



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción

“Inspección Física y Análisis Estructural para determinar operatividad de un tanque cilíndrico vertical para almacenamiento de Fuel Oil de acuerdo a norma API 653 luego de un siniestro”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

Ingeniero Mecánico

Presentada por:

Milton Omar Mayorga Toala

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2013

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo y específicamente a la gran ayuda de mi Director el Ing. Ernesto Martínez.

DEDICATORIA

A DIOS

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

Y A TODA MI FAMILIA

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Kleber Barcia V. Ph.D.
DECANO DE LA FIMCP
PRESIDENTE

Ing. Ernesto Martínez L.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Federico Camacho B.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

Milton Omar Mayorga Toala

RESUMEN

En un terminal de almacenamiento de combustible situado en el Ecuador se ha decidido determinar la operatividad de un tanque para contener fuel oíl número 5.

Desde 1998 este tanque se encuentra fuera de operación debido a que en dicho año ocurrió un siniestro dentro del mismo, ocasionando una deformidad que se encuentra presente en las paredes del tanque. Debido al espacio físico que ocupa el tanque sin uso en la planta y la demanda actual del producto, es necesario mejorar la capacidad de almacenamiento de la planta, y se decidió verificar el estado de operación del tanque con el objetivo de someterlo a su reparación para su ubicación o eliminación total del mismo para dejar el espacio físico para la construcción de un tanque nuevo.

Se solicitó remitir un diagnóstico de la operatividad del tanque, siendo asignado este trabajo al suscrito para realizar la inspección física de acuerdo al documento API 653 y su posterior análisis estructural. El objetivo de esta tesis es presentar los diferentes pasos que se deben efectuar cuando se realiza este tipo de trabajo.

Para la inspección dimensional se realizó un levantamiento total del tanque dividiendo angularmente al piso en 24 sectores iguales y radialmente en 10 partes, para el levantamiento del cuerpo se dividió verticalmente a una altura del 20% y 80% de cada anillo que conforman la pared del tanque. Para la medición de verticalidad, redondez y asentamiento se utilizó la ayuda de una

estación total, también se utilizaron medidores de espesores por ultrasonido, cinta strapping, flexómetros y tintas penetrantes para inspección de cordones de soldaduras.

El resultado de esta tesis es establecer una metodología de inspección física y posteriormente análisis de operatividad del tanque y sus elementos constitutivos, determinados y basados en la norma API 653 y en cálculos estructurales.

Luego del estudio se concluye que el tanque puede seguir operativo después de efectuar las mejoras y reposiciones indicadas en la presente tesis.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGIA	VII
INDICE DE FIGURAS	XI
INDICE DE TABLAS	XIII
INTRODUCCION.....	1
CAPÍTULO 1	
1 GENERALIDADES.....	3
1.1 Tanques de almacenamiento.....	3
1.2 Características del fuel oíl.....	12
1.3 Normas aplicables y su alcance	18
1.4 Descripción del tanque objeto de análisis	25
1.5 Definición de requerimientos de inspección	30
CAPÍTULO 2	
2 CONSIDERACIONES DE INSPECCION.....	34
2.1 Introducción	34
2.2 Inspeccion visual	36
2.3 Averías típicas detectadas mediante inspección visual.....	38
2.4 Factores que afectan inspección visual	39
2.5 Inspección de componentes secundarios del tanque.....	40
2.6 Inspección de los sistemas de protección catódica y conexiones a tierra	43

CAPÍTULO 3

3. INSPECCION DIMENSIONAL Y NO DESTRUCTIVA DE TANQUE	47
3.1 Inspección de verticalidad.....	47
3.2 Inspección de redondez.....	59
3.3 Inspección de asentamiento	76
3.4 Inspección de espesores del cuerpo del tanque	94
3.5 Inspección de espesores del piso del tanque	112
3.6 Inspección de espesores del techo.....	124
3.7 Inspección de soldadura	127

CAPÍTULO 4

4. ANALISIS ESTRUCTURAL DEL TANQUE	138
4.1 Análisis y verificación de la estabilidad por sismo.....	138
4.2 Análisis y verificación de la estabilidad por viento.....	154

CAPÍTULO 5

5. MANTENIMIENTO PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE Y DERIVADOS	160
5.1 Introducción.....	160
5.2 Definición y concepto de mantenimiento.....	163
5.3 Objetivos del mantenimiento.....	164
5.4 Tipos de mantenimiento	165
5.5 Manejo y control de mantenimiento	177
5.6 Índices de análisis y control de mantenimiento	182
5.7 Calidad y seguridad de mantenimiento	188
5.8 Procedimientos de mantenimiento preventivo de un tanque de almacenamiento.	190
5.9 Procedimientos de mantenimiento correctivo de un tanque de almacenamiento.	192

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....198

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

AISC	American Institute steel construction
API	Instituto Americano del Petróleo
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASNT	American Society for No Destruct Testing
ASTM	American Society of Testing Material
AV	Agregan Valor
AWG	American Wire Gage
AWS	Sociedad Americana de Soldadura
CSA	Asociación Canadiense de Normalizado
ISO	Organización Internacional de Normalizado
NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra el Fuego
PWHT	Tratamiento térmico - posterior a la soldadura
WRC	Consejo de buscador de soldaduras
NDT	Non-destructive testing

SIMBOLOGIA

A	Ancho de la placa anular
b	Ancho.
C_1, C_2	Coefficiente de fuerza lateral sísmica
CA	Corrosión Admisible (mm.)
Cd	Esfuerzo de cedencia (MPa.)
CS	Coefficiente de seguridad
D	Diámetro nominal del tanque (m.)
D_{max}	Diámetro exterior del tanque (m.)
DTCB	Tiempo de parada ocasionada por fallas
E	Módulo de Elasticidad (MPa.)
F_{by}	Mínimo esfuerzo de cedencia de la placa del fondo (MPa.)
G	Densidad relativa del líquido a almacenar o del agua para cálculo por prueba hidrostática
H	Nivel máximo de diseño del líquido (m.) Distancia vertical en m, entre la viga contra viento intermedia y el ángulo superior o la viga superior contra viento de un tanque de extremo abierto.
H_1	Altura del tanque (m), incluyendo cualquier longitud adicional que se haya agregado como extremo libre para guía de los techos flotantes por encima de la máxima altura de llenado.
H_2	
H_t	Altura total del cuerpo tanque (m.)

H_t	Altura del tanque incluyendo el techo (m.)
Kpa	Kilo Pascales
Kv	Velocidad del viento en Km./h.
L	Longitud.
m	Metros
MHEUJ	Número de horas hombre empleadas en trabajos de emergencia
mm	Milímetro
Mpa	Mega Pascales
Ms	Momento de volteo (N-m.)
MT	Tiempo más común deseado para la realización de una actividad
M_v	Momento de volteo (N-m.)
NJI	Número de trabajos que resultan de inspecciones
OT	Tiempo mínimo de duración de una actividad.
Pa	Pascal
PJCED	Número total de trabajos completados a tiempo
PT	Tiempo máximo o pesimista para realización de una actividad.
P_v	Presión del viento (Pa.)
S_d	Esfuerzo permisible por condiciones de diseño (MPa.)
S_t	Esfuerzo permisible por condiciones de prueba hidrostática (MPa.)
S_{ut}	Esfuerzo Máxima Tensión (MPa.)
S_y	Esfuerzo de Cadencia (MPa.)
T	Periodo natural de ondulación
t	Espesor nominal como se ordena, a menos que sea especificada otra cosa, del anillo superior del cuerpo (mm.)
Ta	Estimación del tiempo de duración de la actividad
t_{actual}	Espesor del anillo para el cual el ancho está transformando

TAMC	Costo real total mantenimiento
tb	Espesor de la placa anular (mm.)
TBMC	Costo presupuesto total mantenimiento
t _d	Espesores por condiciones de diseño (mm.)
TDT	Tiempo total de paradas
TIC	Número total de inspecciones que se completaron
TIEM	Tiempo total función mantenimiento
TIPE	Inversión total en planta y equipo
TIPM	Tiempo total mantenimiento preventivo
TMAC	Costo total de administración del mantenimiento
TMC	Costo total de mantenimiento
TMCL	Costo total de mano de obra de mantenimiento
TMFC	Costo total de manufactura
TMMC	Costo total de materiales usados en mantenimiento
TMMH	Número total de horas hombre trabajadas en mantenimiento
TO	Producción total
TPJ	Número de trabajos planeados
TPJAM	Número de trabajos planeados esperando material
TS	Ventas totales
t _t	Espesor por prueba hidrostática (mm.)
t _{uniforme}	Espesor del anillo superior (mm.)
w	Ancho actual del anillo (m.)
W	Peso del tanque lleno(N), menos la corrosión permisible y menos el levantamiento por condiciones de presión interna y viento sobre del techo
W ₁	Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve al unirse con el cuerpo del tanque (N.)
W ₂	Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve en el primer oleaje (N)

W_r	Peso total del techo del tanque más la carga viva (N.)
W_s	Peso total del cuerpo del tanque (N.)
w_t	Peso lineal soportado sobre el perímetro del tanque
X_1	Altura desde el fondo del cuerpo tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W_1 (m.)
X_2	Altura desde el fondo del cuerpo tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W_2 (m.)
X_s	Altura desde el fondo del cuerpo tanque al centro de gravedad de este (m)
Z	Coefficiente sísmico

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Esquema de tanque cilíndrico techo fijo.....	5
Figura 1.2	Esquema de tanque techo flotante.....	7
Figura 1.3	Esquema de tanques esféricos	8
Figura 2.1	Esquema de las partes de un tanque.....	38
Figura 3.1	Cinta strapping.....	49
Figura 3.2	Cinta y accesorios para medir circunferencias	50
Figura 3.3	Estación total	51
Figura 3.4	Localización de puntos de referencia	55
Figura 3.5	Posicionamiento para inspección de verticalidad	56
Figura 3.6	Grafica de verticalidad a 0° y 180°	58
Figura 3.7	Posicionamiento para inspección de redondez	60
Figura 3.8	Puntos de medición para inspección por redondez	62
Figura 3.9	Medición del asentamiento del cuerpo (externo).....	77
Figura 3.10	Representación gráfica del asentamiento del tanque	78

Figura 3.11	Medición del asentamiento del fondo del tanque	79
Figura 3.12	Asentamiento de borde	80
Figura 3.13	Grafica de asentamiento de borde externo del tanque	83
Figura 3.14	Matriz para mediciones de espesor de pared del tanque	104
Figura 3.15	Medición de espesores por ultrasonido	105
Figura 3.16	Matriz para mediciones de espesor de fondo y anillo anular.....	119
Figura 3.17	Disposiciones de láminas de fondo	124
Figura 3.18	Disposición de láminas de techo	126
Figura 3.19	Condición de láminas de techo	127
Figura 3.20	Aplicación de líquidos penetrantes	136
Figura 4.1	Centroides dentro del tanque	142
Figura 4.2	Momento de volteo para tanques no anclados	156
Figura 5.1	Detalle para reemplazo de láminas de pared	195
Figura 5.2	Láminas de reparaciones traslapadas a la junta externa tanque-fondo	196
Figura 5.3	Detalle aceptables para penetraciones en la pared	197

INDICE DE TABLAS

Tabla 1	Tipos de tanques y características de almacenamiento	11
Tabla 2	Numero mínimo de estaciones.....	55
Tabla 3	Resultado de pruebas de verticalidad	57
Tabla 4	Radios de tolerancia	63
Tabla 5	Coordenadas iniciales para calculo de redondez	64
Tabla 6	Redondez a 1200mm.....	65
Tabla 7	Redondez a 1800mm.....	66
Tabla 8	Redondez a 2700mm.....	67
Tabla 9	Redondez a 3300mm.....	68
Tabla 10	Redondez a 4200mm.....	69
Tabla 11	Redondez a 480mm.....	70
Tabla 12	Redondez a 5700mm.....	71
Tabla 13	Redondez a 6300mm.....	72
Tabla 14	Redondez a 7200mm.....	73
Tabla 15	Redondez a 7800mm.....	74
Tabla 16	Redondez a 8700mm.....	75
Tabla 17	Resultado de asentamiento de borde externo.....	82

Tabla 18	Asentamiento a 17840mm del centro	84
Tabla 19	Asentamiento a 16055mm del centro	85
Tabla 20	Asentamiento a 14270mm del centro	86
Tabla 21	Asentamiento a 12485mm del centro	87
Tabla 22	Asentamiento a 10700mm del centro	88
Tabla 23	Asentamiento a 8915mm del centro	89
Tabla 24	Asentamiento a 7135mm del centro	90
Tabla 25	Asentamiento a 5350mm del centro	91
Tabla 26	Asentamiento a 3565mm del centro	92
Tabla 27	Asentamiento a 1780mm del centro	93
Tabla 28	Materiales más comunes y esfuerzos permisibles	95
Tabla 29	Espesores del anillo 1	106
Tabla 30	Espesores del anillo 2	107
Tabla 31	Espesores del anillo 3	108
Tabla 32	Espesores del anillo 4	109
Tabla 33	Espesores del anillo 5	110
Tabla 34	Espesores del anillo 6	111
Tabla 35	Resumen de espesores registrados	112
Tabla 36	Resumen de espesores registrados	117
Tabla 37	Resultados de espesores de anillo anular	120
Tabla 38a	Resultado de espesores del fondo	121
Tabla 38b	Resultado de espesores de fondo	122

Tabla 38c Resultado de espesores de fondo	123
Tabla 39a Resultado de espesores del techo	125
Tabla 39b Resultado de espesores del techo	126
Tabla 40 Tiempos de permanencia mínimos recomendados	131
Tabla 41 Parámetros de inspección.....	136
Tabla 42 Factor de modificación	144
Tabla 43 Clasificación Saffir-simpson	155
Tabla 44 Características del mantenimiento programado y no programado	176

INTRODUCCIÓN

En un terminal de almacenamiento de combustible situado en Ecuador se necesita determinar la operatividad de un tanque para contener fuel oíl número 5. Dicho tanque tiene un diámetro exterior de 35690 mm, una altura de 8950 mm, es de tipo cilíndrico vertical techo fijo y una capacidad de 54000 barriles. El fuel oíl es almacenado para luego ser comercializado a distintos destinos.

Este proyecto fue asignado a una empresa verificadora en la cual laboro como inspector en el área industrial, y se me asignó la colaboración para la inspección y análisis de operatividad de dicho tanque. La licitación incluye inspección general del tanque y análisis estructural.

Dentro de la inspección general se debe tener en consideración estudio del tanque por verticalidad, redondez, asentamiento y medición de espesores de las placas que conforman el cuerpo, fondo y techo del tanque.

Luego de la inspección general se verifica la estabilidad del tanque contra las distintas condiciones de la zona como los vientos y posibles movimientos telúricos.

Adicionalmente se detalla y se recomienda al cliente que solicitó este servicio de los diferentes tipos de mantenimientos en tanques de almacenamientos de combustibles y sus derivados.

Esta tesis ayuda a establecer requisitos técnicos y documentales utilizando métodos de ingeniería, ensayos no destructivos y cálculos de estabilidad para determinar la operatividad del tanque.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1 Tanques de almacenamiento

Es el conjunto de recintos y recipientes de todo tipo que contengan o puedan contener líquidos inflamables y/o combustibles, incluyendo los recipientes propiamente dichos (ver figura 1.1), sus cubetos de retención, las calles intermedias de circulación y separación, las tuberías de conexión y las zonas e instalaciones de carga, descarga y otras instalaciones necesarias para el almacenamiento, siempre que sean exclusivas del mismo.

Definición

Los tanques de almacenamiento se utilizan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización.

Clasificación

Existe una gama variada de tipos de tanques, la selección está dada de acuerdo al tipo de producto a almacenar, a la capacidad de almacenamiento, etc. Dentro de estas condiciones podemos citar los siguientes tipos de tanques: de techo cónico, techo flotante, techo cónico/flotante interior, tanques domos, tanques criogénicos, esferas, etc.

Por su forma.- Cilíndricos de techo fijo, cilíndrico con tapa cóncava, cilíndricos con techo flotante, tanques de cono radial, tanques esféricos y esferoidales tanques con techo flexible.

- **Cilíndrico de techo fijo.-** Estos tanques sirven para almacenar petróleo crudo o productos que tengan una presión de vapor relativamente baja, es decir, aquellos que no tiene una tendencia a producir vapores a la temperatura ambiente. El techo tiene una

pendiente mínima del 6% y puede ser soportado o auto-soportado. Constan de un fondo plano, una pared cilíndrica y un techo fijo. Los venteos libres o cuellos de ganso, permiten la emisión de vapores, logrando de esta manera que el interior del tanque se mantenga aproximadamente a la presión atmosférica, aunque las pérdidas de vapores son inevitable.

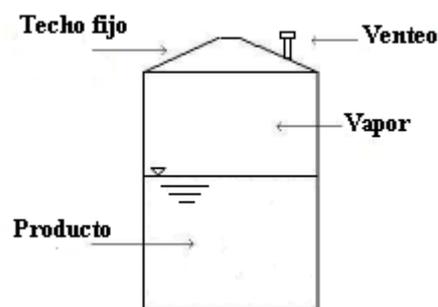


Figura 1.1 Esquema de tanque cilíndrico techo fijo

Fuente: El autor

- **Cilíndrico con tapa cóncava.**- Son empleados para almacenar producto que tengan una presión de vapor relativamente alta es decir, a temperatura ambiente emiten vapores. Estos tanques son

aptos para el almacenamiento de condensados, gasolinas, GLP, etc.

- **Cilíndricos con techo flotante.**- La construcción es similar a los cilíndricos de techo cónicos con la diferencia de que la tapa superior flota sobre el producto que se almacena como se muestra en la figura 1.2. Este tipo de techo, no deja espacio entre la cubierta y la superficie del fluido. Debido a que la presión en el interior del tanque es similar a la atmosférica, se lo puede utilizar para almacenar productos volátiles tales como la gasolina y el crudo ya que, supone un sencillo y eficaz medio de contrarrestar y evitar pérdidas de producto por evaporación en estas condiciones, la fase gaseosa que puede originarse es prácticamente despreciable. De acuerdo a su diámetro y la volatilidad del producto a almacenar, se dividen en: tanques de techo flotante tipo pontones, tipo double deck y tipo sartén.

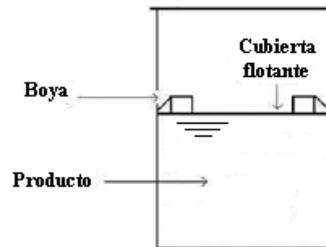


Figura 1.2 Esquema de tanque de techo flotante cilíndrico

Fuente: El autor

- **Cilíndrico de cono radial.**- A este tipo de tanque se le utiliza muy poco en la industria petrolera; está diseñado para resistir presiones internas hasta de 0.7 kg/cm^2 y, se ha construido en tamaños de hasta 80000 barriles de capacidad. Se usa para almacenar productos de alta presión de vapor y son útiles para reducir a un mínimo las pérdidas de evaporación.
- **Tanques esféricos y esferoidales.**- La figura 1.3 describe un tanque esférico que es utilizado para el almacenamiento de aceites muy volátiles que desarrollan alta presión de vapor, aunque estos tanques son más capaces de resistir las deformaciones, que los tanques de forma convencional, como resultados de las altas presiones internas. En estos tanques, los

esfuerzos se distribuyen uniformemente. Tanques de este tipo pueden resistir presiones internas de hasta 7 kg/cm^2 , se usan principalmente para el almacenamiento de GLP.

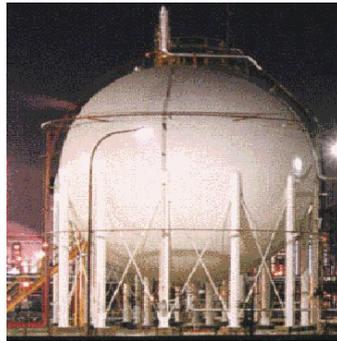


Figura 1.3 Esquema de tanque esférico

Fuente:

<http://www.google.com.ec/search?q=esquema+de+tanques+esfericos&source>

Tanques de techo flexibles.- Diseñados para reducir las pérdidas de vapor que resultan por los cambios de temperatura. Este tanque está equipado con un techo de lámina de acero flexible capaz de expandirse y contraerse, según la presión del tanque, esto permite que muy poco o nada de gas se escape. Los techos flexibles están

equipados con válvulas de control que abren mecánicamente cuando el techo se levanta a una altura prefijada. Los tanques de este tipo, son especialmente útiles cuando el crudo se va a almacenar por mucho tiempo.

Por el tipo de unión de las láminas (juntas).

- **Tanques soldados.-** Son tanques para grandes capacidades que varían de 65 a 350000 BBL. Generalmente, están contruidos con láminas de acero soldadas eléctricamente. Los tanques pequeños de hasta 250 BBL, pueden armarse en las mismas plantas de fabricación y luego ser transportados; mientras los más grandes deben armarse y soldarse en el mismo sitio donde se lo va a utilizar. Estos son muy fuertes y seguros contra escurrimientos, se usan en instalaciones permanentes ya que es muy difícil armar y desamar para transportarlos.
- **Tanques atornillados o empernados.-** Son diseñados y acondicionados como elementos segmentados los cuales son montados en localidades para poder proporcionar un completo vertical, cilíndrico, encima del terreno, cierre y apertura de la parte superior del acero de los tanques. Los tanques empernados API

standarizados están disponibles en capacidad nominal de 100 a 10000BBL, diseñados a una presión atmosférica dentro de los tanques. Estos tanques ofrecen la ventaja de ser fácilmente transportados en cualquier localidad y levantados manualmente o sea que pueden ser usados en instalaciones provisionales ya que, pueden armarse y desarmarse fácilmente.

