrosión. Las mediciones de perfil se tomarán a lo largo de cada plano vertical para la distancia crítica, L. En el plano o planos, determinar el espesor promedio más bajo, t_{prom} , promediado sobre la longitud crítica, L, utilizando al menos cinco mediciones igualmente espaciadas.

Finalmente, la corrosión detectada será apta para el servicio si cumplen las siguientes condiciones:

1. $t_{min} \geq 0,6t_{req}$

$$2. \quad t_{\text{prom}} \geq t_{\text{req}}$$

Para mayor precisión y menor conservadurismo a la hora de evaluar, se debe utilizar la altura H desde el límite inferior de la longitud L de la zona corroída evaluada hasta la altura máxima de llenado. Asimismo, se debe utilizar una eficiencia de junta $E = 1$ cuando se evalúa una zona corroída, a más de 25,4 mm, o el doble del espesor nominal de la virola evaluada, lo que sea mayor, de alguna soldadura.

Si la corrosión medida no se encuentra apta para el servicio, se podrá realizar una re evaluación de acuerdo con API 579 Sección 4 o 5. Si la re evaluación tampoco arroja resultados satisfactorios, o simplemente no se prioriza realizar la re evaluación, la corrosión medida deberá repararse, o se deberá reducir el nivel máximo de llenado, a un nivel de llenado admisible que reduzca las tensiones circunferenciales sobre la zona corroída. El nivel de llenado admisible debe ser establecido de acuerdo con la sección 8 Requerimientos para la prueba hidráulica, utilizando el mínimo espesor (t_{min}) correspondiente. Asimismo, se podrá agregar al espesor mínimo actual cualquier sobre espesor que considere la corrosión en servicio hasta el momento de la próxima inspección (velocidad de corrosión). El nuevo nivel de llenado admisible no se deberá ser excedido en servicio, siendo el nuevo nivel máximo de llenado (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

La longitud de crítica o de decaimiento en la dirección axial, L, se obtiene a partir de las soluciones del análisis elástico de un cilindro sujeto a cargas simétricas en el eje, evaluando el desplazamiento radial en función de la dirección axial. Se supone como condición de contorno que los desplazamientos radiales de la envolvente son independientes en la dirección circunferencial. Luego, el desplazamiento radial se describe mediante una función exponencial descendente con oscilación sinusoidal. Se determina la longitud crítica donde el desplazamiento radial es un 4.3% del desplazamiento en el punto de evaluación. En un área corroída real, la longitud de decaimiento está influenciada por cargas normales, momentos de borde y tensiones membranales en el límite de la región dañada que no se tuvieron en cuenta en el análisis elástico.

En API 653 en el cálculo se utiliza como variable el espesor mínimo de la zona corroída:

$$L = 34.04\sqrt{Dt_{\text{min}}}$$

Teóricamente es incorrecto, la reducción del espesor mínimo significa un mayor concentrador de tensiones, por lo tanto, la longitud necesaria para que la tensión adicional se disipe debería ser mayor. Por el contrario, en el cálculo utilizado por API 653 frente a una reducción del espesor mínimo la longitud crítica también se reduce. En consecuencia, el cálculo fue reemplazado por el obtenido en el análisis mencionado previamente, usando como variable el espesor nominal y el coeficiente correspondiente (Tantichattanont, 2009).

3.1.2. Corrosión por pitting

Pitts o conjuntos de pitts se encuentran aptos para el servicio si se cumplen:

1. El espesor remanente de la envolvente del pitt más profundo (t_{min}) es superior a la mitad del espesor requerido (t_{req}): $t_{\text{min}} \geq 0,5t_{\text{req}}$
2. La suma de las dimensiones de los pitts en la dirección longitudinal, de acuerdo a la Figura 5, es inferior 50,8 mm en una longitud de 203 mm.

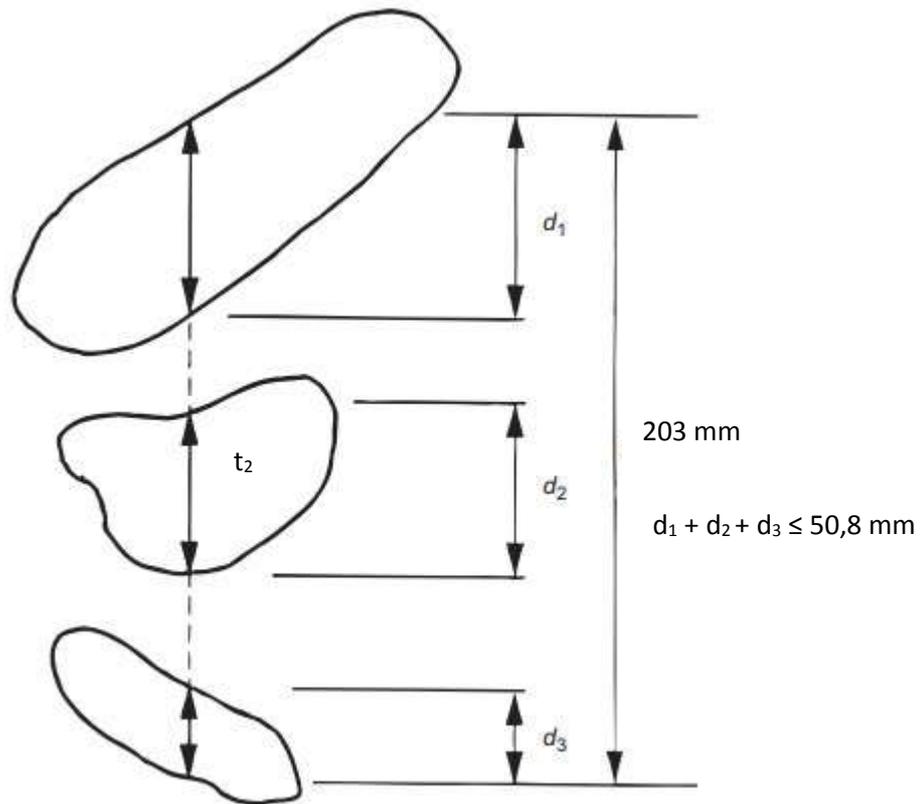


Figura 5: Medidas de pitting

Para mayor precisión y menor conservadurismo a la hora de evaluar, se debe utilizar la altura H desde el pitting más profundo hasta la altura máxima de llenado. Asimismo, se debe utilizar una eficiencia de junta $E = 1$ cuando se evalúa una zona corroída, a más de 25,4 mm, o el doble del espesor nominal de la virola evaluada, lo que sea mayor, de alguna soldadura.

Si la corrosión medida no se encuentra apta para el servicio, se podrá realizar una re evaluación de acuerdo con API 579 Sección 6. Si la re evaluación tampoco arroja resultados satisfactorios, o simplemente no se prioriza realizar la re evaluación, la corrosión medida deberá repararse, o se deberá reducir el nivel máximo de llenado, a un nivel de llenado admisible que reduzca las tensiones circunferenciales sobre la zona corroída. El nivel de llenado admisible debe ser establecido de acuerdo con la sección 8 Requerimientos para la prueba hidráulica, utilizando el mínimo espesor (t_{\min}) correspondiente. Asimismo, se podrá agregar al espesor mínimo actual cualquier sobre espesor que considere la corrosión en servicio hasta el momento de la próxima inspección (velocidad de corrosión). El nuevo nivel de llenado admisible no se deberá exceder en servicio, siendo el nuevo nivel máximo de llenado (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

3.2. Evaluación de espesor requerido de boquilla

La corrosión también es muy frecuente en las boquillas de los tanques, generalmente, por ejemplo, son las primeras evidencias de que existe corrosión interna. Esto es debido a que, si el tanque se encontrase recubierto internamente, dicho esquema en el interior de las boquillas puede no ser el adecuado por la dificultad de la aplicación, y debido a que en boquillas sin, accesorios o tuberías asociadas, se generan zonas muertas con depósito de sedimentos, iniciado o acelerando la corrosión.

Los espesores requeridos de las boquillas se deben determinar de la siguiente manera:

- Si las boquillas que presentan corrosión no poseen tuberías asociadas el espesor requerido se deberá calcular con la ecuación:

$$t_{boq} = \frac{102995HDG}{S}$$

, donde H es la altura desde la boquilla hasta la altura máxima de llenado [m].

D es el diámetro de la boquilla [m].

G es la gravedad específica del producto almacenado.

S es la máxima tensión admisible [MPa], usar el menor valor entre 0,88Y y 0,472U.

, donde Y es la tensión de fluencia del material de la boquilla [MPa].

U es la tensión rotura del material de la boquilla [MPa].

Si se tiene información o se supone que el material constitutivo de las boquillas es el mismo que el de la virola donde se encuentra ubicada; en la Tabla 3 se muestran máximas tensiones admisibles para diferentes materiales, asimismo, se encuentra la máxima tensión admisible a utilizar en caso de que se desconozca el material de las boquillas. Utilizar las tensiones admisibles de la columna de virolas superiores.

- Si las boquillas que presentan corrosión poseen tuberías asociadas el espesor requerido se deberá calcular de la siguiente manera:
 1. Calcular el espesor requerido de la envolvente donde se ubica la boquilla (t_a) de acuerdo a la sección 3.1 Evaluación de espesor requerido de envolvente, considerando a H como la altura desde la boquilla hasta la altura máxima de llenado y la eficiencia de junta, $E = 1$.
 2. Determinar $t_b = \min(t_a, t_{est})$

, donde t_{est} es el espesor estructural de la boquilla necesario para soportar las tensiones ocasionadas por las tuberías asociadas. En la Tabla 5 se muestran los espesores estructurales por diámetro.

Diámetro [pulg]	Espesores estructurales [mm]
1	2,96
1,5	3,22
2	3,42
2,5	4,52
3	4,80
3,5	5,02
4	5,27
5	5,73
6	6,22
8	7,16
10	8,11
≥ 12	8,34

Tabla 5 Espesores mínimos estructurales

3. Calcular t_{boq} mediante la ecuación:

$$t_{boq} = \frac{102995HDG}{S}$$

, donde H es la altura desde la boquilla hasta la altura máxima de llenado [m].

D es el diámetro de la boquilla [m].

G es la gravedad específica del producto almacenado.

S es la máxima tensión admisible [MPa], usar el menor valor entre 0,88Y y 0,472U.

, donde Y es la tensión de fluencia del material de la boquilla [MPa].

U es la tensión rotura del material de la boquilla [MPa].

Si se tiene información o se supone que el material constitutivo de las boquillas es el mismo que el de la virola donde se encuentra ubicada; en la Tabla 3 se muestran máximas tensiones admisibles para diferentes materiales, asimismo, se encuentra la máxima tensión admisible a utilizar en caso de que se desconozca el material de las boquillas. Utilizar las tensiones admisibles de la columna de virolas superiores.

$$4. \text{ Finalmente determinar } t_{req}^{boq} = \max(t_b, t_{boq})$$

Asimismo, se podrá agregar al espesor requerido calculado cualquier sobre espesor que considere la corrosión en servicio hasta el momento de la próxima inspección (velocidad de corrosión). Esta metodología más conservativa permite la aptitud para el servicio del tanque hasta la próxima inspección. Sin embargo, la velocidad de corrosión utilizada deberá representar lo mejor posible a los procesos corrosivos reales en el tanque (American Society of Mechanical Engineers VIII, 2017).

3.3. Inspección visual

Consideraciones generales:

- El recubrimiento de la envolvente no corresponde que se encuentre des adherida del material base. En caso de detectarse metal expuesto verificar que exista solamente oxidación externa y programar aplicación de recubrimiento. Si en el metal expuesto se detecta corrosión, es decir, pérdida de material en óxido, se debe remover el óxido hasta el metal base y evaluar el espesor remanente de acuerdo con la sección 3.1 Evaluación de espesor requerido de envolvente.
- La pestaña del tanque debe ser limpiada, removiendo suciedad y/o óxido acumulado. Su espesor corresponde que no sea menor a 2,5 mm. Para que exista una correcta disipación de las tensiones de corte en la soldadura piso envolvente se recomienda que la pestaña tenga siempre una proyección desde la envolvente de 9,5 mm.
- La pestaña debe encontrarse en ángulo recto con la envolvente, si no es así estimar que el tanque se encuentra asentado y monitorear posibles cambios de ángulo.
- Si el tanque posee un sistema de detección de fugas de piso debe contar con un sello entre el piso y la fundación. Por el contrario, sin el sistema mencionado la existencia de un sello eliminaría la posibilidad de que una fuga en el piso drene hacia el exterior dificultando su detección.
- El tanque no corresponde que posea distorsiones cuando se encuentra en su máxima capacidad. Las distorsiones incluyen, falta de redondez, abolladuras, puntos planos y desalineación de soldaduras. En caso de detectarse distorsiones deberán ser evaluadas particularmente. Si el tanque se encuentra vacío y se hallan distorsiones no es necesario evaluaciones y/o reparaciones inmediatas. Un tanque puede deformarse cuando se encuentra vacío, por lo tanto, se recomienda realizar el llenado lentamente con un monitoreo constante de la condición estructural.

Boquillas:

- Las boquillas no deben poseer fugas activas (juntas y uniones bridadas son los sitios más propensos).
- Boquillas que poseen manchas secas en bridas y/o tornillería, generalmente es difícil de diferenciar si son producto de fugas o de salpicados previos. Las razones por las cuales una fuga anteriormente

fue activa y en el momento de la detección se encuentra seca son que, operaba con otra altura de llenado, y/o con una temperatura ambiente y/o de servicio diferente, o que existió un sobreesfuerzo inducido por las tuberías asociadas durante un transitorio operativo. Por lo tanto, se debe limpiar y monitorear en cambios de servicio y/o en cambios de estación estival e invernal.

- Toda la tornillería debe poseer el ajuste adecuado. No debe existir tornillería suelta.
- Las tuercas corresponden que se encuentren totalmente roscadas.
- Si la distancia entre las soldaduras cuello de boquilla envolvente y cuello de boquilla brida es menor a 150 mm corresponde realizar inspecciones en búsqueda de defectología debido a la zona afectada por calor.
- Boquillas de más de 2 pulgadas de diámetro vinculadas deben poseer refuerzo. Boquillas no vinculadas, solo con brida ciega, no requieren refuerzo.
- El diámetro externo de los refuerzos corresponde que sea tal que: el área de la sección transversal del refuerzo no debe ser menor que el producto entre el diámetro vertical del orificio practicado en la envolvente y el espesor requerido de la virola. El área de la sección transversal del refuerzo se debe medir verticalmente, coincidiendo con el diámetro de la abertura. Los refuerzos de las boquillas corresponden que posean un espesor promedio de 6 mm.
- Boquillas vinculadas con refuerzos abulonados deben ser reemplazados.
- Todas las boquillas corresponden que posean un testigo de fuga. Se recomienda que se encuentre tapado con un codo roscado orientado hacia abajo para evitar ingreso de agua de lluvia.
- Las bridas de las boquillas y las bridas ciegas corresponden que sean normalizadas. Pueden ser de serie 150 de acuerdo con ASME B16.5 para diámetros menores a 24 pulgadas inclusive y para diámetros mayores pueden ser serie 150 clase B de acuerdo con ASME B16.47.
- El eje de las boquillas corresponde que sean perpendicular a la envolvente y horizontal.
- Si las boquillas poseen ánodos de sacrificio el cable que da continuidad eléctrica a ambas bridas debe encontrarse firmemente fijado, sin componentes aislantes ni oxidación en los apoyos.
- Bridas de boquillas en contacto con un material distinto (por ejemplo, acero inoxidable) corresponde que posea juntas di eléctrica en toda la tornillería y empaquetadura.
- Se recomienda que todas las boquillas vinculadas a tuberías posean una válvula de bloqueo tan cerca del tanque como sea posible.

Aislación:

- Todas las uniones de aislación deben encontrarse selladas para evitar el ingreso de fluido a la aislación. Por ejemplo, unión entre coberturas de aislación, uniones de ventanas de inspección, uniones de aislación con boquillas, unión de aislación con techo, etc.
- Deben existir ventanas de inspección en la aislación colocadas estratégicamente a lo largo y ancho de la superficie del tanque con el objetivo de verificar el estado de la envolvente. Se recomienda ubicarlas en la zona crítica del tanque (primeras 6 pulgadas de envolvente) y alrededor de boquillas, ya que son zonas donde hay mayor probabilidad de acumulación de agua.
- Verificar con proveedor si la vida útil del material aislante llegó a su fin.



Figura 6: Envoltentes de tanques aisladas

4. Requerimientos para la eficiencia de junta

El alcance de radiografiado **completo** para la envoltente de un tanque es:

1. Cada punto de radiografiado debe alcanzar 150 mm de soldadura de manera longitudinal y/o 100 mm de manera circunferencial, de manera centrada.
2. Soldaduras verticales:

Espesor de virola		Requerimiento
t ≤ 10 mm	1er virola	1 punto por cada costura.
	2da y superiores	1 punto cada 30m de soldadura longitudinal. ^(a, b)
10 < t ≤ 25 mm	1er virola	2 puntos de radiografiado por costura vertical, 1 lo más cercano al piso posible y 1 a una altura al azar.
		1 punto de radiografiado en cada unión de soldadura vertical y horizontal.
	2da y superiores	1 punto de radiografiado en cada fracción de 30 m de costura vertical. ^(a) 1 punto de radiografiado en cada unión de soldadura vertical y horizontal.
t > 25 mm	Todas	Todas las soldaduras verticales, en su totalidad.
		1 punto de radiografiado en cada unión de soldadura vertical y horizontal.
Nota a	Si la primera virola es del mismo rango de espesores, los puntos de radiografiado tomados allí pueden usarse para cumplir con el requerimiento.	
Nota b	Al menos el 25% de los puntos radiografiados deben ser en uniones de soldaduras verticales y horizontales, como mínimo deben ser 2.	

Tabla 6 Requerimientos para radiografiado completo en soldaduras verticales

3. Soldaduras horizontales: un punto de radiografiado en cada fracción de 60 m de costura horizontal.
4. Si existen reparaciones de soldaduras a tope sin radiografiado documentado, contemplar las siguientes reparaciones:
 - Placas circulares de menos de 25 mm de espesor nominal, un punto de radiografiado.
 - Placas circulares de 25 mm de espesor nominal o más, radiografiado completo de la soldadura.
 - Placas rectangulares o cuadradas de menos de 25 mm de espesor nominal, un punto de radiografiado en una soldadura vertical, un punto de radiografiado en una soldadura horizontal y un punto de radiografiado en cada esquina.

- Placas rectangulares o cuadradas de 25 mm de espesor nominal o más, radiografiado completo de la soldadura vertical y un punto de radiografiado en una soldadura horizontal.
- Placas con boquillas, radiografiado completo de las soldaduras.

El alcance de radiografiado **spot** para la envolvente de un tanque es:

1. Cada punto de radiografiado debe alcanzar 150 mm de soldadura de manera longitudinal y/o 100 mm de manera circunferencial, de manera centrada.
2. Soldaduras verticales: un punto de radiografiado en cada fracción de 30 m de costura vertical. Al menos el 25% de los puntos radiografiados deben ser en uniones de soldaduras verticales y horizontales, como mínimo deben ser 2.
3. Soldaduras horizontales: un punto de radiografiado en cada fracción de 60 m de costura horizontal.
4. Si existen reparaciones de soldaduras a tope sin radiografiado documentado, contemplar las siguientes reparaciones:
 - Placas circulares de menos de 25 mm de espesor nominal, un punto de radiografiado.
 - Placas circulares de 25 mm de espesor nominal o más, radiografiado completo de la soldadura.
 - Placas rectangulares o cuadradas de menos de 25 mm de espesor nominal, un punto de radiografiado en una soldadura vertical, un punto de radiografiado en una soldadura horizontal y un punto de radiografiado en cada esquina.
 - Placas rectangulares o cuadradas de 25 mm de espesor nominal o más, radiografiado completo de la soldadura vertical y un punto de radiografiado en una soldadura horizontal.
 - Placas con boquillas, radiografiado completo de las soldaduras.

El radiografiado se debe realizar de acuerdo a ASME V Artículo 2 y las soldaduras deberán estar libres de defectos de acuerdo a ASME VIII UW-51 (b) (American Petroleum Institute Standard 650, 2020) (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

5. Evaluación de techo

5.1. Evaluación de espesor requerido

5.1.1. Techo fijo

Las placas de techo y refuerzos de boquillas corroídas a un espesor promedio menor a 2.29 mm en cualquier área de 645 cm²; o las placas de techo con pinchaduras, deben repararse o reemplazarse.

Las boquillas de techo, ya que no posee presión interna, no requieren un espesor mínimo. Sin embargo, se recomienda que, si las boquillas se encuentran adjuntas a tuberías, posean un mínimo espesor estructural para soportar las cargas adicionales. En la Tabla 5 se muestran los espesores estructurales recomendados.

Los refuerzos de las boquillas corresponden que posean un espesor promedio de 6 mm (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

5.1.2. Techo flotante externo e interno

Las placas de techo y refuerzos de boquillas corroídas a un espesor promedio menor a 4.8 mm en cualquier área de 645 cm²; o las placas de techo con pinchaduras, deben repararse o reemplazarse.

Las boquillas no deberán tener un espesor menor a 6 mm para aportar rigidez frente a los movimientos del techo.

Los refuerzos de las boquillas corresponden que posean un espesor promedio de 6 mm (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

5.2. Inspección visual

Todo techo debe estar libre de cualquier fisura, grieta, pinchadura y/o agujero en las placas y/o componente en contacto directo o indirecto con el fluido almacenado.

El recubrimiento del techo no corresponde que se encuentre des adherida del material base. En caso de detectarse metal expuesto verificar que exista solamente oxidación externa y programar aplicación de recubrimiento. Si en el metal expuesto se detecta corrosión, es decir, pérdida de material en óxido, se debe remover el óxido hasta el metal base y evaluar el espesor remanente de acuerdo con la sección 5.1 Evaluación de espesor requerido.

Todas las chapas que componen el techo deben estar soldadas a filete del lado externo.

Abolladuras en las placas del techo no deberían existir ya que facilitan la acumulación de agua de lluvia. En caso de detectarse verificar estado de recubrimiento y de metal base si se encuentra expuesto.

Boquillas:

- Las boquillas no deben poseer fugas en bridas y/o tornillería.
- Boquillas que poseen manchas secas en bridas y/o tornillería, generalmente es difícil de diferenciar si son producto de fugas o de salpicados previos. Las razones por las cuales una fuga anteriormente fue activa y en el momento de la detección se encuentra seca son que operaba, con otra altura de llenado, y/o con una temperatura ambiente y/o de servicio diferente. Por lo tanto, se debe limpiar y monitorear en cambios de servicio y/o en cambios de estación estival e invernal.
- Toda la tornillería debe poseer el ajuste adecuado. No debe existir tornillería suelta.
- Las tuercas corresponden que se encuentren totalmente roscadas.
- Si la distancia entre las soldaduras cuello de boquilla envolvente y cuello de boquilla brida es menor a 150 mm corresponde realizar inspecciones en búsqueda de defectología debido a la zona afectada por calor.
- Los diámetros externos de los refuerzos deben ser como mínimo los mostrados en la Tabla 7.
- Boquillas vinculadas con refuerzos abulonados deben ser reemplazados.
- Las bridas de las boquillas y las bridas ciegas corresponden que sean normalizadas. Pueden ser de serie 150 de acuerdo con ASME B16.5 para diámetros menores a 24 pulgadas inclusive y para diámetros mayores pueden ser serie 150 clase B de acuerdo con ASME B16.47.
- El eje de las boquillas corresponde que sean verticales.
- Todas las boquillas corresponden que posean un testigo de fuga. Se recomienda que se encuentre tapado con un codo roscado para evitar ingreso de agua de lluvia.
- Bridas de boquillas en contacto con un material distinto (por ejemplo, acero inoxidable) corresponde que posea juntas di eléctrica en toda la tornillería y empaquetadura.

Diámetro nominal [pulg]	Diámetro externo del refuerzo [mm]
2	175
3	225
4	275
6	375
8	450
10	550
≥ 12	600

Tabla 7 Diámetro externo de refuerzo de boquillas de techo

Aislación:

- Todas las uniones de aislación deben encontrarse selladas para evitar el ingreso de fluido a la aislación. Por ejemplo, unión entre coberturas de aislación, uniones de ventanas de inspección, uniones de aislación con boquillas, unión de aislación con envoltente, unión de aislación con plataforma, etc.
- Deben existir ventanas de inspección en la aislación colocadas estratégicamente a lo largo y ancho de la superficie del techo con el objetivo de verificar el estado del mismo. Se recomienda ubicarlas alrededor de boquillas, ya que son zonas donde hay mayor probabilidad de acumulación de agua.
- Se recomienda que techos aislados posean plataforma para evitar el tránsito sobre la aislación.
- Verificar con proveedor si la vida útil del material aislante llegó a su fin.



Figura 7: Techos de tanques aislados

5.2.1. Techo fijo

Los miembros de soporte del techo (vigas, vigas, columnas y bases) deben ser inspeccionados visualmente en su totalidad en todas las paredes expuestas. Donde corrosión o producto adherido no permita ver la superficie, el mismo deberá ser removido con el fin de poder observar la superficie desnuda. Si se detecta corrosión en alguno de los miembros de soporte del techo el espesor remanente deberá ser medido con el ensayo no destructivo correspondiente (tener en cuenta que la corrosión puede no ser evidenciada por una inspección visual externa). Las posibles indicaciones detectables son: miembros distorsionados, columnas fuera de plomada, miembros corroídos, miembros dañados y soldaduras agrietadas o fisuradas. Cualquier indicación se evaluará de acuerdo a criterio ingenieril.

Tanques que almacenan fluidos con inflamabilidad menor a 37°C (clase 3 y 4 de NFPA 704) as boquillas de sondeo y de medición de nivel deben poseer una cobertura que evite el escape de los vapores inflamables. NFPA 30 21.8.7

Las boquillas para venteo corresponden que no sobresalgan del techo del lado interno, corresponden estar al ras para favorecer el movimiento del fluido.

Los techos fijos deben tener un medidor de nivel mecánico en caso de que falle el indicador de nivel electrónico.



Figura 8: Techos fijos

5.2.2. Techo flotante

Consideraciones generales:

- El techo debe subir y bajar sin dificultades y sin asistencia manual.
- Una inclinación excesiva es inaceptable, puede causar trabas en los sellos periféricos de los techos flotantes e inhibir su movimiento.
- Si el servicio es muy corrosivo no debe existir ningún vapor entre la línea de líquido y el techo flotante.
- Todas las chapas y componentes se deben encontrar soldadas externamente con soldadura a filete completa. Del lado interno, en un radio de 300 mm, las uniones de placa adyacentes a vigas, soportes u otro componente rígido, corresponden que posean una soldadura a filete completa para aportar rigidez al techo y evitar roturas por flexión.
- La escalera de acceso al techo debe acompañar al techo en todo su trayecto, sin asistencia externa. El trayecto debe contemplar si el techo se deposita sobre el piso del tanque, por más que posea patas de soporte.
- En tanques con servicios sucios corresponde que posea raspadores de envolvente, de modo que el sello siempre apoye sobre una envolvente limpia, sin sedimentos que dificulten su acción. Los raspadores de envolvente deben encontrarse por debajo del sello, sumergidos en el fluido.
- suficiente. La estructura del dique debe estar soldada con filetes continuos.

Sello:

- Debe existir un registro de la distancia entre la envolvente y el borde del techo y entre la envolvente y el sello, a diferentes alturas. De modo de detectar prematuramente cambios en la circunferencia de la envolvente y evitar atascamientos u otros defectos del techo.

- El sello debe estar siempre en contacto con la envolvente, para evitar egreso de vapores y fluidos del producto almacenado.
- Las membranas de los sellos pueden encontrarse deterioradas, con agujeros o rasgaduras siempre y cuando este asegurado el correcto sellado.
- Los elementos metálicos pueden encontrarse corroídos mientras este asegurado el correcto sellado.
- No deben existir elementos metálicos que se encuentren cortados o hayan perdido su capacidad estructural, debido a la corrosión.
- La envolvente interna no debe poseer elementos sobresalientes que puedan interferir en el movimiento del techo o que amenace la capacidad de sellado del sello.
- Deben ponerse a prueba la capacidad retráctil del sellado primario y secundario.
- Debe poseer compuertas que permitan inspeccionar el sello desde adentro. El espaciado máximo entre las compuertas es de 9 m, con un mínimo de dos compuertas.

Flotadores:

- Si se detecta acumulación de agua sobre un lado del techo, puede deberse a flotadores pinchados.
- Puede continuar operando si presenta dos flotadores pinchados y/o inundados.
- Los compartimientos de flotación internamente deben poseer todas las uniones soldadas con soldadura a filete completa, no debe existir ninguna filtración.
- Cada flotador corresponde que posea una boca de hombre de 20". Si el techo flotante tiene 6 m de diámetro o menos puede existir una ventana de inspección en lugar de una boca de hombre.
- Los flotadores deben poseer un venteo, diseñado de modo que impida el ingreso de agua; pueden encontrarse en las bridas ciegas, tapas o en las placas del compartimiento.

Boquillas:

- Todas las bridas y tapas de boquillas o aperturas deben poseer empaquetadura para evitar fugas del producto almacenado al exterior. Salvo las boquillas de venteo y drenaje.
- Techos flotantes de menos de 61 metros de diámetro corresponde que posean dos bocas de hombre, por el contrario, tanques de más de 61 metros de diámetros la cantidad aumenta a tres bocas de hombre.
- Las boquillas de ingreso deben poseer difusores, con el fin de evitar turbulencias que posibiliten la rotación del techo y la acumulación de cargas estáticas.
- Todas las boquillas y aperturas mayores a 2" deben poseer un refuerzo con un testigo de fuga. El refuerzo para que cumpla su función debe poseer un ancho anular de acuerdo a la Tabla 7.
- Los testigos de fuga de los refuerzos deben poseer un codo roscado de modo que no ingrese el agua de lluvia, pero que permita el egreso del fluido almacenado si el techo se pincha debajo del refuerzo.

Venteos:

- Para evitar la sobrecarga de tensiones de las cubiertas del techo o del sello, deben existir venteos automáticos (válvula de presión-vacío) para ventilar el aire entre la parte inferior del techo y el producto al llenar o vaciar el tanque. El número y tamaño de los venteos dependerá de las velocidades máximas de llenado y vaciado.
- Cada venteo automático deberá estar cerrado en todo momento, excepto cuando sea necesario aliviar el exceso de presión o vacío.
- Los venteos deberán poseer calibración vigente con duración anual.

Soportes de techo flotante:

- Los techos flotantes deben estar provistos de patas removibles o no removibles, que sirvan de soporte del techo flotante para que no repose sobre el piso del tanque.
- Las patas removibles se recomiendan que sean ajustables desde el lado superior del techo y diseñadas para ser insertadas a través de una camisa con fundas removibles para facilitar el sellado.
- Las patas removibles deben poseer orificios en la parte inferior para permitir el drenaje de producto atrapado.
- Los techos flotantes con patas removibles se recomiendan que posean estantes en la parte superior de los flotadores o cubierta, apropiados para el almacenamiento de las patas durante la operación normal o durante el mantenimiento.
- Las patas removibles no corresponden que sean menores a 2" de diámetro y deben ser como mínimo de Schedule 80, para asegurar que posean la carga portante suficiente.
- Las patas removibles corresponde que posea un tope para evitar que caigan a través de las camisas durante la instalación.
- En techos de cubierta simple deben existir refuerzos en las camisas de las patas. Los mismos deben ser verificados en búsqueda de defectos mecánicos; debido a las cargas que soportan daños son más frecuentes.
- Las patas deben poseer como mínimo dos posiciones; una donde permita limpiar mezcladores, boquillas, pozos sumideros, sellos y otros componentes dentro del tanque; y otra donde se proporcione un espacio libre mínimo de 2 m entre el techo flotante y el piso del tanque. Dichas posiciones deben permitir pequeñas variaciones por posibles asentamientos del piso.
- En el piso del tanque corresponde que se encuentren platinas de apoyo para las patas de soporte. Las mismas debe estar soldadas a filete completamente, sin distorsiones y con un apoyo completo de las patas. Se recomienda que posea un espesor de 10 mm como mínimo.

Mecanismos anti rotación:

- Los techos flotantes deben poseer un mecanismo anti-rotación. Generalmente, constan de una columna guía. La misma corresponde encontrarse centrada, sin deformaciones y permitir el movimiento natural del techo. Se recomienda que posea una pendiente no mayor a 1/200.
- Las columnas guía deben encontrarse soldadas con soldaduras a tope para asegurar su resistencia a cargas de flexión ejercidas por el techo.
- Debe existir una funda tipo sello removible entre la columna y el techo para evitar el egreso e ingreso de fluido.
- Las columnas guías como mecanismo anti-rotación pueden ser utilizadas como bocas de sondeo. Una distribución de ranuras aceptable para la columna guía, puede ser, por ejemplo, la de dos filas verticales a 180 grados de distancia de 25 mm de ancho por 300 mm de largo a 280 mm desde los centros.
- Cuando la columna guía se utiliza como boca de sondeo, debido a los orificios en la columna pueden darse emisión de gases (si el techo no se encuentra en su posición más alta), por lo tanto, la columna y boquilla de la boca de sondeo deben estar equipados con dispositivos que controlen la emisión de gases (comúnmente sobre la columna se colocan fundas retractiles y sobre la boquilla una tapa hermética). Operativamente se recomienda que la columna se encuentre en zonas de baja turbulencia del fluido.

- Las bocas de sondeo corresponden que posean en el piso del tanque una platina para evitar que las probetas de medición impacten contra el mismo.
- Cuando la columna anti rotación no se utiliza como boca de sondeo, una boquilla con dispositivos que controlen la emisión de gases deberá existir para ser utilizada para dicha función.

Aislación:

- El recubrimiento de la aislación se debe encontrar sin aberturas u orificios y con sus juntas selladas.
- Debe contar con ventanas de inspección selladas con el fin de inspeccionar el estado de las chapas del techo y del aislamiento.
- Deben contar con ventanas de inspección selladas en las boquillas en forma de roseta, con el fin de inspeccionar el estado de las chapas del techo y del aislamiento. Las boquillas del techo son zonas de mayor probabilidad de ingreso de agua.
- El aislamiento no se puede encontrar mojado.

5.2.2.1. Techo flotante externo

Consideraciones generales:

- Si el tanque posee red contra incendio por espuma, el techo flotante debe poseer dique para espuma, con el fin de mantener la espuma sobre el sello. El mismo debe estar entre 300 y 600 mm de distancia a la envolvente y debe contar con 300 mm mínimo de altura, para asegurar un volumen de espuma.

Drenajes:

- No deben existir zonas de acumulación de agua en el techo, para ello se cuenta con los sistemas de drenaje.
- En techos flotantes de una sola chapa corresponde que exista una válvula check en los ingresos de los drenajes, para evitar retroceso de fluido en caso de que ocurra alguna fuga en el drenaje.
- En techos flotantes de doble cubierta la válvula check en los ingresos de los drenajes no es necesario, debido a que la geometría no permitiría la presencia de flujo de retroceso en caso de que alguna fuga ocurra.
- En los sistemas de drenajes se recomienda que exista una válvula de bloqueo en caso de que las válvulas anti retorno fallen. Dichas válvulas deben poseer extensiones en sus manivelas para que puedan utilizarse en caso de que acumulaciones de agua obstruyan el acceso.
- Para tanques menores a 36 metros de diámetro, los drenajes corresponden que sean de un diámetro no menor a 3".
- Para tanques de más de 36 metros de diámetro los drenajes corresponden que sean de un diámetro no menor a 4".
- Todos los drenajes deben poseer una malla que evite el ingreso de sólidos al sistema.
- El movimiento de las tuberías de drenaje corresponde que sea libre, sin obstrucciones en su trayectoria. Durante la trayectoria las tuberías de drenaje no deben entrar en contacto con las patas de soporte del techo flotante. Los soportes de las tuberías de drenaje no deben soportar rígidamente a dichas tuberías, sino que deben guiarlas para permitir flexiones y expansiones termales.
- No se permite como drenaje, mangueras no reforzadas y drenajes de sifón.

Drenajes de emergencia:

- Techos flotantes de doble cubierta corresponde que posean como mínimo tres drenajes de emergencia, para prevenir el hundimiento del techo en caso de lluvias severas.
- Como mínimo corresponde que posean 4" de diámetro.
- Los venteos deben poseer un sello de tela con hendiduras, o un dispositivo similar, que cubra al menos el 90% de la abertura que reducirá las superficies expuestas al producto y permitirá el paso del agua de lluvia.
- La descarga de los drenajes de emergencia se recomienda que sea 300 mm por debajo del piso del techo con el fin de direccionar la descarga en el producto.
- Venteos de emergencia están prohibidos en tanques con techos flotantes de una sola cubierta, ya que debido al peso del agua acumulada puede emerger producto por el drenaje hacia el exterior del techo.



Figura 9: Techos flotantes externos

5.2.2.2. Techo flotante interno

Consideraciones generales:

Sobre el techo fijo deben existir respiraderos de circulación, a lo largo de la periferia y un respirador en el centro. El espaciado máximo entre los respiraderos corresponde que sea de 10 m, pero no debe haber menos de cuatro respiraderos igualmente espaciados. Los respiraderos deben estar cubiertos con una malla gruesa resistente a la corrosión con un espaciado de no menos de 13 mm. Además, deben estar provistas de protectores contra la intemperie. Asimismo, el techo fijo debe poseer una válvula presión-vacío y una boca de hombre como mínimo de 30" de diámetro.



Figura 10: Techos flotantes internos

6. Requerimientos de tenacidad

La determinación de la tenacidad del material de una placa se realizará mediante probetas Charpy tipo A con entalla en “V”, perpendicular a la superficie de la placa, de acuerdo con el código ASTM A370. Asimismo, cada probeta debe tener su eje central tan cerca del plano un cuarto de espesor de placa, como lo permita el espesor de la placa.



Figura 11: Probetas Charpy

Para una placa cuyo espesor sea insuficiente para permitir la preparación de probetas de tamaño completo, los ensayos se realizarán en las probetas de mayor tamaño que se puedan preparar a partir de la placa. Dichas probetas deben tener un ancho a lo largo de la entalla, de al menos el 80% del espesor de la placa.

La prueba de impacto se realizará en tres probetas tomadas de un único cupón de prueba. El cupón de prueba puede ser parte de una placa constitutiva del tanque o de una placa del mismo material que no pertenezca al tanque. El valor promedio obtenido de las probetas debe cumplir con el valor mínimo especificado en la Figura 12. Sin embargo, no más de un valor obtenido puede ser menor que el valor mínimo especificado. Si más de un valor obtenido es menor que el valor mínimo especificado, o si un valor es menor que dos tercios del valor mínimo especificado, se deben ensayar tres probetas adicionales; y cada uno de estos valores debe tener un valor mayor o igual al valor mínimo especificado. Ninguno de los valores de energía obtenidos en las probetas sin tamaño completo, debe ser menor al valor mínimo especificado proporcional a los valores de energía requeridos para muestras de tamaño completo del mismo material (American Petroleum Institute Standard 650, 2020).

El análisis fractomecánico utilizado para determinar las curvas de temperatura de diseño, Figura 14, y de tenacidad mínima permisible, Figura 12, se basan en asegurar una plasticidad adecuada del material en presencia de fisuras. Se estipuló que estos defectos eran defectos superficiales semi elípticos de un cuarto de espesor de profundidad con relación de aspecto de 6:1. Sin embargo, no se supuso ningún defecto mayor al que se encontraría con un espesor de 4 pulgadas, debido a que por el tamaño del defecto ya debería ser fácilmente detectable mediante las inspecciones y ensayos no destructivos realizados periódicamente. A través de las siguientes suposiciones se alcanzó que las curvas de temperatura mínima permisibles fueran independientes de la tensión de fluencia o de la tensión admisible de diseño propia de cada material (Prager, 2009) (Xu & Rana, 2017):

- Todas las curvas de tenacidad a la fractura (K_1) poseen una forma de tangente hiperbólica, centrada alrededor de una temperatura característica (T_0):

$$\frac{K_1}{Y} = A + B \tanh\left(\frac{T - T_0}{C}\right)$$

, donde Y es la tensión de fluencia del material de la envolvente [MPa].

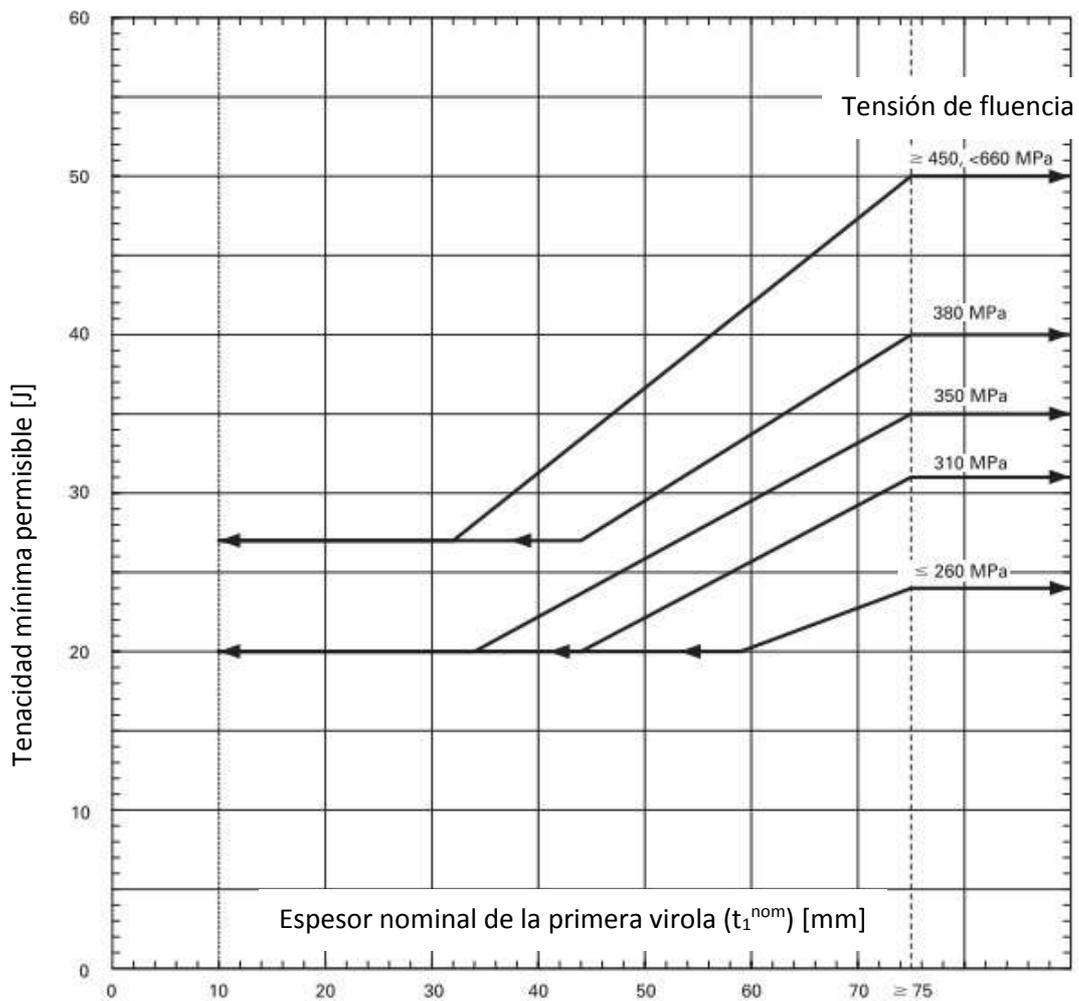
- Cuatro temperaturas características son adecuadas para cubrir los materiales de interés 46 °C, 24 °C, 3 °C y -11 °C. Los grupos de materiales A, B, C y D, respectivamente.
- Los grupos de materiales se construyeron con materiales con propiedades mecánicas, químicas y tensiones de fluencia similares, por lo tanto, la curva de tenacidad a la fractura se estableció para que fuera proporcional a la tensión de fluencia de cada grupo de materiales.
- La mitad del ancho de la temperatura de transición desde la asíntota horizontal inferior o la superior hasta la temperatura característica es independiente del material o la resistencia y se estableció en 19 °C.
- Los coeficientes A y B se definieron como 1,7 y 1,37 para todos los materiales, a través de aproximaciones de curvas de datos de tenacidades al impacto experimentales.
- La plasticidad requerida en la punta de la fisura es proporcional al cuadrado de, la relación entre la fuerza impulsora de la fisura y la tensión de fluencia al cuadrado, e inversamente proporcional al espesor.
- La tenacidad a la fractura dinámica del material varía con la raíz cuadrada de la energía de los ensayos Charpy.
- La tensión máxima de diseño a la que un material podría estar sometido es 2/3 de la tensión de fluencia.
- No se consideró el cambio en la temperatura de transición de la tenacidad a la fractura debido a la velocidad de carga en los ensayos de Charpy.

Finalmente, se alcanzó una relación entre el espesor y la temperatura en función de la temperatura característica (T_0):

$$\sqrt{\text{espesor}} \propto 1,7 + 1,3 \tanh\left(\frac{T - T_0}{C}\right)$$

Asimismo, se asumió que la relación entre el espesor y la temperatura es 1, por lo tanto, las curvas de temperatura mínima permisibles en función del espesor, más factores de seguridad y conservadurismo, responden a la siguiente ecuación:

$$T = T_0 + C \tanh^{-1}\left(\frac{\sqrt{\text{espesor}} - 1,7}{1,3}\right)$$



Nota 1: Ecuaciones de las rectas (Meseguer, Martínez, & Portolés, 2019):

Tensión de fluencia [MPa]	Espesor nominal (t_1^{nom}) [mm]	Ecuación
260	< 59 mm	20 J
	≥ 59 mm	$0,25t_1^{nom} + 5,25$ J
	> 75 mm	24 J
310	< 44 mm	20 J
	≥ 44 mm	$0,35t_1^{nom} + 4,39$ J
	> 75 mm	31 J
350	< 34 mm	20 J
	≥ 34 mm	$0,37t_1^{nom} + 7,26$ J
	> 75 mm	35 J
380	< 44 mm	27 J
	≥ 44 mm	$0,42t_1^{nom} + 8,55$ J
	> 75 mm	40 J
450	< 32 mm	27 J
	≥ 32 mm	$0,53t_1^{nom} + 9,88$ J
	> 75 mm	50 J

Nota 2: Interpolación entre rectas está permitido.

Nota 3: Se considera al mayor espesor de la envolvente al espesor nominal de la primera virola.

Figura 12 Tenacidad mínima permisible

7. Evaluación por fractura frágil

La evaluación de susceptibilidad a fractura frágil de un tanque se debe aplicar en, primera inspección, cambios de servicio, reducción en la temperatura de servicio, aumento de la densidad específica del producto almacenado, erección de un tanque reconstruido, y luego de reparaciones/alteraciones no realizadas de acuerdo con API 653.

La mejor metodología para determinar si un tanque sufrirá fractura frágil o no, es realizando una prueba hidráulica. Si durante la prueba no se detecta algún defecto, la fractura frágil durante el posterior servicio es muy improbable, de acuerdo con experiencias a lo largo del mundo. Esto es debido, además, a que, en la fase de diseño del tanque, más precisamente en la selección de materiales, se presume que se realiza eligiendo materiales con una tenacidad suficiente para que el tanque no falle por fractura frágil. Sin embargo, como esto no lo asegura, ya que, la tenacidad no es una propiedad del material (es dependiente de la microestructura y del estado tensional al que se expone, uniaxial, plano, triaxial), es donde el éxito de una prueba hidráulica puede ser un buen indicativo que el tanque difícilmente falle de esa manera. La metodología para realizar la prueba hidráulica se detalla en la Sección 8 Requerimientos para la prueba hidráulica.

Complementariamente, si alguna de las siguientes condiciones se cumple no será necesario realizar la prueba hidráulica y el tanque podrá continuar en servicio (American Petroleum Institute Standard 653, 2018) (American Petroleum Institute Standard 650, 2020):

- Se encuentra diseñado por los códigos, API 650 séptima edición o posterior, o API 650 Anexo G quinta o sexta edición.
- Ya cuenta con una prueba hidráulica que prueba la aptitud para el servicio del tanque.
- Posee espesores nominales de virolas menores a 12,7 mm.
- Posee temperaturas en el metal de las virolas siempre mayores a 15,56 °C.
- Posee tensiones membranales en las virolas siempre menores a 492 Mpa.
- Ya operó con su nivel máximo de líquido a la temperatura mínima récord alguna vez registrada.
- Se encuentra construido con materiales incluidos en la Tabla 8 y la temperatura media más baja en un día (T_{mbd}) es superior a las temperaturas mínimas admisibles (T_{ma}) de acuerdo con la Figura 13. La temperatura media más baja en un día se define como la temperatura mínima récord alguna vez registrada, más 8 °C. Las ecuaciones de las funciones temperaturas mínimas permisibles (T_{ma}) por grupo, se detallan en la Tabla 9.
- Se encuentra construido con materiales incluidos en la Tabla 8 y la temperatura media más baja en un día (T_{mbd}) es inferior a las temperaturas mínimas admisibles (T_{ma}) de acuerdo con la Figura 13, pero la tenacidad del material cumple con los requerimientos de tenacidad descritos en la Sección 6 Requerimientos de tenacidad.
- No se encuentra construido con materiales incluidos en la Tabla 8, o es desconocido el material constitutivo y el par espesor- temperatura mínimas admisibles (T_{ma}) del metal se encuentran en el área "Uso seguro" de la Figura 14.
- No se encuentra construido con materiales incluidos en la Tabla 8, o es desconocido el material constitutivo y el par espesor- temperatura mínimas admisibles (T_{ma}) del metal no se encuentran en el área "Uso seguro" de la Figura 14, pero la tenacidad del material cumple con los requerimientos de tenacidad descritos en la Sección 6 Requerimientos de tenacidad, considerando una tensión de fluencia de 450 Mpa.