- **Tanques remachados.-** Son tanques de acero muy grandes, que se usan para almacenar el petróleo en las concesiones y patios de tanques, la capacidad varía de 240 a 134000 BBL según las normas API. Los techos cónicos bajos usados en estos tanques tienen un declive de 19 mm en cada 300 mm y están soportados en columnas de acero estructural

Por el producto a almacenarse.-

- **Para almacenar petróleo crudo**
- **Para almacenar residuos**

- **Para almacenar productos derivados de la refinación.-** Son aquellos en los cuales se emplean columnas y vigas o armaduras para sostener el techo cuando el tanque es de mayor tamaño. Estos tanques han sido ampliamente usados para el almacenamiento de productos derivados de la refinación cuyo punto de ebullición esta debajo de la temperatura ambiente. El costo de almacenamiento es más elevado debido a las pérdidas por evaporación a que están sujetos.

La tabla 1 describe a los tanques según sus características dependiendo al producto a almacenarse

Tabla 1 Tipos de tanques según características de almacenamiento

Algunos tipos de Tanques		Tanque Tope Abierto	Tanque techo flotante con Pontones	Tanque techo cónico soportado con techo flotante interno	Tanque con techo cónico o domo autosoportado	Tanque con techo cónico soportado	Tanque con techo cónico o domo auto soportado con techo flotante interno
Presión de almacenamiento		Atm.	Atm.	Atm.	0,36(+25) a 0,07 (-5) psi (mbar)	0,07(+5) a 0,04(-2,5) psi (mbar)	Atm.
Producto a almacenar	Agua Potable				x	x	
	Agua no tratada	x			x	x	
	Desmineralizada				x		
Hidrocarburos	Gasolina		x	x	x		x
	Benzina-Tolueno			x	x		x
	Keroseno		x	x			x
	Nafta		x	x			x
	Diesel				x	x	
	Lodos				x	x	
	Aceites				x	x	
	Asfalto				x	x	

Fuente: El autor

1.2 Características del fuel oil

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

Los fueles contienen mezclas complejas de componentes con un peso molecular relativamente elevado. Contiene hidrocarburos aromáticos policíclicos (fenantrenos, benzopirenos, antracenos,...) y en pequeña proporción hidrocarburos aromáticos menos pesados (tolueno, etilbenceno, xileno,...). Esta mezcla de hidrocarburos puede representar hasta el 50% del crudo original (petróleo). Los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs) son un conjunto de productos químicos hidrocarbonados que se encuentran en gran cantidad como componentes naturales del petróleo, debido a su formación anaerobia y por tanto a la tendencia a formar moléculas que solamente contienen átomos de carbono e hidrógeno. La composición química exacta de cada uno de los fueles variará dependiendo del origen y de otros factores.

Propiedades Físicas.

Algunas propiedades físicas del fuel, tales como densidad y viscosidad, vienen determinadas por esta composición química tan compleja. El peso molecular elevado de los hidrocarburos constituyentes hace que tanto la densidad como la viscosidad sean muy elevadas. Normalmente, la densidad del fuel es del orden 0.96-0.99 g/cm³ y la viscosidad a temperatura ambiente resulta del orden de 300-800 cstokes. Ambas propiedades, y particularmente la viscosidad, se modifican con la temperatura ambiente. La viscosidad aumenta fuertemente con el descenso de la temperatura. Basta señalar el hecho de que la viscosidad del fuel vertido por el *Prestige* a 10 °C sobre la superficie del agua prácticamente se duplica cuando la temperatura del agua es de 2.4 °C, que es la temperatura estimada de la masa del agua en la zona donde se encuentran los fragmentos hundidos del petrolero.

Propiedades Químicas.

Este tipo de fuel es poco volátil -se estima que se volatiliza entre el 5-10%- debido al mayor contenido de compuestos con peso molecular elevado, como los hidrocarburos aromáticos policíclicos. Esto le

confiere una toxicidad aguda a corto plazo menor que la de otro tipo de fueles que tienen mayor contenido en hidrocarburos aromáticos menos pesados, por ejemplo el benceno. Las tasas de mortalidad directa pueden ser elevadas para aves acuáticas y mamíferos marinos, en especial cuando las poblaciones están concentradas en pequeñas áreas, como en época de migración de las aves.

Sin embargo la alta presencia de los hidrocarburos aromáticos policíclicos más pesados y persistentes, hace que suelos, sedimentos y aguas contaminadas presenten un riesgo de toxicidad a largo plazo mayor, con efectos como carcinogenicidad, mutagenicidad y alteración del sistema endocrino, que conlleva alteración del sistema inmunológico y reproductor. Además hay que considerar que estos contaminantes tienen un potencial de bioacumulación.

Según la IARC (Agencia Internacional De Investigación Del Cáncer), dependiente de la OMS que cataloga las sustancias según el conocimiento de su carcinogenicidad. El fuel está catalogado como posible carcinógeno humano (2B). Además el vertido del Prestige

según la analítica presentada por Le Cedre contienen una alta cantidad de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) de los que 6 están catalogados como posibles o probables carcinógenos.

Los hidrocarburos aromáticos pueden entrar en el organismo por tres vías: respiratoria, piel y digestiva. La vía respiratoria se presenta ahora como la más problemática, a largo plazo será preciso controlar la acumulación de estos hidrocarburos en los organismos vivos. El fuel residual contiene cantidades relativamente altas de compuestos de azufre que se pueden liberar y pueden ser altamente tóxicas, ocasionando efectos diversos como irritaciones en los ojos, piel y sistema respiratorio, así como dolores de cabeza y náuseas e insomnio.

El fuel es un producto resultante de la destilación del petróleo y es más denso y viscoso que este. En el caso de ser vertido al mar o al océano, su impacto ambiental es más grave debido a su escaso porcentaje de evaporación, su resistencia a la biodegradación y que se deposita en más cantidad en el fondo marino. Por lo tanto, sus

efectos nocivos a corto y largo plazo son mucho más graves que los del petróleo.

En la destilación se retiran diferentes fracciones de la mezcla por puntos de ebullición, desde la más ligera (que incluye hidrocarburos de 1 a 4 carbonos), pasando por la gasolina, el keroseno. Llegando hasta el fuel, que es la fracción más pesada. El punto de ebullición se sitúa normalmente por encima de los 330°.

Clasificación.

El fuel oíl se clasifica en seis clases, enumeradas del 1 al 6, de acuerdo a su punto de ebullición, su composición y su uso. El punto de ebullición, que varía de los 175 a los 600 °C; la longitud de la cadena de carbono, de 9 a 70 átomos; y la viscosidad aumentan con el número de carbonos de la molécula, por eso que los más pesados debe calentarse para que fluyan. El precio generalmente decrece a medida que el número aumenta.

- Número 1: es similar al queroseno y es la fracción que hierve justo luego de la gasolina.
- Número 2: es el diesel que usan las camionetas y algunos automóviles.
- Número 3: es un combustible destilado que es usado raramente.
- Número 4: es usualmente una mezcla de fueloil destilado y de residuos, tales como No. 2 y 6; sin embargo, algunas veces es tan solo un fuerte destilado. No. 4 puede ser clasificado como diesel, destilado o fueloil residual.
- Los Número 5 y Número 6: son conocidos como fuel oíl residuales (RFO por sus siglas en inglés) o fuel oíl pesados.

Los fueles oíl residuales son llamados algunas veces ligeros cuando han sido mezclados con fueloil destilado, mientras que los fueloil destilados son llamados pesados cuando han sido mezclados con fueloil residual. Gasóleo pesado, por ejemplo, es un destilado que contiene fuel oil residual.

1.3 Normas aplicables y su alcance

La norma API 653 hace referencia a los requisitos que se deben cumplirse en la inspección, reparación, modificación o nueva ubicación de tanques construidos según norma API 650.

Aunque las normas API 650 y API 653, son en muchos casos complementarias, y para una completa visión de conjunto es necesario tener ambas en cuenta; la norma API 653 es la herramienta idónea para el usuario de tanques atmosféricos.

Estos estándares se basan en el conocimiento de la experiencia de dueños, operadores, fabricantes y reparadores de tanques de almacenamiento. El objeto de estas normas es el proveer guías en la fabricación, inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de almacenamiento de acero utilizados en la industria del petróleo y química.

API 653 descripción y alcance.

Este estándar cubre tanques de acero para almacenamiento construidos bajo el estándar API 650 y su predecesor API 12C. Proporciona requisitos mínimos para mantener la integridad de tales tanques después de que se hayan colocado en servicio y trata la inspección, reparación y reconstrucción.

El alcance está limitado a la fundación del tanque, fondo, cuerpo, estructura, techo y aditamentos agregados a la cara de la primera brida, primera unión roscada o soldada. Muchos de los diseños, soldaduras, inspección y los requerimientos de los materiales de acuerdo con API 650 pueden ser aplicados en la inspección de mantenimiento, toma de datos, reparaciones, y alteraciones de tanques en servicio. En el caso de aparentes conflictos entre los requisitos de este estándar y API 650 o su predecesor API 2.2D, Este estándar deberá predominar para tanques que han sido puestos en servicio.

Este estándar no contiene reglas o pautas que cubran todas las condiciones variables que pueden ocurrir o existir en un tanque.

Cuando los detalles del diseño y de construcción no se conocen, y está disponible el estándar como construido, los detalles que proporcionan un nivel de integridad igual al nivel proporcionado por la edición actual de API Std. 650 deben ser utilizados.

API 650 descripción y alcance.

Este estándar cubre requerimientos para materiales, diseño, fabricación, montaje y pruebas de tanques soldados verticales cilíndricos, no enterrados con extremo superior abierto o cerrado en varios tamaños y capacidades para presiones internas aproximadas a la atmosférica (no deben exceder el peso de las láminas del techo), pero se permiten presiones internas más altas cuando se cumplen requerimientos adicionales

Este estándar aplica para tanques en los cuales la totalidad del fondo del tanque está soportado uniformemente y para tanques en servicio no refrigerado que tienen una temperatura máxima de diseño de 90°C o menos.

El API-650 está diseñado para construir tanques con seguridad adecuada y costos razonables para almacenamiento de petróleo y sus derivados y otros productos líquidos comúnmente usados y almacenados por la industria. El código no establece tamaños específicos de tanques, por el contrario, se puede escoger cualquier tamaño que sea necesario.

Su intención es ayudar a los clientes y a los fabricantes a comprar, fabricar y montar los tanques y no pretende prohibir la compra o fabricación de tanques que cumplan con otras especificaciones.

Las reglas del código API-650 no son aplicables más allá de los siguientes límites en las tuberías conectadas interna o externamente al techo, cuerpo o fondo del tanque.

Principales códigos y estándares.

Los estándares, códigos, especificaciones y publicaciones citados en el código API 653 se deben utilizar en su última edición publicada a

menos que se indique otra cosa en el código. La siguiente es una lista de los principales códigos y estándares referenciados.

API

RP 579 Apropiado-para-uso (Fitness-forservices)

Std 620 Diseño y construcción de tanques de almacenamiento grande, soldado y de baja presión

Std 650 Tanques soldados de acero para almacenamiento de crudo

RP 651 Protección catódica para tanques de almacenamiento sobre el suelo.

RP 652 Recubrimiento de los fondos de tanques sobre el suelo para almacenamiento de petróleo.

Std 2000 Venteo atmosférico y tanques de almacenamiento de baja presión. No refrigerados y refrigerados.

RP 2003 Protección contra ignición surgiendo de estática, rayos y corrientes extraviadas.

STD 2015 Entrada segura y limpieza de tanques de almacenamiento de petróleo.

RP 2016 Práctica recomendada para el ingreso y limpieza de tanques de almacenamiento de petróleo.

Publ 2201 Procedimientos para soldadura o hot tapping en equipos en servicio.

RP 2207 Preparación de fondos de tanques para trabajo en caliente.

Publ 2217A Lineamientos para el trabajo en espacios confinados en la industria del petróleo.

ASME 1 Código de calderas y recipientes a presión. Sección V, "Ensayos no destructivos", Sección VIII "Recipientes a presión" Reglas alternativas, División 2; Sección IX, "Calificación de soldadura y soldadura fuerte (brazing)"

SNT-TC-1A Calificación y certificación de personal en ensayos no destructivos.

ASTM3

A6 Requerimientos generales para láminas de acero rolado, Moldes, láminas apiladas y barras para uso estructural.

A20 Requerimientos generales para láminas de acero en recipientes a presión.

A36 Acero estructural.

A370 Método de prueba estándar y definición para prueba mecánica de productos de acero.

A992 Acero para formas estructurales para uso en estructuras de construcciones.

D1.1 Código de Soldadura Estructural – Acero

D1.6 Código de Soldadura Estructural - Acero Inoxidable

2.2 OTRAS REFERENCIAS

Las siguientes publicaciones podrían ser de interés, aunque no estén citadas con esta norma.

API

STD 2610 Diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de facilidades de tanques y terminales.

1.4 Descripción del tanque objeto de análisis

El almacenamiento de los combustibles en forma correcta ayuda a que las pérdidas puedan ser reducidas, aunque no eliminadas, por las características propias de los productos del petróleo o sus derivados.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que:

- Actúa como un pulmón entre producción y transporte para absorber las variaciones de consumo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlo por oleoducto o a destilación.
- Brindan flexibilidad operativa a las refinerías y terminales de almacenamientos de combustibles.
- Actúan como punto de referencia en la medición de despachos de producto, y son los únicos aprobados actualmente por aduana.

También se abordan aspectos de suma importancia a tener en cuenta para operar con los tanques de petróleo, debido a que estos alcanzan alturas significativas, están expuestos a los rayos de las tormentas eléctricas y producto de su contenido (combustible), son inflamables y pueden ocasionar accidentes. Sin embargo, hay un número definido de

normas de seguridad y calidad las cuales deberán ser seguidas estrictamente para evitar lesiones serias o la muerte así como también daños a la propiedad y pérdida de producción.

Además pueden existir pérdidas causadas por presión y almacenaje indebido en los tanques de almacenamiento y es necesario tomar medidas de seguridad en caso de encontrarse ante incidentes.

Con los antecedentes citados anteriormente, se ha visto la necesidad de regular y evaluar determinados procesos de inspección técnica de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos mediante un sistema de control y aseguramiento de la calidad que ayudará a una estandarización de métodos en la inspección de esta clase de instalaciones.

A continuación se presentan los datos generales del tanque a ser inspeccionado y analizado

Capacidad Nominal	=	55,000 Barriles
Densidad	=	897 Kg/m ³
Volumen Total	=	8,585 m ³

Diámetro Interior	=	35.67 m
Altura	=	8.95 m
Material del Cuerpo	=	ASTM A-283
Material de Placas de fondo	=	ASTM A-283
Números de Anillos	=	6 Unidades

Elementos que integran los tanques.

Básicamente la mayoría de tanques están constituidos por los siguientes elementos básicos enumerados a continuación. Sin embargo, existen tanques que poseen elementos especiales que van de acuerdo a la aplicación y uso que se le vaya a dar al tanque.

Entre los elementos básicos que poseen los tanques tenemos:

1.- Cuerpo 2.- Fondo 3.- Techo 4.- Accesorios del tanque 5.- Sistema contra incendios.

- **Cuerpo:** Consiste en las paredes verticales cilíndricas del tanque, las mismas que están formadas por anillos de láminas de acero.

- **Fondo:** Es donde el tanque va a ser apoyado.
- **Techo:** Es la parte que cubre el tanque y su construcción depende del tipo de tanque. A diferencia del cuerpo y del fondo esta parte es diseñada de manera específica dependiendo la aplicación del tanque.
- **Accesorios del tanque**

Los accesorios para tanques comprenden una serie de válvulas y compuertas que se especifican en el diseño del mismo, así como aditamentos.

El anillo de más abajo en el cuerpo, cerca de su borde inferior, está equipado entre otros, con tres pares de bridas compañeras para conexiones de tubería. Uno de estos es para la entrada de fuel oil, otra para una línea de succión y el tercero para desaguar. Estas conexiones, están en un lado del tanque y no permiten drenarlo completamente. Sin embargo, casi nunca es necesario. Para vaciar

el tanque completamente, se puede colocar en el fondo una cuarta salida con bridas cerca del borde conectada con una tubería de desagüe adecuada empotrada en el cimiento. Una o más bridas para entrada de hombre o para limpieza, se colocan también en el anillo de abajo en un punto conveniente o en varios, colocando en las bridas tapas resistentes atornilladas. También se colocan en el techo salidas con bridas para dar acceso al interior del tanque o para medir, para escape de válvulas de seguridad, para conexiones de sistemas de recuperación de vapores, escotillas de explosión o para instalaciones para distribución de espuma contra incendio.

Los tanques también deben estar provistos de una o más válvulas de seguridad de alivio. Estas se colocan en el techo del tanque y están diseñadas de modo que se abren y permiten el escape de gas del espacio de vapor siempre de modo que si se excede una presión segura; o se abren para admitir aire cuando las presiones debajo de la atmosférica amenazan con doblar o derrumbar el techo. Estos cambios de presión pueden ser consecuencia de la entrada o retiro del producto del tanque o de los cambios de temperatura en su interior.

Dentro de los accesorios más importantes tenemos los siguientes:

- **Compuertas de limpieza.-** Son aperturas que sirven para limpiar el interior del tanque. Deben tener un diámetro tal que puedan permitir la entrada de los trabajadores. Estas compuertas sirven también para penetrar al interior del tanque para realizar cualquier otro trabajo dentro de él.
- **Entrada para hombre o bocas de visitas (Shell manholes).-** Permiten la entrada para inspección o limpieza, debiendo permanecer cerradas en operación normal.
- **Otros accesorios.-** los tanques deben estar equipados con accesorios estándar para su normal funcionamiento, pudiendo además tener equipos suplementarios para condiciones especiales de funcionamiento. Tales como: ventilas simples y automáticas, drenajes, tubos de medición, boca de sondeo, serpentín de calefacción medidor de flotación, agitadores escaleras y plataformas.

1.5 Definición y requerimientos de inspección

Generalidades

Las normas citadas anteriormente, nos sirven de referencia fundamental en el desarrollo de los trabajos de inspección técnica de

tanques de almacenamiento de hidrocarburos utilizados en la industria petrolera, así como para la evaluación de estas instalaciones y la elaboración de informes respectivos.

Con la información contenida en las normas técnicas, la experiencia acumulada en el sector por parte de personas naturales o jurídicas y los equipos de diagnóstico apropiadamente operados es posible elaborar procedimientos de inspección adecuados, necesarios e importantes para que los trabajos de inspección que se llevan a cabo en esta área, se los ejecute bajo parámetros preestablecidos, asegurando la calidad de la inspección y sobre todo la integridad de los tanques.

También es necesario recalcar la importancia de la capacidad técnica del inspector así como la calidad de su trabajo, el mismo que debe estar conforme lo determinen las normas competentes que este caso pueden ser las normas INEN 1625, Normas API 510 y 653, ASME/ANSI B.31.3, ASNT.

Referencias

API STANDARD 650, Welded Steel Tanks for oil Storage

API STANDARD 653 Tank Inspection, repair, Alteration and Reconstruction

ASME SECTION V; Nondestructive Examination.

Historial del Equipo

En esta parte se recaba del propietario u operador toda la información técnica del recipiente, como son: especificaciones y planos de diseño y construcción, trabajos de reparación efectuados, trabajos y resultados de inspecciones anteriores.

El tanque de fuel oil objeto de nuestro estudio sirve para el abastecimiento de tanqueros para su correspondiente comercialización, cuyo siniestro fue ocasionado por el mal mantenimiento de las válvulas que se encuentran en la parte superior del tanque. Al momento del despacho por efecto de transferencia de producto hacia el exterior dentro del tanque se ocasiona un vacío

motivo por el cual se deberán accionarse las válvulas para aliviar aquel vacío. Este vacío conlleva a una deformación evidente en las paredes del tanque ocasionando a una deformación en la redondez y verticalidad.

CAPÍTULO 2

2. CONSIDERACIONES DE INSPECCION

2.1 Introducción

En los tanques de almacenamiento de hidrocarburos se presenta la corrosión como la principal causa de deterioro; por esta razón la detección y medición de la misma es un motivo suficiente para someter a este tipo de tanques y a todos sus accesorios a una inspección visual general.

Los procedimientos de inspección visual a ser descritos en este capítulo, pueden ser aplicados sobre los tanques de almacenamiento atmosféricos y baja presión, hasta los 15 PSIG.

Es importante señalar que en la inspección visual se deben considerar algunos aspectos tales como:

- La inspección puede ejecutarse con el equipo en servicio o fuera de funcionamiento.
- En el estudio del historial se toman en cuenta iguales parámetros
- La determinación y aplicación de los ensayos no destructivos se basará en similares criterios considerados.

El objetivo primordial de la inspección visual es determinar el estado mecánico y las condiciones actuales para que la estructura soldada sometida a este trabajo pueda seguir en funcionamiento con condiciones seguras de operación, para lo cual a partir de los resultados, se determinan las reparaciones necesarias y futuras inspecciones así como también su definitiva puesta fuera de operación, la posibilidad de un cambio de servicio o de limitar la altura de llenado.

Dicho de una manera más específica lo que con la inspección visual se pretende es realizar una observación general de cada tanque con la finalidad de que en el informe de inspección se detallen los siguientes aspectos:

- Estado de la pintura
- Estado de los cordones de soldadura
- Estado de las válvulas y accesorios
- Estado de las escaleras y plataformas
- Estado general del cubeto
- Estado general del sistema de protección contra incendios
- Estado general de otros elementos relacionados con el tanque.

2.2 Inspección visual

La inspección visual se define como un proceso en que se utiliza el ojo (solo o con varias ayudas) como mecanismo de percepción a partir del cual se puede determinar la condición de la unidad a ser inspeccionada.

Alcance

Esta práctica proporciona información técnica requerida para efectuar inspecciones visuales en los tanques de almacenamiento de los terminales.