Grupo I Rolado, Semi-Calmado		Grupo II Rolado, Calmado o Semi-Calmado		Grupo III Rolado, Calmado con Grano Fino		Grupo IIIA Normalizado, Calmado con grano Fino	
Material	Nota	Material	Nota	Material	Nota	Material	Nota
A283 C	-	A131 B	4	A573-58	-	A573-58	7
A285 C	1	A36	3	A516-55	-	A516-55	7
A131 A	-	G40.21-38W	-	A516-60	-	A516-60	7
A36	2	S 250	5	G40.21-38W	6	G40.21-38W	6, 7
S235	2	-	-	S250	6	S250	6, 7
S250	3	-	-	-	-	-	-
Grupo IV Rolado, Calmado o Semi- Calmado		Grupo IVA Rolado, Calmado o Semi- Calmado		Grupo V Normalizado, Calmado con Grano Fino		Grupo VI Normalizado o Templado y Temperado, Calmado con Grano Fino y Carbono Reducido	
Material	Nota	Material	Nota	Material	Nota	Material	Nota
A573-65	-	A662 C	-	A573-70	7	A131 EH 36	-
A573-70	-	A573-70	8	A516-65	7	A633 C	-
A516-65	-	G40.21-44W	6, 8	A516-70	7	A633 D	-
A516-70	-	G40.21-50W	6, 8	G40.21-44W	6, 7	A537 Clase 1	-
A662 B	-	ISO S275 D	6	G40.21-50W	6, 7	A537 Clase 2	-
G40.21-44W	6	ISO E355 D	6	-	-	A737 B	-
G40.21-50W	6	ENS275 J2	6	-	-	A841, Grado A, Clase 1	9, 10, 11
ISO S275 C	6	EN S355 J2	6	-	-	A841, Grado A, Clase 2	9, 10, 11
ISO S355 C	6	EN S355 K2	6	-	-	A841, Grado A, Clase 1	9, 10, 11
EN S275 J0	6	-	-	-	-	A841, Grado B, Clase 2	9, 10, 11
EN355 J0	6	-	-	-	-	-	-
S275	6	-	-	-	-	-	-

Notas:

1. Debe ser calmado o semi calmado.
2. Espesor menor o igual a 20 mm.
3. Contenido de manganeso debe estar entre 0,8% y 1,2%, por ensayo de chispa para espesores mayores a 20 mm, excepto que para cada reducción del 0,01% por debajo del máximo especificado de carbono, un incremento del 0,06% de manganeso por encima del máximo especificado será permitido, hasta un máximo de 1,35%. Espesores <=20 mm deben tener contenido de manganeso del 0,8% al 1,2% por ensayo de chispa.
4. Espesores <=25 mm.
5. Debe ser calmado.
6. Debe ser calmado y de grano fino.
7. Debe ser normalizado.
8. Debe tener un contenido máximo de carbono modificado de 0,2% y de manganeso de 1,6%.
9. Producido por procesos termo mecánicos controlados.
10. Debe cumplir con los requerimientos de tenacidad de la Sección 6 Requerimientos de tenacidad.
11. Si poseen la modificación carbono equivalente (CE), debe tener los siguientes límites (American Society for Testing and Materials SA-841, 2001):

$$[CE] = [C] + [Mn]/6 + ([Cr] + [Mo] + [V])/5 + ([Cu] + [Ni])/15\%$$

Grado A:

Espesor nominal $\leq 50,8$ mm: $[CE] = 0,40\%$

Espesor nominal $> 50,8$ mm: $[CE] = 0,45\%$

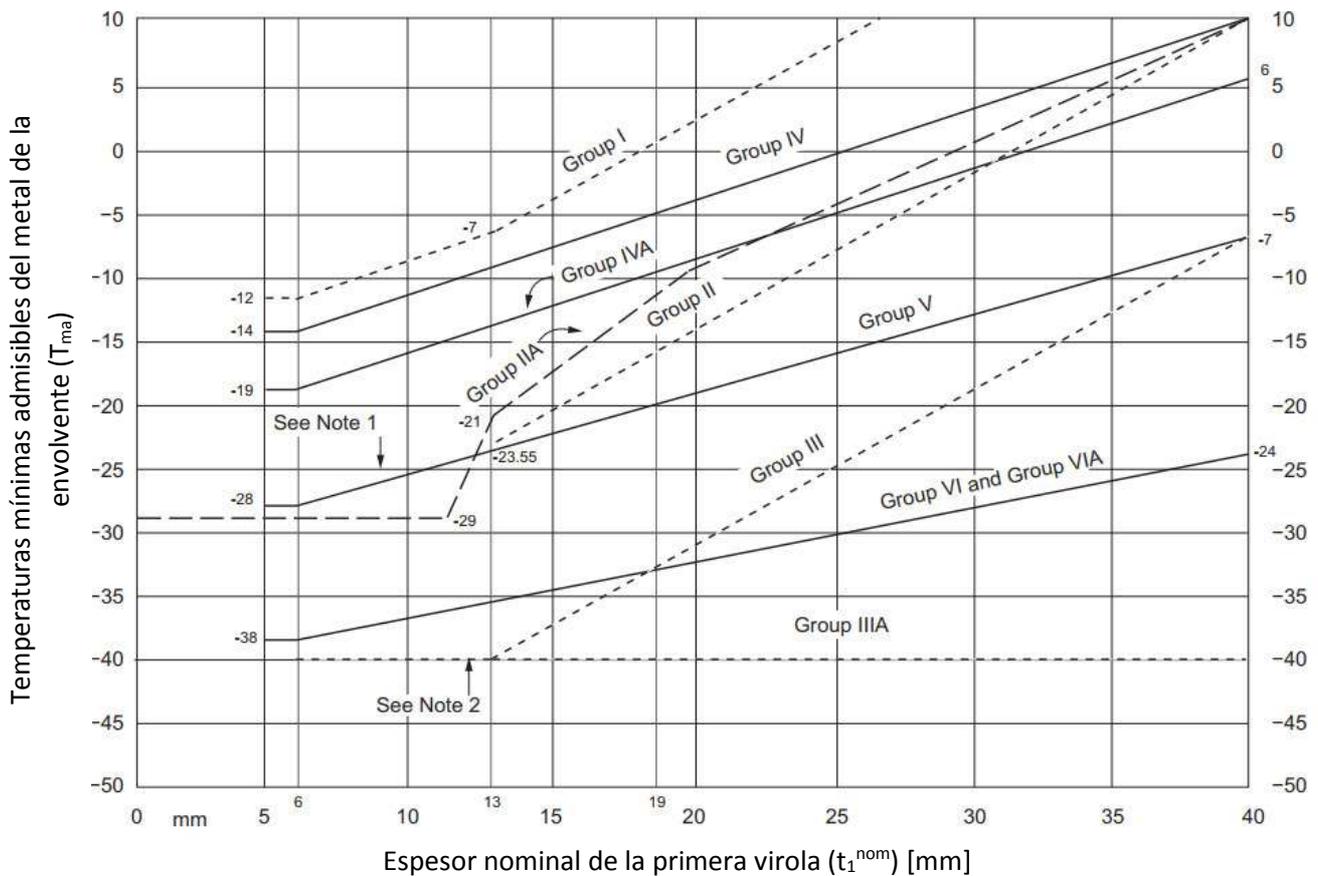
Grado B:

Espesor nominal $\leq 50,8$ mm: $[CE] = 0,45\%$

Espesor nominal $> 50,8$ mm: $[CE] = 0,50\%$

12. Los materiales se agrupan de acuerdo a propiedades químicas, propiedades mecánicas, tratamientos térmicos y tenacidad similares.

Tabla 8 Grupos de Materiales



Nota 1: Las líneas del Grupo II y Grupo V coinciden a espesores menores a 13 mm.

Nota 2: Las líneas del Grupo III y Grupo IIIA coinciden a espesores menores a 13 mm.

Nota 3: Las temperaturas de diseño permisibles responden, a las tenacidades de cada material de un grupo promediadas, superiores a las de la Tabla 10, en función del espesor, de acuerdo a la Sección 6 Requerimientos de tenacidad.

Nota 4: Se considera al mayor espesor de la envolvente al espesor nominal de la primera virola.

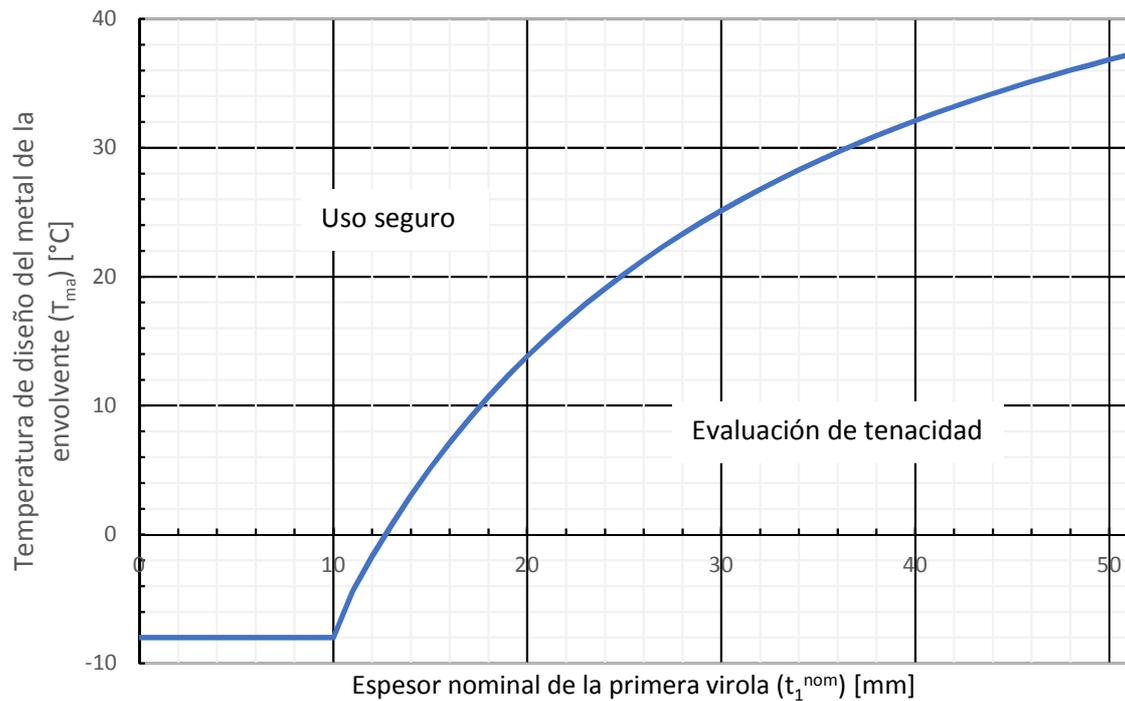
Figura 13 Temperaturas mínimas admisibles por grupos de metales

Grupo	Rango Espesores [mm]	Ecuación [°C]
I	$6 \leq X < 13$	$Y = 0.714X - 16.286$
I	$13 \leq X \leq 25$	$Y = 1.417X - 25.417$
II	$6 \leq X < 13$	$Y = 0.634X - 31.81$
II	$13 \leq X \leq 40$	$Y = 1.243X - 39.72$
IIA	$10 \leq X < 13$	$Y = 2.667X - 55.667$
IIA	$13 \leq X \leq 19$	$Y = 2X - 47$
IIA	$19 \leq X \leq 40$	$Y = 0.905X - 26.19$
III	$6 \leq X \leq 13$	$Y = -40$
III	$13 \leq X \leq 40$	$Y = 1.222X - 55.89$
IIIA	$6 \leq X \leq 40$	$Y = -40$
IV	$6 \leq X \leq 40$	$Y = 0.7059X - 18.235$
IVA	$6 \leq X \leq 40$	$Y = 0.7353X - 23.412$
V	$6 \leq X \leq 40$	$Y = 0.6176X - 31.71$
VI, VIA	$6 \leq X \leq 40$	$Y = 0.4112X - 40.471$

Tabla 9 Ecuaciones lineales de Figura 13

Material de la envolvente	Espesor	Valor de impacto promedio de tres probetas	
		Longitudinal	Transversal
	Mm	J	J
Grupos I, II, III y IIIA	-	20	18
Grupos IV, IVA, V y VI	t ≤ 40	41	27
	t = 45	48	34
	t = 50	54	41
	t = 100	68	54
Grupo VI y metales producidos por procesos termo mecánicos controlados	t ≤ 40	48	34
	t = 45	54	41
	t = 50	61	48
	t = 100	68	54

Tabla 10 Valores mínimos de tenacidad para el cálculo de temperaturas de diseño permisibles de la Figura 14



Nota 1: Ecuación de la curva: $t_1^{nom} \leq 10$ mm, $T_{ma} = -8$ °C.

$$t_1^{nom} > 10 \text{ mm}, T_{ma} = \frac{-60,0611 + 4,9725t_1^{nom} - 0,0188t_1^{nom^2}}{1 + 0,0708t_1^{nom} - 0,0003t_1^{nom^2}} \text{ (aproximación polinómica).}$$

Nota 2: Se considera al mayor espesor de la envolvente al espesor nominal de la primera virola.

Figura 14 Curva de excepción para tanques construidos con materiales desconocidos

La Figura 14 es construida con nuevos análisis fractomecánicos descritos en la sección 6 Requerimientos de tenacidad. Los mismo son utilizados en múltiples códigos internacionales a la hora de describir la tenacidad de materiales desconocidos. En API 653 sin embargo se utiliza la curva de excepción mostrada en la Figura 15. La misma está construida con la curva de la Figura 14, desde los 12,7 mm hasta los 15,55 °C. Antes y después está formada por rectas en los 12,7 mm y en los 15,55 °C, respectivamente. Puesto que no existe una razón clara por la que en API 653 se utilizan las cotas descritas, se prioriza la utilización de la curva de excepción internacionalmente reconocida de una manera más conservativa (el área de evaluación es mayor). Las consecuencias por una falla por fractura frágil ameritan el conservadurismo frente a la evaluación de materiales desconocidos (American Petroleum Institute Standard 579, 2016).

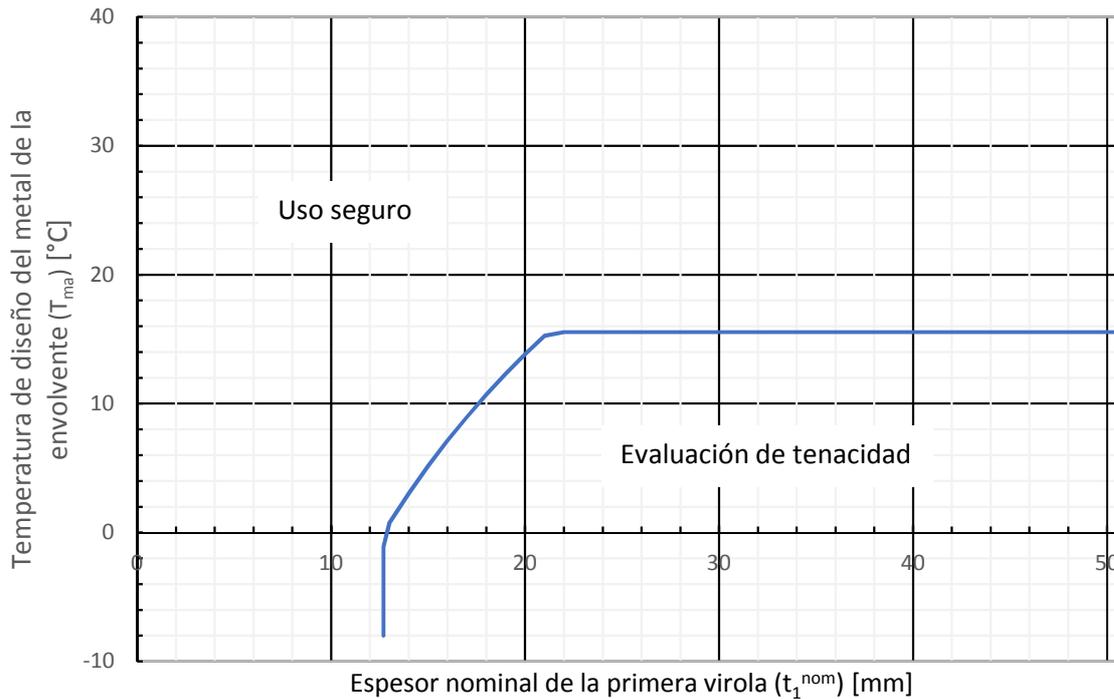


Figura 15 Curva de excepción de acuerdo con API 653

8. Requerimientos para la prueba hidráulica

Previo a la prueba hidráulica se debe remover todo tipo de basura, grasa, aceite, salpicaduras de soldadura o productos que no deberían estar destinados a estar dentro del tanque.

Preferentemente, se debe utilizar agua potable. En caso contrario, se debe tener en cuenta si alguna de las propiedades del agua utilizada puede resultar en algún daño al interior del tanque, por ejemplo, cantidad de sólidos en suspensión, velocidad de incubamiento y crecimiento de animales y plantas, acidez, etc.

La velocidad de llenado máxima hasta la última virola debe ser de 460 mm/hr, mientras que para la última virola debe ser de 300 mm/hr.

La altura de llenado para prueba hidráulica se debe determinar para el espesor mínimo (t_{min}) de cada virola del tanque. El espesor mínimo de cada virola debe ser el mínimo espesor remanente que se encuentre apto o no, para el servicio de acuerdo con la sección 3 Evaluación de envolvente. La altura de llenado [m] se calcula de la siguiente manera:

$$H_t = \frac{S_t t_{min}}{102995D}$$

, donde S_t es la máxima tensión admisible para la prueba hidráulica [MPa], usar el menor valor entre 0,88Y y 0,472U para la primer y segunda virola, y entre 0,9Y y 0,519U para las restantes virolas.

, donde Y es la tensión de fluencia del material de la virola [MPa].

U es la tensión rotura del material de la virola [MPa].

En la Tabla 3 se muestran máximas tensiones admisibles para la prueba hidráulica para diferentes materiales y las máximas tensiones admisibles a utilizar en caso de que se desconozca el material de las virolas.

t_{min} es el espesor mínimo remanente de cada virola [mm].

D es el diámetro nominal del tanque [m].

A la altura de llenado calculada para una virola se le debe sumar la altura de la zona corroída respecto del piso del tanque. Ver la sección 3.1 Evaluación de espesor requerido de envolvente para determinar correctamente la altura de la zona corroída. Si la virola no posee una zona corroída, por lo tanto, el espesor mínimo utilizado es el espesor nominal, la altura a considerar es la soldadura horizontal inferior de la virola. Luego, la altura máxima de llenado para prueba hidráulica deberá ser la menor altura calculada entre todas las virolas (H_i + altura de la zona corroída), sin embargo, nunca puede superar a la altura de diseño de llenado, H [m].

Se debe mantener el tanque lleno hasta el nivel calculado por 24 horas como mínimo. Durante dicho periodo el tanque debe ser continuamente inspeccionado en búsqueda de fugas o asentamientos.

El asentamiento del tanque se debe chequear inicialmente con el tanque vacío. La medición inicial de asentamiento provee una base cero que debe utilizarse en futuras medidas de asentamiento. Luego se debe realizar una medición de asentamiento una vez se haya alcanzado la altura máxima de llenado para la prueba hidráulica. La medición y evaluación de asentamiento se debe realizar de acuerdo con la Sección 9 Evaluación de asentamiento (American Petroleum Institute Standard 650, 2020).

9. Evaluación de asentamiento

Durante la vida útil de los tanques puede ocurrir defectos en el suelo o fundación de apoyo (compactación, lavado, degradación, etc.), provocando un asentamiento diferencial del tanque. Dicho asentamiento se evidencia como desniveles totales o parciales del piso, envolvente o unión entre ambos. En general, el asentamiento ocurre despacio, y para la mayoría de los tanques existentes, se presume que el asentamiento ha ocurrido en los primeros años de servicio. No es común un asentamiento adicional excesivo después de las primeras inspecciones.

El asentamiento de un tanque no es una indicación fácilmente detectable desde el exterior, salvo que ocurra en la envolvente. Sin embargo, existen indicaciones visibles desde el exterior que pueden inferirse como producto del asentamiento de un tanque (Myers, 1997):

- Atoramiento en el recorrido de un techo flotante interno o externo.
- Rotura o desgaste prematuro en el sello de techos flotantes internos o externos.
- Pérdida de apoyo en columnas de apoyo de techos fijos.
- Pandeo en la envolvente o en techos fijos.
- Fisuras en soldaduras.
- Tuberías adjuntas sobre tensionadas.
- Aceleración de la corrosión, pérdida de efectividad o taponamientos en drenajes debido a los cambios de pendientes en el sistema de drenaje.
- Fugas de producto por el piso, ya que lavan la fundación perdiendo soporte la zona afectada del piso aumentando el caudal de la fuga y así también el lavado de la fundación.

Si en algún momento el asentamiento avanzó lo suficiente para no permitir el continuo uso del tanque de una manera segura o eficiente, el tanque debe vaciarse y volverse a nivelar. Volver a nivelar un tanque es costoso y bastante difícil de lograr. Por lo tanto, la decisión de volver a nivelar un tanque es crucial y depende en gran medida de la interpretación y evaluación del asentamiento. Para realizar la evaluación es necesario caracterizar el nivel de asentamiento. Para ello se toman medidas de elevación alrededor de la circunferencia, y a través del diámetro del tanque.

Las medidas a lo largo de la envolvente deben encontrarse distribuidas uniformemente alrededor de la circunferencia, Figura 16. La mínima cantidad de puntos de medición, N, que se deben realizar es:

$$N = \frac{D}{10}$$

, donde N no puede ser menor a 8 y debe ser redondeado al próximo mayor número par. El espaciado máximo entre puntos de medición debe ser de 9,75 m.

D es el diámetro nominal del tanque [m].

Las medidas en el piso del tanque se deben realizar en cada generatriz generada por los puntos de medición en la envolvente, N. En cada generatriz las mediciones de asentamiento en el piso deben tener como máximo un espaciado de 3 metros de distancia, Figura 16.

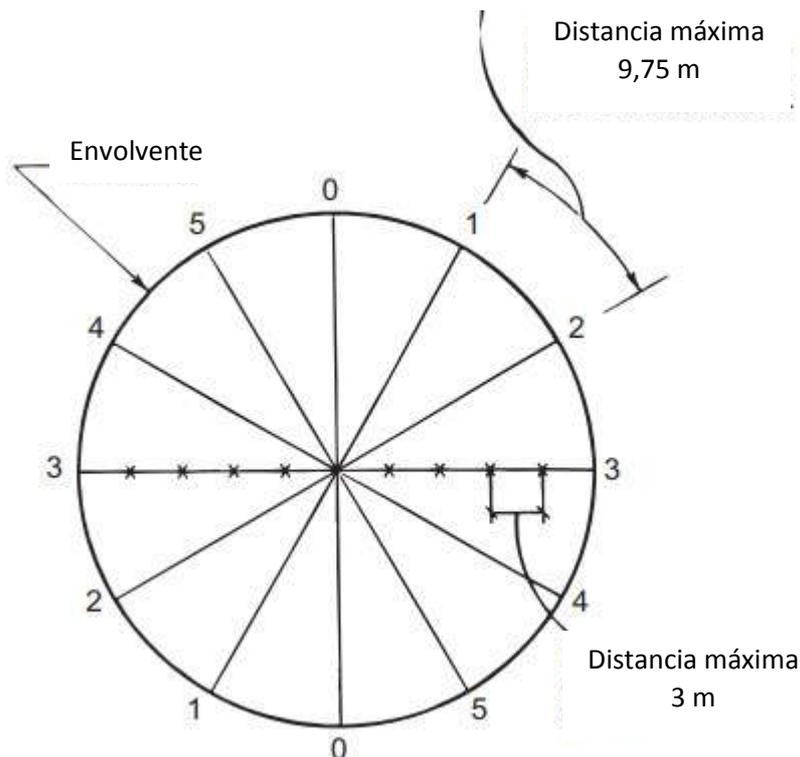


Figura 16 Medidas de asentamiento de tanque

Cuando se mide el asentamiento se debe tener en cuenta que las medidas tomadas cuando el piso o envolvente no están en contacto con el suelo o la fundación, pueden sobrestimar o subestimar la medida de asentamiento de manera significativa. Si el asentamiento medido está cerca del asentamiento máximo permitido, se debe repetir la medición con el fondo forzado hacia el suelo o tomando un conjunto adicional de mediciones en la misma área, donde el fondo este en contacto firme con el suelo. En el caso de mediciones de asentamiento de envolvente, mediciones más consistentes y exactas se obtienen si se miden la elevación de la soldadura entre la primera y segunda envolvente (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

Los principales tipos de asentamiento que se pueden dar en un tanque son:

9.1. Asentamiento completo de tanque

El asentamiento completo del tanque se puede dar de manera homogénea y vertical y/o en un plano rígido inclinado. Para ambos tipos de asentamiento las boquillas del tanque y/o componentes adjuntos pueden sufrir tensiones adicionales. Por lo tanto, deberán evaluarse individualmente para determinar si son

admisibles para el servicio para los que fueron diseñados. Deberán priorizarse, zonas próximas a las boquillas con abolladuras, boquillas sin refuerzos, y/o tuberías asociadas con soportería rígida que imposibilite la absorción del movimiento de los componentes debido al asentamiento. Asimismo, también es recurrente, en tanques con asentamientos pronunciados, ingreso de agua por filtración por debajo del piso, debido a la acumulación de agua en las depresiones generadas por el asentamiento. Las filtraciones de agua naturalmente acelerarán la corrosión externa del piso del tanque.

En asentamientos completos verticales no se generan tensiones adicionales en la estructura del tanque. En asentamientos de plano inclinado rígido, debido a la rotación del tanque, se causará un incremento en el nivel del líquido y, por lo tanto, un reducido incremento en las tensiones circunferenciales en el cuerpo del tanque, que por lo general no es considerado un problema.

Debido a asentamientos inclinados rígidos se notará una falta de verticalidad y/o de redondez.

La Figura 17 muestra que las medidas de asentamiento de la envolvente del tanque, después de una inclinación de cuerpo rígido, se puede representar mediante una onda cosenoidal o senoidal con respecto a su posición original en un plano horizontal.

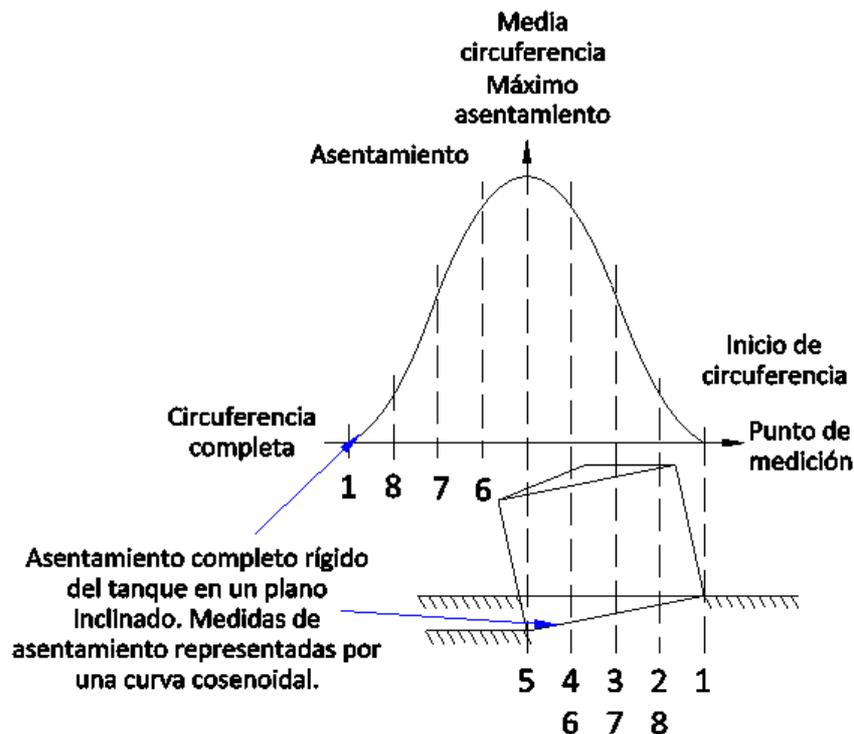


Figura 17 Asentamiento inclinado total en plano rígido

Sin embargo, debido a que un tanque es una estructura flexible, probablemente la envolvente del tanque se asiente en una configuración inclinada no rígida, plana, o no plana. Ambas, morfologías de asentamiento si conllevan tensiones adicionales sobre la envolvente (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

9.1.1. Asentamiento inclinado no rígido plano

En asentamientos inclinados no rígidos planos el promedio de las mediciones de asentamiento de la envolvente es cercano al de un asentamiento inclinado rígido. En consecuencia, los resultados de las mediciones de asentamiento pueden aproximarse a una función cosenoidal. Ejemplos de mediciones de asentamiento a través de la envolvente cuando esta configuración de inclinación no rígida plana se muestra

en la Figura 18. Para determinar si dicho asentamiento es aceptable, la deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido (S_{max}) debe ser menor a la deflexión máxima admisible.

La estimación de la reflexión máxima admisible se realizó mediante un análisis mecánico del asentamiento. Se evaluó a la envolvente como una placa plana (no enrolada) y considerando que el tramo de envolvente entre mediciones es equivalente a una gran viga elástica. Con la profundidad igual a la altura del tanque y el ancho igual al grosor del caparazón, y sin flexión fuera de una configuración plana. Se alcanzó una relación entre el desplazamiento vertical de la envolvente (asentamiento) y la deformación del material de la envolvente y las dimensiones de la placa. Se utilizó como criterio de admisibilidad una deformación axial hasta la tensión de fluencia de 0,11 (se consideraron las propiedades de un acero al carbono con una tensión de fluencia de 248 MPa). No se considera el doblado de la envolvente tanto en la unión con el techo como con el piso (Marr, Ramos, & Lambe, 1982).

De modo conservativo, con un factor de seguridad de 2, la deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible (S_{max}) [m] debe ser menor a:

$$S_{max} < \frac{0,11L_{arc}^2}{2H}$$

, donde L_{arc} es longitud de arco entre mediciones de asentamiento [m].

H es la altura del tanque [m].

S_{max} la deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible, representa el mayor diferencial de asentamiento entre mediciones contiguas respecto del plano inclinado rígido, de la siguiente manera:

$$Max \left[S_i = U_i - \left(\frac{1}{2} U_{i-1} + \frac{1}{2} U_{i+1} \right) \right]$$

, donde el subíndice i es cada uno de los puntos de medición realizado en la circunferencia.

U_i es la longitud de asentamiento respecto del asentamiento plano rígido [m], es decir, la diferencia entre la medición real de asentamiento de la envolvente (A_i) y la medición teórica de un asentamiento plano rígido, como se muestra en la Figura 18 (la longitud de asentamiento U_i debe tomar un valor negativo si la medición real de asentamiento es menor al valor teórico). Las mediciones teóricas de un asentamiento plano rígido pueden ser aproximadas mediante una función del coseno de la forma:

$$As_{teo} = a + b \cos(\theta + c)$$

, donde las constantes a, b y c deben ser hallados, tal que, para todo θ , el coeficiente de determinación (R^2) debe ser mayor a 0,9. El coeficiente de determinación puede obtenerse matemáticamente cuando se aproxima la curva cosenoidal o mediante la siguiente ecuación:

$$R^2 = \frac{S_{yy} - SSE}{S_{yy}}$$

, donde S_{yy} es la suma de los cuadrados de las diferencias entre el promedio de las mediciones de asentamiento (promedio A_i) y las elevaciones medidas (A_i) [m^2].

SSE es la suma de los cuadrados de las diferencias entre las mediciones de asentamiento (A_i) y la curva cosenoidal teórica aproximada de asentamiento [m^2].

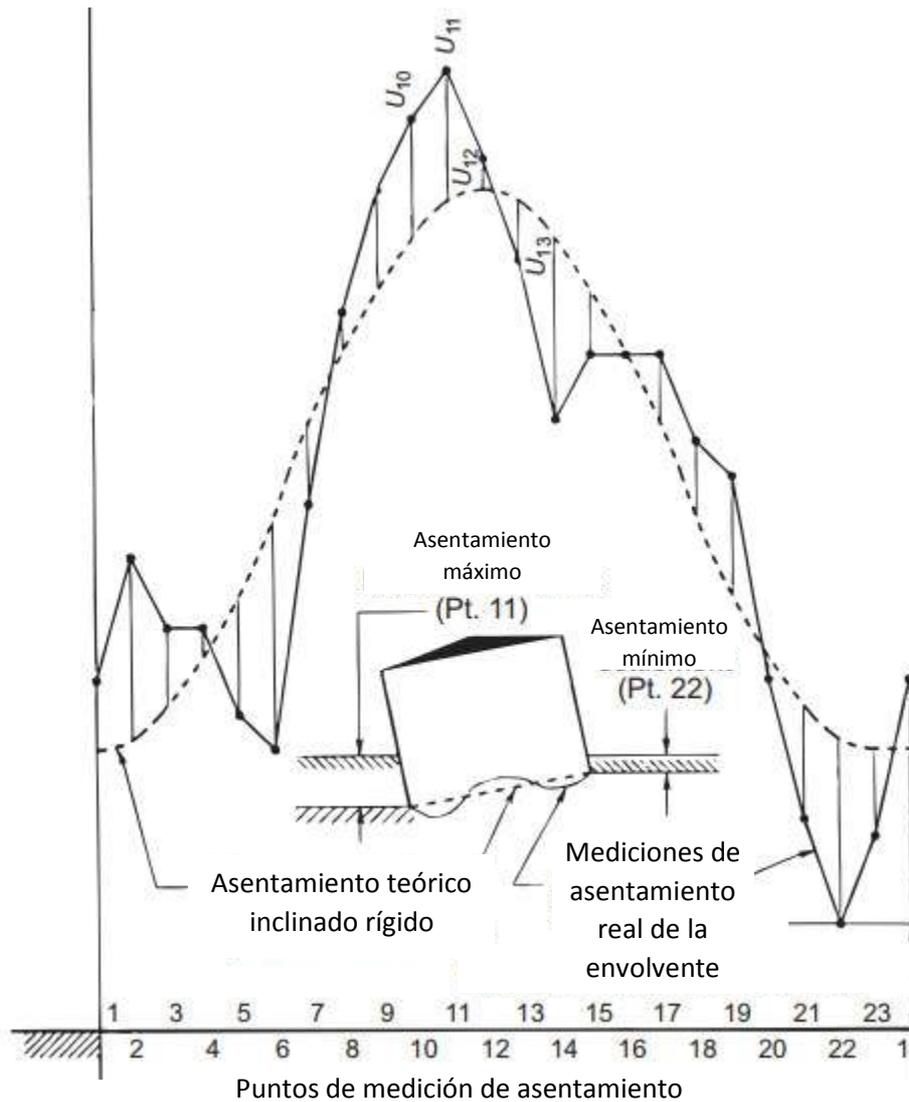


Figura 18 Asentamiento inclinado total en plano rígido

Si el coeficiente de determinación es menor a 0,9, se deben tomar más medidas circunferenciales para alcanzar una aproximación aceptable. Sin embargo, el uso de mayor cantidad de puntos de medición dará como resultado una deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible, S_{max} , muy baja. Ya que la longitud del arco L_{arc} entre los puntos de medición será menor. Por lo tanto, si bien para desarrollar la aproximación de la curva cosenoidal se deben utilizar todos los puntos de medición; para realizar el cálculo de deflexión máxima se pueden utilizar solo un subconjunto de los puntos de medición (8 como mínimo, con un espaciado no mayor a 9,75 m). Dicho subconjunto debe incluir los puntos más alejados a la curva cosenoidal aproximada. Por ejemplo, la ecuación de deflexión puede ser revisada de la siguiente manera:

$$S_i = U_i - \left(\frac{1}{2} U_{i-2} + \frac{1}{2} U_{i+2} \right)$$

Si el coeficiente de determinación sigue siendo menor a 0,9 con el aumento de mediciones, la aproximación de las mediciones a una curva cosenoidal no será posible. Por lo tanto, el asentamiento es inclinado no rígido y no plano y deberá ser evaluado de acuerdo con la sección 9.1.2 Asentamiento inclinado no rígido no plano.

En caso de que, a partir de la evaluación de asentamiento inclinado no rígido y plano, la deflexión máxima admisible es menor a la mayor deflexión medida, el tanque no deberá ser automáticamente reparado. La

mayor deflexión medida podrá ser comparada con la deflexión máxima permitida para asentamientos inclinados no rígidos y no planos, ver sección 9.1.2 Asentamiento inclinado no rígido no plano. Para ello se deberá determinar el arco efectivo de asentamiento (S_{arc}) [m], que se define como la longitud de arco entre mediciones de asentamiento iguales a la del asentamiento plano rígido plano. Es decir, longitudes de arco donde todos los asentamientos medidos son mayores o menores al asentamiento inclinado rígido. Luego, se deberá calcular una deflexión máxima permitida para asentamientos inclinados no rígidos y no planos de acuerdo a la sección 9.1.2 Asentamiento inclinado no rígido no plano; y comparar con el mayor diferencial de asentamiento entre mediciones contiguas respecto del plano inclinado rígido, para cada arco efectivo de asentamiento. En la Figura 19 se muestra una representación gráfica de lo explicado (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

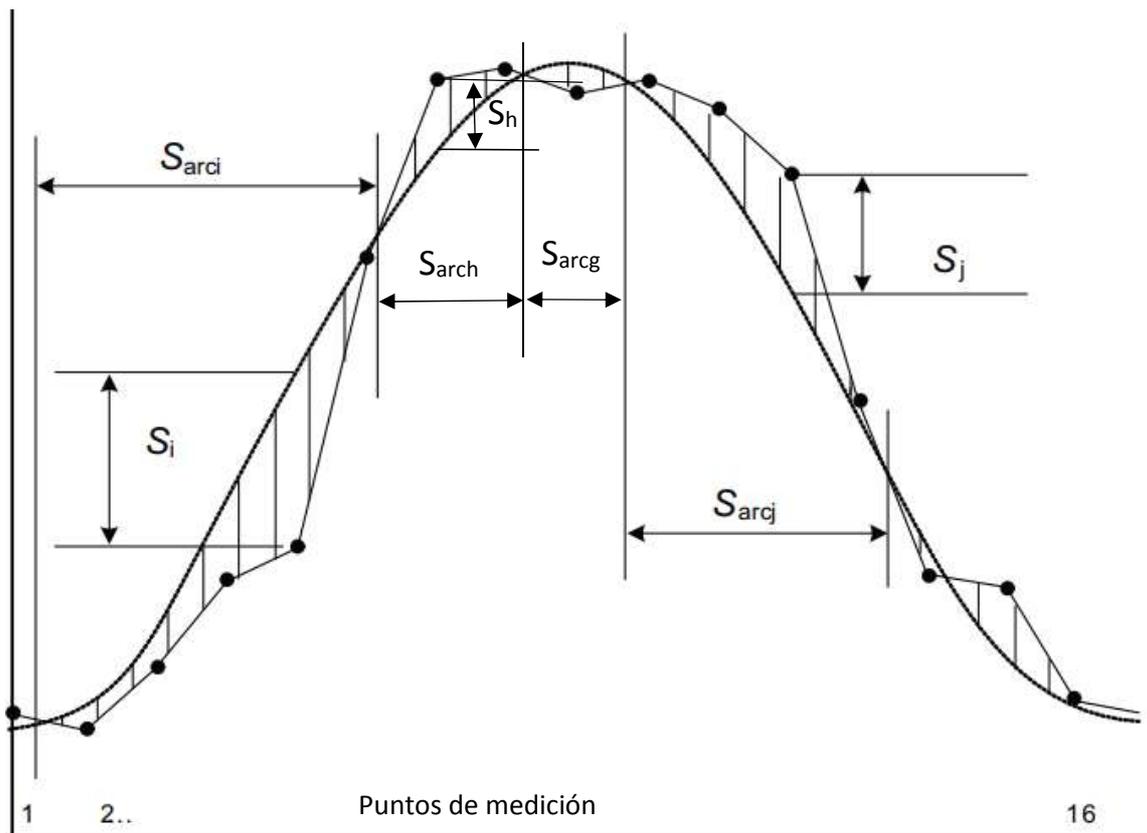


Figura 19 Representación gráfica del arco de asentamiento en asentamiento inclinado no rígido plano

La deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible (S_{max}) de acuerdo con API 653 se calcula de una manera diferente:

$$S_{max} < \frac{11YL_{arc}^2}{2EH}$$

El cálculo planteado por API 653 se obtiene a partir del presentado en este documento multiplicado por un cociente igual a 1. El cociente es el producto de la tensión de rotura, G_R , por el módulo de Young, E , tanto en el numerador como en el denominador:

$$S_{max} < \frac{0,11L_{arc}^2}{2H} \frac{EG_R}{EG_R}$$

Luego, a un cociente G_R/E se lo deja como variable mientras que al otro se lo reemplaza por una tensión de rotura promedio de aceros al carbono, 400 MPa y por el módulo de Young de acero al carbono, 200000 MPa.

Tras una conversión de la tensión de rotura por la tensión de fluencia asumiendo un factor de 1,6, se consigue el cálculo propuesto por Api 653. Por lo tanto, para evitar suposiciones donde se evalúe el piso con aceros de otras tensiones de rotura, y en consecuencia el cociente unidad inicial no se cumpla, se obvió dicha operación, dejando el cálculo inicial obtenido tras el análisis mecánico de la envolvente (Marr, Ramos, & Lambe, 1982).

9.1.2. Asentamiento inclinado no rígido no plano

Para determinar si un asentamiento inclinado no rígido no plano es aceptable la deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible (S_{max}) [m] debe ser menor a:

$$S_{max} = \min \left(K S_{arc} \frac{D Y}{H E}, 0,1016 \right)$$

, donde K es una constante que depende del diámetro del tanque y del tipo de techo, abierto o de techo fijo:

Diámetro Tanque	Tanques con techo abierto	Tanques con techo fijo
$D \leq 15,24$	2,39	0,88
$15,24 < D \leq 24,38$	0,65	0,48
$24,38 < D \leq 35,58$	0,54	0,33
$35,58 < D \leq 54,86$	0,33	0,19
$54,86 < D \leq 73,15$	0,30	-
$73,15 < D \leq 91,44$	0,20	-

Tabla 11 Constante K

S_{arc} es el arco efectivo de asentamiento [m], definido como la longitud de arco donde la concavidad de las mediciones es positiva. Es decir, porciones del tanque donde el asentamiento es continuo.

Y es la tensión de fluencia del material de la envolvente [MPa].

D es el diámetro nominal del tanque [m].

E es el módulo de Young del material de la envolvente [MPa].

H es la altura del tanque [m].

Cada arco de asentamiento posee una deflexión máxima que se debe determinar gráficamente como la diferencia entre, la evaluación del plano lineal entre los extremos del arco en el menor punto de medición del arco y dicho valor mínimo. En la Figura 20 se muestra la representación gráfica del arco efectivo de asentamiento y de la deflexión máxima.

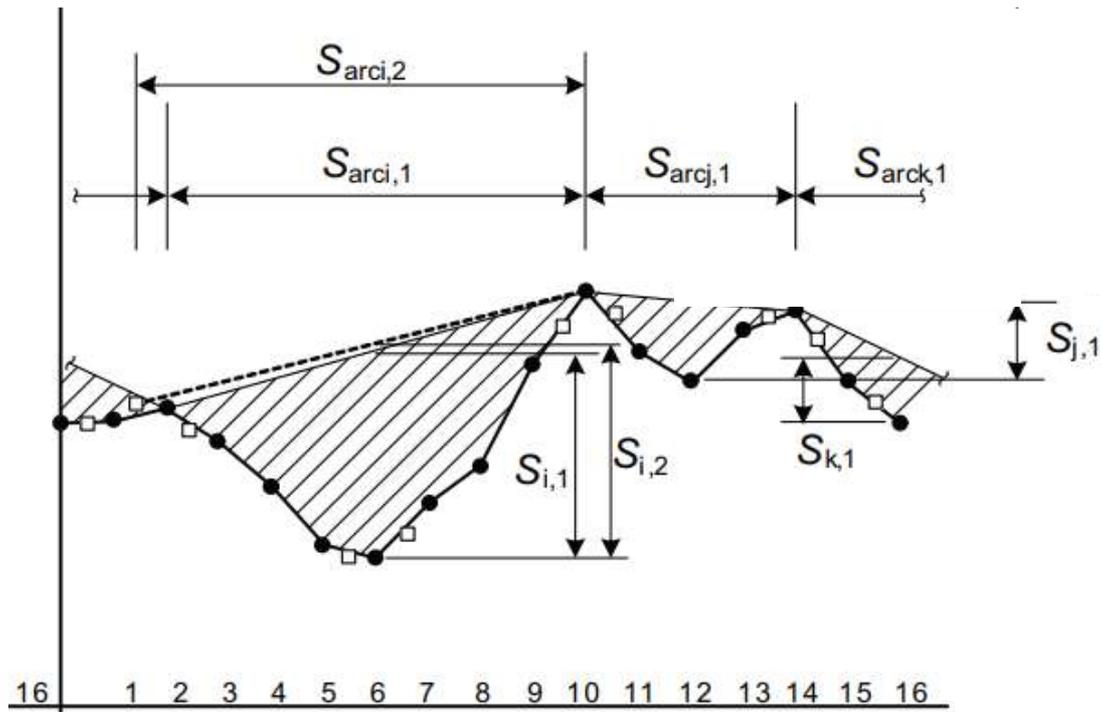


Figura 20 Representación gráfica del arco de asentamiento y máxima deflexión en asentamiento inclinado no rígido y no plano

Se pueden tomar mediciones adicionales cerca de los cambios de continuidad, con el objetivo de refinar los resultados de arco efectivo de asentamiento y deflexión máxima y admisible (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

El asentamiento inclinado no rígido no plano admisible se determinó mediante análisis de elementos finitos de una matriz de diferentes diseños de tanques. Las geometrías de los tanques analizados son, tanques con techo fijo cónico soportado de diámetros de 15,24, 24,38, 36,58 y 54,86 metros; y tanques abiertos de diámetros de 15,24, 24,38, 36,58, 54,86, 73,15 y 91,44 metros. Para los tanques entre 15,24 y 54,86 metros de diámetros se consideraron dos alturas de tanque, 12,19 y 14,63 metros, mientras que para los tanques con diámetros de 73,15 y 91,44 metros las alturas consideradas fueron 14,63 y 19,51 metros. Asimismo, para los tanques entre 15,24 y 73,15 metros de diámetro se consideró como material constitutivo el A36; para los restantes el A537 Clase 1. Solo en algunas geometrías se utilizó como material constitutivo el SAE 304 SS. Los diseños de los tanques se realizaron mediante API 650 (espesores de chapas, rigidizadores, estructura de techo y chapa anular). Sin embargo, se realizaron ciertas suposiciones para el diseño:

- Cálculo de espesor requerido para una densidad relativa de 1.
- Evaluación a temperatura ambiente 25°C.
- Sin sobre espesor por corrosión.
- Sin modelado de boquillas, sumideros y otras aperturas.
- Espesor del piso de 6,35 mm.
- Sin pendiente en el piso.
- Piso y techo sin modelado con soldaduras a solape.
- Espesor del techo de 4,76 mm.
- Pendiente del techo 1:12.
- Vigas y rafters del techo modelados como placas con una rigidez a la flexión equivalente.

A los diferentes diseños de tanques se le aplicaron varias longitudes de arco de asentamiento, entre 6,1 metros y la mitad de la circunferencia del tanque analizado. El asentamiento aplicado responde a una curva gaussiana, sin cambios abruptos en los patrones de asentamiento y fue aplicado forzosamente. Es decir, no se evaluó en todos los diseños de tanque un desplazamiento natural por defectos en la fundación, ya que, modelados realizados demostraron que un desplazamiento forzado tiene resultados más conservativo que uno natural. Asimismo, tampoco se analizó en todos los diseños de tanque asentamiento con carga de producto, debido a que los asentamientos alcanzados, con carga de producto, no demostraron diferencias significativas. Finalmente, el criterio para determinar el asentamiento máximo para cada diseño de tanque, fue el de 3% de deformación (Andreani, 2017).

9.2. Asentamiento de borde

El asentamiento de borde ocurre cuando la envolvente del tanque se asienta bruscamente solamente en la periferia, resultando en deformaciones en el piso del tanque cerca de la unión piso envolvente. En la Figura 21 se muestra un asentamiento de borde, donde B es el asentamiento de borde [cm] y R_{borde} es la distancia entre la envolvente y el punto de quiebre del asentamiento [m]. Generalmente, el asentamiento de borde se da cuando existe erosión del anillo de apoyo del tanque y/o cuando se acumulan cargas externas sobre el techo, principalmente nieve. Fundaciones con una extensión insuficiente por fuera de la pestaña del tanque puede agravar o aumentar la probabilidad de asentamiento de borde. En estos casos el asentamiento continuará a menos que la fundación sea reparada o se prevenga una futura erosión.

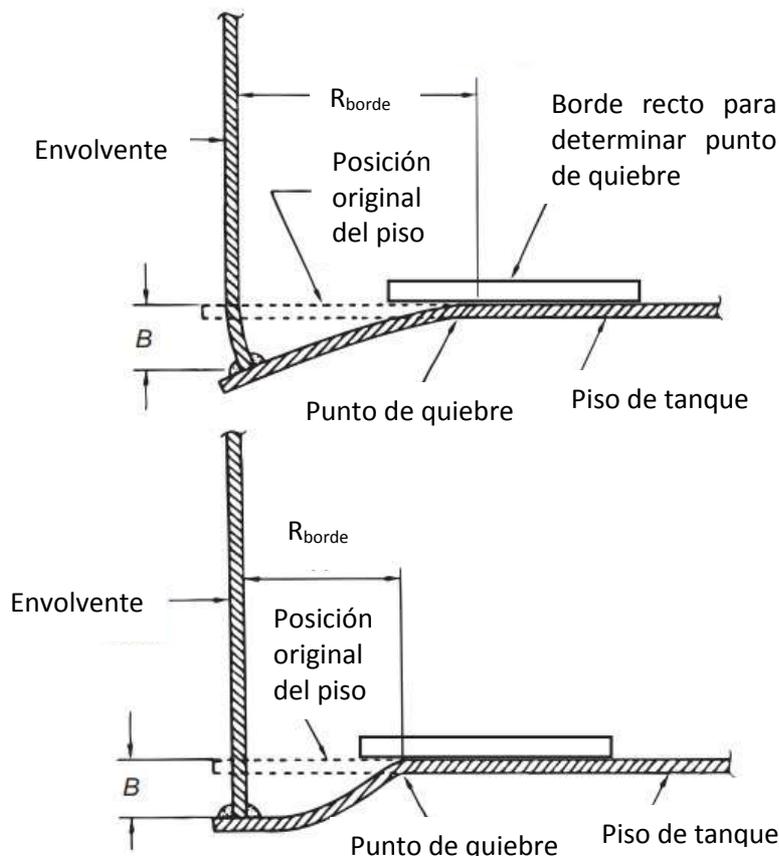


Figura 21 Asentamiento de borde

El proceso de soldadura de filete entre la placa anular o chapas de piso, y la envolvente induce contracciones y tensiones residuales que tienden a deformar las chapas o placas anulares cerca de la envolvente hacia arriba, conduciendo a protuberancias. Aunque esto no es estrictamente un asentamiento de borde, puede contribuir a ello, proporcionando una pendiente inicial en el piso y que el piso debajo de la envolvente, aplique una mayor presión hacia abajo sobre la fundación o suelo.

Para definir si un asentamiento de borde es aceptable o no, en primera instancia hay que diferenciar si, en el radio asentado, R_{borde} , se encuentra una soldadura a filete paralela a la envolvente (con un margen de $\pm 20^\circ$), en dicho caso el asentamiento de borde admisible se definirá como B_{ew} . Por otra parte, si en el radio asentado, R_{borde} , no hay soldaduras a filete, o existen soldaduras a filete perpendiculares a la envolvente (con un margen de $\pm 20^\circ$), o soldaduras a tope, el asentamiento de borde admisible se definirá como B_e .

El asentamiento admisible B_{ew} se muestra en la Figura 22. Si el asentamiento medido es un 75% del asentamiento admisible B_{ew} , entonces toda la soldadura piso envolvente y todas las soldaduras del piso de la zona afectada deberán ser inspeccionadas visualmente y por partículas magnéticas, en búsqueda de indicaciones. Cualquier indicación deberá ser reparada.