Objetivo

Para la inspección visual mediante pruebas no-destructivas (NDT), se requiere de personal capacitado y experimentado que utilice los procedimientos válidos y los estándares apropiados de calibración con equipos efectivos, en buen estado y dentro de un ambiente adecuado para las tareas de mantenimiento.

Los principales objetivos son:

- Proporcionar una evaluación general de la condición de una estructura, componente o sistema.
- Detectar tempranamente los defectos antes de que alcancen el tamaño crítico.
- Detectar los errores de manufactura.
- Obtener información adicional sobre la condición

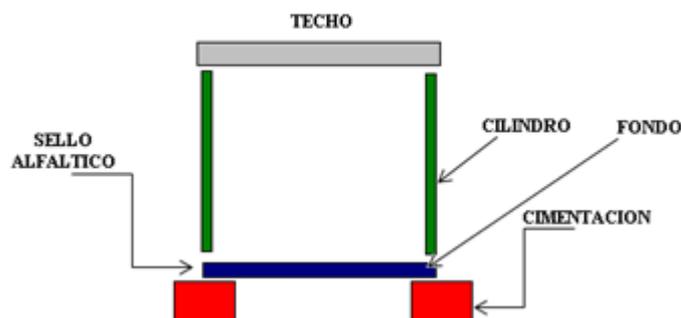


Figura. 2.1 Esquema de las partes de un tanque

Fuente: El autor

2.3 Averías típicas detectadas mediante inspección visual.

Las averías típicas detectadas en la estructura de los tanques (ver figura 2.3) de almacenamiento mediante inspección visual pueden ser divididas en tres grupos: grietas, corrosión y disbonding (desunión). Es muy difícil detectar el disbonding mediante medios visuales porque es generalmente una condición interna que no se puede observar en la superficie de un tanque. Otros defectos incluyen el desgaste de sistema o componente y el daño accidental de un componente que muestra evidencia de algún defecto.

2.4 Factores que afectan inspección visual.

Acceso a área de inspección. La facilidad de acceso al área de inspección es de gran importancia para obtener resultados confiables de inspección visual. El acceso consiste en alcanzar una posición de inspección y llevar a cabo la inspección visual.

Acceso y seguridad. Los andamios, plataformas y escaleras utilizados para acceder a la estructura del tanque deben ser utilizados de manera segura. Se debe proporcionar protección para impedir potenciales lesiones o accidentes que pueden ser causados por el mal estado de los mismos y/o movilización de pesos pesados.

Iluminación. La adecuada calidad e intensidad de la iluminación, la eliminación del alumbramiento directo, alumbramiento reflejado y sombras favorecen la identificación de defectos. A la inversa, la fatiga visual excesiva y el tiempo de demora del ojo para adaptarse al cambiar de un ambiente luminoso a la oscuridad y viceversa puede reducir la detección efectiva de defectos.

Pre-limpieza Es necesario liberar las partes a ser inspeccionadas de toda suciedad, contaminación o cualquier cosa que podría impedir la detección de averías importantes. De igual manera, durante la limpieza es importante no remover ni ocultar la evidencia de un defecto. Por ejemplo, las grietas pueden ser ocultadas por un tratamiento abrasivo, llegando a ser invisibles.

Factores del Ambiente de Trabajo. Temperatura excesiva, vientos, lluvia y otros factores climáticos tienden a tener efectos negativos en las inspecciones.

2.5 Inspección de componentes secundarios del tanque

Inspección visual externa: que debe centrarse a examinar la integridad mecánica y obtener la confiabilidad del equipo, sitios de corrosión (localizadas, galvánicas, picaduras, generalizadas) en las uniones soldadas, el pin de arrastre, integridad de los accesorios, como son: sumidero, manholes, tubo de aforo catedral de limpieza líneas de entrada, salida y retorno de producto

Previo al ingreso se debe medir con explosímetro. Se recomienda un equipo de respiración artificial. Con la ropa de algodón y equipo de seguridad adecuados, especialmente linternas antiexplosivas, se deberá ingresar al interior del tanque para realizar la inspección los siguientes componentes: la integridad de las paredes del recipiente, corrosión, integridad de los cordones de soldadura en fondo del tanque y cuerpo, integridad de sistema de pintura aplicado, distorsiones

En caso de que se requiera mejor preparación de la superficie examinada, se deberá proceder a limpiarla mediante sistemas SP3 con los implementos adecuados, a excepción de productos que sean combustibles.

En el reporte respectivo a más de lo expuesto anteriormente se deberán detallar algunos aspectos específicos como:

Estado de la pintura que debe incluir apariencia general, adherencia, presencia de picaduras, estado de la pintura de las tuberías, válvulas y accesorios y en la parte externa el sistema de pintura.

Estado de los cordones de soldadura que consiste en determinar si los cordones de soldadura cumplen lo especificado en la AWS.

Estado de accesorios consiste en realizar una inspección minuciosa de los diferentes elementos como: válvulas de compuerta o similares, puertas de limpieza, manholes, uniones, válvulas de venteo, válvulas de drenaje, con la finalidad de que el reporte de inspección se describa el estado de estos elementos de tal forma que permita tomar acción frente a posibles y futuras fallas.

Estado de las escaleras y plataformas que consiste en determinar el estado de estos elementos para que garanticen la seguridad del personal de operación.

Estado general del cubeto presencia de maleza, limpieza del sistema de drenaje del cubeto, estado del sistema de drenaje del cubeto, estado de los diques (muros) del cubeto.

Estado general del sistema de protección contra incendios del tanque.

Todas las observaciones posiblemente encontradas deben anotarse en el reporte respectivo, las mismas que servirán para determinar la necesidad de emplear otros métodos de ensayos no destructivos.

El estado de todos los accesorios, plataformas y escaleras, sistema contra incendio, etc. debe ser aceptable en virtud de que no comprometa alguna interrupción en el normal desempeño del equipo ni signifique un riesgo para la seguridad industrial del personal y de las instalaciones.

Un procedimiento alternativo al antes indicado, es el de considerar cualquier componente que presenta desgaste de la pared que se encuentre bajo el límite requerido, puede ser evaluado por separado para determinar si es adecuado para continuar en el servicio.

2.6 Inspección de los sistemas de protección catódica y conexiones a tierra.

Existen muchas formas de corrosión. Los dos tipos más comunes relacionados con el fondo de un tanque son la general y la puntual. En

la corrosión general, se forman miles de celdas microscópicas sobre un área de la superficie del metal, resultando en pérdida de metal. En la corrosión puntual, las celdas individuales son más activas y se pueden identificar distintas áreas anódicas y catódicas. La pérdida del metal en ese caso puede concentrarse dentro de áreas relativamente pequeñas, sin que la corrosión afecte áreas considerables de la superficie.

La composición del metal es importante para determinar qué áreas de la superficie se convierten en ánodos o en cátodos. Pueden surgir diferencias de potencial electroquímico entre áreas adyacentes por la distribución desigual de los elementos en la aleación o en los contaminantes, dentro de la estructura del metal. La corrosión también puede originarse por la diferencia entre el metal de la soldadura, las zonas afectadas por calor y el metal base.

Las propiedades físicas y químicas de los electrolitos también influyen en la formación de áreas catódicas sobre la superficie del metal. Por ejemplo, se pueden generar diferencias de potencial entre áreas de una superficie de acero, debido a las diferentes concentraciones de oxígeno. Las áreas con bajas concentraciones de oxígeno se convierten

en anódicas y las áreas con altas concentraciones de oxígeno se convierten en catódicas. Esto puede causar corrosión en áreas donde el barro y otros residuos se hallan en contacto con el fondo de acero de un tanque sobre una capa de arena o donde un tanque se coloca sobre dos tipos diferentes de suelo.

Las características del suelo afectan sustancialmente el tipo y velocidad de corrosión de una estructura en contacto con el suelo. Por ejemplo, las sales disueltas influyen en la capacidad de transporte de corriente de los electrolitos del suelo y ayuda a determinar las velocidades de reacción sobre las áreas anódicas y catódicas. El contenido de humedad, el pH, la concentración de oxígeno y otros factores interactúan de manera compleja, influyendo en la corrosión.

El alcance de este estudio, es para el control de corrosión en tanques de almacenamiento que se encuentran en contacto directo con el terreno tanto nuevos como existentes y lo relativo a la protección interior de los mismos, utilizando la técnica de protección catódica.

Los criterios para la aplicación de esta norma se mencionan a continuación:

- Cuando el producto contenido es corrosivo.
- Cuando el sistema esté aislado con respecto a otros.
- Compatibilidad con el sistema de recubrimientos.

La necesidad de protección catódica debe ser determinada para todas las instalaciones de almacenamiento tanto nuevas como existentes. Se analizan los parámetros que deben ser considerados, cuando se determine si un fondo de un tanque de almacenamiento que se encuentra en contacto con el suelo, requiere de protección catódica.

El control de la corrosión mediante protección catódica para tanques de almacenamiento nuevos, los cuales se encuentran en contacto con el suelo, debe ser tomado en cuenta desde el diseño original y debe ser mantenido durante la vida de servicio del sistema, a menos que investigaciones en este campo indiquen que la protección catódica no se requiere.

CAPÍTULO 3

3. INSPECCION DIMENSIONAL Y NO DESTRUCTIVA DEL TANQUE

3.1 Inspección de verticalidad.

La falta de verticalidad de la parte superior del cuerpo máxima relativa al fondo del cuerpo no debe exceder $1/100$ de la altura total del tanque, con un máximo de 5 pulgadas (127mm). El criterio del $1/100$, con un máximo de 5 pulgadas también se debe aplicar para las columnas del techo. Para los tanques con techos flotantes internos, se debe aplicar este criterio o API Std 650, Apéndice H, cuando sea más estricto.

La falta de verticalidad en un anillo del cuerpo no debe exceder los valores especificados para tolerancias de fábrica en ASTM A6 o A20, el que sea aplicable.

Para la evaluación de verticalidad es necesario marcar sobre el terreno los siguientes puntos: Puntos de referencia sobre el tanque y estaciones de observación.

Puntos de referencia sobre el Tanque.- Al momento de marcar una referencia en nuestro tanque, la circunferencia del mismo, visto de la parte superior será dividido en 24 partes.

Para obtener las 24 partes de nuestro tanque utilizamos una cinta para medición de circunferencias (cinta strapping). Que consiste en una cinta de acero dulce (ver figura 3.1) de conveniente longitud relativa a la circunferencia del tanque. Las cintas de trabajo son usualmente de 100, 200, 300, o 500 metros de longitud y no deben ser de más de $\frac{1}{4}$ de pulgada de ancho, la cinta puede ser graduada en pie, con un pie extra de longitud en el final del cero de la cinta y graduadas en décimas y

centésimas de un pie, o puede graduarse en pies, décimas y centésimas de un pie a lo largo de su longitud. Todas las cintas de trabajo deben ser calibradas con una cinta maestra.

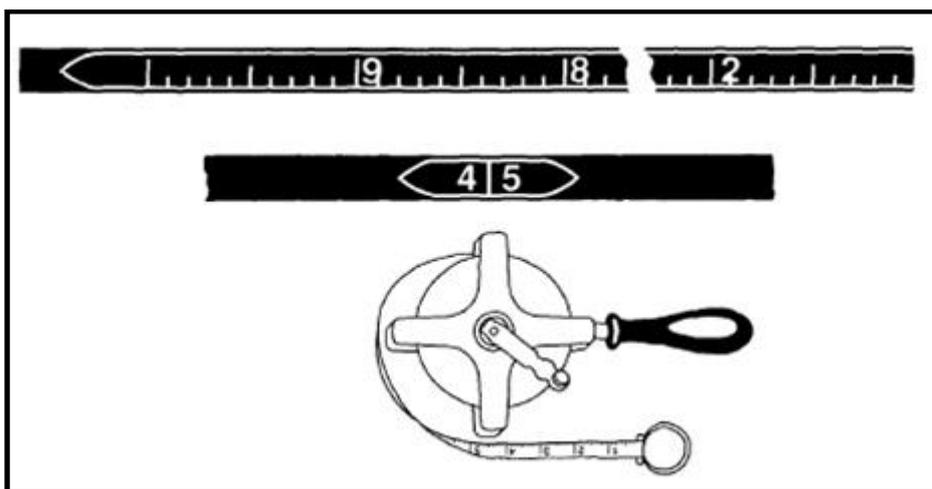


Figura 3.1 Cinta strapping

Fuente: API MPMS 2.2A.6.3

Adicionalmente para obtener una lectura precisa se requiere de otros accesorios como lo muestra la figura 3.2 tales como: Tensadores de cinta para un asentamiento exacto alrededor del tanque, Nivel de ser necesario, Espátula de mano para facilitar el manejo de cintas removimiento óxido, suciedad, incrustaciones, etc. del camino de la medida que se necesita, Guías de palo tipos articuladas que serán utilizadas en subidas y bajadas de la cinta en la circunferencia.

Dinamómetros para obtener la misma tensión con la cual fue tensión de la cinta fue calibrada.

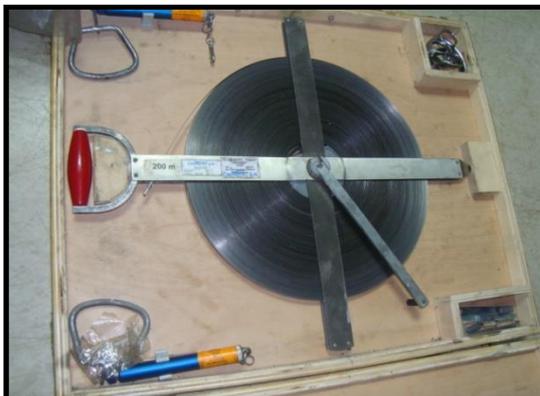


Figura 3.2 Cinta y accesorios para medir circunferencias

Fuente: El autor

El número mínimo de estaciones horizontales deben ser seleccionadas de acuerdo con la tabla 2. Estaciones adicionales, más allá del mínimo especificado en Tabla 2, puede ser seleccionado, pero un número par de estaciones debe siempre se elegido. Las estaciones deberán estar espaciadas como casi equidistantes alrededor de la circunferencia del tanque como sea posible. La Figura 3.4 muestra un ejemplo del espacio horizontal.

Estación Total.- Se denomina estación total a un aparato electro-óptico utilizado en topografía, cuyo funcionamiento se apoya en la tecnología electrónica. Consiste en la incorporación de un distanciómetro y un microprocesador a un teodolito electrónico. Figura 3.3.

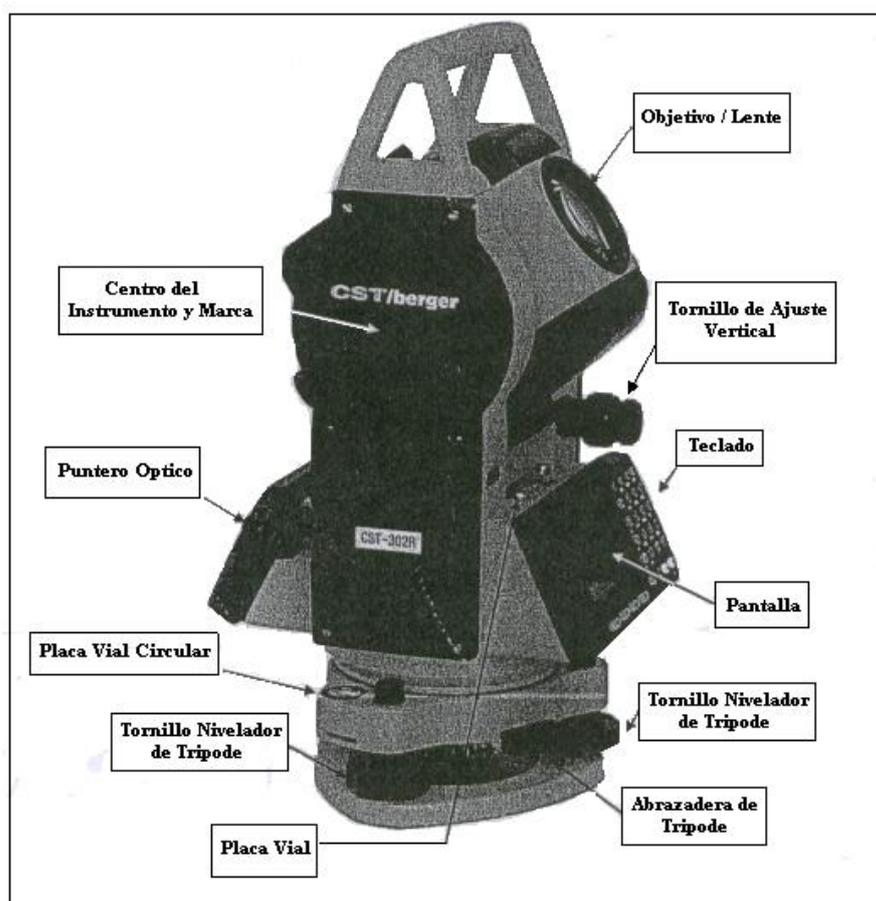


Figura 3.3 Estación Total

Fuente: Catalogo Estación Total

Algunas de las características que incorpora, y con las cuales no cuentan los teodolitos, son una pantalla alfanumérica de cristal líquido (LCD), leds de avisos, iluminación independiente de la luz solar, calculadora, distanciómetro, trackeador (seguidor de trayectoria) y en formato electrónico, lo cual permite utilizarla posteriormente en ordenadores personales. Vienen provistas de diversos programas sencillos que permiten, entre otras capacidades, el cálculo de coordenadas en campo, replanteo de puntos de manera sencilla y eficaz y cálculo de acimutes y distancias.

El instrumento realiza la medición de ángulos a partir de marcas realizadas en discos transparentes. Las lecturas de distancia se realizan mediante una onda electromagnética portadora (generalmente microondas o infrarrojos) con distintas frecuencias que rebota en un prisma ubicado en el punto a medir y regresa, tomando el instrumento el desfase entre las ondas. Algunas estaciones totales presentan la capacidad de medir "a sólido", lo que significa que no es necesario un prisma reflectante.

Este instrumento permite la obtención de coordenadas de puntos respecto a un sistema local o arbitrario, como también a sistemas definidos y materializados. Para la obtención de estas coordenadas el instrumento realiza una serie de lecturas y cálculos sobre ellas y demás datos suministrados por el operador. Las lecturas que se obtienen con este instrumento son las de ángulos verticales, horizontales y distancias. Otra particularidad de este instrumento es la posibilidad de incorporarle datos como coordenadas de puntos, códigos, correcciones de presión y temperatura, etc.

La precisión de las medidas es del orden de la diezmilésima de gonio en ángulos y de milímetros en distancias, pudiendo realizar medidas en puntos situados entre 2 y 5 kilómetros según el aparato y la cantidad de prismas usada.

Para obtener la medición de verticalidad se toman puntos de referencia alrededor del tanque, tomando como referencia la parte inicial de la escalera perimetral externa en sentido anti-horario y midiendo los otros ejes cada 15°. Estas mediciones se realizaron con el tanque fuera de servicio y vacío.

Existen dos valores de datos tomados que supera el valor máximo de inclinación sugerido por la ecuación $H/100$ que es de 89.5 mm donde H = Altura del tanque, que corresponde al valor de 8950 mm.; este criterio lo indica la norma API-653 numeral 10.5.2. A continuación se muestran las gráficas realizadas para ver la verticalidad de este tanque, no están hechas a una escala en particular. Los valores que aparecen graficados en el eje X de la gráfica indica el valor máximo permitido para este estudio

Para los diferentes valores de verticalidad nos situamos con la estación total a una distancia aproximada de 10 metros del tanque y realizamos la toma de datos por estación a niveles seleccionado de acuerdo al API 2.2B.7.2 que menciona a que altura se deben tomar los datos de campo de verticalidad.

La tabla 2 describe el número mínimo de estaciones que se deben considerar para el estudio de verticalidad

Tabla 2 **Número mínimo de estaciones**

Diámetro de Tanque vs. número mínimo de estaciones horizontales		
Diámetro de Tanque		Número mínimo de estaciones horizontales
Pies	Metros	
50	15	8
100	30	12
150	50	16
200	70	20
250	85	24
300	100	30
350	120	36

Tomado de la norma API 2.2B. 7.2

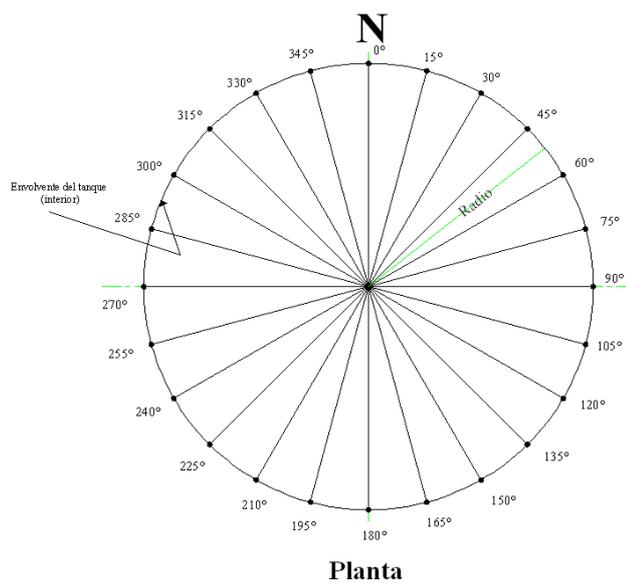


Figura 3.4 Localización de puntos de referencia

Fuente: El Autor

Para nuestro caso el diámetro externo del tanque a ser analizado es 35690 mm y de acuerdo a la tabla 2, el número mínimo de estaciones son 16 estaciones pero lo dividimos en 24 partes para mayor exactitud tal como lo muestra la figura 3.4

Para obtener los diferentes valores de verticalidad son situamos en cada estación fija ver figura 3.5 y con la ayuda de la estación total se toma la lectura a cada altura correspondiente comenzando a 0° y seguidamente ascendiendo a una altura de $\pm 20\%$ a las aturas de cada cordón de soldadura de acuerdo a la norma API 2.2B.7.2

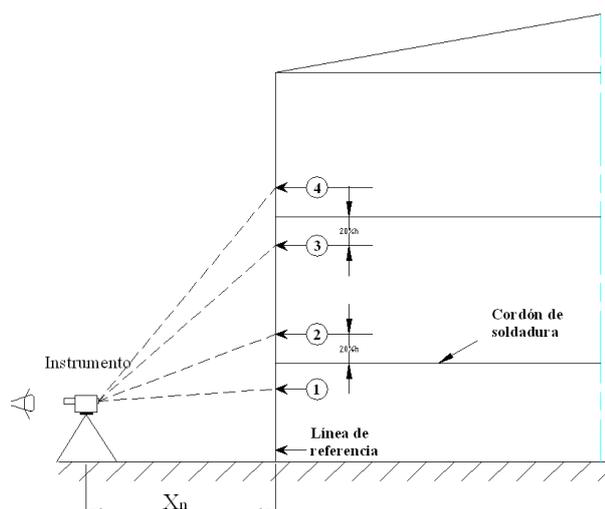


Figura 3.5 Posicionamiento de para inspección de verticalidad

Fuente: El Autor

La tabla 3 presenta el resumen de los datos de verticalidad tomados en campo a una altura H en las 24 estaciones horizontales en toda su circunferencia tomados con la estación total desde afuera del tanque

Tabla 3 Resultados de prueba de verticalidad

Prueba de Verticalidad					
Punto	Angulo	Altura del tanque (mm)	Tolerancia máxima (mm)	Desviación observada (mm)	Resultado
1	0°	8950	89,5	60	Satisfactorio
2	15°			36	Satisfactorio
3	30°			-40	Satisfactorio
4	45°			35	Satisfactorio
5	60°			55	Satisfactorio
6	75°			54	Satisfactorio
7	90°			-15	Satisfactorio
8	105°			-48	Satisfactorio
9	120°			105	No satisfactorio
10	135°			28	Satisfactorio
11	150°			4	Satisfactorio
12	165°			-36	Satisfactorio
13	180°			59	Satisfactorio
14	195°			104	No satisfactorio
15	210°			-18	Satisfactorio
16	225°			-13	Satisfactorio
17	240°			44	Satisfactorio
18	255°			18	Satisfactorio
19	270°			-24	Satisfactorio
20	285°			-24	Satisfactorio
21	300°			24	Satisfactorio
22	315°			4	Satisfactorio
23	330°			-57	Satisfactorio
24	345°			-3	Satisfactorio

Fuente: El Autor

El signo negativo de los valores de verticalidad observados en la tabla 3 significa que ese valor tiene dirección hacia el equipo o sea alejándose del tanque y el signo positivo en sentido contrario.

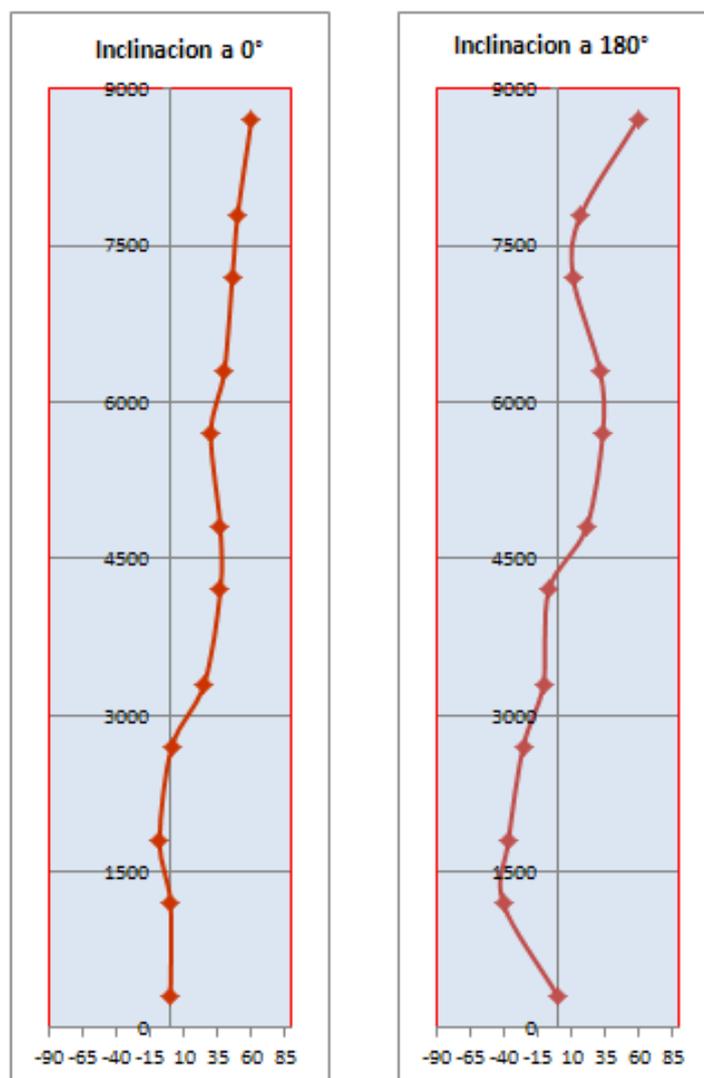


Figura 3.6 verticalidad a 0° y 180°

Fuente: El Autor

3.2 Inspección de redondez.

Como complemento a las actividades para nivelación de anillo perimetral y verticalidad del cuerpo del tanque, se procede a evaluar la circunferencia en cada uno de los niveles en los cuales se toman lecturas, con respecto a una circunferencia teórica nominal tomada en la base del primer anillo. Se entiende por redondez de diseño, a la forma circular perfecta que debe tener la envolvente del tanque (circunferencia) y por redondez real a la configuración real que presenta el perímetro de la envolvente.

Esta evaluación también busca localizar deformaciones que se puedan presentar en el cuerpo del tanque las cuales afectarían la distribución de esfuerzos en las láminas del cuerpo. Estas deformaciones pueden presentarse como protuberancias o hendiduras verticales.

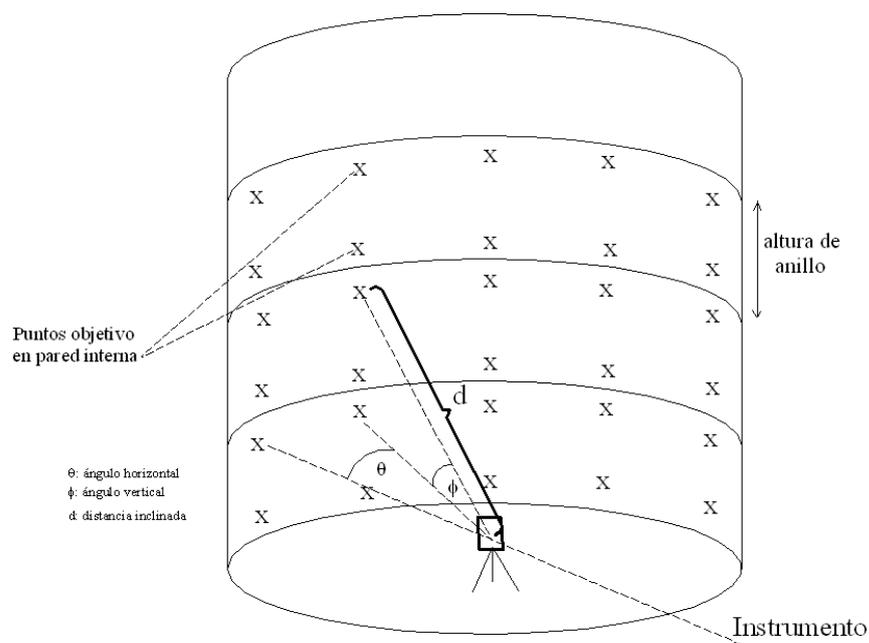


Figura 3.7 Posicionamiento de estación total para inspección por redondez

Tomado de la norma API 2.2D. 9.1

Para medir la redondez por la parte interior del tanque (fuera de servicio), se debe tomar como referencia los puntos definidos en el la figura 3.7, debiendo proceder como se indica en las siguientes actividades:

- a) Se debe localizar el centro del tanque tomando como referencia la placa central del fondo.

b) Se deben localizar las estaciones del perímetro interior del tanque, figura 2 de acuerdo a la norma API 2.2D.

c) Se deben proyectar verticalmente las estaciones de medición a una altura de 305 mm (un pie) a partir de la unión fondo envolvente y marcarlas sobre el primer anillo de la envolvente, ver figura 3.7

d) Se deben comparar cada uno de los radios medidos contra el radio interior de diseño y obtener la diferencia, considerándose como positiva si el radio medido es mayor y con signo negativo si el radio medido es menor que el radio interior de diseño. Los radios así como las diferencias encontradas con su signo correspondiente, se deben registrar en el formato prueba de redondez ver figura 3.8.

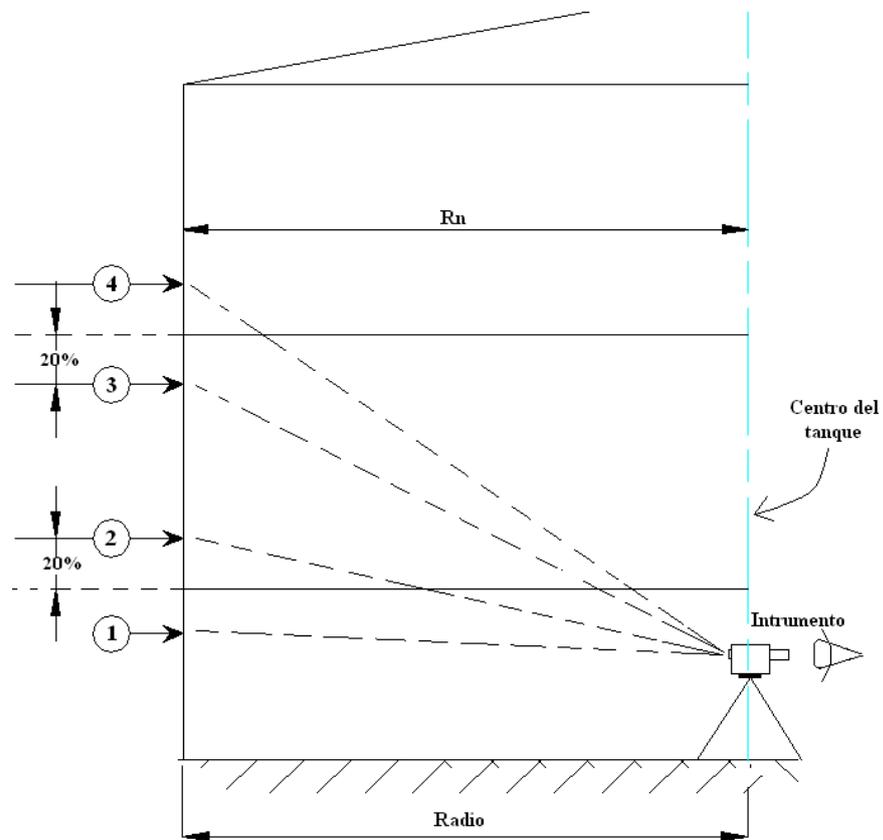


Figura 3.8 Puntos de medición para inspección por redondez

Fuente: El Autor

El radio medido a un pie sobre la unión cuerpo-fondo no debe exceder las tolerancias de la tabla 4 descrita en el API 653 sección 10.5.3

Tabla 4 Radios de tolerancia

Diámetro del tanque		Tolerancia del radio	
(ft.)	(mm.)	(pulg.)	(mm.)
≤ 40	≤ 12192	±1/2	± 12,7
40 a < 150	12192 a < 45720	± 3/4	± 19,05
150 a < 250	45720 a < 76200	± 1	± 25,4
≥ 250	≥ 76.200	± 1-1/4	± 31,75

Tomado de la norma API 653 10.5.3

Las tolerancias del radio medidas a más de 1 pie sobre la unión del fondo no deben exceder tres veces las tolerancias dadas en la tabla 4

De acuerdo con la información proporcionada por el propietario del tanque, este equipo carece de historial o información, y por tal motivo se escogió como referencia inicial. La información de la redondez medida a un pie (300 milímetros) del fondo del tanque. y con esa información se levantó toda la información de la redondez a lo largo de toda su altura.

Con ayuda de la estación total tomamos dentro del tanque todas las coordenadas que conforman el perímetro de la circunferencia medidas a un pie de altura medidos del el fondo las cuales se describen en la tabla 5, donde el primer punto se encuentra en el lado norte de la figura 3.4 y la secuencia de las estaciones es en sentido horario.

Tabla. 5 Coordenadas iniciales para el cálculo de redondez

Estaciones	coordenadas Iniciales	
	X	Y
1	0	17840
2	4621	17246
3	8920	15449
4	12618	12618
5	15460	8926
6	17245	4621
7	17846	0
8	17236	-4618
9	15457	-8924
10	12618	-12618
11	8919	-15445
12	4620	-17243
13	0	-17851
14	-4617	-17232
15	-8918	-15446
16	-12622	-12622
17	-15456	-8924
18	-17235	-4618
19	-17849	0
20	-17239	4619
21	-15457	8924
22	-12618	12618
23	-8924	15457
24	-4619	17239

De acuerdo con la misma referencia de convención de signo mencionada para el cálculo de verticalidad fuera del tanque nos referimos al cálculo de redondez de todo el tanque pero ahora por dentro del tanque.

Tabla. 6 Redondez a 1200 mm de altura

Redondez a 1200 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17840	0	57,15	Satisfactorio
2	15°	4631	17284	40		Satisfactorio
3	30°	8955	15510	70		No satisfactorio
4	45°	12632	12632	20		Satisfactorio
5	60°	15473	8934	15		Satisfactorio
6	75°	17260	4625	16		Satisfactorio
7	90°	17852	0	6		Satisfactorio
8	105°	17262	-4625	27		Satisfactorio
9	120°	15470	-8932	15		Satisfactorio
10	135°	12647	-12647	42		Satisfactorio
11	150°	8937	-15476	36		Satisfactorio
12	165°	4631	-17282	41		Satisfactorio
13	180°	0	-17892	41		Satisfactorio
14	195°	-4621	-17247	15		Satisfactorio
15	210°	-8926	-15460	16		Satisfactorio
16	225°	-12640	-12640	26		Satisfactorio
17	240°	-15481	-8938	29		Satisfactorio
18	255°	-17263	-4626	29		Satisfactorio
19	270°	-17873	0	24		Satisfactorio
20	285°	-17268	4627	30		Satisfactorio
21	300°	-15483	8939	30		Satisfactorio
22	315°	-12652	12652	48		Satisfactorio
23	330°	-8929	15465	10		Satisfactorio
24	345°	-4621	17248	9		Satisfactorio

Las tablas 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16 describen los valores de redondez obtenidos a diferentes alturas

Tabla. 7 Redondez a 1800 mm de altura

Redondez a 1800 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17848	8	57,15	Satisfactorio
2	15°	4627	17270	25		Satisfactorio
3	30°	8952	15505	65		No satisfactorio
4	45°	12619	12619	1		Satisfactorio
5	60°	15468	8931	9		Satisfactorio
6	75°	17234	4618	-11		Satisfactorio
7	90°	17840	0	-6		Satisfactorio
8	105°	17269	-4627	34		Satisfactorio
9	120°	15459	-8925	2		Satisfactorio
10	135°	12636	-12636	26		Satisfactorio
11	150°	8933	-15470	29		Satisfactorio
12	165°	4629	-17275	33		Satisfactorio
13	180°	0	-17888	37		Satisfactorio
14	195°	-4614	-17221	-12		Satisfactorio
15	210°	-8916	-15442	-5		Satisfactorio
16	225°	-12636	-12636	20		Satisfactorio
17	240°	-15468	-8931	14		Satisfactorio
18	255°	-17263	-4626	29		Satisfactorio
19	270°	-17856	0	7		Satisfactorio
20	285°	-17253	4623	15		Satisfactorio
21	300°	-15473	8934	19		Satisfactorio
22	315°	-12647	12647	40		Satisfactorio
23	330°	-8924	15456	-1		Satisfactorio
24	345°	-4631	17283	46		Satisfactorio

Tabla. 8 Redondez a 2700 mm de altura

Redondez a 2700 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17839	-1	57,15	Satisfactorio
2	15°	4625	17259	14		Satisfactorio
3	30°	8950	15501	60		No satisfactorio
4	45°	12619	12619	1		Satisfactorio
5	60°	15452	8921	-10		Satisfactorio
6	75°	17241	4620	-4		Satisfactorio
7	90°	17839	0	-7		Satisfactorio
8	105°	17296	-4634	62		No satisfactorio
9	120°	15447	-8919	-11		Satisfactorio
10	135°	12635	-12635	25		Satisfactorio
11	150°	8933	-15470	29		Satisfactorio
12	165°	4634	-17293	52		Satisfactorio
13	180°	0	-17877	26		Satisfactorio
14	195°	-4613	-17215	-18		Satisfactorio
15	210°	-8910	-15433	-16		Satisfactorio
16	225°	-12625	-12625	5		Satisfactorio
17	240°	-15459	-8925	3		Satisfactorio
18	255°	-17243	-4620	8		Satisfactorio
19	270°	-17852	0	3		Satisfactorio
20	285°	-17257	4624	19		Satisfactorio
21	300°	-15465	8929	9		Satisfactorio
22	315°	-12657	12657	54		Satisfactorio
23	330°	-8931	15468	13		Satisfactorio
24	345°	-4633	17291	54		Satisfactorio

Tabla. 9 Redondez a 3300 mm de altura

Redondez a 3300 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17815	-25	57,15	Satisfactorio
2	15°	4618	17236	-10		Satisfactorio
3	30°	8950	15501	60		No satisfactorio
4	45°	12625	12625	9		Satisfactorio
5	60°	15439	8914	-25		Satisfactorio
6	75°	17248	4621	3		Satisfactorio
7	90°	17812	0	-34		Satisfactorio
8	105°	17315	-4640	82		No satisfactorio
9	120°	15446	-8918	-13		Satisfactorio
10	135°	12626	-12626	12		Satisfactorio
11	150°	8935	-15474	33		Satisfactorio
12	165°	4633	-17290	49		Satisfactorio
13	180°	0	-17862	11		Satisfactorio
14	195°	-4617	-17231	-1		Satisfactorio
15	210°	-8917	-15445	-2		Satisfactorio
16	225°	-12623	-12623	1		Satisfactorio
17	240°	-15468	-8931	14		Satisfactorio
18	255°	-17227	-4616	-8		Satisfactorio
19	270°	-17858	0	9		Satisfactorio
20	285°	-17250	4622	11		Satisfactorio
21	300°	-15447	8919	-11		Satisfactorio
22	315°	-12664	12664	65		No satisfactorio
23	330°	-8932	15471	16		Satisfactorio
24	345°	-4626	17263	25		Satisfactorio

Tabla. 10 Redondez a 4200 mm de altura

Redondez a 4200 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17803	-37	57,15	Satisfactorio
2	15°	4616	17226	-20		Satisfactorio
3	30°	8943	15490	47		Satisfactorio
4	45°	12618	12618	0		Satisfactorio
5	60°	15455	8923	-6		Satisfactorio
6	75°	17249	4622	4		Satisfactorio
7	90°	17806	0	-40		Satisfactorio
8	105°	17312	-4639	79		No satisfactorio
9	120°	15441	-8915	-18		Satisfactorio
10	135°	12620	-12620	3		Satisfactorio
11	150°	8935	-15473	32		Satisfactorio
12	165°	4633	-17290	49		Satisfactorio
13	180°	0	-17858	7		Satisfactorio
14	195°	-4606	-17189	-45		Satisfactorio
15	210°	-8928	-15463	19		Satisfactorio
16	225°	-12611	-12611	-15		Satisfactorio
17	240°	-15473	-8934	20		Satisfactorio
18	255°	-17227	-4616	-8		Satisfactorio
19	270°	-17876	0	27		Satisfactorio
20	285°	-17250	4622	11		Satisfactorio
21	300°	-15435	8912	-25		Satisfactorio
22	315°	-12668	12668	70		No satisfactorio
23	330°	-8943	15490	38		Satisfactorio
24	345°	-4627	17270	32		Satisfactorio

Tabla. 11 Redondez a 4800 mm de altura

Redondez a 4800 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17803	-37	57,15	Satisfactorio
2	15°	4610	17203	-44		Satisfactorio
3	30°	8932	15471	25		Satisfactorio
4	45°	12605	12605	-19		Satisfactorio
5	60°	15455	8923	-6		Satisfactorio
6	75°	17234	4618	-11		Satisfactorio
7	90°	17783	0	-63		Satisfactorio
8	105°	17311	-4639	78		No satisfactorio
9	120°	15433	-8910	-28		Satisfactorio
10	135°	12625	-12625	11		Satisfactorio
11	150°	8927	-15460	17		Satisfactorio
12	165°	4637	-17306	65		Satisfactorio
13	180°	0	-17830	-21		Satisfactorio
14	195°	-4606	-17189	-45		Satisfactorio
15	210°	-8920	-15450	4		Satisfactorio
16	225°	-12611	-12611	-15		Satisfactorio
17	240°	-15472	-8933	18		Satisfactorio
18	255°	-17236	-4618	1		Satisfactorio
19	270°	-17882	0	33		Satisfactorio
20	285°	-17245	4621	6		Satisfactorio
21	300°	-15465	8929	9		Satisfactorio
22	315°	-12666	12666	68		No satisfactorio
23	330°	-8935	15476	22		Satisfactorio
24	345°	-4627	17269	31		Satisfactorio