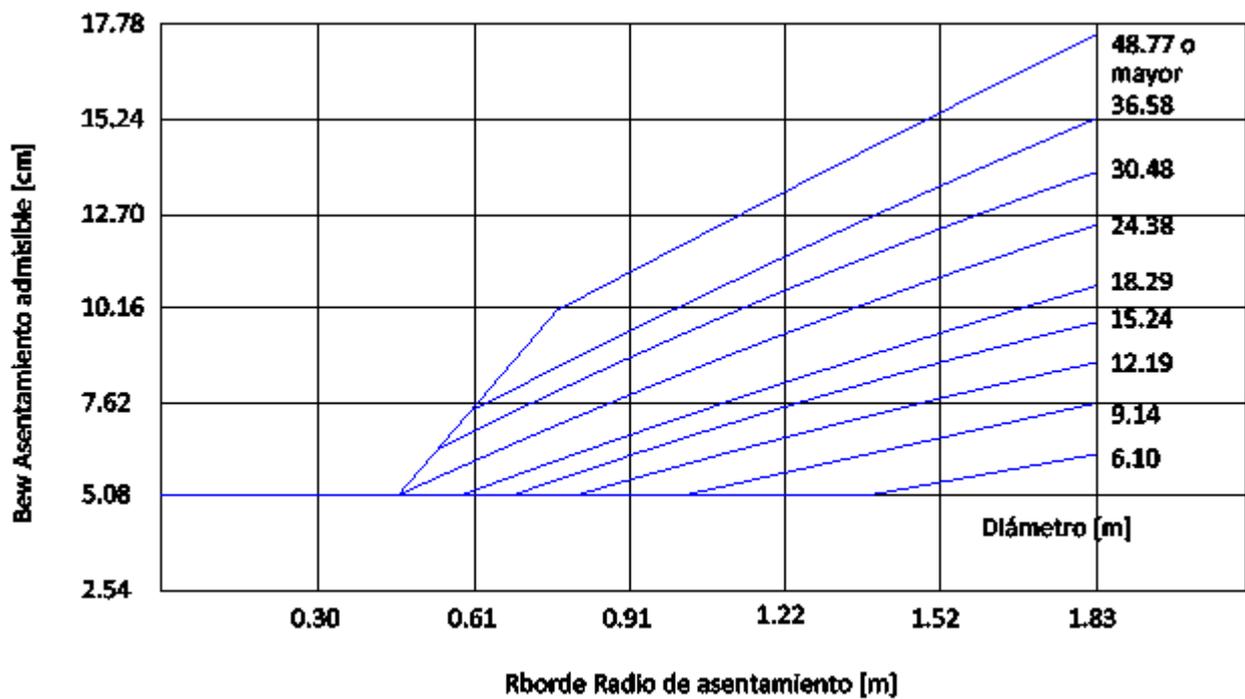


Figura 22 Asentamiento de borde máximo en radios de asentamiento con soldaduras a filete en el piso aproximadamente paralelas a la envolvente

El asentamiento admisible B_e se muestra en la Figura 23. Si el asentamiento medido es un 75% del asentamiento admisible B_e , entonces toda la soldadura piso envolvente y todas las soldaduras del piso de la zona afectada deberán ser inspeccionadas visualmente y por partículas magnéticas, en búsqueda de indicaciones. Cualquier indicación deberá ser reparada.

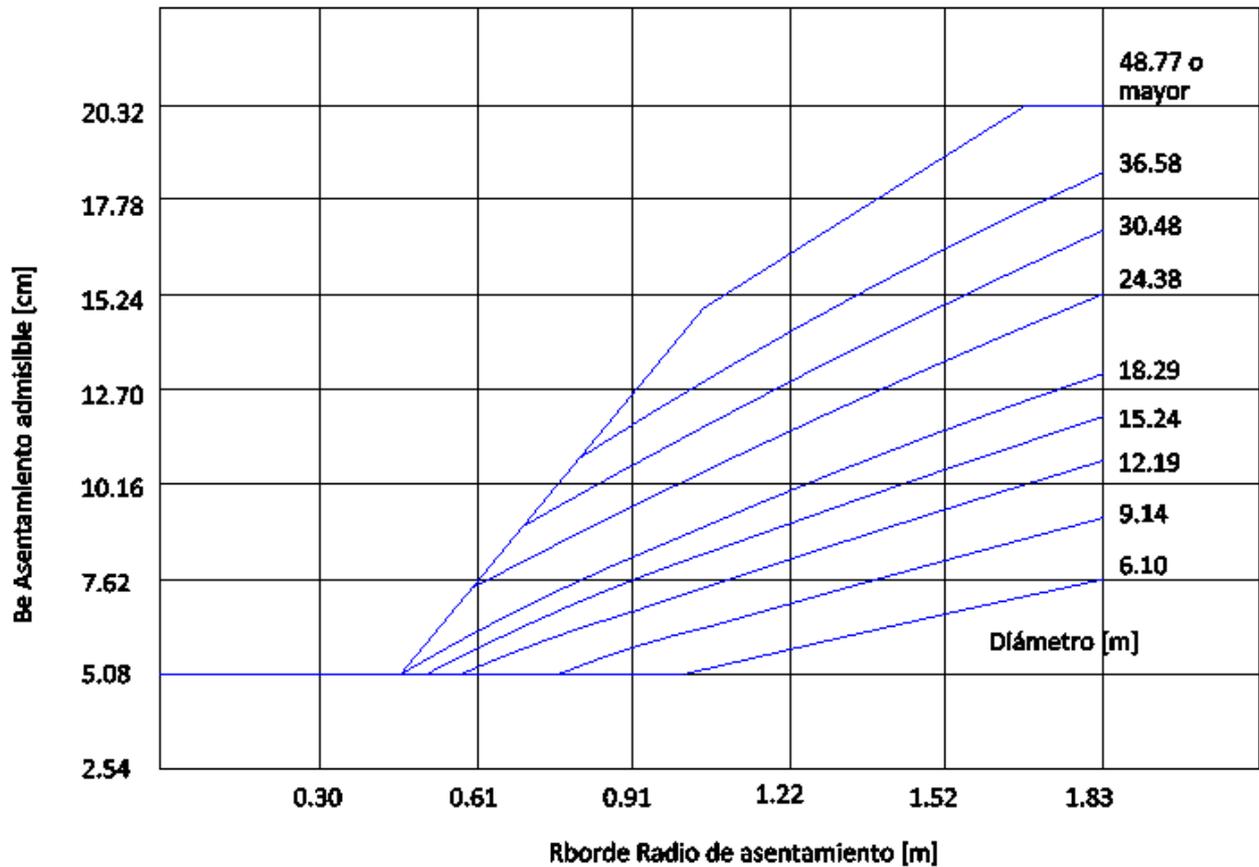


Figura 23 Asentamiento de borde máximo en radios de asentamiento con soldaduras a filete en el piso perpendiculares a la envolvente

En caso de que una soldadura a solape, en el radio asentado, R_{borde} , no se encuentre paralela o perpendicular a la envolvente ($\pm 20^\circ$), se puede calcular como asentamiento admisible una combinación de ambos asentamientos de borde de la siguiente manera, B_α [cm]:

$$B_\alpha = B_e - (B_e - B_{ew}) \sin \alpha$$

, donde α es el ángulo entre la soldadura y la envolvente.

Todas las evaluaciones anteriormente descritas se realizaron a partir de un análisis de elementos finitos considerando un criterio límite de evaluación de una deformación del 1,2% correspondiente al punto de fluencia promedio de aceros al carbono. Además, se modelaron espesores de piso de 6,35 mm. Sin embargo, análisis complementarios sugirieron que también puede aplicarse para las siguientes condiciones (American Petroleum Institute Standard 653, 2018):

1. Espesores de piso de tanque entre 7,94 y 9,53 mm.
2. Pisos con corrosión generalizada, siempre y cuando los espesores adyacentes a las soldaduras sean mayores a 4,76 mm.
3. Pisos con corrosión localizada, siempre y cuando las zonas corroídas con espesores menores a 4,76 tengan una longitud menor a 305 mm y no posean soldaduras.

En caso de que el asentamiento de borde medido es superior al asentamiento de borde permisible se puede realizar la siguiente evaluación de menor conservadurismo. La misma tiene como fundamentos la teoría de flexión de viga simple. Consiste en calcular el perfil del momento, por unidad de ancho, en función de la

distancia [N] entre la envolvente y el punto de quiebre del asentamiento (R_{borde}), (punto de quiebre, $\xi = 0$, envolvente $\xi = 1$), mediante la siguiente función:

$$M(\xi) = \frac{1000000EI}{R_{borde}^2} e^{-a\xi} \{ (a^2 - b^2) [(A_1 + A_3 e^{2a\xi}) \cos(b\xi) + (A_2 + A_4 e^{2a\xi}) \sin(b\xi)] + 2ab [(A_1 - A_3 e^{2a\xi}) \sin(b\xi) + (A_4 e^{2a\xi} - A_2) \cos(b\xi)] \}$$

, donde E es el módulo de Young del acero al carbono [MPa].

I es el momento de inercia de la viga por unidad de ancho [m^3]:

$$I = \frac{t_{piso}^3}{12 \times 10^9}$$

, donde t_{piso} es el espesor mínimo del piso [mm].

Para calcular los coeficientes debe seguirse el siguiente orden:

$$1) K_2 = \frac{K_f R_{borde}^4}{EI}$$

, donde K_f es la rigidez elástica de la fundación [N/m^3].

$$2) K_1 = \frac{NR_{borde}^2}{EI}$$

, donde N es la carga axial por unidad de ancho sobre la viga [N/m]:

$$N = \frac{-\pi^2 B^2 K_t}{160000 R_{borde}} + N_a$$

, donde K_t es la rigidez del resorte supuesto en el extremo de la viga con la envolvente que restringe el movimiento axial [N/m^2]:

$$K_t = 1000000E \left(\frac{t_1^{crit}}{3000R(1 - \mu^2)} \right)^{\frac{3}{2}}$$

, donde t_1^{crit} es el espesor mínimo en la zona crítica [mm]

μ es el coeficiente de Poisson

R es el radio nominal del tanque [m]

N_a es la fuerza de corte transversal por unidad de ancho [N/m]:

$$N_a = \frac{\gamma R h_{liq} t_1^{crit}}{1000 \sqrt{12(1 - \mu^2)}}$$

, donde γ peso específico del líquido almacenado [N/m^3].

h_{liq} : altura de operación de líquido promedio [m].

$$3) \theta = \tan^{-1} \left(\frac{\sqrt{4K_2 - K_1}}{K_1} \right)$$

$$4) a = K_2^{\frac{1}{4}} \cos \frac{\theta}{2}$$

$$5) b = K_2^{\frac{1}{4}} \sin \frac{\theta}{2}$$

$$6) F_1 = e^a \left(0,01B - \frac{P_{liq}}{K_f} \right) + \frac{P_{liq}}{K_f} \left(\cos b + \frac{a^2 - b^2}{2ab} \sin b \right) [m]$$

, donde P_{liq} es la presión ejercida por la altura de operación de líquido promedio [Pa].

$$7) \beta = \left(\frac{3000(1 - \mu^2)}{R^2 t_1^{crit}} \right)^{\frac{1}{4}} [1/m]$$

$$8) F_2 = \frac{P_{liq}}{K_f} \left\{ \left[\frac{(a^2 + b^2)}{2a} - \frac{a^2 + b^2}{2b} \frac{K_r R_{borde}}{EI} \right] \sin b - \frac{K_r R_{borde}}{EI} \frac{3a^2 - b^2}{2a} \cos b \right\} + \frac{M_a R_{borde}^2}{EI} e^{2a} [m]$$

, donde M_a es el momento flector simétrico [N]:

$$M_a = \left(1 - \frac{1}{\beta h_{liq}}\right) \frac{\gamma R h_{liq} t_1^{crit}}{1000 \sqrt{12(1 - \mu^2)}}$$

K_r es la rigidez del resorte supuesto en el extremo de la viga con la envolvente que restringe el movimiento torsional [N]:

$$K_r = \frac{1000000E (0,001 t_1^{crit})^{\frac{5}{2}}}{2\sqrt{R} [3(1 - \mu^2)]^{\frac{3}{4}}}$$

$$9) C_1 = (e^{2a} - 1) \cos b$$

$$10) C_2 = (e^{2a} + 1) \sin b$$

$$11) C_3 = (a^2 - b^2)C_1 - 2abC_2 + \frac{K_r R_{borde}}{EI} [a(e^{2a} + 1) \cos b + b(1 - e^{2a}) \sin b]$$

$$12) C_4 = (a^2 - b^2)C_2 + 2abC_1 + \frac{K_r R_{borde}}{EI} [a(e^{2a} - 1) \sin b - b(e^{2a} + 1) \cos b]$$

$$13) \Delta = C_1 C_4 - C_2 C_3$$

$$14) A_3 = \frac{F_1 C_4 - F_2 C_2}{\Delta} [m]$$

$$15) A_1 = \frac{-P_{liq}}{K_f} - A_3 [m]$$

$$16) A_4 = \frac{F_2 C_1 - F_1 C_3}{\Delta} [m]$$

$$17) A_2 = A_4 + \frac{P_{liq}(b^2 - a^2)}{2abK_f} [m]$$

Nota: Si la siguiente relación no se cumple la ecuación del perfil momento no tiene validez y por ende la evaluación de asentamiento de borde no puede ser realizada: $K_1^2 < 4K_2$.

Luego si el perfil de momento supera el límite elástico del material del piso en algún punto de la viga modelada, el asentamiento de borde medido no será admisible. El límite elástico del material del piso se alcanza cuando el momento supera al máximo momento permisible por unidad de ancho M_y [N]:

$$M_y = \frac{\sigma_y^{piso} t_{piso}^2}{12}$$

, donde σ_y^{piso} es la tensión de fluencia del material del piso [MPa].

La teoría de flexión de viga simple utilizada asume que la viga, no posee tensiones y deformaciones previas, no experimenta tensiones circunferenciales, y que se encuentra apoyada sobre una fundación elástica de rigidez, K_f . Luego las variables de contorno propuestas para construir el análisis son; en el punto de quiebre del piso ($\xi=0$) el momento, la deflexión y el movimiento axial son cero, y en el extremo de la viga soldada a la envolvente, se considera que se encuentra restringida elásticamente a la rotación y al movimiento axial por un resorte torsional de rigidez, K_r , y por un resorte de movimiento lineal de rigidez, K_l . Complementariamente se asumen que dichos resortes son inducidos a un momento flector simétrico, M_a , y a una fuerza de corte transversal, N_a , debido a la envolvente cilíndrica linealmente elástica e infinitamente larga sometida una carga hidrostática P_{liq} (Hamdan, 2002).

9.3. Asentamiento parcial de piso

Asentamiento parcial de piso puede darse en cualquier parte del piso tanto como depresión positiva o negativa. Si el asentamiento parcial del piso del tanque se considera como una placa circular sujeta a una carga uniforme con los bordes sin movimiento radial, se puede analizar mediante la teoría de grandes deflexiones (esto es aplicable cuando la deflexión es significativamente mayor que el espesor de la placa). De

este modo, con un factor de seguridad de 1,6, se concluye que la depresión admisible, B_b [cm], tanto positiva como negativa para pisos con soldaduras a solape es (Marr, Ramos, & Lambe, 1982):

$$B_B = 2R_B \sqrt{\frac{0,28\sigma_R}{1.6E}}$$

, donde R_B es radio circunscrito en la depresión del piso [cm]. Un ejemplo se muestra en la Figura 24.
 E es el módulo de Young del material de la envoltente [MPa].
 σ_R es la tensión de rotura del material del piso [MPa].

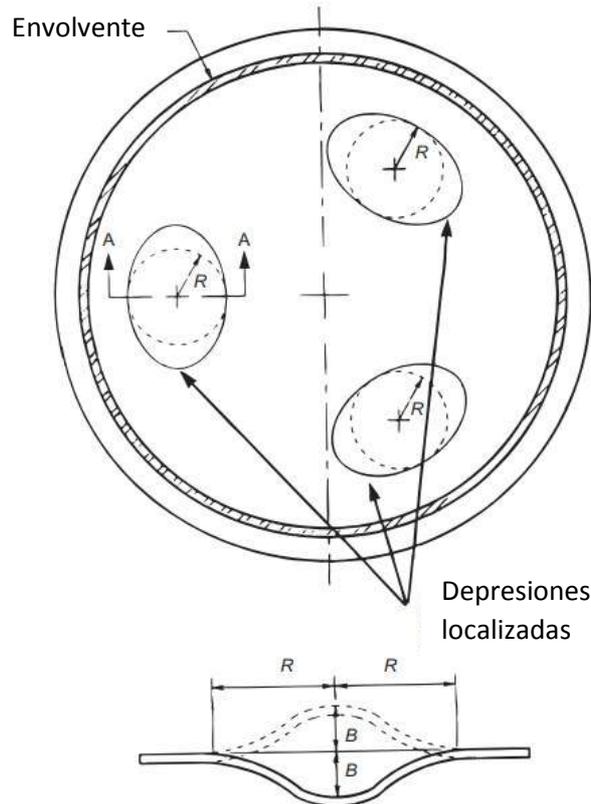


Figura 24 Asentamiento parcial del piso

Este tipo de sedimentación es inevitable en las fundaciones de tierra compactada porque la composición y el espesor de las capas de suelo debajo del tanque varían. Estas deformaciones generalmente se forman gradualmente sin cambios bruscos en la pendiente, de modo que las chapas se apoyan adecuadamente en la mayoría de los casos. El riesgo de falla debido a este tipo de asentamiento es mínimo a menos que existan problemas serios con la integridad de las soldaduras (American Petroleum Institute Standard 653, 2018).

la depresión admisible, B_b , de acuerdo con API 653 se calcula de una manera diferente:

$$B_B = 0,37R_B$$

El cálculo planteado por API 653 se obtiene a partir del presentado en este documento reemplazando la tensión de rotura y el módulo de Young por valores típicos para aceros de tensión de fluencia de 275 MPa. Por lo tanto, para evitar suposiciones donde se evalúe el piso con aceros de otras tensiones de rotura se obvió dicha operación, dejando el cálculo inicial obtenido tras el análisis mecánico del piso (Marr, Ramos, & Lambe, 1982).

10. Evaluación del venteo

El venteo en tanques se da en escenarios de sobrepresión o vacío. Las posibles causas son:

- Movimiento de líquidos en el ingreso o egreso al tanque a través de bombeo, gravedad o presión del proceso. Sobrepresión se puede generar debido a la vaporización o destilación flash del fluido de ingreso al tanque. Vacío debido a la salida de líquido desde el tanque.
- Cambios de temperatura ambiente, por ejemplo, lluvias. Sobrepresión se puede generar debido a la expansión y vaporización del fluido contenido por un aumento en la temperatura. Vacío debido a la contracción o condensación de vapores bajo un descenso en la temperatura.
- Exposición al fuego. Se puede generar sobrepresión debido a la expansión de los vapores y vaporización del líquido cuando un tanque absorbe calor de fuego externo.

Se considera ventilación normal de un tanque a los escenarios de sobrepresión o vacío debido a movimientos de líquidos en el ingreso o egreso al tanque y por cambios climáticos o de servicio. Deber ser llevada a cabo por una válvula de seguridad de alivio de presión-vacío o a través de una ventilación abierta. Por otro lado, se considera ventilación de emergencia de un tanque al escenario de sobrepresión por exposición al fuego externo (American Petroleum Institute Standard 2000, 2014).

10.1. Ventilación normal

Los dos dispositivos destinados a la ventilación normal cumplen la misma función, la principal diferencia es el volumen de exhalación de vapores/gases. En una ventilación abierta la exhalación es constante, el volumen de exhalación es todo el vapor/gas generado por el ingreso de fluido y/o por el aumento de temperatura. Mientras que en una válvula de seguridad de presión el volumen será menor, ya que solo se exhalará cuando una presión de seteo sea sobrepasada. Por lo tanto, el volumen exhalado será el necesario para mantener la presión interna del tanque en condiciones seguras. Ambos dispositivos pueden poseer arrestallama aguas arriba, ver la sección 10.1.5 Arrestallamas para mayor información. Tanto las ventilaciones abiertas como las válvulas de seguridad de presión-vacío pueden contribuir en el venteo de emergencia, ver sección 10.2 Ventilación de emergencia.

Las ventilaciones abiertas o las válvulas de seguridad de presión-vacío deben encontrarse instaladas como se detalla a continuación:

- Los dispositivos deben tener comunicación directa con el espacio de vapor y no estar sellados por el líquido almacenado de los tanques.
- Cualquier válvula de bloqueo aguas arriba de los dispositivos de venteo debe encontrarse en posición abierta bloqueada para evitar su cierre accidental.
- Donde se encuentren instalados dispositivos de venteo de repuesto, deben ser utilizadas válvulas de múltiples vías o válvulas interconectadas o válvulas de bloqueo y procedimientos operativos; de modo tal que al aislar un dispositivo de alivio de presión-vacío, la capacidad de descarga remanente no se encuentre por debajo de la capacidad requerida.
- Cualquier válvula de bloqueo aguas arriba de los dispositivos de venteo debe tener un paso completo con un área mínima de flujo igual o mayor al área de entrada de los dispositivos, para minimizar pérdidas de presión o turbulencia de flujo. El mismo concepto aplica para la válvula de bloqueo aguas abajo.

Cuando se opera con petróleos pesados, como petróleos de arenas bituminosas o asfaltos, el peligro de colapso por vacío debido al pegado de válvulas de seguridad o por el bloqueo de arrestallamas, es mayor que

la posibilidad de transmisión de llamas al tanque. Por lo tanto, se recomienda prioritariamente la utilización de ventilaciones abiertas. Como alternativa se pueden utilizar tracers en los venteos para garantizar que la temperatura del vapor se mantenga por encima del punto de condensación (American Petroleum Institute Standard 2000, 2014).

De acuerdo con la disposición 336/2019 de la República Argentina cuando los tanques almacenan petróleos livianos (densidad menor a 870 Kg/cm^3) con una alta tensión de vapor (alto grado de evaporación) deben estar conectados a un sistema de captación de gases para su posterior proceso en una planta recuperadora de gasolina. En el caso de petróleos pesados o intermedios (densidad entre 870 y 1000 Kg/cm^3) con baja cantidad de gas en solución, los tanques también deben poseer un sistema de captación de gases, pero para ser quemados en una antorcha de venteo. Complementariamente, se recomienda que los tanques que operen con fluidos, de acuerdo con NPFA 704, con una inflamabilidad por debajo de los $93 \text{ }^\circ\text{C}$ (riesgo de incendio 2 o mayor) y/o con riesgo para la salud peligroso (grado de peligro 2 o mayor), también descarguen los venteos en una antorcha. Por el contrario, cuando los fluidos almacenados en los tanques no posean riesgos para la salud o inflamabilidad el venteo al aire libre es aceptable. Las tuberías asociadas al sistema de capacitación y de venteo deben considerar lo provisto en la sección 10.1.4 Tubería asociada a venteo. Venteos de fluidos con riesgo de inestabilidad (susceptibilidad intrínseca de los materiales a liberar energía) y/o riesgos específicos deberán ser evaluados particularmente.

10.1.1. Ventilación abierta

Cuando las ventilaciones abiertas son utilizadas y no poseen tuberías adjuntas, deben tener asociada una campana para evitar el ingreso de agua de lluvia al tanque. Asimismo, deben contar con una malla de acero inoxidable número 40 para impedir el ingreso de elementos sólidos. Se recomienda que se encuentren ubicadas opuestas a la locación con mayor probabilidad de ignición de llama exterior.

El diámetro de la ventilación abierta debe ser tal que permita el caudal requerido en la sección 10.1.3 Requerimiento de caudal. En las especificaciones de fabricante se encuentra el caudal máximo alcanzado por el dispositivo.



Figura 25 Ventilaciones abiertas

10.1.2. PSV

El conjunto de dispositivos de alivio de presión y vacío deben permitir el caudal calculado en la sección 10.1.3 Requerimiento de caudal. Asimismo, debe poseer una presión de seteo de apertura limitada a la presión necesaria para flexionar o elevar el techo de los tanques. La elevación y flexión del techo del tanque es una condición determinada por el peso del techo. La fuerza total provocada por la presión interna no debe exceder el peso del techo y accesorios, tales como plataformas y barandas (D_{techo}):

$$P_{seteo} = \frac{D_{techo}}{R\pi^2}$$

Si el tanque posee una presión de diseño setear el alivio a dicha presión.

En cuanto al vacío, el seteo es establecido para prevenir el daño al tanque y limitarlo a un nivel no mayor para el que el tanque fue diseñado.

El caudal calculado y el seteo de presión y vacío deben contemplar a todos los componentes aguas arriba y abajo para asegurar la correcta operabilidad. Se deben tener en cuenta, pérdidas de presión en la entrada y la salida, por válvulas de bloqueo, arrestallamas u otros componentes y por resistencias a la circulación de las tuberías, codos y equipamientos instalados; y posibles eventos de contrapresión o vacío dentro del sistema de venteo.

Los dispositivos de presión y vacío deben poseer un mantenimiento periódico recomendado por el fabricante. Conservativamente se recomienda realizar mantenimiento anualmente.



Figura 26 Válvulas de presión vacío

10.1.3. Requerimiento de caudal

Los requisitos de volumen de ventilación se aplican a los tanques de almacenamiento que cumplen las siguientes condiciones de servicio:

- El volumen del tanque es menor a 30000 m³. Para tanques con mayores volúmenes, se espera que la determinación del coeficiente de transferencia de calor sea más compleja que el utilizado en el cálculo de los caudales requeridos.
- La temperatura del contenido del tanque y del fluido de alimentación son menores que la temperatura de ebullición a la presión máxima de funcionamiento del tanque.

- Tanques que operen con un volumen de fluido muy bajo. Para los tanques que contienen vapores que pueden condensarse al enfriarse (sin cambios abruptos de temperaturas del líquido dentro del tanque), se espera que la presión de vapor se mantenga debido a la evaporación constante del líquido. La condensación de vapores puede ser significativamente mayor cuando existe poco o ningún líquido en el tanque. La metodología de cálculo para el caudal de vacío no es válida para el cambio de volumen adicional causado por la condensación de vapores en estas condiciones.

El caudal requerido se calcula por separado para eventos de vacío y sobrepresión, ver secciones 10.1.3.1 Alivio de vacío y 10.1.3.2 Alivio de sobrepresión, respectivamente. En cada evento se deberán sumar los caudales resultantes del movimiento del líquido y del efecto termal. Luego cada dispositivo de ventilación normal deberá tener una capacidad de ventilación mayor al requerido de acuerdo al evento calculado. Por ejemplo, un dispositivo de alivio de vacío deberá tener un caudal de ventilación mayor a la suma de los caudales de inhalación por egreso de líquido y por descenso de temperatura. En venteos abiertos el caudal requerido será el mayor entre el calculado por alivio y sobrepresión.

Los requisitos de volumen de inhalación y exhalación se calcularon utilizando aire en condiciones normales. Es decir, a una temperatura de referencia de a 0°C, al nivel del mar y con humedad relativa de 0% (unidad, Nm³).