Tabla. 12 Redondez a 5700 mm de altura

Redondez a 5700 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17810	-30	57,15	Satisfactorio
2	15°	4614	17219	-28		Satisfactorio
3	30°	8915	15440	-10		Satisfactorio
4	45°	12601	12601	-25		Satisfactorio
5	60°	15456	8924	-5		Satisfactorio
6	75°	17237	4619	-8		Satisfactorio
7	90°	17787	0	-59		Satisfactorio
8	105°	17333	-4644	100		No satisfactorio
9	120°	15420	-8903	-42		Satisfactorio
10	135°	12629	-12629	16		Satisfactorio
11	150°	8924	-15454	10		Satisfactorio
12	165°	4638	-17308	68		No satisfactorio
13	180°	0	-17818	-33		Satisfactorio
14	195°	-4605	-17186	-48		Satisfactorio
15	210°	-8926	-15459	15		Satisfactorio
16	225°	-12620	-12620	-2		Satisfactorio
17	240°	-15465	-8929	10		Satisfactorio
18	255°	-17227	-4616	-8		Satisfactorio
19	270°	-17899	0	50		Satisfactorio
20	285°	-17246	4621	7		Satisfactorio
21	300°	-15475	8935	21		Satisfactorio
22	315°	-12657	12657	54		Satisfactorio
23	330°	-8952	15504	55		Satisfactorio
24	345°	-4627	17270	32		Satisfactorio

Tabla. 13 Redondez a 6300 mm de altura

Redondez a 6300 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17800	-40	57,15	Satisfactorio
2	15°	4608	17198	-49		Satisfactorio
3	30°	8900	15414	-40		Satisfactorio
4	45°	12597	12597	-30		Satisfactorio
5	60°	15440	8915	-23		Satisfactorio
6	75°	17233	4618	-12		Satisfactorio
7	90°	17801	0	-45		Satisfactorio
8	105°	17323	-4642	90		No satisfactorio
9	120°	15403	-8893	-62		Satisfactorio
10	135°	12611	-12611	-9		Satisfactorio
11	150°	8922	-15450	6		Satisfactorio
12	165°	4635	-17299	58		No satisfactorio
13	180°	0	-17820	-31		Satisfactorio
14	195°	-4600	-17167	-67		Satisfactorio
15	210°	-8929	-15465	22		Satisfactorio
16	225°	-12618	-12618	-5		Satisfactorio
17	240°	-15443	-8916	-15		Satisfactorio
18	255°	-17246	-4621	11		Satisfactorio
19	270°	-17780	0	-69		Satisfactorio
20	285°	-17264	4626	26		Satisfactorio
21	300°	-15449	8920	-9		Satisfactorio
22	315°	-12644	12644	37		Satisfactorio
23	330°	-8943	15490	38		Satisfactorio
24	345°	-4623	17253	15		Satisfactorio

Tabla. 14 Redondez a 7200 mm de altura

Redondez a 7200 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17794	-46	57,15	Satisfactorio
2	15°	4619	17238	-8		Satisfactorio
3	30°	8922	15453	5		Satisfactorio
4	45°	12581	12581	-53		Satisfactorio
5	60°	15414	8900	-53		Satisfactorio
6	75°	17234	4618	-11		Satisfactorio
7	90°	17844	0	-2		Satisfactorio
8	105°	17316	-4640	83		No satisfactorio
9	120°	15403	-8893	-62		Satisfactorio
10	135°	12601	-12601	-24		Satisfactorio
11	150°	8934	-15472	31		Satisfactorio
12	165°	4626	-17266	24		No satisfactorio
13	180°	0	-17840	-11		Satisfactorio
14	195°	-4594	-17144	-91		Satisfactorio
15	210°	-8937	-15478	37		Satisfactorio
16	225°	-12617	-12617	-7		Satisfactorio
17	240°	-15430	-8909	-30		Satisfactorio
18	255°	-17240	-4619	5		Satisfactorio
19	270°	-17868	0	19		Satisfactorio
20	285°	-17265	4626	27		Satisfactorio
21	300°	-15439	8914	-20		Satisfactorio
22	315°	-12644	12644	37		Satisfactorio
23	330°	-8947	15496	45		Satisfactorio
24	345°	-4626	17265	27		Satisfactorio

Tabla. 15 Redondez a 7800 mm de altura

Redondez a 7800 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17790	-50	57,15	Satisfactorio
2	15°	4619	17240	-6		Satisfactorio
3	30°	8932	15471	25		Satisfactorio
4	45°	12582	12582	-52		Satisfactorio
5	60°	15404	8894	-65		No satisfactorio
6	75°	17216	4613	-30		Satisfactorio
7	90°	17844	0	-2		Satisfactorio
8	105°	17297	-4635	63		No satisfactorio
9	120°	15399	-8891	-67		No satisfactorio
10	135°	12610	-12610	-11		Satisfactorio
11	150°	8927	-15460	17		Satisfactorio
12	165°	4634	-17294	53		Satisfactorio
13	180°	0	-17834	-17		Satisfactorio
14	195°	-4595	-17150	-85		No satisfactorio
15	210°	-8931	-15468	25		Satisfactorio
16	225°	-12618	-12618	-6		Satisfactorio
17	240°	-15428	-8908	-32		Satisfactorio
18	255°	-17235	-4618	0		Satisfactorio
19	270°	-17863	0	14		Satisfactorio
20	285°	-17259	4625	21		Satisfactorio
21	300°	-15444	8917	-15		Satisfactorio
22	315°	-12633	12633	21		Satisfactorio
23	330°	-8947	15496	45		Satisfactorio
24	345°	-4622	17250	12		Satisfactorio

Tabla. 16 Redondez a 8700 mm de altura

Redondez a 8700 mm						
Estaciones	Angulo	coordenadas finales		redondez	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17780	-60	57,15	No satisfactorio
2	15°	4612	17211	-36		Satisfactorio
3	30°	8940	15484	40		Satisfactorio
4	45°	12594	12594	-35		Satisfactorio
5	60°	15413	8899	-55		Satisfactorio
6	75°	17193	4607	-54		Satisfactorio
7	90°	17861	0	15		Satisfactorio
8	105°	17282	-4631	48		Satisfactorio
9	120°	15366	-8872	-105		No satisfactorio
10	135°	12598	-12598	-28		Satisfactorio
11	150°	8917	-15442	-4		Satisfactorio
12	165°	4629	-17278	36		Satisfactorio
13	180°	0	-17792	-59		No satisfactorio
14	195°	-4590	-17132	-104		No satisfactorio
15	210°	-8927	-15462	18		Satisfactorio
16	225°	-12631	-12631	13		Satisfactorio
17	240°	-15418	-8902	-44		Satisfactorio
18	255°	-17218	-4613	-18		Satisfactorio
19	270°	-17873	0	24		Satisfactorio
20	285°	-17262	4625	24		Satisfactorio
21	300°	-15436	8912	-24		Satisfactorio
22	315°	-12615	12615	-4		Satisfactorio
23	330°	-8953	15506	57		Satisfactorio
24	345°	-4620	17242	3		Satisfactorio

3.3 Inspección de asentamiento

Para determinar los efectos del asentamiento del suelo en los tanques de almacenamiento, es común la práctica de monitorear el asentamiento del fondo del tanque. En la mayoría de los casos, tal como el programa de monitoreo se inicia durante las operaciones, las medidas de asentamiento se deben tomar a una frecuencia planeada, basada en las predicciones del asentamiento del suelo. Para los tanques existentes que no tengan información de asentamiento inicial, un programa de monitoreo de asentamiento se debe basar en la historia previa al servicio.

Si en cualquier momento se estima un asentamiento excesivo, los tanques se deben vaciar y re-nivelar, el relevo de un tanque grande es costoso y difícil de lograr. Sin embargo, la decisión de relevar un tanque es crucial, y depende en la interpretación propia y evaluación de la información del monitoreo de asentamiento.

La norma API 653 indica que existen tres tipos de asentamiento de cuerpo que puede tener un tanque; los cuales se detallan:

- **Asentamiento Uniforme.-** Este componente a menudo se puede predecir por adelantado, con exactitud suficiente de los ensayos de suelos. Puede variar en magnitud, dependiendo de las características del suelo. El asentamiento de un tanque no induce esfuerzos en la estructura del tanque. Sin embargo, los tubos, boquillas del tanque, y las fijaciones deben dar una consideración adecuada para prevenir problemas causados por tal asentamiento. Ver figura 3.9.

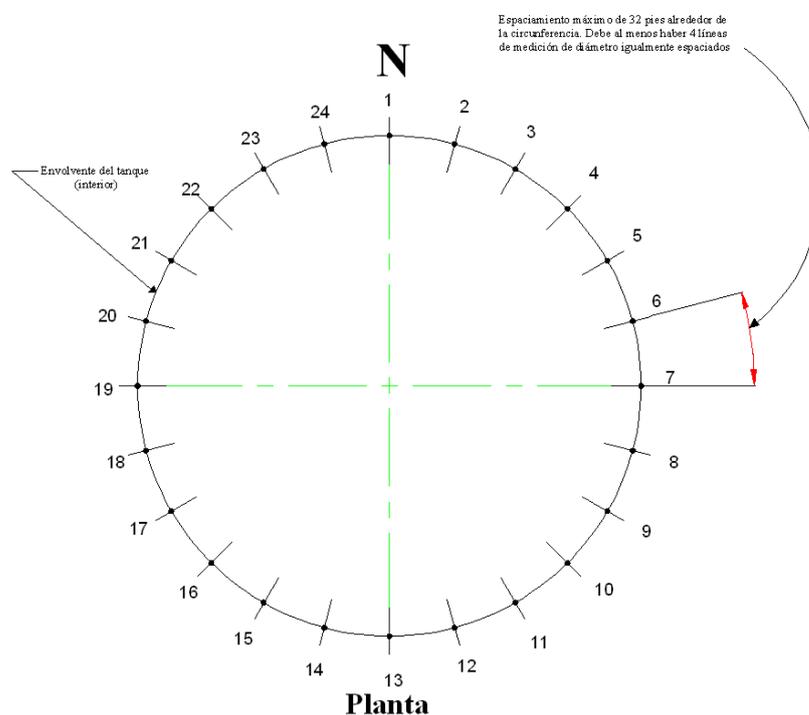


Figura 3.9 Medición del asentamiento del cuerpo (externo)

Tomado de la norma API 653 Apéndice B-1

- Inclinación del cuerpo rígido de un tanque.-** Esta componente rota el tanque en un plano inclinado. La inclinación causará un incremento en el nivel del líquido y, por lo tanto, un incremento en el esfuerzo de la circunferencia en el cuerpo del tanque. También, una inclinación excesiva puede causar trabadura de los sellos periféricos en el techo flotante e inhibir el movimiento del techo. Este tipo de asentamiento puede afectar las boquillas del tanque que tengan tuberías agregadas. La figura 3.10 muestra la localización del asentamiento del cuerpo del tanque, después de una inclinación del cuerpo rígido, se puede representar por una onda cosenoidal o senoidal con respecto a su posición original en un plano.

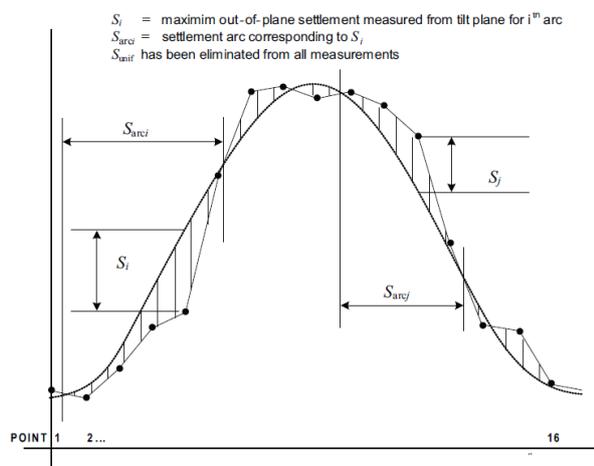


Figura 3.10 Representación gráfica del asentamiento del tanque

Tomado de la norma API 653 Apéndice B-3

- **Asentamiento fuera del plano (asentamiento diferencial).-**

Debido a que un tanque es una estructura flexible, las probabilidades son mayores que el cuerpo del tanque se asiente en configuración no plana, induciendo esfuerzos adicionales en el cuerpo del tanque. Los asentamientos fuera del plano en el borde del fondo generan una falla de circularidad en la parte superior del tanque, y en el caso de un techo flotante, la extensión de ovalidad inducida puede impedir el funcionamiento apropiado del techo flotante de manera que se requiera renivelación. También tales asentamientos pueden causar puntos planos que se desarrollan en el cuerpo del tanque. Este tipo de asentamiento pueden afectar las boquillas del tanque que tangan tuberías fijadas a ellos.

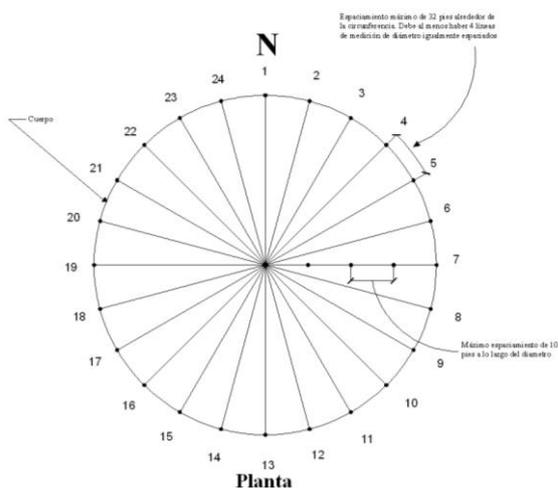


Figura 3.11 Medición de asentamiento del fondo del tanque

Tomado de la norma API 653 Apéndice B-2

Asentamiento del borde.- El asentamiento del borde del tanque ocurre cuando el cuerpo se asienta gravemente alrededor de la periferia, resultando en la deformación de la lámina del fondo cerca de la unión cuerpo-fondo. La figura 3.12 ilustra este asentamiento.

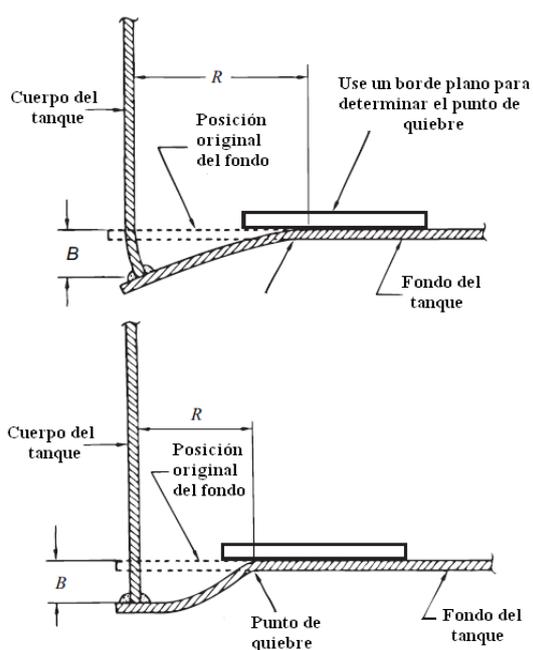


Figura 3.12 Asentamiento del borde

Tomado de la norma API 653 Apéndice B-5

Asentamiento del cuerpo.- De acuerdo a las dimensiones tomadas se tiene un asentamiento como el que se muestra en la tabla 17. El asentamiento no supera 30.8 mm. Con base a la ecuación B.3.2 de la

norma API653 donde se estima la máxima deflexión permisible fuera de plano.

$$|s| \leq \frac{(L^2 * Y * 11)}{2(E * H)} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$|s| \leq \frac{(13,13^2 * 30000 * 11)}{2(1,15 \times 10^7 * 29,36)}$$

$$|s| \leq 25,7 \text{ mm}$$

Donde

S = Deflexión, en pies (fuera de la distorsión del plano).

L = Longitud del arco entre los puntos de medición, en pies

Y = Esfuerzo de fluencia, en lbf/pulg²

E = Modulo de Young, en lbf/pulg²

H = Altura del tanque, en pies.

Para obtener los diferentes datos de asentamiento se realizaron mediciones sobre el perímetro externo del tanque (apegado a la pared), ubicando puntos cada 15°, para un total de 24 puntos del perímetro del tanque. El punto inicial es el eje 1 (0°) y las mediciones se realizaron en

sentido horario de acuerdo a la gráfica 3.9. El apéndice B de la norma API653 estipula para un tanque de este diámetro una separación entre puntos máxima de 32 pies, para este tanque cada punto o estación fue tomada cada 7,7 pies. La tabla 17 presenta los obtenidos en la prueba de asentamiento en el borde externo

Tabla. 17 Resultados de asentamiento de borde externo

Grado de Referencia (°)	Prueba de Asentamiento (mm)	Tolerancia Norma API (mm)	Resultado
0	0	25,7	Satisfactorio
15	0		Satisfactorio
30	3		Satisfactorio
45	5		Satisfactorio
60	9		Satisfactorio
75	10		Satisfactorio
90	11		Satisfactorio
105	15		Satisfactorio
120	15		Satisfactorio
135	15		Satisfactorio
150	19		Satisfactorio
165	19		Satisfactorio
180	23		Satisfactorio
195	23		Satisfactorio
210	22		Satisfactorio
225	17		Satisfactorio
240	15		Satisfactorio
255	12		Satisfactorio
270	10		Satisfactorio
285	10		Satisfactorio
300	7	Satisfactorio	
315	5	Satisfactorio	
330	2	Satisfactorio	
345	0	Satisfactorio	

La figura 3.13 representa los diferentes valores de asentamiento tomados de la tabla 17.

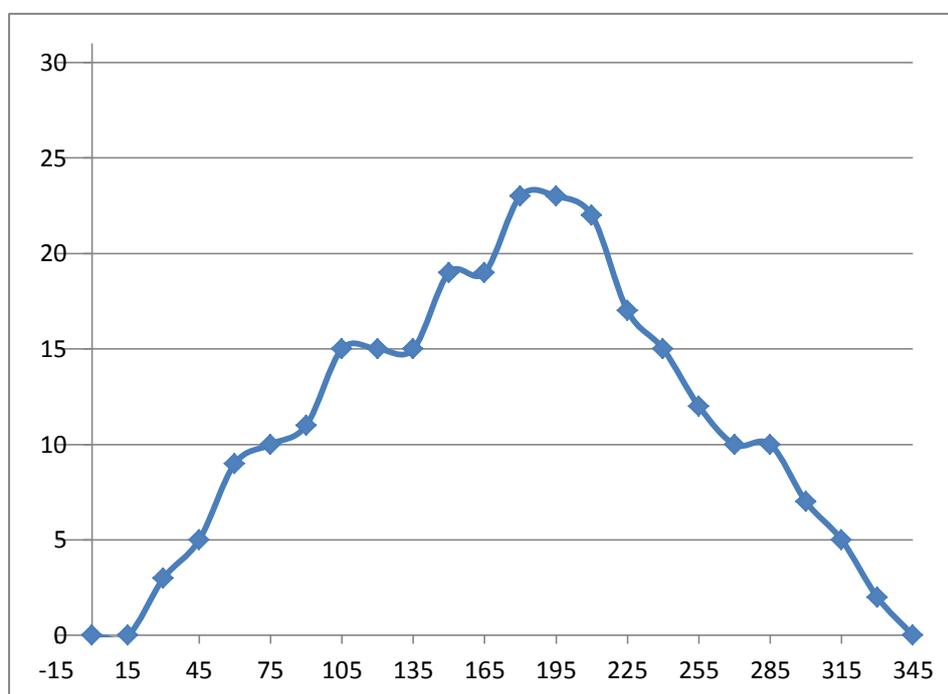


Figura.3.13 Grafica de asentamiento de borde externo de tanque

Fuente: El Autor

Las tablas 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 y 27 representan los diferentes valores de asentamiento del fondo del tanque

Tabla. 18 Asentamiento a 17840 mm del centro del tanque

Asentamiento a 17840 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	17840	0	25,7	Satisfactorio
2	15°	4617	17232	6		Satisfactorio
3	30°	8920	15450	-1		Satisfactorio
4	45°	12615	12615	-1		Satisfactorio
5	60°	15450	8920	21		Satisfactorio
6	75°	17232	4617	1		Satisfactorio
7	90°	17840	0	14		Satisfactorio
8	105°	17232	-4617	17		Satisfactorio
9	120°	15450	-8920	9		Satisfactorio
10	135°	12615	-12615	2		Satisfactorio
11	150°	8920	-15450	0		Satisfactorio
12	165°	4617	-17232	1		Satisfactorio
13	180°	0	-17840	-5		Satisfactorio
14	195°	-4617	-17232	9		Satisfactorio
15	210°	-8920	-15450	7		Satisfactorio
16	225°	-12615	-12615	9		Satisfactorio
17	240°	-15450	-8920	-2		Satisfactorio
18	255°	-17232	-4617	4		Satisfactorio
19	270°	-17840	0	-1		Satisfactorio
20	285°	-17232	4617	-2		Satisfactorio
21	300°	-15450	8920	19		Satisfactorio
22	315°	-12615	12615	-9		Satisfactorio
23	330°	-8920	15450	9		Satisfactorio
24	345°	-4617	17232	54		No satisfactorio

Tabla.19 Asentamiento a 16055 mm del centro del tanque

Asentamiento a 16055 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	16055	-4	25,7	Satisfactorio
2	15°	4155	15508	-24		Satisfactorio
3	30°	8028	13904	4		Satisfactorio
4	45°	11353	11353	6		Satisfactorio
5	60°	13904	8028	29		No satisfactorio
6	75°	15508	4155	37		No satisfactorio
7	90°	16055	0	46		No satisfactorio
8	105°	15508	-4155	13		Satisfactorio
9	120°	13904	-8028	13		Satisfactorio
10	135°	11353	-11353	-4		Satisfactorio
11	150°	8028	-13904	8		Satisfactorio
12	165°	4155	-15508	14		Satisfactorio
13	180°	0	-16055	6		Satisfactorio
14	195°	-4155	-15508	21		Satisfactorio
15	210°	-8028	-13904	-4		Satisfactorio
16	225°	-11353	-11353	-25		Satisfactorio
17	240°	-13904	-8028	-21		Satisfactorio
18	255°	-15508	-4155	-9		Satisfactorio
19	270°	-16055	0	2		Satisfactorio
20	285°	-15508	4155	21		Satisfactorio
21	300°	-13904	8028	60		No satisfactorio
22	315°	-11353	11353	19		Satisfactorio
23	330°	-8028	13904	27		No satisfactorio
24	345°	-4155	15508	29		No satisfactorio

Tabla.20 Asentamiento a 14270 mm del centro del tanque

Asentamiento a 14270 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	14270	-1	25,7	Satisfactorio
2	15°	3693	13784	-3		Satisfactorio
3	30°	7135	12358	6		Satisfactorio
4	45°	10090	10090	-24		Satisfactorio
5	60°	12358	7135	-3		Satisfactorio
6	75°	13784	3693	31		No satisfactorio
7	90°	14270	0	60		No satisfactorio
8	105°	13784	-3693	57		No satisfactorio
9	120°	12358	-7135	29		No satisfactorio
10	135°	10090	-10090	135		No satisfactorio
11	150°	7135	-12358	25		Satisfactorio
12	165°	3693	-13784	27		No satisfactorio
13	180°	0	-14270	37		No satisfactorio
14	195°	-3693	-13784	4		Satisfactorio
15	210°	-7135	-12358	-4		Satisfactorio
16	225°	-10090	-10090	-11		Satisfactorio
17	240°	-12358	-7135	-19		Satisfactorio
18	255°	-13784	-3693	-7		Satisfactorio
19	270°	-14270	0	2		Satisfactorio
20	285°	-13784	3693	-5		Satisfactorio
21	300°	-12358	7135	67		No satisfactorio
22	315°	-10090	10090	9		Satisfactorio
23	330°	-7135	12358	80		No satisfactorio
24	345°	-3693	13784	49		No satisfactorio

Tabla. 21 Asentamiento a 12485 mm del centro del tanque

Asentamiento a 12485 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	12485	-10	25,7	Satisfactorio
2	15°	3231	12060	3		Satisfactorio
3	30°	6243	10812	-3		Satisfactorio
4	45°	8828	8828	-8		Satisfactorio
5	60°	10812	6243	30		No satisfactorio
6	75°	12060	3231	15		Satisfactorio
7	90°	12485	0	50		No satisfactorio
8	105°	12060	-3231	79		No satisfactorio
9	120°	10812	-6243	29		No satisfactorio
10	135°	8828	-8828	13		Satisfactorio
11	150°	6243	-10812	35		No satisfactorio
12	165°	3231	-12060	37		No satisfactorio
13	180°	0	-12485	37		No satisfactorio
14	195°	-3231	-12060	13		Satisfactorio
15	210°	-6243	-10812	25		Satisfactorio
16	225°	-8828	-8828	21		Satisfactorio
17	240°	-10812	-6243	-1		Satisfactorio
18	255°	-12060	-3231	3		Satisfactorio
19	270°	-12485	0	24		Satisfactorio
20	285°	-12060	3231	46		No satisfactorio
21	300°	-10812	6243	63		No satisfactorio
22	315°	-8828	8828	14		Satisfactorio
23	330°	-6243	10812	97		No satisfactorio
24	345°	-3231	12060	80		No satisfactorio

Tabla.22 Asentamiento a 10700 mm del centro del tanque

Asentamiento a 10700 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	10700	49	25,7	No satisfactorio
2	15°	2769	10335	55		No satisfactorio
3	30°	5350	9266	50		No satisfactorio
4	45°	7566	7566	50		No satisfactorio
5	60°	9266	5350	37		No satisfactorio
6	75°	10335	2769	61		No satisfactorio
7	90°	10700	0	72		No satisfactorio
8	105°	10335	-2769	65		No satisfactorio
9	120°	9266	-5350	47		No satisfactorio
10	135°	7566	-7566	37		No satisfactorio
11	150°	5350	-9266	38		No satisfactorio
12	165°	2769	-10335	76		No satisfactorio
13	180°	0	-10700	41		No satisfactorio
14	195°	-2769	-10335	27		No satisfactorio
15	210°	-5350	-9266	13		Satisfactorio
16	225°	-7566	-7566	15		Satisfactorio
17	240°	-9266	-5350	19		Satisfactorio
18	255°	-10335	-2769	29		No satisfactorio
19	270°	-10700	0	41		No satisfactorio
20	285°	-10335	2769	61		No satisfactorio
21	300°	-9266	5350	132		No satisfactorio
22	315°	-7566	7566	93		No satisfactorio
23	330°	-5350	9266	90		No satisfactorio
24	345°	-2769	10335	106		No satisfactorio

Tabla. 23 Asentamiento a 8915 mm del centro del tanque

Asentamiento a 8915 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	8915	49	25,7	No satisfactorio
2	15°	2307	8611	-13		Satisfactorio
3	30°	4458	7721	55		No satisfactorio
4	45°	6304	6304	60		No satisfactorio
5	60°	7721	4458	70		No satisfactorio
6	75°	8611	2307	69		No satisfactorio
7	90°	8915	0	52		No satisfactorio
8	105°	8611	-2307	65		No satisfactorio
9	120°	7721	-4458	67		No satisfactorio
10	135°	6304	-6304	43		No satisfactorio
11	150°	4458	-7721	57		No satisfactorio
12	165°	2307	-8611	41		No satisfactorio
13	180°	0	-8915	67		No satisfactorio
14	195°	-2307	-8611	76		No satisfactorio
15	210°	-4458	-7721	49		No satisfactorio
16	225°	-6304	-6304	90		No satisfactorio
17	240°	-7721	-4458	48		No satisfactorio
18	255°	-8611	-2307	-20		Satisfactorio
19	270°	-8915	0	64		No satisfactorio
20	285°	-8611	2307	70		No satisfactorio
21	300°	-7721	4458	105		No satisfactorio
22	315°	-6304	6304	100		No satisfactorio
23	330°	-4458	7721	87		No satisfactorio
24	345°	-2307	8611	101		No satisfactorio

Tabla. 24 Asentamiento a 7135 mm del centro del tanque

Asentamiento a 7135 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	7135	41	25,7	No satisfactorio
2	15°	1847	6892	50		No satisfactorio
3	30°	3568	6179	59		No satisfactorio
4	45°	5045	5045	80		No satisfactorio
5	60°	6179	3568	-34		No satisfactorio
6	75°	6892	1847	61		No satisfactorio
7	90°	7135	0	51		No satisfactorio
8	105°	6892	-1847	61		No satisfactorio
9	120°	6179	-3568	50		No satisfactorio
10	135°	5045	-5045	41		No satisfactorio
11	150°	3568	-6179	69		No satisfactorio
12	165°	1847	-6892	80		No satisfactorio
13	180°	0	-7135	79		No satisfactorio
14	195°	-1847	-6892	73		No satisfactorio
15	210°	-3568	-6179	89		No satisfactorio
16	225°	-5045	-5045	89		No satisfactorio
17	240°	-6179	-3568	87		No satisfactorio
18	255°	-6892	-1847	76		No satisfactorio
19	270°	-7135	0	101		No satisfactorio
20	285°	-6892	1847	106		No satisfactorio
21	300°	-6179	3568	139		No satisfactorio
22	315°	-5045	5045	80		No satisfactorio
23	330°	-3568	6179	129		No satisfactorio
24	345°	-1847	6892	116		No satisfactorio

Tabla.25 Asentamiento a 5350 mm del centro del tanque

Asentamiento a 5350 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	5350	79	25,7	No satisfactorio
2	15°	1385	5168	72		No satisfactorio
3	30°	2675	4633	78		No satisfactorio
4	45°	3783	3783	82		No satisfactorio
5	60°	4633	2675	67		No satisfactorio
6	75°	5168	1385	42		No satisfactorio
7	90°	5350	0	55		No satisfactorio
8	105°	5168	-1385	57		No satisfactorio
9	120°	4633	-2675	53		No satisfactorio
10	135°	3783	-3783	68		No satisfactorio
11	150°	2675	-4633	73		No satisfactorio
12	165°	1385	-5168	82		No satisfactorio
13	180°	0	-5350	79		No satisfactorio
14	195°	-1385	-5168	89		No satisfactorio
15	210°	-2675	-4633	84		No satisfactorio
16	225°	-3783	-3783	73		No satisfactorio
17	240°	-4633	-2675	87		No satisfactorio
18	255°	-5168	-1385	72		No satisfactorio
19	270°	-5350	0	79		No satisfactorio
20	285°	-5168	1385	98		No satisfactorio
21	300°	-4633	2675	126		No satisfactorio
22	315°	-3783	3783	73		No satisfactorio
23	330°	-2675	4633	128		No satisfactorio
24	345°	-1385	5168	121		No satisfactorio

Tabla. 26 Asentamiento a 3565 mm del centro del tanque

Asentamiento a 3565 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	3565	96	25,7	No satisfactorio
2	15°	923	3444	100		No satisfactorio
3	30°	1783	3087	87		No satisfactorio
4	45°	2521	2521	89		No satisfactorio
5	60°	3087	1783	88		No satisfactorio
6	75°	3444	923	66		No satisfactorio
7	90°	3565	0	64		No satisfactorio
8	105°	3444	-923	80		No satisfactorio
9	120°	3087	-1783	79		No satisfactorio
10	135°	2521	-2521	87		No satisfactorio
11	150°	1783	-3087	88		No satisfactorio
12	165°	923	-3444	89		No satisfactorio
13	180°	0	-3565	80		No satisfactorio
14	195°	-923	-3444	80		No satisfactorio
15	210°	-1783	-3087	99		No satisfactorio
16	225°	-2521	-2521	94		No satisfactorio
17	240°	-3087	-1783	139		No satisfactorio
18	255°	-3444	-923	89		No satisfactorio
19	270°	-3565	0	99		No satisfactorio
20	285°	-3444	923	95		No satisfactorio
21	300°	-3087	1783	119		No satisfactorio
22	315°	-2521	2521	94		No satisfactorio
23	330°	-1783	3087	129		No satisfactorio
24	345°	-923	3444	129		No satisfactorio

Tabla. 27 Asentamiento a 1780 mm del centro del tanque

Asentamiento a 3565 mm del centro del tanque						
Estación	Angulo	coordenadas finales		Asentamiento	Desviación máxima	Resultado
		x	y			
1	0°	0	1780	99	25,7	No satisfactorio
2	15°	461	1719	99		No satisfactorio
3	30°	890	1542	99		No satisfactorio
4	45°	1259	1259	99		No satisfactorio
5	60°	1542	890	99		No satisfactorio
6	75°	1719	461	99		No satisfactorio
7	90°	1780	0	99		No satisfactorio
8	105°	1719	-461	99		No satisfactorio
9	120°	1542	-890	99		No satisfactorio
10	135°	1259	-1259	99		No satisfactorio
11	150°	890	-1542	99		No satisfactorio
12	165°	461	-1719	99		No satisfactorio
13	180°	0	-1780	99		No satisfactorio
14	195°	-461	-1719	99		No satisfactorio
15	210°	-890	-1542	99		No satisfactorio
16	225°	-1259	-1259	99		No satisfactorio
17	240°	-1542	-890	99		No satisfactorio
18	255°	-1719	-461	99		No satisfactorio
19	270°	-1780	0	99		No satisfactorio
20	285°	-1719	461	99		No satisfactorio
21	300°	-1542	890	99		No satisfactorio
22	315°	-1259	1259	99		No satisfactorio
23	330°	-890	1542	99		No satisfactorio
24	345°	-461	1719	99		No satisfactorio

3.4 Inspección de espesores del cuerpo del tanque

La corrosión en las paredes del tanque ocurre de varias maneras y en diferentes grados de severidad y puede provocar una pérdida uniforme del metal sobre una gran superficie o en áreas localizadas.

La inspección de la pared del tanque debe incluir un análisis enfocado en las condiciones para las que fue diseñada y basado en el espesor de la placa de pared y el material

Las normas utilizadas para la construcción, mantenimiento e inspección de tanques de almacenamiento, recomiendan el uso del ultrasonido para monitorear y controlar la corrosión que pudiera presentarse en los tanques de acuerdo a ASTM E797. La ventaja de usar el ultrasonido es que el tanque puede estar en servicio mientras se realiza las mediciones.

El espesor de la pared por condición de diseño, se calcula con base al nivel del líquido, tomando la densidad relativa del fluido establecido por

el usuario. El espesor por condiciones de prueba hidrostática se obtiene considerando el mismo nivel de diseño, pero ahora utilizando la densidad relativa del agua.

La tabla 28 representa los valores de los esfuerzos permisibles dependiendo los materiales con los cuales se construyó el tanque

Tabla. 28 Máximos esfuerzos permisibles

**Tabla 4.1 Máximos esfuerzos permitidos del cuerpo
(No es para uso de reconstrucción de tanques, ver nota 6)**

Material Specification and Grade	Minimum Specified Yield Stress, F (lb/in. ²)	Minimum Specified Tensile Strength, F (lb/in. ²)	Allowable Product Stress, S (lb/in. ²) (7)		Allowable Hydrostatic Test Stress, S_T (lb/in. ²) (7)	
			Lower Two Courses	Upper Courses	Lower Two Courses	Upper Courses
ASTM Specifications						
A 283-C	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A285-C	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A36	36,000	58,000	24,900	27,400	27,400	30,100
A131-A, B, CS	34,000	58,000	24,900	27,400	27,400	30,100
A131-EH 36	51,000	71,000	30,500	33,500	33,500	36,800
A573-58	32,000	58,000	24,900	27,400	27,400	28,800
A573-65	35,000	65,000	27,900	30,700	30,700	31,500
A573-70	42,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A516-55	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A516-60	32,000	60,000	25,600	28,200	28,200	28,800
A516-65	35,000	65,000	27,900	30,700	30,700	31,500
A516-70	38,000	70,000	30,000	33,000	33,000	34,200
A662-B	40,000	65,000	27,900	30,700	30,700	33,700
A662-C	43,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A537- Class 1	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A537- Class 2	60,000	80,000	34,300	37,800	37,800	41,500
A633-C, D	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A678-A	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A678-B	60,000	80,000	34,300	37,800	37,800	41,500
A737-B	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A841	50,000	70,000	30,000	33,000	33,000	36,300
A10 (1)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A7 (1)	33,000	60,000	25,700	28,300	28,300	29,700
A442-55 (1)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
A442-60 (1)	32,000	60,000	25,600	28,200	28,200	28,800
CSA Specifications						
G40.21M, 260W	37,700	59,500	25,500	28,100	28,100	30,900
G40.21M, 300W	43,500	65,300	28,000	30,800	30,800	33,900
G40.21M, 350W	50,800	65,300	28,000	30,800	30,800	33,900
G40.21M, 350WT	50,800	69,600	29,900	32,900	32,900	36,100
Unknown (2)	30,000	55,000	23,600	26,000	26,000	27,000
Riveted Tanks:						
A7, A9 or A10 (1,3)	NA	NA	21,000	21,000	21,000	21,000
Known (4)	Y	T	Note 4	Note 4	Note 4	Note 4
Unknown (5)	NA	NA	21,000	21,000	21,000	21,000

Tomado de la norma API 653 - Sección 4.3.3

Cuando sea posible, el tanque podrá ser llenado con agua para la prueba hidrostática, pero si esto no es posible y el cálculo del espesor por condiciones de prueba hidrostática es mayor que el calculado por condiciones de diseño, deberá usarse el obtenido por condiciones de prueba hidrostática.

En general, el espesor mínimo aceptable t_{\min} para todos los anillos del cuerpo se determina usando la ecuación (Ec. 2) con un H determinado desde el fondo de cada anillo del cuerpo y los resultados usados como una base para juzgar la disponibilidad para continuar el tanque en servicio.

El espesor mínimo aceptable de una lámina de cuerpo debe ser determinado por la ecuación (Ec. 2) Este método está limitado para tanques con diámetro igual o menor a 200 pies.

1^{er} Anillo

Para determinar el espesor mínimo para todos los anillos del cuerpo t_{\min} , es calculado por la ec. 2

$$t_{min} = \frac{2.6(H-1)DG}{SE} \quad (\text{Ec. 2})$$

D= Diámetro nominal del tanque.

H= Altura desde el fondo del anillo en consideración hasta el nivel de líquido máximo, cuando se evalúa un anillo entero, en pies.

G= Gravedad específica

S= Máximo esfuerzo permisible en libras por pulgada cuadrada (PSI); use el menor de 0.80Y o 0.429T para el primero y el segundo anillo; use el menor entre 0.88Y o 0.472T para los otros anillos. Los esfuerzos permisibles del cuerpo son mostrados en la tabla 28 para materiales listados en la actual y pasada edición de API 12C y API 650.

$$t_{min} = \frac{2,6(29,52-1)(117)(0,897)}{23597(1)}$$

$$t_{min} = 0,33 \text{ in} \Rightarrow 8,4 \text{ mm}$$

Espesor del primer anillo = 9 mm.

2^{do} Anillo

$$t_{min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE}$$

$$t_{min} = \frac{2,6(24,6-1)(117)(0,897)}{23597(1)}$$

$$t_{min} = 0,27 \text{ in} \Rightarrow 6,3 \text{ mm}$$

Espesor del segundo anillo = 7mm

3^{er} Anillo

$$t_{min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE}$$

$$t_{min} = \frac{2,6(19,7-1)(117)(0,897)}{25960(1)}$$

$$t_{min} = 0,20 \text{ in} \Rightarrow 5,1 \text{ mm}$$

Espesor del tercer anillo = 6 mm

4^{er} Anillo

$$t_{min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE}$$

$$t_{min} = \frac{2,6(14,76-1)(117)(0,897)}{25960(1)}$$

$$t_{min} = 0,14 \text{ in} \Rightarrow 3,6 \text{ mm}$$

Espesor del cuarto anillo = 4 mm

5^{er} Anillo

$$t_{min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE}$$

$$t_{min} = \frac{2,6(9,84-1)(117)(0,897)}{25960(1)}$$

$$t_{\min} = 0,09 \text{ in} \Rightarrow 2,3 \text{ mm}$$

Espesor del quinto anillo = 3 mm

6^{er} Anillo

$$t_{\min} = \frac{2,6(H-1)DG}{SE}$$

$$t_{\min} = \frac{2,6(14,76-1)(117)(0,897)}{25960(1)}$$

$$t_{\min} = 0,04 \text{ in} \Rightarrow 1,01 \text{ mm}$$

Espesor del quinto anillo = 2 mm.

t_{\min} = El espesor mínimo aceptable, en pulgadas calculado de la formula anterior; sin embargo, t_{\min} no deberá ser menor a 0.1 pulgadas para ningún anillo del tanque.

➤ **Desarrollo de inspección**

Las superficies antes de ser inspeccionadas deben estar libres de suciedad, escorias u otros contaminantes, que puedan interferir con el paso del sonido. Se debe seleccionar el acoplante apropiado de acuerdo a la rugosidad superficial (superficie más rugosa acoplante más viscoso), y que no tenga una reacción negativa con el material inspeccionado, asegurando cubrir todas las áreas a ser inspeccionadas.

El bloque de calibración de pasos debe contener al menos dos puntos de lectura para ajustarlo a los rangos apropiados dentro de los valores del material antes de comenzar la inspección. Las medidas del bloque de estándar deben ser verificadas utilizando un micrómetro o un equipo de ultrasonido calibrado. Una medida debe ser igual o mayor que las especificadas en el documento de referencia del material antes de comenzar la inspección. La otra lectura de la pared debe ser menor a la del espesor especificado del material bajo inspección.

La lectura del equipo de espesor de pared debe ser ajustada para leer el espesor de referencia mínima permisible del material inspeccionado,

dentro de ± 0.001 in. Estos ajustes deben ser realizados para cada uno de los transductores usados para la medición de espesores.

La calibración de los equipos de medición de espesor debe ser realizada al menos cada doce meses.

Las lecturas del medidor de espesor deben ser tomadas, en las áreas indicadas por el documento aplicable o el requerimiento del cliente, y debe ser registrada en documentos apropiados.

Repetir la calibración del medidor de espesores en el campo, siguiendo el procedimiento establecido en el manual de fabricante del equipo, en concordancia con las lecturas especificadas en el patrón de calibración. Si las lecturas no son similares antes de realizar la inspección en el material a inspeccionarse, se debe recalibrar la unidad y realizar nuevamente la verificación previa.

Proceder a tomar las mediciones en los puntos especificados.

Limpieza final: La pieza debe de ser limpiada para eliminar cualquier residuo de acoplante presente en la superficie. El instrumento de medición de espesores y sus accesorios (palpador, cable, bloque de calibración), también deben ser limpiados y colocados en su respectivo maletín para prevenir daños.

Para los criterios de aceptación y rechazo se utilizaran los establecidos en el código, norma o especificaciones aplicables al material que está siendo inspeccionado o el acordado en un documento escrito con el cliente.

Se deberá utilizar un formato de reporte de inspección de medición de espesores con ultrasonido, para registrar los resultados de la inspección. A

Equipos empleados			
Equipo: Olympus NDT / MG2 DL / SN: S038217		Fecha de calibración: Jun. 26 2009	Registro: #xxxxxx
Palpador: D7098 / SN: 080542405	Angulo: 0°	Frecuencia: 5 MHz	Dimensiones: 0.25"
Pitt gage: Mitutoyo / SN: 72484		Fecha de calibración: Nov. 15 2009	Registro: #xxxxxx
Parámetros de Inspección			
Inspección: Medición puntual	Bloque de calibración: Gradilla / 5 pasos	Ajuste de sensibilidad: Ranura 1/32"	
Superficie: Liza / con o sin recubrimiento	Técnica de calibración: Reflexión en pared interior	Procedimiento: UT-XXX-0001	
Acoplante: Carboxy methyl cellulose	Apreciación: 0.01 [mm] / 0.001 [in]	Código aplicable: ASTM E797	

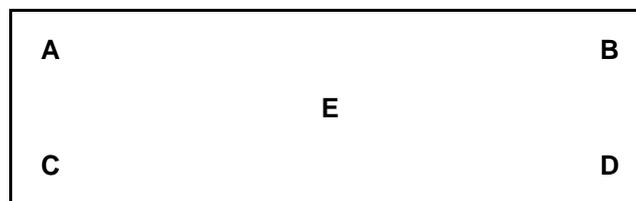


Figura 3.14 Matriz para medición de espesores de pared

Registros de mediciones por anillos.