La experiencia en la industria petroquímica indica que las fallas/daños de tanques debido al vacío no han sido causados por una ventilación inadecuada cuando el sistema de alivio se diseña usando la metodología de esta sección. Existe un método más riguroso para cuantificar los flujos de ventilación normales del tanque (utilizado en el diseño de tanques nuevos), sin embargo, tanques en servicio no requieren una reevaluación con dicho método, se puede utilizar la metodología de esta sección. Las razones son que el método más moderno tiene las siguientes suposiciones conservadoras que pueden no reflejar las condiciones típicas de operación:

- El espacio de vapor del tanque sea una mezcla homogénea.
- El coeficiente de transferencia de calor puede ser menor que el supuesto porque será función de la temperatura y la ubicación en el tanque. Los espacios cerrados más pequeños pueden exhibir tasas de transferencia de calor más bajas.
- No tiene en cuenta que la tasa de contracción del vapor se reduce una vez que se introduce aire a través de la válvula de vacío.

Asimismo, la probabilidad de que los requisitos de alivio de vacío excedan los valores calculados en esta sección es baja por las siguientes razones:

- Por lo general, los tanques de almacenamiento no funcionan completamente vacíos. En estos casos, una premisa conservadora en ambos métodos es que el tanque esté vacío y lleno de aire antes del enfriamiento. En la práctica, los tanques de almacenamiento petroquímicos suelen tener un inventario mínimo. El inventario de líquido proporciona una fuente de calor para compensar la contracción del vapor y, por lo tanto, reduciría el requisito de alivio de vacío durante el enfriamiento.
- Los requisitos de ventilación total incluyen el movimiento máximo de líquido, que puede ser significativo para las aplicaciones de tanques de almacenamiento petroquímicos, y esto generalmente no ocurre simultáneamente con un evento de enfriamiento máximo.

Finalmente, la probabilidad de que un tanque con válvulas de presión vacío dimensionadas con el método de esta sección se dañe debido a un alivio de vacío inadecuado es baja por las siguientes razones:

- La capacidad de vacío real de los tanques de almacenamiento puede ser mayor que las presiones informadas en la construcción del tanque.
- La capacidad de vacío del tanque puede ser mayor debido a los efectos de rigidez del fluido almacenado.
- Para los tanques que tienen presiones de diseño bajas, normalmente el tamaño de la válvula presión vacío se rige por los requisitos de exhalación, lo que da como resultado una válvula de vacío de igual tamaño (ya que la válvula de presión y vacío a menudo es integral).

10.1.3.1. Alivio de vacío

10.1.3.1.1. Movimiento de líquido

La ventilación máxima debido al movimiento de líquido fuera de un tanque (para líquidos con cualquier punto de inflamación), es de 1,01 Nm³/h de aire por cada metro cúbico por hora (m³/h) de máximo egreso de fluido del tanque. En el egreso máximo de fluido considerar el caudal de todas las boquillas con posibilidad de descarga.

Se considera que debido al egreso de líquido del tanque el caudal requerido debe ser un uno por ciento mayor al caudal máximo de egreso, factor 1,01.

10.1.3.1.2. Efecto térmico

El cálculo de caudal para la inhalación térmica depende de la temperatura inicial en el espacio de vapor del tanque:

- Temperatura de espacio de vapor menor a 48,9°C:

El caudal dependerá de la capacidad máxima del tanque, para líquidos con cualquier punto de inflamación (en caso de encontrarse aislado el caudal deberá multiplicarse por el factor de reducción por aislación R_i, ver sección 10.1.3.3 Factor de reducción por aislación):

Capacidad del tanque m ³	Caudal inhalación Nm ³ /h de aire	Caudal exhalación Nm ³ /h de aire	
		Fluido no volátil	Fluido volátil
10	1,69	1,01	1,69
20	3,38	2,03	3,38
100	16,9	10,1	16,9
200	33,8	20,3	33,8
300	50,4	30,2	50,4
500	84,5	50,7	84,5
700	118	70,8	118
1000	169	101	169
1500	254	152	254
2000	338	203	338
3000	507	304	507
3180	537	322	537

Capacidad del tanque m ³	Caudal inhalación Nm ³ /h de aire	Caudal exhalación Nm ³ /h de aire	
		Fluido no volátil	Fluido volátil
4000	647	388	647
5000	787	472	787
6000	896	538	896
7000	1003	602	1003
8000	1077	646	1077
9000	1136	682	1136
10000	1210	726	1210
12000	1345	807	1345
14000	1480	888	1480
16000	1615	969	1615
18000	1750	1050	1750
20000	1877	1126	1877
25000	2179	1307	2179
30000	2495	1497	2495

Nota: se permite la interpolación para las capacidades intermedias.

Tabla 12 Caudal de alivio por efecto termal a temperatura de espacio de vapor menor a 48,9 °C

En el cálculo de caudal no se espera que, en los típicos fluidos de petróleo, la transferencia de calor desde el líquido al espacio de vapor dé como resultado la condensación de los propios vapores. Especialmente cuando el espacio de vapor contiene una cantidad significativa de gases no condensables. Se considera solamente la transferencia de calor causado por cambios en las condiciones ambientales. Asimismo, se considera conservativamente al tanque vacío y en su temperatura máxima de operación, ya que la tasa de cambio de volumen se maximiza en dichas condiciones. La transferencia de calor se produce desde el espacio de vapor en el tanque a las superficies enfriadas, que pueden tratarse como superficies isotérmicas ya que se espera que el exterior funcione como fuente, por lo tanto, que proporcione suficiente y constante enfriamiento. Las superficies externas están en condiciones estándar de 15,6°C y 101,3 kPa. La transferencia de calor desde el espacio de vapor se asume por convección libre.

El coeficiente de transferencia de calor es la variable clave en el cálculo, sin embargo, es difícil de predecir con precisión, ya que depende en gran medida de los fluidos, las configuraciones físicas y las escalas involucradas. En el cálculo del coeficiente de transferencia de calor se utilizan como condiciones de contorno, una temperatura inicial del espacio de vapor de 48,9 °C, una tasa máxima de transferencia de calor de 63 W/m² y una tasa máxima de cambio de temperatura de 56 K/h. Tasas medidas experimentalmente que se ajustan con la realidad.

Finalmente, para tanques de menos de 3180 m³, se obtuvo que el caudal de ventilación debido a la contracción térmica está limitado por el cambio máximo de temperatura supuesto de 56 K/h en el espacio de vapor del tanque. Por lo tanto, con una temperatura inicial de 48,9°C, el requisito de ventilación es aproximadamente igual a 0,169 Nm³ de aire por volumen de tanque vacío.

Luego para tanques iguales o mayores a 3180 m³ de volumen, el requisito de ventilación debido a la contracción térmica está limitado por la tasa de transferencia de calor supuesta de 63 W/m². Como resultado

para el tanque más grande (30000 m³) se obtuvo un cambio máximo de temperatura de 28 K/h en el espacio de vapor del tanque. Para ello el requisito de ventilación es aproximadamente igual a 0,577 Nm³/h de aire por metro cuadrado de superficie expuesta. Para cada volumen de tanque se utilizó el tamaño típico. Por ejemplo, para un tanque de 30000 m³ la superficie expuesta utilizada fue de 4324 m².

b) Temperatura de espacio de vapor mayor o igual a 48,9°C:

El caudal requerido para alivio de vacío con una temperatura de espacio de vapor mayor o igual a 48,9°C [Nm³/h] deberá calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$V_{it} = CV_{tk}^{0,7} R_i$$

, donde C es un factor que depende de la presión de vapor, temperatura media y latitud, ver Tabla 13.

V_{tk} es el volumen del tanque [m³].

R_i es el factor de reducción por aislación, en caso de encontrarse aislado, ver sección 10.1.3.3 Factor de reducción por aislación.

Latitud	Presión de vapor menor a 19,9 kPa		Presión de vapor mayor o igual a 19,9 kPa o desconocida	
	Temperatura de almacenamiento media [°C]			
	< 25	≥ 25	< 25	≥ 25
Entre -42° y 42°	4	6,5	6,5	6,5
Entre -42° y -58° y 42° y 58°	3	5	5	5
Entre -58° y -90° y 58° y 90°	2,5	4	4	4

Tabla 13 Factor C

10.1.3.2. Alivio de sobrepresión

El requisito de capacidad de ventilación por sobre presión depende de la volatilidad del fluido almacenado. Se consideran volátiles a los fluidos de petróleo típicos, con un punto de inflamación inferior a 37,8 °C. En ausencia de dicho dato, se puede usar el punto de ebullición atmosférico, temperaturas inferiores a 148,9 °C se consideran como fluidos volátiles.

10.1.3.2.1. Movimiento de líquido

Para fluidos volátiles el caudal requerido de ventilación debido al movimiento de líquido hacia un tanque es de 2,02 Nm³/h de aire por cada metro cúbico por hora (m³/h) de máximo ingreso de fluido.

Para fluidos no volátiles el caudal requerido de ventilación debido al movimiento de líquido hacia un tanque es de 1,01 Nm³/h de aire por cada metro cúbico por hora (m³/h) de máximo ingreso de fluido.

En el ingreso máximo de fluido considerar el caudal de todas las boquillas con posibilidad de carga.

Para fluidos no volátiles se considera que debido al ingreso de líquido al tanque el caudal requerido debe ser un uno por ciento mayor al caudal máximo de ingreso, factor 1,01. Para fluido volátiles, se considera el aumento anterior, más un caudal un uno por ciento mayor al caudal máximo de ingreso, en virtud de la generación de gases/vapores del fluido ingresante, factor 1,01 + 1,01 = 2,02. El caudal adicional para fluidos no volátiles se estableció sobre la base de una tasa de evaporación de aproximadamente el 0,5 por ciento del fluido ingresante. Un factor de seguridad de dos es utilizado para obtener el factor final. La tasa de

evaporación se midió en el bombeo de gasolina a un tanque vacío. Durante este período, se considera que la captación de calor es máxima y es la condición más crítica, ya que no hay un gran disipador de calor como el que existe en un tanque lleno. Además, la vaporización aumenta debido a que no hay presión en el tanque para suprimirla. Para la conversión de vapor de hidrocarburo en aire, se seleccionó arbitrariamente una gravedad específica de 1,5, en comparación con 1 para el aire.

10.1.3.2.2. Efecto térmico

El cálculo de caudal para la exhalación térmica depende de la temperatura inicial en el espacio de vapor del tanque:

- a) Temperatura de espacio de vapor menor a 48,9°C:

No se dispone de registros sobre la rapidez con la que se pueden calentar los espacios de vapor de un tanque en condiciones de exhalación. Entre todas las condiciones de venteo se considera que el caudal de inhalación por efecto térmico es la que aporta mayor caudal. Por lo tanto, se seleccionó arbitrariamente que el caudal de exhalación por efecto térmico sea el 60 por ciento de los requisitos de inhalación por efecto térmico para fluido no volátiles y del 100 por ciento para fluido volátiles. Ver Tabla 12 (en caso de encontrarse aislado el caudal deberá multiplicarse por el factor de reducción por aislación R_i , ver sección 10.1.3.3 Factor de reducción por aislación).

- b) Temperatura de espacio de vapor mayor o igual a 48,9 °C:

El caudal requerido para alivio de vacío con una temperatura de espacio de vapor mayor o igual a 48.9°C [Nm³/h] deberá calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$V_{it} = YV_{tk}^{0,9} R_i$$

, donde Y es un factor que depende de latitud, ver Tabla 14.

V_{tk} es el volumen del tanque [m³].

R_i es el factor de reducción por aislación, en caso de encontrarse aislado, ver sección 10.1.3.3 Factor de reducción por aislación.

Latitud	Factor Y
Entre -42° y 42°	0,32
Entre -42° y -58° y 42° y 58°	0,25
Entre -58° y -90° y 58° y 90°	0,2

Tabla 14 Factor Y

10.1.3.3. Factor de reducción por aislación

El factor de reducción de caudal por aislación en un tanque totalmente aislado se calcula de la siguiente manera:

$$R_i = \frac{1}{1 + \frac{hl_i}{\lambda_i}}$$

, donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección interno [W/(m²K)]. Comúnmente se utiliza un coeficiente de 4 W/(m²K).

l_i es el espesor del aislamiento [m].

λ_i es la conductividad térmica del aislamiento [W/mK].

El factor de reducción de caudal por aislación en un tanque parcialmente aislado se calcula de la siguiente manera:

$$R_{ip} = 1 + \frac{A_{ip}}{A_T} (R_i - 1)$$

, donde A_{ip} es el área aislada del tanque [m²].

A_T es el área externa total del tanque (techo y envolvente) [m²].

10.1.4. Tubería asociada a venteo

Tuberías de descarga desde una válvula de seguridad de presión-vacío o una ventilación abierta deben cumplir con lo siguiente:

- En venteos al aire libre la descarga se debe dar en un lugar seguro. El punto de descarga tiene que prevenir la acumulación de vapores y debe encontrarse en áreas que prevengan el impacto de posibles llamas sobre el personal, tanques, cañerías, equipamiento y estructuras.
- Deben poseer niples de drenajes para remover humedad atmosférica y condensada, pero tienen que encontrarse orientados de manera de prevenir la posible incidencia de llamas sobre el personal, tanques, cañerías, equipamiento y estructuras.
- Trampas de líquidos en las tuberías de venteo pueden generar suficiente contrapresión para prevenir que los dispositivos de descarga funcionen correctamente. En lo posible deben ser evitadas.
- Tuberías de venteo de uno o más tanques pueden ser conectadas a un colector de descarga. Sin embargo, se recomienda verificar que no se generarán contrapresiones que prevengan que los dispositivos de descarga en el tanque funcionen correctamente (para mayor información ver ISO 23251).
- Deben encontrarse adecuadamente soportadas con el fin de evitar cargas excesivas sobre el dispositivo de descarga. Ya sea por el peso de la tubería o por las tensiones de flexión que ocurren durante la descarga o en eventos de dilatación y contracción térmica.

10.1.5. Arrestallamas

Los tanques deben protegerse de la transmisión de llamas desde la parte externa del tanque mediante arrestallamas si:

- a) el líquido almacenado tiene un punto de inflamación bajo, es decir, menor a 60°C; o
- b) la temperatura de almacenamiento puede exceder el punto de inflamación; o
- c) el tanque contiene un espacio de vapor inflamable.

El uso de un arrestallama genera un riesgo de daño del tanque por sobrepresión o vacío debido a taponamiento. Por lo tanto, debe poseer un mantenimiento periódico recomendado por el fabricante. Conservativamente se recomienda realizar mantenimiento anualmente. Si se detectan fugas activas o previas el mantenimiento deberá ser realizado de manera prematura. Asimismo, se tiene que reevaluar la periodicidad del mantenimiento ya que existe evidencia de servicio con un fluido más sucio. Más información referida a arrestallamas puede ser encontrada en ISO 16852.

Testeos han demostrado que una llama puede propagarse a través de válvulas de presión/vacío hacia el espacio de vapor del tanque. Una ignición cerca del dispositivo puede generar una onda con suficiente sobrepresión para levantar el sellado para vacío, permitiendo que la llama entre en el tanque. Otras pruebas han mostrado que, en condiciones de bajo caudal, una flama puede propagarse a través de la parte de presión interna de una válvula de presión/vacío. Por lo tanto, no se deben utilizar dispositivos de seguridad de alivio de presión-vacío como arrestallamas.



Figura 27 Arrestallamas

10.2. Ventilación de emergencia

Tanques que almacenan un fluido con una inflamabilidad por encima de los 93°C (riesgo de incendio 1 y 0 de acuerdo con NFPA 704) no requieren venteo de emergencia (National Fire Protection Association Standard 30, 2017).

La ventilación de emergencia puede ser lograda utilizando los siguientes componentes:

- ventilaciones abiertas.
- válvulas de presión-vacío.
- una escotilla corrediza que permita que la tapa se levante ante condiciones anormales de presión interna.
- discos de ruptura.
- techo frangible.

Todos los componentes de ventilación normal más los destinados a la ventilación de emergencia deben permitir el caudal calculado en la sección 10.2.1 Caudal requerido. Esto quiere decir que dispositivos dispuestos para la ventilación normal pueden abastecer los requerimientos de caudal, sin la necesidad de incorporar ventilaciones de emergencia adicionales. Un techo frangible cumple naturalmente el requerimiento de caudal, sin embargo, se recomienda que existan ventilación de emergencia primarias para evitar la rotura del tanque. Ver la sección 10.2.2 Techo frangible para definir si el techo existente es frangible.

Cuando un dispositivo tiene como única función el alivio de emergencia no es obligatorio que posea asociado arrestallama o sistemas de captación de gases/vapores, independientemente del fluido almacenado. Se recomienda que se encuentren ubicados opuestos a la locación con mayor probabilidad de ignición de llama exterior.

Los dispositivos designados para la ventilación de emergencia deben poseer un mantenimiento periódico recomendado por el fabricante. Conservativamente se recomienda realizar mantenimiento anualmente.

La presión de seteo de los dispositivos de venteo de emergencia se debe calcular de acuerdo a la sección 10.1.2 PSV.

10.2.1. Caudal requerido

El caudal requerido para un venteo de emergencia [Nm³/h] deberá calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$q = 906,6 \frac{QF}{L_e} \left(\frac{T}{M_e} \right)^{0.5}$$

, donde Q es la cantidad de calor aportado por fuego exterior de acuerdo a la Tabla 15 [W].

F es el factor ambiental de la Tabla 16, un solo factor debe ser elegido.

L_e es la entalpia de vaporización del líquido almacenado a la presión de seteo de los dispositivos de venteo de emergencia y a la temperatura en el momento del alivio. Conservativamente considerar presión y temperatura ambiente [J/Kg].

T es la temperatura del vapor en el momento del alivio [K]. Se recomienda, de modo conservativo, utilizar el punto de ebullición del fluido almacenado.

M_e es la masa molecular relativa del vapor.

Área de superficie mojada, A _{tws} [m ²]	Presión de diseño [kPa]	Entrada de calor, Q [W]
< 18,6	≤ 103,4	63150 A _{tws}
≥ 18,6 y < 93	≤ 103,4	224200 A _{tws} ^{0,566}
≥ 93 y < 260	≤ 103,4	630400 A _{tws} ^{0,338}
≥ 260	>7 y ≤ 103,4	43200 A _{tws} ^{0,82}
≥ 260	≤ 7	4129700

Tabla 15 Entrada de calor, Q

El área de superficie mojada es el área de los primeros 9 metros de alto de envolvente. Si el tanque tiene menos de 9 metros de alto, considerar área del techo y si se encuentra elevado considerar el área del piso.

Diseño de tanque/ Configuración	Espesor de aislación [cm]	Factor F
Tanque sin aislación	0	1
Tanque aislado	2,5	0,3
	5,1	0,15
	10,2	0,075
	15,2	0,05
	20,3	0,0375
	25,4	0,03
	30,5	0,025
Sistema de irrigación de agua	-	1
Sistema de irrigación de agua de acuerdo NFPA 15	-	0,3
Sistema de irrigación de agua de acuerdo NFPA 15 y aislación	-	0,15
Sistema de despresurización y vaciado	-	1

Nota 1: El aislamiento no debe desprenderse en las maniobras de extinción de incendios, debe ser incombustible y debe poseer una resistencia térmica no menor a $0,008 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ cuando la aislación se encuentra a $537,8 \text{ }^\circ\text{C}$. Si el aislamiento no cumple con estos criterios, considerar al tanque como no aislado.

Nota 2: Los valores del factor F es el porcentaje de reducción de entrada de calor debido a la aislación o al sistema de irrigación de agua. Se determinó considerando una conductividad térmica de la aislación de $0,58 \text{ W}/\text{mK}$ a $538 \text{ }^\circ\text{C}$, una diferencia de temperatura entre el exterior y el fluido almacenado de $871 \text{ }^\circ\text{C}$ y una entrada de calor por metro cuadrado de $66200 \text{ W}/\text{m}^2$.

Nota 3: En condiciones ideales, los sistemas de irrigación de agua pueden generar una película de agua sobre la superficie de los tanques que puede absorber la radiación incidente. Sin embargo, la efectividad de la aplicación del agua depende de muchos factores, como, climas helados, vientos altos, suministro de agua constante y condición de la superficie del tanque. Debido a estas incertidumbres no se reduce el factor F, salvo que se encuentre correctamente diseñado de acuerdo a NFPA 15.

Nota 4: Conservativamente, no se reduce el factor F por los sistemas de despresurización y vaciado.

Tabla 16 Factores ambientales, F

El cálculo del caudal requerido para un venteo de emergencia se basa en la suposición de que un tanque expuesto al fuego que absorbe calor a una tasa promedio de $18900 \text{ W}/\text{m}^2$ por metro cuadrado de superficie mojada. Se considera una abertura circular libre y se calcula a partir de los resultados de un análisis de las características de destilación de una gasolina típica de primera destilación a partir de petróleo, usando una ecuación de orificio convencional, un coeficiente de orificio de 0,7 y una gravedad específica del vapor de 2,5 (American Petroleum Institute Standard 2000, 2014).



Figura 28 Venteos de emergencia

10.2.2. Techo frangible

Una conexión débil entre el techo y la carcasa no deberá ser usada como medio de ventilación de emergencia de un tanque dentro de un edificio.

La unión techo envolvente se considerará frangible si los siguientes requerimientos son cumplidos (American Petroleum Institute Standard 650, 2020):

- a) Para tanques de 15 metros de diámetro o más, todos los siguientes requerimientos deben ser cumplidos:
 - I. La pendiente del techo en el ángulo de unión no debe exceder 2:12.
 - II. El espesor de la primera virola no debe ser menor a 6 mm.
 - III. Los miembros de soporte del techo no deben estar unidos a las placas del techo.
 - IV. El techo debe estar unido al ángulo superior con una soldadura filete continua en el lado externo, que no exceda los 5 mm de cateto. No está permitido la soldadura interna del techo con el ángulo superior.
 - V. Las uniones entre los anillos de compresión deben ser soldaduras de penetración completa.
 - VI. Debe pertenecer a uno de los tipos de uniones techo envolvente mostrados en la Figura 29, desde el detalle a) al e) (entre las dimensiones W_c y W_h). Asimismo, las dimensiones marcadas en azul no deben excederse y se debe cumplir que la dimensión B sea: $0 \leq B \leq C$, siendo C el eje neutral del ángulo superior.
 - VII.
 - VIII. El área transversal medida A_1 debe ser menor al área transversal calculada A.
El área transversal calculada, A [mm^2], se deduce del equilibrio de fuerzas entre el peso de envolvente y techo y la presión interna en la soldadura frangible (Peralta, 2015):

$$A = \frac{D_{LS}}{2\pi F_y \tan \theta}$$

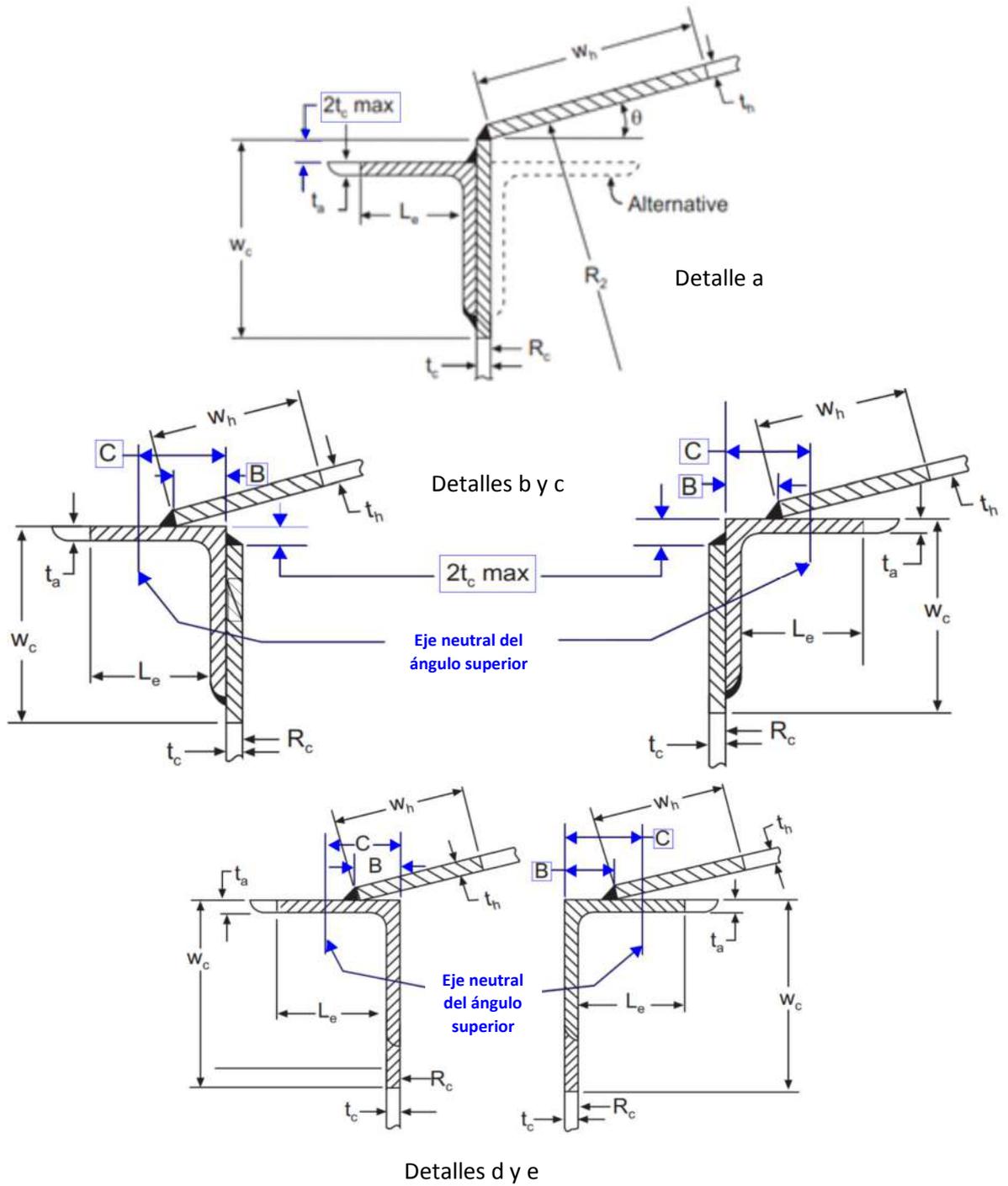
, donde D_{LS} es el peso de la envolvente y cualquier otra estructura soportada por la envolvente y techo, sin contar las placas del techo [N].

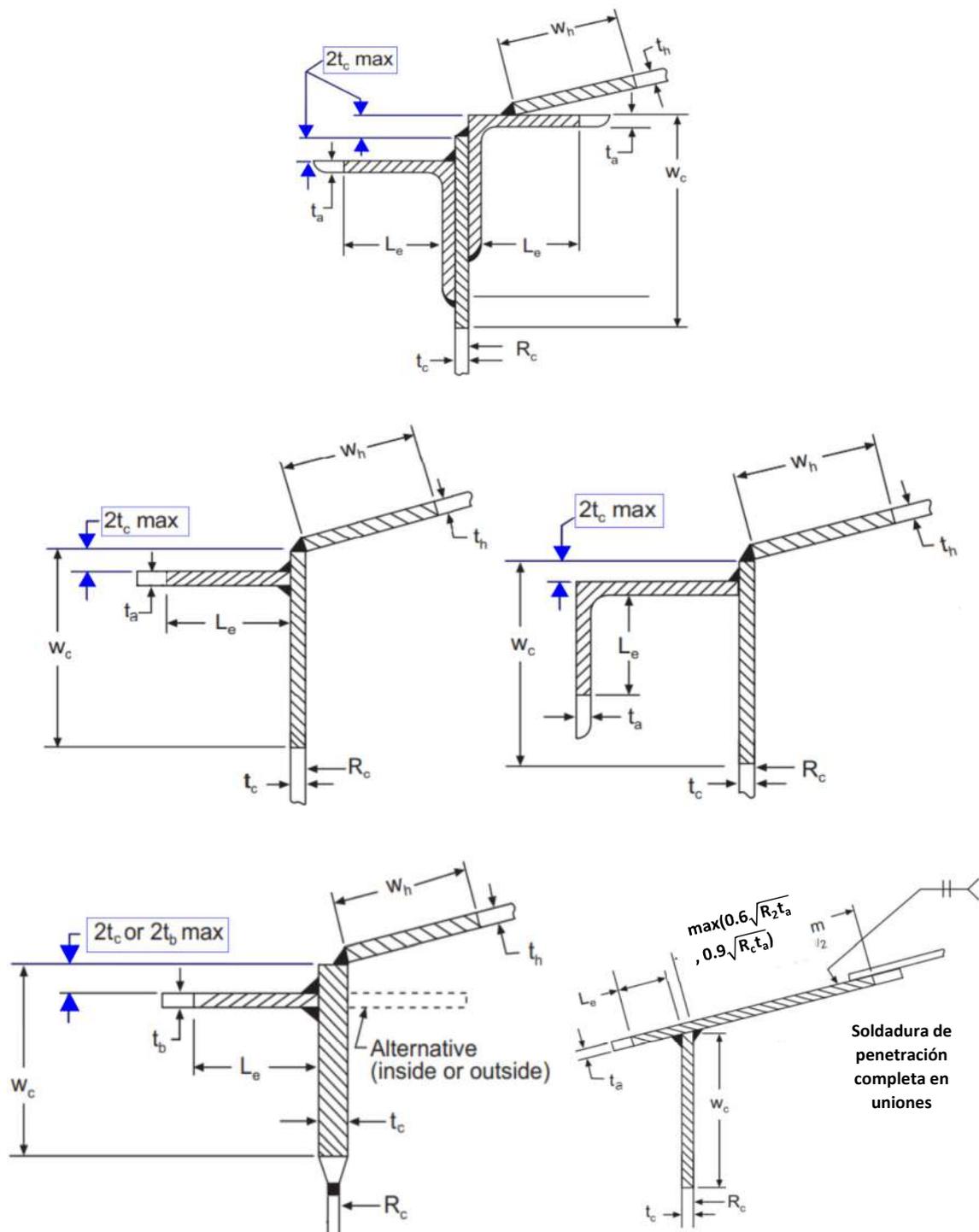
F_y es la máxima tensión en el área transversal y se supone como la menor tensión de fluencia de los materiales involucrados (de acuerdo con la temperatura de diseño) [MPa].

$\tan \theta$ es la pendiente del techo del tanque expresada en decimales.

Mientras que el área transversal sujeta a la máxima tensión debe ser medida en el tanque, A_1 [mm]. El área transversal medida se define como el área sombreada con líneas, de los diferentes tipos de

uniones techo envolvente que se muestran en la Figura 29 (en caso de no poseer anillo de compresión no considerarse):





, donde t_a es el espesor del anillo de compresión o ángulo superior [mm].

t_c es el espesor de la envoltura en la unión con el techo [mm].

t_h es el espesor de las placas del techo en la unión con la envoltura [mm].

W_c se define como la longitud donde la tensión resultante es menor a 1/3 de la máxima en la envoltura: $W_c = 0,6\sqrt{R_c t_c}$ [mm], donde R_c es radio interno del tanque [mm].

W_h se define como la longitud donde la tensión resultante es menor a 1/6 de la máxima en el techo:

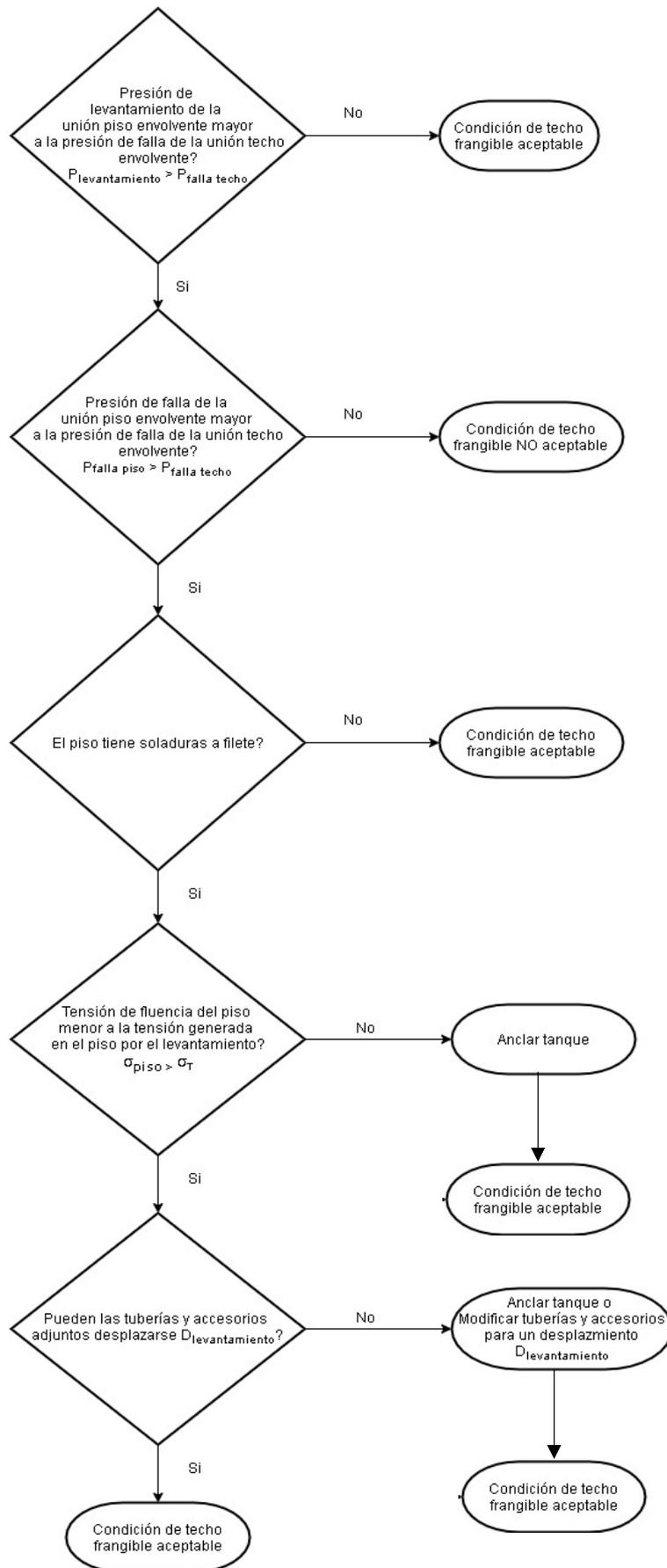
$W_h = 0,3\sqrt{R_2 t_h}$ [mm] o 300 mm cualquiera sea menor, donde R_2 es la longitud de la normal del techo, medida desde la línea central del tanque: $R_2 = \frac{R_c}{\sin \theta}$ [mm].

L_e es la longitud sometida a tensión del anillo de compresión o ángulo superior $L_e = \frac{250t_a}{\sqrt{F_y}}$ [mm].

Figura 29 Unión techo envolvente

La corrosión en los componentes involucrados debe considerarse como un porcentaje de pérdida respecto del espesor nominal a lo largo de la circunferencia. Esto reducirá tanto el área medida A_1 como el área calculada A debido a la reducción de D_{LS} , peso de la envolvente y cualquier otra estructura soportada por la envolvente y techo.

- b) Para tanques auto soportados entre 9 y 15 metros de diámetro:
- I. El tanque debe tener 9 metros de alto o más.
 - II. El tanque debe cumplir los requerimientos anteriores del 1.a).II al 1.a).VII.
 - III. La pendiente del techo en el ángulo de unión no debe exceder 0,75:12.
 - IV. Las tuberías o accesorios adjuntos al tanque deben poder moverse verticalmente 100 mm sin sufrir daño.
 - V. Las placas del piso deben estar soldadas a tope.
- c) Para tanques auto soportados de menos de 15 metros de diámetro, que no cumplan las condiciones anteriores, se puede realizar una evaluación más detallada, donde se verifica que la junta piso envolvente no falle antes que la junta techo envolvente. Por lo tanto, todo lo siguiente debe ser requerido:
- I. El tanque debe cumplir los requerimientos anteriores del 1.a). III al 1.a).VI.
 - II. No operar por debajo de un cuarto de la capacidad total.
 - III. Realizar la evaluación de la Figura 30 (Thunderhead Engineering Consultants, 2005).



Nota 1: No se considera fricción entre el piso y la fundación.

Nota 2: Las vigas y rafters del techo no influyen en el comportamiento de la falla de la unión techo envolvente.

Nota 3: El anclaje de tanque debe cumplir los requerimientos de API 650 5.12.

Figura 30 Diagrama de flujo de techo frangible

, donde:

$$P_{fallatecho} = \frac{7A_1F_y \tan \theta}{24 \cdot 10^6 R^2} \text{ [MPa]}$$

, donde R es el radio nominal del tanque [m]

$$P_{levantamiento} = \frac{10^6 D_{LS}}{\pi R^2} \text{ [MPa]} \text{ (de manera conservativa se considera al tanque vacío)}$$

$$P_{fallapiso} = 2,473 - 1,398 \cdot 10^{-2} D + 1,826 \cdot 10^{-5} D^2 - 4,834 \cdot 10^{-7} D_{LS} - 5,7184 \cdot 10^{-6} \frac{\sqrt{Dt_1}}{t_1^3} + 46,05t_1 \text{ [MPa]} \text{ (de manera conservativa se considera al tanque vacío)}$$

Definida como cuando la mayor tensión circunferencial en la zona crítica (aproximadamente entre 2,5 y 5 cm por encima del piso) alcanza fluencia.

, donde D es el diámetro nominal del tanque [m]

t_1 es el espesor de la primera virola [mm].

$$|\sigma_T| = -4122 + 369,4D - 51,89D^2 + 0,4894D_{LS} + 7,071 \cdot 10^{-4} t_{piso} - 25,09t_1 - 332,02h_{liq} + 35,96h_{liq}^2 + 1573,16(R - R_{levantamiento}) - 1352751,8D_{levantamiento}$$

, donde h_{liq} es la altura de operación de líquido promedio [m].

t_{piso} es el espesor de las placas del piso [mm].

$D_{levantamiento}$ es el desplazamiento vertical de la envolvente y unión piso envolvente:

$$D_{levantamiento} = 0,956 - 5,8727 \cdot 10^{-2} D - 2,1269 \cdot 10^{-3} D^2 + 2,6279 \cdot 10^{-5} D_{LS} + 19,9 \frac{\sqrt{Dt_1}}{t_1^3} + 3,9084 \cdot 10^{-2} t_1 - 0,1348h_{liq} - 1,2529 \cdot 10^{-3} h_{liq}^2 + 0,184(R - R_{levantamiento}) - 4,3131 \cdot 10^{-3} (R - R_{levantamiento})^2 \text{ [m]}$$

$R_{levantamiento}$ es el radio a partir de donde el piso no está más en contacto con la fundación (se asume que la porción del piso todavía en contacto con la fundación está en equilibrio con la

$$\text{carga interna): } R_{levantamiento} = \sqrt{\frac{D_{LS} + (P_{liq} + t_{piso} \rho_{piso}) \pi R^2}{\pi(P + P_{liq} + t_{piso} \rho_{piso})}} \text{ [m]}$$

, donde P_{liq} es la presión ejercida por la altura de operación de líquido promedio [Pa].

P es la presión interna [Pa].

ρ_{piso} es el peso específico del material constitutivo del piso [N/m³].

$$\sigma_{piso} = 0,41F_{piso}$$

, donde F_{piso} es la tensión de fluencia de las placas del piso [MPa].

d) Para tanques anclados de cualquier diámetro se deben cumplir los requerimientos del 1.a).I al 1.a).VII y el anclaje y contrapeso deben ser diseñados para 3 veces la presión de falla ($P_{fallatecho}$), de acuerdo con API 650 5.12.

11. Protección frente a chispas por estática o por rayos

No es necesario contar con protección frente a chispas por estática o por rayos sí (American Petroleum Institute Standard 2003, 2015):

- La sustancia inflamable no está presente, en las posibles áreas de chispa.
- La manipulación del producto ocurre en un sistema cerrado, y se verifica que el oxígeno en el sistema está por debajo de la concentración mínima requerida para generar la combustión.
- La sustancia inflamable está por encima de su límite superior de inflamabilidad.

Pero se debe tener especial atención cuando el espacio de vapor en un tanque de almacenamiento contiene mezclas inflamables tales con:

- a) Presión de vapor intermedia.
- b) Baja presión de vapor, contaminadas con líquidos de alta presión de vapor.
- c) Baja presión de vapor, que contienen hidrógenos disueltos o hidrocarburos livianos.

11.1. Ignición por estática

Aunque son infrecuentes, se han producido incidentes de descargas estáticas en tanques de almacenamiento atmosférico (American Petroleum Institute Standard 2003, 2015).

11.1.1. Fundamentos de la electricidad estática

Con el fin de comprender el proceso de ignición estática en tanques de almacenamiento, el evento se puede dividir en, generación, tasa de generación, acumulación y descarga, de carga estática.

11.1.1.1. Generación de carga estática

La generación de cargas estáticas se debe en su gran mayoría a la separación de cargas que se produce por el tránsito de fluidos en tuberías adjuntas al tanque de almacenamiento. Antes de fluir, el líquido contiene cantidades iguales de iones cargados positiva y negativamente y es eléctricamente neutro. Sin embargo, los iones de un signo son adsorbidos preferentemente por la superficie de la tubería, dejando un exceso de iones del signo opuesto en la interfaz del líquido con la tubería. Luego los iones son transportados al cuerpo del líquido por turbulencia, aumentando la carga del líquido. La carga opuesta generalmente se conduce a través de la pared de la tubería metálica en la misma dirección debido a la atracción natural entre cargas opuestas.

El flujo de electricidad en la pared de la tubería, causado por el arrastre de partículas cargadas en el fluido, se conoce como corriente de flujo. Cuando dicha corriente entra en un tanque de metal, se produce la separación de las cargas, permaneciendo cargas en el fluido almacenado en el tanque y cargas en igual magnitud, pero de signo opuesto en la superficie interior de la pared del tanque. En consecuencia, se induce una carga del mismo signo que la corriente entrante en la superficie exterior del tanque. Si el tanque está conectado a tierra, esta carga en la superficie exterior fluirá a tierra. La carga en el interior permanecerá, sostenida por la atracción de la carga en el fluido.

11.1.1.2. Velocidad de generación de carga estática

La velocidad de generación electrostática en el flujo de un fluido aumenta principalmente con la velocidad del flujo, la turbulencia, las impurezas (agua, óxido metálico y productos químicos) y el área de la superficie de la interfaz. La tasa de generación electrostática en una tubería aumenta hasta un valor límite máximo a medida que aumenta la longitud de la tubería. Por el contrario, tan pronto como se produce la separación de cargas en el líquido, se genera un voltaje y en consecuencia la carga tiende a disiparse. La tasa de disipación aumentará con el aumento de voltaje o con el aumento de la conductividad del fluido.

Cuando se bombea un fluido a través de una tubería a una velocidad constante, la densidad de carga del líquido se estabiliza en un valor en el que la generación de carga se equilibra con la disipación de carga. Si luego el líquido fluye a través de una tubería de menor diámetro, naturalmente la velocidad del líquido aumenta. Por lo tanto, aumenta la velocidad de generación de carga del líquido. Luego la densidad de carga en el fluido y la corriente de flujo tienden a aumentar. Aunque el potencial eléctrico máximo en la tubería

también así lo hace, debido a lo cual la velocidad de disipación de carga también aumenta. Finalmente, la densidad de carga del líquido se estabiliza en un valor más alto. Un tanque aguas debajo de dicha tubería tendrá un aumento en el potencial eléctrico debido a la mayor densidad de carga entregada. En contra posición, si se aumenta el tamaño de la tubería, ocurre lo contrario y el potencial del líquido y del tanque aguas abajo, se estabilizarán a un valor más bajo.

11.1.1.3. Acumulación de carga estática

La generación de carga electrostática por sí sola no produce descargas. Se requiere un alto potencial eléctrico y un campo eléctrico para que ocurra una descarga. Esto solo sucederá cuando se acumule la suficiente carga electrostática. Las cargas electrostáticas peligrosas solo pueden acumularse en cuerpos que estén aislados entre sí y del suelo; de lo contrario, las cargas se disiparán (recombinarán con sus contrapartes) tan rápido como se forman. La cantidad de carga electrostática que se puede acumular en un cuerpo aislado depende de la velocidad a la que se genera la carga estática y de la resistencia de los caminos a través de los cuales se disipa la carga. A efectos prácticos, no se producirá una acumulación peligrosa de carga electrostática si la resistencia a tierra es inferior a un millón de ohmios.

La acumulación de cargas en tanques se da en el fluido almacenado y todos los componentes en contacto con el mismo no en contacto eléctrico con la envolvente del tanque. A fines prácticos dichos componentes y el fluido pueden considerarse un electrodo, mientras que el otro electrodo para que se produzca la descarga estática es la envolvente del tanque y todos los componentes en contacto eléctrico con la misma.

La acumulación electrostática no es significativa cuando la conductividad del líquido supera los 50 pS/m y el fluido se manipula en tuberías y/o tanques conductores. Por encima de este valor, las cargas estáticas se recombinan tan rápido como se separan. Por tanto, no se produce acumulación neta. La acumulación de carga electrostática puede ser significativa cuando la conductividad del líquido es inferior a 50 pS/m.

Luego de que un fluido adquiera carga estática debido al tránsito en tuberías, se lo deja en reposo, el líquido regresa gradualmente a la neutralidad eléctrica mediante el intercambio de material iónico con su entorno, como la tubería o la pared del tanque. Este proceso se denomina relajación de carga. La velocidad a la que se alcanza el equilibrio está determinada por las propiedades físicas del líquido.

11.1.1.4. Descarga de carga estática

Debido a la relajación de cargas en los fluidos las chispas estáticas se producen solo mientras el mecanismo de generación está activo. Bajo la influencia continua de un mecanismo generador de carga, el voltaje de un cuerpo aislado continúa creciendo. Debido a que ningún aislamiento es perfecto, a medida que aumenta el voltaje, aumenta la velocidad a la que la carga se escapa a través del aislamiento. A algún voltaje, la fuga de carga será igual a la velocidad a la que se coloca la carga en el cuerpo aislado y se alcanzará una condición estable. Si este voltaje estabilizado está por debajo del potencial de chispa requerido, no se producirán chispas. Si el voltaje estabilizado está por encima del potencial de chispas, se producirán chispas antes de que se alcance la estabilización. Por esta razón, a veces se observan descargas de chispas individuales y discretas en condiciones de generación electrostática continua. A medida que se depositan cargas en un cuerpo, el voltaje comienza a aumentar; entonces, si la fuga de carga a través del aislamiento no es lo suficientemente rápida, se alcanza el potencial de chispas. Luego, la chispa se descarga del cuerpo y el voltaje cae inmediatamente. En este punto, se repite todo el proceso. Sin embargo, es posible que las cargas generadas durante el movimiento de algunos productos refinados del petróleo permanezcan durante un

corto período de tiempo después de que el fluido haya dejado de moverse debido a las cualidades aislantes del fluido.

Las descargas electrostáticas son siempre chispas. Una chispa es el resultado de la ruptura repentina de la fuerza aislante de un dieléctrico (como el aire) que separa dos electrodos de diferentes potenciales. Esta ruptura produce un flujo transitorio de electricidad a través del espacio entre los electrodos y se acompaña de un destello de luz, lo que indica una temperatura alta.

Para que la electricidad estática se descargue como una chispa, el voltaje a través del espacio de chispas debe estar por encima de una cierta magnitud. En el aire, al nivel del mar, el voltaje mínimo de chispa es de aproximadamente 350 voltios para el espacio medible más corto. Los espacios más grandes requieren voltajes proporcionalmente más altos; el voltaje real depende de la rigidez dieléctrica de los materiales (o gases) que llenan el espacio y de la geometría del espacio.

Las chispas electrostáticas de los conductores aislados se encuentran entre las descargas más incendiarias que pueden ocurrir. La situación electrostática más peligrosa es la acumulación de carga estática en un equipo conductor aislado (sin conexión a tierra). Cuando se almacena carga en un objeto conductor de este tipo, casi toda la carga se puede drenar con una sola chispa y la energía en la chispa suele ser muchas veces mayor que la requerida para encender mezclas inflamables.

11.1.2. Mitigación de electricidad estática

Inicialmente, para evitar o controlar la generación de cargas estáticas se debe prestar atención a:

- a) Verificar que el llenado sea sin salpicaduras. La salida de la tubería de llenado debe descargar cerca del fondo del tanque. No deben existir componentes que permitan ingreso de aire a la tubería de llenado.
- b) La velocidad de llenado máxima debe ser de 1 m/s, hasta que la tubería de llenado se sumerja dos diámetros de tubería o 61 cm, lo que sea menor. En el caso de un tanque de techo flotante (interno o de techo abierto), llenar a una velocidad de 1 m/s hasta que el techo se vuelva flotante. La velocidad de llenado se aplica a todos los segmentos de tubería desde 0 a 30 segundos (mínimo) aguas arriba de la boquilla de ingreso del tanque, incluido el segmento de tubería en el interior del tanque. No debe existir un accesorio tee en la descarga para reducir la velocidad de descarga. La velocidad de ingreso del producto debe mantenerse cerca del 1 m/s, ya que velocidades más bajas pueden provocar que el agua se asiente en los puntos bajos de la tubería.
- c) No deben existir objetos flotantes o sueltos sin conexión al tanque.

Respecto de la disipación de cargas estáticas, un tanque sobre su fundación (independientemente del tipo) se considera que tiene una capacidad suficiente para disipar las cargas estáticas. Para tanques elevados se puede hacer prácticamente la misma consideración. Por lo tanto, por cargas estáticas no son necesarias las puestas a tierra.

11.1.2.1. Accesorios

Todo instrumento o componente que se proyecta hacia abajo en el espacio de vapor de un tanque puede proporcionar una descarga estática (por ejemplo, varilla de medición de nivel, sensor de nivel o sensor de temperatura). Si estos instrumentos o componentes son conductores, deben estar vinculados eléctricamente al tanque en todo momento. Los vínculos eléctricos deben encontrarse unidos firmemente, para asegurar la continuidad eléctrica y evitar que se suelten en la operación. Los mismos deben estar unidos a los

instrumentos o componentes en alguna parte conductiva, con el fin de asegurar conductividad eléctrica hasta la zona sumergida. El vínculo medido desde ambas uniones no debe tener una resistencia mayor a 5 ohm. Las cadenas no se pueden usar como vínculo eléctrico, porque no se puede garantizar una continuidad eléctrica.

Siempre que se deba ingresar algún instrumento de medición (de material conductivo) luego de que el tanque se haya llenado, se debe esperar 30 minutos para tanques mayores a 37000 litros y 5 minutos para tanques de menor volumen, con el fin de propiciar la descarga de cargas estáticas. Si los instrumentos o componentes no son conductores, no se requieren las medidas anteriores. Los dispositivos que están montados en la pared lateral interior del tanque (por ejemplo, interruptores de nivel, sondas de temperatura) y que se proyectan una distancia corta dentro del tanque, pero no tienen proyección hacia abajo, pueden no representar un peligro electrostático.

Los mezcladores convencionales de baja velocidad se han utilizado durante muchos años sin evidencia de problemas de generación estática. Agitación por chorro de alta presión y por mezcladores de hélice de alta velocidad por el contrario pueden generar una carga electrostática debido a la mezcla del agua y los desechos, y el posterior asentamiento. No se recomienda agitación con aire (además existe la posibilidad de crear una atmósfera inflamable) y vapor, ya que son generadores prolíficos de electricidad estática. Se han informado algunos casos de igniciones estáticas durante la mezcla a alta velocidad. En todos los casos se debe comenzar el proceso de agitación lentamente para garantizar que la carga electrostática no se acumule más rápido de lo que se disipa. Asimismo, verificar que en dichos procesos no se rompa la superficie del líquido. En tanques pequeños es posible que el espacio de vapor se enriquezca o se inerte como resultado de la agitación y esto puede ser suficiente para evitar la ignición.