Para obtener los valores de espesores por medio del ultrasonido nos colocamos como referencia la misma que utilizamos al momento de obtener el valor de verticalidad, (ver figura 3.15) o sea la posición inicial hacia el norte y en sentido anti-horario, esto nos ayudará a mantener una trazabilidad y monitoreo para futuras inspecciones.

Cada plancha que conforma el perímetro será enumerada y dividida en una matriz representada en la figura 3.14

Figura 3.15 Medición de espesores con ultrasonido



Fuente: El Autor

Registro de datos.

Las tablas 29, 30, 31, 32, 33, 34 y 35 representan los valores obtenidos de la medición ultrasónica de los espesores de las paredes del tanque

Tabla 29 Espesores del anillo 1

Anillo No 1 espesor mínimo para inspección = 8,4 mm								
Plancha								
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	12,79	12,92	12,15	12,66	12,64	12,78	12,86	12,28
B	12,44	13,05	12,88	12,79	12,22	12,67	12,25	12,67
C	12,92	13,23	13,05	13,19	13,17	13,14	13,45	12,74
D	13,19	13,32	13,41	13,29	12,82	12,98	13,40	12,76
E	12,82	12,75	12,94	12,96	12,69	13,01	13,35	12,64
Plancha								
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	12,56	12,85	12,97	12,73	12,76	13,03	12,69	12,95
B	12,88	12,98	12,93	12,52	12,37	13,01	12,68	12,56
C	13,09	13,26	13,28	13,11	13,50	13,57	13,25	13,27
D	13,45	13,51	13,44	13,24	12,76	13,64	13,54	12,72
E	12,90	13,02	13,23	12,87	12,96	12,92	12,92	13,24
Plancha								
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	12,90	12,91	13,01	12,09	12,76	12,87		
B	12,66	12,92	13,55	12,58	12,68	12,64		
C	13,11	13,28	13,23	13,10	13,29	Manhole		
D	13,07	13,20	13,79	13,15	13,22	13,15		
E	12,86	13,41	13,66	13,02	12,96	12,70		

Tabla 30 Espesores del anillo 2

Anillo N° 2 espesor mínimo por diseño = 6,9 mm								
	Plancha							
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	11,46	11,32	11,04	11,20	11,18	11,24	10,99	11,22
B	11,13	11,24	10,90	11,29	10,92	11,23	11,11	11,02
C	11,56	11,24	10,92	11,04	11,16	11,56	10,96	11,16
D	11,35	11,20	11,05	11,33	11,12	11,43	10,97	10,93
E	11,55	11,41	11,23	11,52	11,15	11,39	11,14	11,32
	Plancha							
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	11,52	9,40	11,05	11,32	10,95	10,48	10,82	10,94
B	11,18	9,47	10,74	11,72	11,30	11,20	10,60	11,44
C	11,58	9,50	11,25	11,51	11,35	11,23	10,80	10,91
D	11,49	9,43	11,00	11,66	11,10	10,88	10,36	10,79
E	11,37	9,34	11,24	11,44	11,36	11,52	10,85	11,11
	Plancha							
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	11,25	11,70	10,86	11,14	10,81	11,12		
B	11,15	11,67	10,87	11,15	10,79	11,33		
C	11,15	12,06	10,87	11,30	11,30	11,25		
D	11,16	11,70	10,90	10,63	11,08	11,05		
E	11,28	11,82	10,72	11,66	11,14	11,24		

Tabla 31 Espesores del anillo 3

Anillo N° 3 espesor mínimo 5,1 mm								
	Plancha							
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	9,31	9,36	9,34	9,14	9,14	9,24	9,46	9,34
B	9,38	9,35	9,31	9,27	9,38	9,31	9,44	9,40
C	8,09	9,45	9,34	9,20	9,40	9,30	9,45	9,28
D	9,36	9,35	9,42	9,43	9,50	9,28	9,29	9,35
E	9,31	9,22	9,23	9,36	9,37	9,18	9,45	9,28

	Plancha							
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	9,38	7,93	9,34	9,63	8,54	9,30	9,42	8,88
B	9,34	8,15	9,56	9,19	9,42	9,38	9,52	9,28
C	9,43	7,70	9,52	9,50	9,62	9,54	9,90	8,84
D	9,31	8,04	9,54	9,62	9,49	9,30	9,51	8,14
E	9,35	8,12	9,62	9,61	9,58	9,51	9,47	9,13

	Plancha							
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	8,62	8,68	9,45	8,62	8,13	8,88		
B	8,81	8,44	8,91	8,65	9,30	9,50		
C	8,61	8,74	8,95	8,49	8,23	8,19		
D	9,32	8,37	9,30	8,11	8,67	8,46		
E	9,45	8,88	8,60	8,71	9,37	9,37		

Tabla 32 Espesores del anillo 4

Anillo No 4 espesor mínimo por diseño = 3,6 mm								
	Plancha							
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	7,82	7,91	8,20	7,55	8,00	8,10	7,95	8,12
B	8,04	8,13	7,59	7,79	8,21	8,15	8,00	8,01
C	8,08	8,16	7,93	7,86	7,93	8,21	7,82	7,99
D	8,14	7,98	7,59	7,68	8,03	7,91	7,69	8,02
E	8,20	8,11	7,95	7,81	7,97	8,14	7,87	8,03

	Plancha							
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	8,20	7,91	7,91	9,60	7,80	7,95	7,96	7,97
B	8,15	8,14	8,04	9,50	7,54	7,94	8,01	8,04
C	7,92	7,90	8,02	9,61	8,11	7,62	8,31	7,98
D	8,00	8,02	8,19	9,47	7,45	8,28	8,36	7,83
E	8,27	8,00	8,17	9,49	7,72	8,18	8,18	8,00

	Plancha							
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	7,98	7,91	8,17	7,95	8,28	8,30		
B	7,99	7,89	8,14	8,33	8,11	7,94		
C	7,96	7,97	7,99	7,75	7,89	8,03		
D	8,05	7,88	7,95	8,27	8,08	8,05		
E	8,04	7,93	8,18	7,80	8,11	7,94		

Tabla 33 Espesores del anillo 5

Anillo No 5 espesor mínimo por diseño = 2,54 mm								
	Plancha							
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	6,35	6,11	6,22	6,17	6,22	6,40	6,17	6,12
B	5,97	6,47	6,23	5,81	6,27	6,13	6,56	6,31
C	6,18	6,14	6,18	6,23	6,22	6,26	6,21	6,21
D	6,32	6,52	6,17	6,17	6,21	6,30	6,39	6,08
E	6,26	6,17	6,23	6,26	6,20	6,22	6,27	6,23

	Plancha							
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	6,31	6,33	6,38	6,26	6,25	5,79	5,79	6,60
B	6,28	6,31	6,25	6,22	5,67	6,25	6,42	6,31
C	6,26	6,67	6,46	6,27	6,24	5,50	6,14	6,25
D	6,41	6,34	6,27	6,18	5,78	6,11	6,29	6,36
E	6,08	6,12	6,08	6,24	5,82	6,89	6,14	6,59

	Plancha							
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	6,55	6,45	6,49	6,50	6,39	6,49		
B	6,38	6,63	6,63	6,56	6,64	6,31		
C	6,29	6,38	6,38	6,42	6,46	6,32		
D	6,58	6,63	6,26	6,26	6,38	6,38		
E	6,67	6,53	6,65	6,57	6,31	6,20		

Tabla 34 Espesores del anillo 6

Anillo No 6 espesor mínimo 2,54 mm								
	Plancha							
Puntos	1	2	3	4	5	6	7	8
A	6,29	6,17	6,61	6,32	6,35	6,04	6,30	6,30
B	6,16	6,29	6,40	6,36	6,06	6,08	6,31	6,25
C	6,28	6,46	6,33	6,37	6,07	6,17	6,38	6,39
D	6,23	6,46	6,53	6,03	6,10	6,16	6,30	6,38
E	6,25	6,20	6,47	6,12	6,34	6,12	6,25	6,20

	Plancha							
Puntos	9	10	11	12	13	14	15	16
A	6,27	6,30	6,34	6,34	5,17	6,25	6,12	6,47
B	6,36	6,32	6,30	6,23	5,64	6,31	6,15	6,47
C	6,31	6,19	6,34	6,27	5,94	6,15	6,23	6,54
D	6,21	6,11	6,15	6,24	5,65	6,21	6,18	6,38
E	6,34	6,24	6,33	6,28	5,78	6,19	6,20	6,55

	Plancha							
Puntos	17	18	19	20	21	22		
A	6,55	6,55	6,49	6,26	6,24	6,30		
B	6,32	6,33	6,41	6,53	6,20	6,24		
C	6,23	6,36	6,53	6,39	6,54	6,47		
D	6,40	6,40	6,48	6,53	6,33	6,30		
E	6,44	6,29	6,51	6,31	6,43	6,24		

Tabla 35 Resumen de espesores registrados

Anillo	Altura desde el fondo (mm)	Promedio de espesores registrado (mm)	Mínimo espesor
1	9000	12,97	8,4
2	7500	11,10	6,9
3	6000	9,12	5,1
4	4500	8,07	3,6
5	3000	6,29	2,54
6	1500	6,28	2,54

3.5 Inspección de espesores del piso del tanque

Los fondos de tanques de almacenamiento cilíndricos verticales son generalmente fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo. Esto es posible para el fondo, porque se encuentra soportado por una base de concreto, arena o asfalto, los cuales soportarán el peso de la columna del producto; además, la función del fondo es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base.

Las estrategias para la inspección del fondo del tanque deben proveer información adecuada la cual, cuando se utilice con los procedimientos en este estándar, determine la integridad del fondo del tanque

necesaria para prevenir fuga de fluidos que puedan causar daño ambiental. Se debe examinar cada aspecto del fenómeno de corrosión, y otra fuga potencial o mecanismo de falla. Se debe realizar una evaluación periódica de la integridad del fondo del tanque en adición a inspecciones internas especificadas en el ítem 6.4 de la norma en mención. El periodo de evaluación debe ser menor o igual al intervalo de inspección interna apropiado dado en el ítem 6.4.2 o 6.4.3 de la norma en mención. El uso de pruebas de detección de fuga o sistemas de monitoreo (tales como dobles fondos o líneas con tuberías de detección de fuga bajo los fondos de los tanques) satisfacen el requerimiento para evaluación periódica entre inspecciones internas.

El asentamiento excesivo de la fundación de los tanques de almacenamiento puede afectar la integridad del cuerpo y fondo del mismo. Para esto, existe una práctica reconocida que consiste en el monitoreo del asentamiento para evaluar la integridad del fondo del tanque. Referirse al Apéndice B para técnicas de evaluación del asentamiento del fondo del tanque

Causas para fallas del fondo.- La siguiente lista muestra algunas causas de fugas o falla del fondo del tanque que se deben considerar en la decisión de alinear, reparar o reemplazar este mismo.

- Picaduras internas y ratas de picaduras en el servicio anterior.
- Corrosión de las uniones de soldadura (soldadura y zona afectada por el calor).
- Historia del agrietamiento de la junta de la soldadura.
- Esfuerzo aplicados en las láminas del fondo por cargas del soporte del techo y asentamiento del cuerpo.
- Corrosión en la parte inferior (normalmente en forma de picadura).
- Drenaje inadecuado que resulta en una superficie de agua fluyendo bajo el fondo del tanque.
- La falta de un anillo de la lámina anular cuando es requerido.
- Asentamiento desigual que resulta en esfuerzos altos localizados en las láminas del tanque.
- Columnas del soporte del techo y otros soportes soldados al fondo del tanque sin tener en cuenta los movimientos adecuados permisibles.
- Rellenos de gravas o rocas de la fundación con vacíos en la superficie sin un adecuado llenado.

- Relleno no homogéneo bajo el fondo del tanque (por ejemplo un trozo de arcilla en un relleno de fundación de arena.
- Sumideros inadecuados soportados

Detección de fuga del fondo.- Si se va a reemplazar el fondo del tanque, se debe dar un sistema de detección de fuga (indicador) que canalizará cualquier fuga en el fondo hacia una localización donde se pueda observar desde la parte exterior del tanque.

Medidas del espesor de la lámina del fondo.- Existen varios métodos para determinar la corrosión bajo la lámina de fondo del tanque. Los métodos varían de acuerdo a la extensión que estos pueden medir de la corrosión general y picaduras. Una combinación de estos métodos pueden ser requeridos junto con técnicas de extrapolación y análisis para establecer las condiciones posibles del fondo del tanque entero. Herramienta de medición como MFL (Magnetic Flux Leakage) y UT (ultrasonic Thickness) son comúnmente usadas para examinar fondos de tanques. Técnicas de medición UT son a menudo usadas para confirmar más adelante los datos obtenidos por evaluación con MFL. Dependiendo de los procedimientos específicos y su aplicación. La

calidad de los datos obtenidos tanto por las técnicas MFL o UT depende del personal, del equipo y de los procedimientos.

Los fondos de tanques de almacenamiento cilíndricos verticales son generalmente fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo. Esto es posible para el fondo, porque se encuentra soportado por una base de concreto, arena o asfalto, los cuales soportarán el peso de la columna del producto; además, la función del fondo es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base.

Teóricamente, una placa delgada de metal calibre 16. (1.52) o menor es capaz de soportar la flexión y la carga de compresión que se genera en la periferia del fondo por el peso del cuerpo que descansa sobre esta sección, pero para prevenir deformaciones al soldar, se usarán placas que tengan un espesor mínimo nominal de 6.3mm. (1/4 pulg.), 49.8 Kg /m² (10.2lb/pie²) excluyendo cualquier corrosión permisible especificada por el usuario.

El fondo tendrá que ser de un diámetro mayor que el diámetro exterior del tanque, por lo menos, 51mm. (2 pulg.) más en el ancho del filete de soldadura de la unión entre cuerpo y el fondo. Las placas con las que se habilite el fondo deberán tener preferentemente un ancho de 1,829mm. (72 pulg.) con una longitud comercial que el fabricante obtenga en el mercado, la cual pueda manejar en su taller o en campo sin problemas.

El cuerpo del tanque puede estar soportado directamente por el fondo o por una placa anular. Generalmente los fondos se forman con placas traslapadas, esto se hace con el fin de absorber las deformaciones sufridas por el fondo si las placas fueran soldadas al tope.

Tabla 36 Espesor mínimo de fondo y placa angular

Espesor mínimo (mm) del primer anillo del cuerpo	Esfuerzo calculado para prueba hidrostática en el primer anillo del cuerpo (Mpa)			
	< 190	< 210	< 230	< 250
$t \leq 19$	6	6	7	9
$19 < t \leq 25$	6	7	10	11
$25 < t \leq 32$	6	9	12	14
$32 < t \leq 38$	8	11	14	17
$38 < t \leq 45$	9	13	16	19

Tomado de la norma API 650 - Sección 5.3.3

Los fondos de tanques de almacenamientos cilíndricos verticales son generalmente fabricados de placas de acero con un espesor menor al usado en el cuerpo. Esto es posible para el fondo, porque se encuentra soportado por una base de concreto, arena o asfalto, los cuales soportan el peso de la columna del producto; además, la función del fondo es lograr la hermeticidad para que el producto no se filtre por la base.

Registro de datos obtenidos de inspección ultrasónica de placa de fondo.

De acuerdo con la tabla 36 tomado de la norma API 650-sección 5.3.3 tenemos lo siguiente.

Espesor del primer anillo = 12 < 19 mm.

$$Sh = \frac{4,9D(H-0,3)}{t} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$Sh = \frac{4,9(35,69)(8,95-0,3)}{12}$$

$$Sh = 126 < 190MPa$$

El espesor mínimo de placa de fondo es 6 mm

Registro de datos

- **Placa anillo anular** : Para obtener los valores de espesores de la placa anular se utilizó una matriz de datos muy similar a la matriz de datos de las placas de anillos la cual consta en la figura 3.16

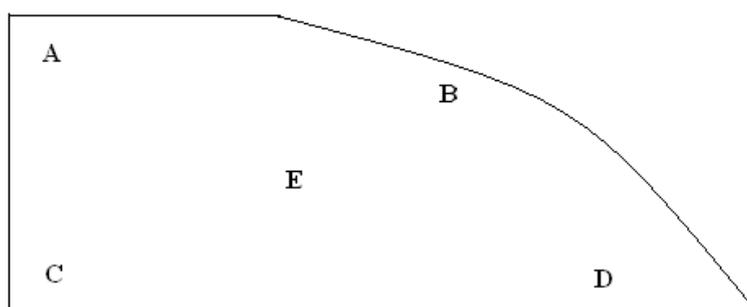


Figura 3.16 Matriz para medición de planchas de fondo y anillo anular

Fuente: El Autor

Las tablas 37, 38a, 38b y 38c representan los resultados obtenidos de la prueba de medición de espesores de los anillos que conforman el piso del tanque

Registro de datos.

Tabla 37 Resultado de espesores del anillo anular

Anillo Anular espesor mínimo 6 mm								
	Plancha							
Puntos	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8
A	6,96	6,50	7,19	5,06	6,77	6,57	6,50	7,45
B	6,65	6,64	6,74	7,45	6,68	7,23	6,31	7,23
C	7,51	6,34	7,06	7,33	6,06	6,71	6,33	6,36
D	6,82	6,90	6,81	7,35	7,33	6,29	7,27	5,73
E	7,16	7,11	6,57	3,30	7,23	6,21	7,21	7,45
	Plancha							
Puntos	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16
A	7,33	7,08	6,23	5,17	6,40	5,90	6,22	6,37
B	7,16	7,40	7,40	7,30	6,97	7,05	7,05	7,50
C	6,02	6,77	6,77	7,35	5,51	6,15	6,70	7,09
D	7,55	7,38	6,88	6,73	6,90	7,08	7,58	6,04
E	7,09	7,55	6,76	6,81	6,24	7,14	5,51	7,22
	Plancha							
Puntos	L17	L18	L19	L20	L21	L22	L23	L24
A	6,07	6,47	6,75	7,78	6,59	6,69	6,35	6,54
B	6,92	7,43	7,81	6,55	6,50	6,49	6,63	6,12
C	7,10	7,12	7,81	7,81	6,62	6,56	6,59	6,48
D	7,51	7,24	7,53	7,72	6,66	6,56	6,54	6,45
E	6,60	7,57	7,70	7,59	6,41	6,55	6,49	6,40
	Plancha							
Puntos	L25	L26	L27	L28	L29	L30	L31	L32
A	6,07	6,47	6,75	7,78	6,44	6,63	6,38	6,55
B	6,92	7,43	7,81	6,55	6,27	6,24	6,42	6,36
C	7,10	7,12	7,81	7,81	6,39	6,42	6,07	6,60
D	7,51	7,24	7,53	7,72	6,48	6,07	6,29	6,54
E	6,60	7,57	7,70	7,59	6,27	6,66	6,59	6,35

Tabla 38(a) Resultado de espesores de placas de fondo

Placas del fondo espesor mínimo 6 mm								
Plancha								
Puntos	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
A	6,24	6,45	6,29	6,52	6,71	6,32	5,75	6,57
B	5,81	6,42	6,34	6,66	6,94	7,04	6,20	6,55
C	6,56	6,48	5,84	6,62	6,61	6,32	6,48	6,61
D	6,35	5,81	6,10	6,51	6,76	6,55	6,30	6,60
E	6,61	6,17	5,88	6,35	6,54	6,48	6,65	6,60
Plancha								
Puntos	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16
A	6,62	6,38	6,75	5,49	6,71	6,52	6,45	7,29
B	6,48	6,48	6,72	5,81	6,53	6,40	6,54	6,50
C	7,10	6,78	6,11	6,55	6,58	6,40	6,02	7,42
D	6,48	6,80	6,64	6,12	6,42	6,59	6,20	6,62
E	6,77	6,68	6,50	6,55	6,75	6,50	6,30	7,40
Plancha								
Puntos	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
A	6,74	6,45	6,61	6,56	6,60	6,64	6,38	6,57
B	6,57	6,60	6,55	6,56	6,56	6,68	6,36	6,42
C	6,53	6,29	6,52	6,32	6,63	6,61	6,55	6,45
D	6,59	6,59	6,70	6,41	6,48	6,51	6,60	6,66
E	6,36	6,70	6,71	6,52	6,60	6,61	6,62	6,10
Plancha								
Puntos	P25	P26	P27	P28	P29	P30	P31	P32
A	6,35	6,48	6,60	6,63	6,64	6,34	6,17	6,50
B	6,54	6,37	6,54	6,50	6,27	6,61	6,06	6,60
C	6,10	6,81	6,60	6,65	6,78	6,20	6,29	6,58
D	6,40	6,48	6,57	6,52	6,50	6,40	6,28	6,60
E	6,20	6,36	6,72	6,66	6,96	6,60	6,75	6,73

Tabla 38(b) Resultado de espesores de placas de fondo.