11.1.2.2. Techo flotante

En tanques con techo flotante interno o externo, el mismo debe estar vinculado eléctricamente a la envolvente a lo largo de todo el recorrido. El vínculo debe encontrarse unido firmemente, para asegurar la continuidad eléctrica y evitar que se suelten en la operación.

11.1.2.3. Recubrimiento interno

Se puede no tener ninguna precaución adicional en tanque recubiertos internamente si alguna de estas condiciones se cumple:

- a) El revestimiento tiene resistividad por volumen de 10^9 ohm m.
- b) El espesor del revestimiento no es superior a los 50 μ m.
- c) El líquido es conductor y siempre está en contacto con la tierra, por ejemplo, un tubo de inmersión con contacto a tierra.

11.1.2.4. Filtros aguas arriba

Consideraciones adicionales se tienen que tomar en cuenta si se encuentra un filtro en tuberías aguas arriba, la generación de cargas estáticas aumenta considerablemente debido al filtro. Un filtro puede producir de 10 a 200 veces más cargas estáticas que la que se produce en el mismo sistema sin filtración. La alta carga desarrollada por el filtro tiende a disminuir a medida que el líquido recorre la tubería.

Cuando el espaciado del filtro es mayor a 300 micrones, es poco probable que se generen niveles peligrosos de carga electrostática. Por lo tanto, no es necesaria ninguna medida específica para la relajación de cargas aguas abajo del filtro.

A medida que el espaciado del filtro disminuye, la generación de cargas aumenta y puede acercarse a niveles peligrosos. Cuando el espaciado del filtro es inferior a 150 micrones debe asegurarse un tiempo de relajación de al menos 30 segundos entre el filtro y el punto de descarga en el tanque. Con espaciados de entre 300 micrones y 150 micrones, debe asegurarse un tiempo de relajación de al menos 15 segundos. Con este tipo de espaciado, si el filtro se encuentra parcialmente tapado, se debe aumentar el tiempo de relajación a 30 segundos o realizar limpieza de los filtros.

En caso de que el tanque almacene líquidos de conductividades muy bajas (menores a 2pS/m) y posean una alta viscosidad (mayores 30 cSt) mayores tiempos de relajación deben alcanzarse. Como mínimo el tiempo de relajación debe ser tres veces la constante de relajación del fluido, con un máximo de 100 segundos.

11.1.2.5. Uso de aditivos para el aumento de la disipación de cargas

La disipación de cargas estáticas en los fluidos se puede mejorar mediante:

- Aumento de la conductividad del líquido mediante el uso de aditivos antiestáticos (hasta una conductividad no inferior a 50 pS/m).
- Reteniendo el líquido en una tubería cerrada o en un recipiente de relajación con poca turbulencia aguas arriba al tanque para proporcionar más tiempo para que la carga se disipe.

11.2. Protección frente a ignición por rayos

Quizás la propiedad más significativa de los rayos es su complejidad. Por lo tanto, el comportamiento de los rayos se puede describir y analizar mejor en términos estadísticos. En general, la distribución estadística de las características de los rayos varía con el terreno, la altitud, la latitud y la época del año. Incluso cuando se emplean todas las precauciones conocidas, la seguridad no puede estar absolutamente garantizada (American Petroleum Institute Standard 2003, 2015).

Hay dos formas en que un rayo puede encender el producto almacenado:

- Un golpe directo al tanque (este es el peor de los casos).
- Un golpe cerca del tanque, sometiendo así el tanque a los efectos indirectos del rayo.

Los métodos convencionales de protección contra rayos para tanques son los siguientes (Lanzoni, 2012):

- Instalar pararrayos alrededor del tanque: consiste en instalar un número adecuado de pararrayos, mástiles conductores o cables aéreos sobre o alrededor del tanque. Los mismos están diseñados para recoger los rayos entrantes y no deben estar a más de 30 metros de distancia del tanque. Estos sistemas no protegen a los tanques contra corrientes indirectas de rayos o voltajes inducidos.
- Instalar sistemas de transferencia de carga ionizantes: consiste en evitar la saturación de carga electroestática entre el tanque y la atmósfera que los rodea, busca compensar la diferencia de potencial eléctrico de la zona durante el primer proceso de la formación del rayo. Estos sistemas pueden tener algún beneficio en la reducción de las corrientes indirectas de los rayos o los voltajes inducidos.

- Instalar pararrayos con dispositivo de cebado: sistema que se caracteriza por anticiparse en el tiempo a la captura del rayo una vez que se produce la carga del dispositivo electrónico. Estos sistemas no protegen a los tanques contra corrientes indirectas de rayos o voltajes inducidos.

Si bien los pararrayos tienen diseños distintos, las puestas a tierra son esencialmente idénticas. Ambos componentes deben estar diseñados de acuerdo con la Sección 4 de la NFPA 780.

En todos los casos el tanque debe tener contacto eléctrico con la tierra. Un tanque se considera que tiene contacto eléctrico con la tierra si (National Fire Protection Association Standard 780, 2017):

- a) Se encuentra conectado directamente a un sistema de tuberías con conexión a tierra no distante del tanque.
- b) Posee como mínimo 6 metros de diámetro y una fundación de tierra o concreto (o fundación de resistividad similar); o como mínimo 15 metros de diámetros y una fundación de pavimento bituminoso (o fundación de resistividad similar).
- c) Posee una puesta a tierra (debe estar diseñada de acuerdo con Sección 4.13 de la NFPA 780) cada 30 metros de distancia perimetral.
- d) Posee una membrana no conductiva sobre la fundación y dos puestas a tierra o una cada 30 metros de distancia perimetral, cualquiera sea mayor (debe estar diseñada de acuerdo con Sección 4.13 de la NFPA 780).

11.2.1. Techos fijos

La mayoría de las explosiones de tanques con techo fijo que se han producido como resultado de los rayos, es debido a los arcos eléctricos generados por las corrientes indirectas. Se han atribuido a lo siguiente:

- a) Boquillas del techo abiertas.
- b) Venteos que no han sido protegidos mediante dispositivos de seguridad, como válvulas de presión/vacío.
- c) Pinchaduras por corrosión o áreas de espesor delgadas en los techos.

Por tanto, realizar las siguientes medidas puede disminuir el riesgo de ignición por rayos:

- a) Tener todas las boquillas cerradas en el techo.
- b) Verificar que no existan pinchaduras, ni áreas excesivamente delgadas, ni parches de material no conductivo en el techo.
- c) Contar con válvulas de presión/vacío en los venteos. Dichas válvulas evitan la propagación de la llama al interior del tanque si el vapor de venteo se enciende. Está demostrado que válvulas de presión/vacío sin arrestallama, detienen satisfactoriamente la propagación de una llama al interior del tanque.
- d) Detener los movimientos del tanque (tanto de llenado como de vaciado) durante tormentas eléctricas.

La experiencia hasta la fecha indica que los domos geodésicos de aluminio no imponen un mayor riesgo.

11.2.2. Techo flotante externo

En tanques de techo flotantes externos se han producido incendios en el espacio de sellado del techo, debido al arco eléctrico generado entre el techo y la envolvente por las corrientes indirectas. Independientemente de que si el rayo impacto en el tanque o en alrededores. Por lo tanto, debe contar con un sello hermético y

aislante, con un nivel de aislamiento probado de 1 kV o mayor. Asimismo, se han producido explosiones dentro de los flotadores de los techos flotantes, ya que se alcanzó una atmósfera inflamable dentro de los flotadores. Por lo tanto, las cubiertas de los flotadores deben estar en su lugar. Además, los cobertores deben estar bien sujetos a los flotadores y los flotadores deben encontrarse ausentes de vapores o líquidos inflamables.

Con el fin de lograr continuidad eléctrica entre el techo flotante y la envolvente deben existir vínculos cada tres metros de distancia perimetral, deben estar por debajo del nivel de líquido unos 30 mm, deben tener la menor longitud posibles siempre y cuando no interrumpan el movimiento libre del techo. Generalmente, se utilizan vínculos retractiles. Para asegurar el correcto funcionamiento de los vínculos deben tener un área transversal de 20 mm^2 , con un ancho mínimo de 50 mm y deben ser acero inoxidable. Dichos vínculos permiten disipar la corriente inicial de los rayos, por el contrario, la corriente restante, de menor intensidad, es necesario disiparla con un vínculo de 0.03 ohm de resistencia, ubicados cada 30 m de distancia perimetral y deben ser lo más cortos posible siempre y cuando no interrumpan el movimiento libre del techo.

Todo instrumento o componente que se proyecta hacia abajo en el líquido puede proporcionar un arco eléctrico con la envolvente (por ejemplo, varilla de medición de nivel, sensor de nivel o sensor de temperatura). Si estos instrumentos o componentes son conductores, deben estar aislados eléctricamente del techo en todo momento, con un nivel de aislamiento probado de 1 kV o mayor. Si los instrumentos o componentes no son conductores, no se requieren las medidas anteriores.

El peligro de ignición aumenta si un techo flotante se posa sobre sus patas y se detecta vapor inflamable debajo del techo. En consecuencia, este peligro se puede minimizar al no colocar el techo sobre sus patas durante una tormenta eléctrica y no realizar el llenado inicial durante una tormenta eléctrica.

11.2.3. Techo flotante interno

Los tanques con techo flotante interno de acero están inherentemente protegidos contra igniciones internas de chispas inducidas por rayos, debido al efecto de jaula de Faraday. Como resultado, el techo flotante interno no requiere que se adhiera a la envolvente del tanque.

Debido a que los tanques de techo flotante internos tienen venteos abiertos, se debe minimizar la existencia de una atmósfera inflamable entre el techo fijo y el techo flotante, en consecuencia, se debe tener en cuenta:

- a) Un sello hermético alrededor del techo flotante.
- b) Proporcionar ventilación adecuada, ver sección 5.2.2 Techo flotante.
- c) No aterrizar el techo durante las operaciones normales.
- d) No realizar el llenado inicial del tanque (reflotar el techo desplaza los vapores hacia el espacio entre el techo flotante y el fijo) durante tormentas eléctricas.
- e) No contar con vapores inflamables entre el techo flotante y el fijo.

12. Nomenclatura

A_i : profundidad de asentamiento del piso [m].

A_{ip} : área aislada del tanque [m^2].

A_T : área externa total del tanque (techo y envolvente) [m^2].

B: profundidad asentamiento de borde [m].

B_b : profundidad de asentamiento local del piso, tanto positivo como negativo [cm].

B_e : asentamiento de borde admisible con soldaduras a filete perpendiculares a la envolvente (con un margen de $\pm 20^\circ$), con soldadura a tope o sin soldadura [cm].
 B_{ew} : asentamiento de borde admisible con soldaduras a filete paralela a la envolvente (con un margen de $\pm 20^\circ$) [cm].
 B_b : depresión admisible para asentamiento parcial de piso [cm].
 B_α : asentamiento admisible para una combinación de asentamientos de borde [cm].
C: factor que depende de la presión de vapor, temperatura media y latitud, en el cálculo de caudal requerido para alivio de vacío por efecto térmico con un espacio de vapor a una temperatura mayor o igual a 48.9 °C.
 D_{LS} : peso de la envolvente y cualquier otra estructura soportada por la envolvente y techo, sin contar las placas del techo [N].
 D_{techo} : peso de todos los componentes que conforman el techo, vigas, rafters, placas, etc. y accesorios, boquillas, componentes asociadas, plataformas, escaleras, etc. [N].
D: diámetro nominal del tanque [m].
E: módulo de Young del acero al carbono [MPa].
 F_y : máxima tensión en el área transversal de la unión techo envolvente, la menor tensión de fluencia de los materiales involucrados [MPa].
 F_{piso} : tensión de fluencia de las placas del piso [MPa].
G: gravedad específica del fluido almacenado por el tanque [N/m^3].
 γ : peso específico del fluido almacenado por el tanque.
K: constante que depende del diámetro del tanque y del tipo de techo, abierto o de techo fijo, para el cálculo de asentamiento inclinado no rígido no plano.
H: altura del tanque [m].
 H_t : altura de diseño de llenado del tanque [m].
H: coeficiente de transferencia de calor por convección interno [$W/(m^2K)$].
 h_{liq} : altura de operación de líquido promedio [m].
L: longitud crítica donde la tensión adicional generada por la zona corroída se disipa hasta ser despreciable [mm].
 L_{arc} : longitud de arco entre mediciones de asentamiento [m].
 L_e : entalpia de vaporización del líquido almacenado a la presión de seteo de los dispositivos de venteo de emergencia y a la temperatura en el momento del alivio [J/Kg].
 l_i : espesor del aislamiento [m].
 λ_i : conductividad térmica del aislamiento [W/mK].
M: perfil de momento de piso de tanque en asentamiento de borde [m].
 M_e : masa molecular relativa del vapor.
 M_y : máximo momento permisible en asentamiento de borde [m].
N: cantidad de mediciones de asentamiento.
 P_{liq} : presión ejercida por la altura de operación de líquido promedio [Pa].
P: presión interna [Pa].
 ρ_{piso} : peso específico del material constitutivo del piso [N/m^3].
Q: cantidad de calor aportado por fuego exterior [W].
R: radio nominal del tanque [m].
 R^2 : coeficiente de determinación de la curva cosenoidal teórica de asentamiento.
 R_B : radio circunscripto en la depresión del piso [cm].
 R_{borde} : distancia entre la envolvente y el punto de quiebre del asentamiento [m].
 R_c : radio interno del tanque [mm].

R_i : factor de reducción por aislación, para el cálculo de caudal requerido por alivio de vacío o sobre presión por efectos térmicos.

S_{arc} : arco efectivo de asentamiento [m].

S_i : diferencial de asentamiento entre mediciones contiguas respecto del plano inclinado rígido [m].

S_{max} : deflexión máxima fuera del plano inclinado rígido admisible [m].

SSE: suma de los cuadrados de las diferencias entre las mediciones de asentamiento (A_i) y la curva cosenoidal teórica aproximada de asentamiento [m^2].

S_t : máxima tensión admisible para la prueba hidráulica [MPa].

S_{yy} : suma de los cuadrados de las diferencias entre el promedio de las mediciones de asentamiento (promedio A_i) y las elevaciones medidas (A_i) [m^2].

σ_R : tensión de rotura del material del piso [Pa].

σ_y^{piso} : tensión de fluencia del material del piso [Pa].

$\tan\theta$: pendiente del techo del tanque expresada en decimales.

T: temperatura del vapor en el momento del alivio de presión por exposición al externo [K].

T_{ma} : temperatura mínima admisible [$^{\circ}C$].

T_{mbd} : temperatura media más baja en un día, se define como la temperatura mínima récord alguna vez registrada, más 8 $^{\circ}C$.

t_1 : espesor mínimo de la primera virola [mm].

t_1^{crit} : espesor mínimo en la zona crítica [mm].

t_1^{nom} : espesor nominal de la primera virola [mm].

t_a : espesor del anillo de compresión o ángulo superior [mm].

t_{boq} : espesor requerido por columna de líquido de las boquillas de la envolvente [mm].

t_c : espesor de la envolvente en la unión con el techo [mm].

t_{est} : espesor estructural de las boquillas de envolvente necesario para soportar las tensiones ocasionadas por las tuberías asociadas [mm].

t_h : espesor de las placas del techo en la unión con la envolvente [mm].

t_{min} : espesor mínimo de la envolvente en la longitud L de cada zona corroída [mm].

t_{nom} : espesor nominal de la envolvente en cada zona corroída [mm].

t_{piso} : espesor mínimo de las placas del piso [mm].

t_{prom} : espesor mínimo promedio de la envolvente en la longitud L de cada zona corroída [mm].

t_{req} : espesor mínimo requerido por la columna de líquido sobre la ubicación de la zona corroída [mm].

t_{req}^{boq} : espesor mínimo requerido por la columna de líquido de las boquillas de la envolvente [mm].

U: tensión de rotura del material de la envolvente [MPa].

U_i : longitud de asentamiento respecto del asentamiento plano rígido [m].

μ : coeficiente de poisson de aceros al carbono.

V_{tk} : volumen del tanque [m^3].

Y: tensión de fluencia del material de la envolvente [MPa].

13. Mejoras futuras

En el presente documento se presentan evaluaciones de aptitud para el servicio muy importantes para la integridad estructural de un tanque. Por la frecuencia de utilización como la evaluación de espesor requerido de envolvente y boquillas y de asentamiento de piso. O debido a las altas consecuencias que pueden existir en evaluaciones insatisfactorias de fractura frágil o de requerimiento de venteo.

Sin embargo, para reducir el riesgo de un tanque existen evaluaciones de aptitud para el servicio que no fueron incluidas en el presente documento. Un daño relativamente común en tanques son las abolladuras y su evaluación de aptitud para el servicio no fue incluida. API 653 no posee una metodología de evaluación clara y convincente, por lo tanto, bibliografía externa deberá ser utilizada. Lo mismo sucede con dos defectos de un tanque que están directamente relacionados con el asentamiento, la falta de verticalidad y de redondez. Si bien son menos frecuentes que las abolladuras en la envolvente, su presencia significa desvíos importantes en las condiciones de diseño, y las posibles fallas son catastróficas. En consecuencia, incluir estos tres daños será primordial.

Luego, existen evaluaciones de aptitud para el servicio en conjunto con inspecciones que pueden verificar si un tanque puede operar en condiciones anormales a las frecuentes en la industria del petróleo y gas. Estas son tanques operando, a más de 93°C, o a presiones mayores a la atmosférica. Para esta última condición se puede subdividir en tanques que operen entre la presión atmosférica y los 18 kPa, y en tanques que operen a una presión mayor a 18 kPa. Integrar esta información aportará flexibilidad en la operación de un tanque, para evitar pensar en construir nuevos que cumplan las nuevas condiciones de operación

Directamente relacionado a tanques que operan a presiones mayores a la atmosférica o techos frangibles, se encuentran los anclajes. Los mismos favorecerán que un techo sea frangible o que un tanque pueda operar a presiones mayores a la atmosférica. Por lo tanto, incluir la evaluación de aptitud para el servicio junto con una inspección, permitirá verificar si los anclajes existentes cumplen su función, o instalar nuevos para mejorar las condiciones de operación y/o reducir el riesgo.

Con el fin de maximizar la eficiencia de la integridad estructural de un tanque, aumentando los periodos de re inspección, reduciendo efectividad de inspección, minimizando cantidad y alcance de reparaciones, etc. se deberá incorporar nuevas metodologías de cálculo de espesor requerido que emulen de mejor manera las tensiones a las que está sometido un tanque de capacidades altas, dicese tanques de más de 15 metros de diámetro. Las metodologías alternativas propuestas son diseño de punto variable y análisis linear usando la teoría de membrana elástica combinando las deformaciones de flexión y las deformaciones de la membrana (Azzuni & Guzey, 2015).

Un aspecto fundamental en la inspección de tanques es la valoración de los sistemas de seguridad que posea. Todos los mecanismos apuntan a, evitar derrames por errores en la operación (prevención de sobre llenado), contener derrames (recinto y detección de fugas en piso), mitigar incendios (red contra incendio y distancia entre tanques) y reducir el riesgo de accidentes del personal (señalización, escaleras, plataformas, etc.). Agregar los posibles hallazgos de una inspección que limiten la operabilidad de estos mecanismos deberán ser incorporados, así como también, los cálculos de diseño de por ejemplo recintos o redes contra incendio, para asegurar que el dimensionamiento sea el correcto.

14. Conclusiones

Los códigos internacionales de integridad de tanques son de uso rutinario en la industria del petróleo y gas por su reputación. En los departamentos de mantenimiento y/o integridad de las compañías no desconfían de estos. Tampoco suelen acudir a bibliografía adicional para encontrar alternativas. El modelo actual tiene como beneficio una respuesta veloz debido a la manera procedimental de trabajar. Esto significa un problema porque se ha perdido el criterio analítico y el análisis ingenieril. Por lo tanto, la ingeniería de integridad en la actualidad se encuentra incompleta. Se considera fundamental entender el contexto y las fundaciones bajos

las cuales se calcula la integridad de un tanque. De este modo se posee más conciencia y convicción a la hora de tomar decisiones. Continuar ejerciendo la profesión de una manera procedimental es un error.

En la industria del petróleo y gas es frecuente encontrar profesionales de mucha experiencia y éxito que, con un perfil técnico, siguen trabajando en la integridad de tanques bajo el modelo actual, con todas sus deficiencias. El perfil técnico es aquel que intenta resolver los problemas bajo el modelo actual. Por el contrario, un perfil ingenieril decide analizar previamente el contexto y el alcance de las herramientas para encontrar la respuesta. El manual tiene la capacidad de ser interpretado por ambos tipos de profesionales. Los primeros acudirán directamente a las evaluaciones confiando en que lo que realizarán es fiable. Los segundos no realizarán ninguna evaluación hasta que interpreten que alcance posee y bajo que fundamentos fue calculada, allí decidirán si corresponde continuar evaluando o buscar alternativas.

El manual tendrá un impacto positivo en la industria del petróleo y gas, ya que podrá ser utilizado por el supervisor del departamento de mantenimiento y/o integridad de una compañía de manera segura y confiable, también permite reconocer los alcances de las evaluaciones y el marco teórico bajo el cual fueron determinadas. Asimismo, reduce tiempos de interpretación debido al reordenamiento de la información de una manera simple y directa.

Los resultados más significativos que se alcanzaron en el proyecto final son:

- Implementación de metodología de cálculo de espesor requerido para envolvente y boquillas y corrección del concepto de decaimiento de tensiones en sentido axial.
- Mejora de la evaluación de fractura frágil y actualización con los nuevos requerimientos de códigos más vigentes.
- Orden de las evaluaciones de asentamiento, corrección de cálculos y agregado de cálculo menos conservativo de asentamiento de borde.
- Unificación de criterios ingenieriles y prácticos para la inspección visual de la envolvente, techo fijo y techo flotante externo e interno.
- Ajuste de la metodología de cálculo de venteo requerido.
- Recopilación de información sobre protección por carga estática y por rayos.
- Todas las evaluaciones presentadas en el documento tienen la intención de representar lo mejor posible las condiciones reales a las que está sujeto un tanque. Por lo tanto, un resultado insatisfactorio en una evaluación aumenta considerablemente el riesgo del tanque, en este caso existen otras alternativas ingenieriles, como análisis de riesgos y evaluaciones de aptitud para el servicio que guían al personal de mantenimiento e integridad en la forma que deben tomar las decisiones, para la mejor gestión de la integridad de los tanques.
- El manual tiene capacidad de seguir creciendo, en la industria se continuarán desarrollando nuevas y mejores metodologías de evaluación que podrán reemplazar y/o complementar las actuales.

15. Bibliografía

- American Institute Petroleum Standard 575. (2014). *Inspection practices for atmospheric and low-pressure storage tanks (edición 3ª)*. EEUU: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute Standard 2000. (2014). *Venting atmospheric and low-pressure storage tanks (edición 7ª)*. EEUU: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute Standard 2003. (2015). *Protection against ignitions arising out of static, lightning, and stray currents (edición 8ª)*. EEUU: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute Standard 579. (2016). *Fitness for service Parte 3*. EEUU: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute Standard 650. (2020). *Welded tanks for oil storage (edición 13ª)*. EEUU: API Publishing Services.
- American Petroleum Institute Standard 653. (2018). *Tank inspection, repair, alteration, and reconstruction (edición 5ª)*. EEUU: API Publishing Services.
- American Society for Testing and Materials G46-94. (2005). *Examination and evaluation of pitting corrosion*. EEUU: The American Society for Testing and Materials.
- American Society for Testing and Materials SA-841. (2001). *Specification for steel plates for pressure vessels, produced by the thermomechanical control process*. EEUU: The American Society for Testing and Materials.
- American Society of Mechanical Engineers VIII. (2017). *Rules for construction of pressure vessels Division 1 (edición 2017)*. EEUU: The American Society of Mechanical Engineers.
- Andreani, J. (2017). *Final report on the study of out-of-plane tank settlement*. EEUU: API Publishing Services.
- Azzuni, E., & Guzey, S. (2015). *Comparison of the shell design methods for cylindrical liquid storage tanks*. EEUU: Elsevier, Engineering Structures Volume 101.
- Chang, J., & Cheng-Chung, L. (2005). *A study of storage tank accidents*. EEUU: Elsevier, Journal of Loss Prevention in the Process Industries 19.
- Hamdan, M. (2002). *A simplified analysis of edge settlement of a large aboveground liquid storage tank*. Jordan: The 6th Saudi Engineering Conference.
- Lanzoni, J. (2012). *Recommendations for Reducing Risk*. EEUU: Lightning Protection.
- Marr, W., Ramos, J., & Lambe, T. (1982). *Criteria for settlement of tanks*. EEUU: ASCE Vol. 108 Nº GT8.
- Meseguer, J., Martínez, E., & Portolés, A. (2019). *Teaching how to determine the Charpy impact according to the general requirements defined in part-UG of the ASME VIII code division 1*. España: Revista de metalurgia.
- Myers, P. (1997). *Aboveground storage tanks*. EEUU: IBT Global.
- National Fire Protection Association Standard 30. (2017). *Flammable and combustible liquids code (edición 2018)*. EEUU: NFPA.
- National Fire Protection Association Standard 780. (2017). *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems (edición 2018)*. EEUU: NFPA.
- Peralta, G. (2015). *Estudio del proceso de rediseño de un tanque para almacenamiento de soda cáustica al 50 % de acuerdo al código API 653*. Ecuador: Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción.
- Prager, M. (2009). *Impact testing exemption curves for low temperature operation of pressure piping*. EEUU: Industrial Refrigeration Conference & Exhibition.
- Tantichattanont, P. (2009). *Fitness-for-service evaluation of thermal hot spots and corrosion damage in cylindrical pressure components*. EEUU: ASME.
- Thunderhead Engineering Consultants. (2005). *Study to establish relations for the relative strength of API 650 cone roof roof-to-shell and shell-to bottom joints*. EEUU: API Publishing Services.
- Xu, K., & Rana, M. (2017). *Impact toughness and brittle failure of carbon steels*. EEUU: ASME 2017 Pressure vessels and piping conference.