Placas del fondo espesor mínimo 6 mm								
Plancha								
Puntos	P33	P34	P35	P36	P37	P38	P39	P40
A	6,63	6,52	6,52	5,75	6,45	6,57	6,52	6,69
B	6,71	6,51	6,61	6,10	6,68	6,66	6,48	6,51
C	6,61	6,54	6,62	6,10	6,68	6,66	6,48	6,51
D	6,65	6,56	6,64	6,27	6,55	6,81	6,55	6,22
E	6,76	6,62	6,54	5,70	6,59	6,70	6,68	6,31
Plancha								
Puntos	P41	P42	P43	P44	P45	P46	P47	P48
A	6,38	6,15	6,36	6,42	6,48	6,57	6,66	6,45
B	6,58	6,35	6,63	6,51	6,41	6,72	6,11	6,63
C	6,11	6,35	6,55	6,73	6,55	6,48	6,40	6,48
D	6,56	6,07	6,77	6,63	6,46	6,49	6,47	6,85
E	6,44	6,52	6,61	6,64	6,48	6,88	6,30	6,75
Plancha								
Puntos	P49	P50	P51	P52	P53	P54	P55	P56
A	6,85	6,31	6,16	6,35	6,39	6,55	6,01	6,61
B	6,78	5,40	6,30	6,35	6,34	6,47	6,57	6,60
C	6,73	6,42	6,06	6,14	6,41	6,51	6,70	6,62
D	6,60	6,51	6,35	6,10	6,50	6,48	6,60	6,60
E	6,51	6,70	6,66	6,30	6,12	6,60	6,75	6,68
Plancha								
Puntos	P57	P58	P59	P60	P61	P62	P63	P64
A	6,69	6,54	6,33	6,65	6,69	6,40	6,40	6,39
B	6,70	6,35	6,42	6,50	6,30	6,34	6,67	6,48
C	6,58	6,54	6,44	6,53	6,52	6,54	6,45	6,10
D	6,78	6,50	6,54	6,52	6,63	6,63	6,60	6,35
E	6,42	6,50	6,61	6,69	6,60	6,57	6,50	6,45

Tabla 38(c) Resultado de espesores de placas de fondo

Placas del fondo espesor mínimo 6 mm								
	Plancha							
Puntos	P65	P66	P67	P68	P69	P70	P71	P72
A	6,59	6,77	6,37	6,38	6,50	6,51	6,41	6,57
B	6,65	6,81	6,35	6,26	6,49	6,61	6,81	6,11
C	6,61	6,78	6,57	6,49	6,22	6,54	6,52	6,58
D	6,78	6,84	6,60	6,50	6,55	6,63	6,76	6,35
E	6,64	6,77	6,73	6,40	6,64	6,77	6,82	6,48
	Plancha							
Puntos	P73	P74	P75	P76	P77			
A	6,58	6,17	6,54	6,65	6,08			
B	6,12	6,24	6,60	6,78	6,57			
C	6,34	6,52	6,50	6,60	6,33			
D	6,40	6,51	6,47	6,71	6,23			
E	6,30	6,37	6,55	6,47	6,40			

La figura 3.17 representa la distribución de las placas que conforman el piso del tanque

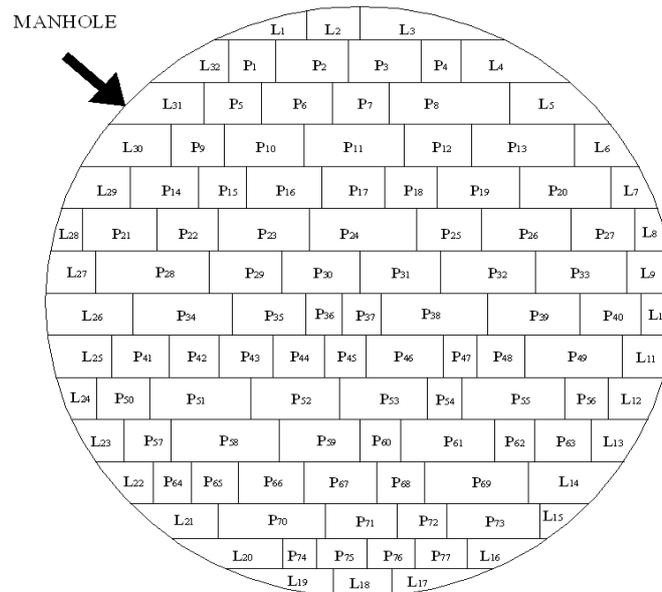


Figura 3.17 Disposición de láminas de fondo

Fuente: El Autor

3.6 Inspección de espesores del techo

Para la inspección del techo del tanque se examinó mediante medición de espesores ultrasonido y adicionalmente mediante método visual para saber si hay agujeros picaduras o corrosión en la cubierta del techo. Las planchas que presentes agujeros que atraviesan la placa deberán ser reparadas o reemplazadas.

Las tablas 39a y 39b representan los valores de espesores del techo.

Tabla 39a Resultado de espesores de placas de techo

Placas del techo espesor mínimo 6 mm								
Plancha								
Puntos	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
A	6,80	7,02	7,01	6,85	6,51	6,54	6,81	7,00
B	6,82	7,14	6,72	7,02	7,35	7,29	6,58	6,78
C	7,02	6,61	7,35	7,14	6,60	6,47	6,60	7,36
D	6,73	6,66	6,80	7,09	6,51	6,68	6,82	6,89
E	7,30	6,74	6,60	7,15	7,31	6,76	7,14	7,17
Plancha								
Puntos	T9	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16
A	6,99	6,93	7,31	6,90	7,09	6,78	7,20	7,17
B	6,90	7,36	6,71	7,09	7,16	6,87	7,31	6,78
C	6,77	7,24	6,83	6,52	7,32	6,65	7,19	7,17
D	7,29	7,01	6,90	7,40	6,66	6,64	6,72	7,20
E	7,29	6,47	7,24	6,74	7,34	7,15	7,19	7,28
Plancha								
Puntos	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
A	7,33	6,95	7,02	6,59	7,30	6,61	6,71	7,32
B	7,24	6,71	6,58	6,81	7,41	7,15	6,66	6,75
C	7,36	6,60	6,95	7,20	6,58	6,98	6,75	7,22
D	6,63	7,28	7,27	6,57	6,68	7,15	6,95	7,05
E	6,74	7,12	6,87	6,76	6,64	6,83	7,23	7,19
Plancha								
Puntos	T25	T26	T27	T28	T29	T30	T31	T32
A	7,28	6,69	6,72	7,19	6,76	6,87	7,33	7,04
B	6,94	7,34	6,53	6,90	7,22	6,50	6,49	7,23
C	7,00	6,81	7,37	6,53	6,85	6,49	7,27	6,84
D	6,91	6,79	6,51	6,78	7,00	6,86	7,34	6,92
E	6,46	7,01	7,35	6,97	6,61	7,30	7,14	6,69

Tabla 39b Resultado de espesores de placas de techo

Placas del techo espesor mínimo 6 mm								
Plancha								
Puntos	T33	T34	T35	T36	T37	T38	T39	T40
A	6,74	6,69	6,72	6,77	6,53	7,40	7,33	7,06
B	6,57	6,85	6,64	7,14	6,65	7,30	7,22	6,68
C	7,29	6,64	7,27	6,57	6,84	7,35	7,21	6,72
D	6,78	6,98	7,22	7,19	7,28	7,08	6,60	7,40
E	6,67	7,28	6,59	6,47	6,97	6,54	7,40	7,23
Plancha								
Puntos	T41	T42	T43					
A	6,85	7,39	6,53					
B	6,49	6,91	6,94					
C	6,46	6,75	7,03					
D	6,96	7,32	7,35					
E	7,36	6,96	6,81					

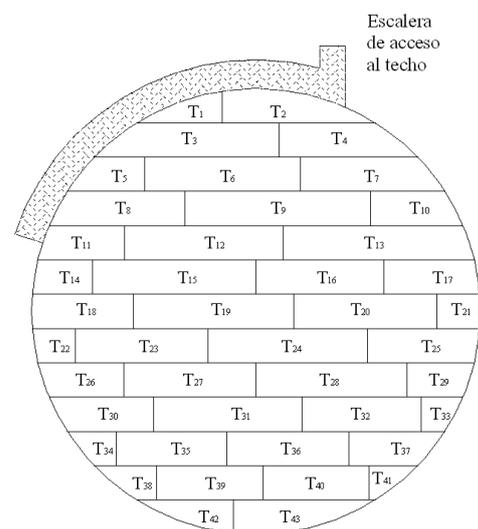


Figura 3.18 Disposición de láminas de techo

Fuente: El Autor



Figura 3.19 Condición de láminas de techo

Fuente: El Autor

3.7 Inspección de soldadura

Para esta parte de la inspección se utilizó la técnica de líquidos penetrantes que consiste en la inspección de materiales sólidos metálicos y no metálicos con superficies no porosas y dependiendo del método se divide en líquidos penetrantes fluorescentes (Tipo I) y visibles (Tipo II) métodos A y C para detectar discontinuidades superficiales.

Documentos de referencia

- Norma ASTM

- E-1417 Standard practice for liquid penetrant testing.
- E-1418 Standard test method for visible penetrant examination using the water washable process.
- E-1220 Standard test method for visible penetrant examination using removable process.
- E-1209 Fluorescent liquid penetrant examination using the water washable process
- E-1219 Fluorescent liquid penetrant examination using the solvent removable process.

Terminología

- Luz visible: Energía radiante generada en el rango de onda larga (4000 a 7000 Armstrong).
- Determinación de indicadores relevantes, es causa de aceptación o rechazo de un material o componente.
- Defecto: Una o más fallas de tamaño, localización, orientación. Esto nos permite los criterios de aceptación o rechazo.
- Indicación: Respuesta o evidencia de una examinación no destructiva.

Procedimiento de la inspección: Todas las áreas de los componentes a ser inspeccionadas por este método deben estar libres de recubrimientos, pintura, grasa, polvo, arena, etc., que pueden afectar la veracidad de los resultados de la inspección.

- Limpieza con agentes solventes: Los solventes se emplean para eliminar aceite, cera y contaminantes de tipo graso, en la mayoría de los casos estos agentes son empleados por rociado o con un paño limpio.
- Aplicar solvente directamente en la parte o sección a ser inspeccionada.
- Dejar que actúe el solvente, de manera que remueva la suciedad que pueda existir en las áreas de interés de la pieza.
- Realizar la limpieza con un paño limpio y seco (papel absorbente)

- Dejar secar el área a inspeccionar por lo menos unos 5 minutos antes de aplicar el penetrante.
- Solvente SFC-C o cualquier otro recomendado por el fabricante de la pieza.

Aplicación del penetrante: Aplicar el penetrante sobre la superficie, con una brocha o por aspersión, cubriendo el área de manera completa y uniforme, dejando que este actúe el tiempo de acuerdo al material descrito en la tabla 39. El componente, penetrante y temperatura ambiente deberán todos estar en un rango de 4 a 52°C, a menos que esté especificado de otra manera.

Tiempo de permanencia del penetrante en la superficie inspeccionada (ver tabla 40). El tiempo de contacto a menos que este especificado de otra manera, deberá ser un minuto de 10 minutos. Para temperaturas entre 4,4 y 10°C, el tiempo de permanencia será mínimo 20 minutos. Gire o mueva los componentes, si es requerido, durante el tiempo de permanencia para prevenir la acumulación del penetrante.

Tabla 40 Tiempos de permanencia mínimos recomendados

Material	Origen	Tipos de discontinuidad	Tiempos de permanencia (A) (min)	
			Penetrante (B)	Revelador (C)
Aluminio, magnesio, acero, bronce y aleaciones a altas temperaturas	Fundiciones y soldadas	Cortes en frío, porosidades, grietas (todas las formas)	10	10
	Materiales rugosos, estiramientos, fraguados y láminas	Traslapes, grietas (todas las formas)	10	10
Herramientas con revestimiento de carbono		Falta de fusión, porosidades, grietas	10	10
Plásticos	Todas las formas	Grietas	10	10
Vidrios	Todas las formas	Grietas	10	10
Cerámicos	Todas las formas	Grietas y porosidades	10	10

Fuente: El Autor

Para tiempos de contacto mayores a dos horas, el penetrante deberá ser reaplicado como sea requerido para prevenir secado

Remoción del penetrante.

- **Proceso A:** El exceso de penetrante lavable en agua deberá ser removido en forma manual, primeramente con un paño seco, limpio y libre de hilachas o con papel absorbente. El penetrante remanente debe ser removido con un paño humedecido en agua.

- **Proceso C:** Después de transcurrido el tiempo de penetración se procederá a remover el exceso de penetrante utilizando un paño humedecido con solvente, aplicándolo sobre la superficie a fin de limpiar adecuadamente.

Ilumine con la lámpara de luz negra para comprobar si el exceso de penetrante fue removido adecuadamente (si es penetrante tipo I).

Evite la limpieza excesiva, esto puede causar que el penetrante sea eliminado de las continuidades.

Secado de las piezas

- Las partes deberán ser secadas antes de la aplicación del revelador no acuoso.

Aplicación del revelador

- Aplique el revelador inmediatamente después de que el exceso de penetrante haya sido removido.

- Las partes pueden secarse exponiéndolas al aire a temperatura ambiente o usando el horno secador a una temperatura moderada.
- Los tiempos de revelado mínimo y máximo después de que el componente es secado, son 10 minutos y dos horas.

Inspección.

- Se recomienda que el técnico asignado para esta inspección esté en el área de inspección al menos 1 minuto antes de la inspección para que sus ojos se adapten al cuarto oscuro (para penetrantes tipo I).
- Realice la medición de luz ambiental en el cuarto oscuro, la misma no debe exceder 20 lux. (para sistemas tipo I).
- Verificar que existe una intensidad de luz mínimo 100fc o 1000lux para sistemas tipo II.
- Realice la medición de intensidad de luz negra, esta no debe ser menor a $1000\mu\text{W}/\text{cm}^2$. (solo para sistemas tipo I).
- Los componentes sin indicaciones relevantes deberán ser aceptados.
- Los componentes con indicaciones evaluados con respecto a los criterios de aceptación aplicables.

Interpretación de indicaciones.

- Las superficies deben observarse durante la aplicación del revelador para monitorear el desarrollo de las indicaciones que tienen a sangrar demasiado. La interpretación final deberá efectuarse después de que haya transcurrido 10 minutos posteriores a la aplicación del revelado.
- Todas las indicaciones encontradas durante la inspección deberán ser evaluadas de acuerdo con el criterio de aceptación especificado.
- Las indicaciones pueden ser evaluadas al limpiar la indicación con la aplicación de revelador permitiendo el área a secarse y volver a revelarse. El tiempo de revelado deberá ser al menos 10 minutos excepto para re-revelado no acuoso que será mínimo 3 minutos. Si no reaparecen indicaciones, la indicación original es considerada falsa. Este procedimiento puede ser realizado dos veces para cualquier indicación original dada.

Evaluación.

La evaluación de las indicaciones validas serán realizadas de acuerdo con el código, norma o especificación aplicable a la parte en inspección.

Las partes se evaluarán como servibles (discontinuidades dentro de parámetros), reparables o rechazadas.

Limpieza posterior.

Los componentes serán limpiados después de la examinación para remover los reveladores y otros residuos de material de examinación.

Criterio de aceptación o rechazo

- El criterio de aceptación o rechazo será establecido de acuerdo al código, norma o especificación aplicable.
- Los resultados obtenidos en las inspecciones por el método de líquidos penetrantes (PT) serán registrados en formularios establecidos

La tabla 41 describe los parámetros de inspección con el método de ensayos no destructivo de tintas penetrantes.

Parámetros de inspección.

Tabla 41 Parámetros de inspección

Valor de Intensidad:		3500 [Lux]	
LIMPIEZA INICIAL			
Tipo:	Solvente	Denominación:	Chem-pak / #1201A
Aplicación:	Spray	Secado:	5 Minutos
LIQUIDO PENETRANTE			
Tipo:	Coloreado / Rojo	Denominación:	Chem-pak / #1202A
Aplicación:	Con solvente	Secado:	15 Minutos
Documento de referencia	ASTM 165 – 12	Manual:	IND-XXXX
LIMPIEZA INTERMEDIA			
Tipo:	Solvente	Denominación:	Chem-pak / #1201A
Limpieza:	Paños	Tiempo:	5 minutos
AGENTE REVELADOR			
Tipo:	Húmedo no acuoso	Denominación:	Chem-pak / #1203A
Limpieza:	Spray	Tiempo:	15 minutos



Figura 3.20 Aplicación de líquidos penetrantes

Fuente: El Autor

Resultados Obtenidos:

La inspección se realizó de acuerdo al manual interno de XXX, bajo los lineamientos de la norma :ASTM E 165 - 12 "Standard Practice for Liquid Penetrant for General Industry" y a los requerimientos del cliente. Durante la inspección no se encontró daños o defectos estructurales que representen riesgos o peligro para su normal utilización. Soldaduras del equipo inspeccionado no presentan discontinuidades abiertas a superficie, no se registró presencia de porosidades.

CAPÍTULO 4

4. ANALISIS ESTRUCTURAL DEL TANQUE

4.1 Análisis y verificación de la estabilidad por sismo

Los movimientos telúricos son un tema muy especial dentro del diseño de tanques verticales de almacenamiento, sobre todo con un alto grado de sismicidad. Estos movimientos telúricos provocan dos tipos de reacciones en el tanque:

Los movimientos de alta frecuencia provocan un movimiento lateral del terreno donde está instalado el tanque.

Los movimientos de baja frecuencia provocan un movimiento de masa del líquido contenido, provocando oleaje dentro del tanque.

El movimiento lateral de las masas, genera fuerzas que actúan en el centro de gravedad del tanque, ocasionando la inestabilidad del conjunto, que multiplicado por el brazo de palanca respecto al fondo, originan un momento de volcadura, produciendo una compresión longitudinal, provocando la deformación del cuerpo. Por lo que es diseñado para resistir este fenómeno y para nuestro caso a solicitud del cliente vamos a comprobar esa estabilidad.

El momento de volteo sísmico se determina mediante la siguiente expresión:

$$M_s = \sqrt{[A_i(W_1X_1 + W_sX_s + W_rX_r)]^2 + [A_c(W_2X_2)]^2} \quad (\text{Ec. 5})$$

M_s = Momento de volteo (N-m).

A_i = Coeficiente de aceleración espectral impulsivo.

A_c = Coeficiente de aceleración espectral convectivo.

W_s = Peso total del cuerpo del tanque (N).

X_s = altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centro de gravedad (m).

W_r = Peso total del techo del tanque más la carga viva (N).

H_r = Altura total del cuerpo del tanque (m).

W_1 = Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve al unirlo con el cuerpo del tanque (N).

X_1 = Altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W_1 (m).

W_2 = Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve en el primer oleaje (N)

X_2 = Altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W_2 (m).

Las masas efectivas, W_1 y W_2 , se obtienen de las siguientes ecuaciones:

$$W_1 = \frac{\text{Tanh}\left(0,866\frac{D}{H}\right)}{0,866\frac{D}{H}} W_t$$

$$W_2 = \left(1,0 - 0,218\frac{D}{H}\right) W_t$$

Donde W_t es el peso del producto contenido en el tanque.

De la misma forma los valores correspondientes a X_1 y X_2 (ver figura 4.1) se obtienen multiplicando la altura total del fluido contenido en el tanque (H) por:

$$X_1 = 0,375H ; \frac{D}{H} \geq 1,333$$

$$X_1 = \left(0,5 - 0,0094\frac{D}{H}\right) H ; \frac{D}{H} < 1,3333$$

$$X_2 = \left[1 - \frac{\cosh\left(\frac{3,67}{\frac{D}{H}}\right) - 1}{\frac{3,67}{\frac{D}{H}}} \right] H$$

Los coeficientes de aceleración espectral, impulsivo (A_i) y convectivo (A_c), son determinados de la siguiente manera.

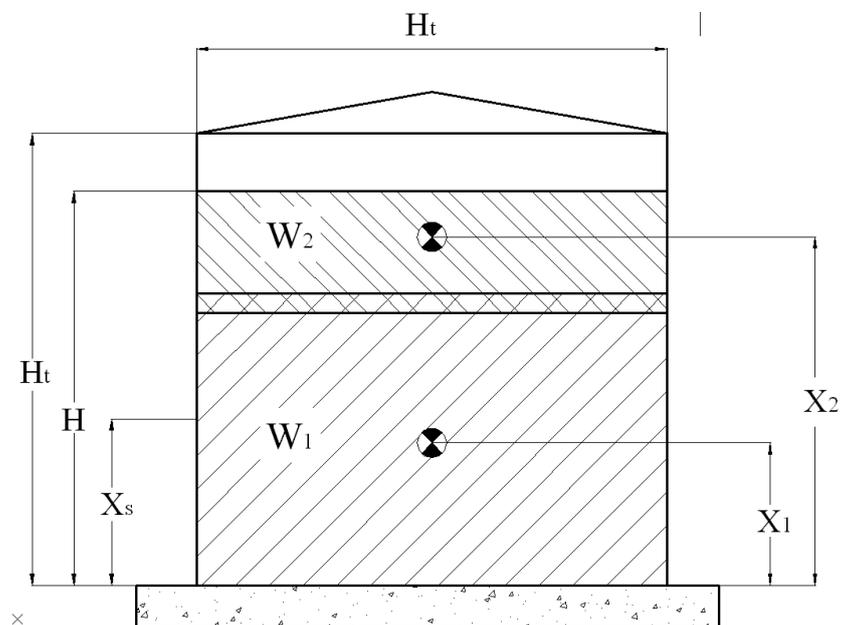


Figura 4.1 Centroides de pesos dentro del tanque

Fuente: El Autor

$$A_i = S_{ds}(l/R_w)$$

$$A_c = K S_{D1} (1/T_c) (I/R_{wc}); \quad T_c \leq T_L$$

$$A_c = K S_{D1} (T_L/T_c^2) (I/R_{wc}); \quad T_c > T_L$$

Donde S_{DS} y S_{D1} son valores que dependen del sitio donde se va a instalar el tanque, la obtención de estos valores esta detallada en el apéndice A

El factor de importancia (I) depende del fluido a almacenarse. Si el fluido es considerado peligroso para la vida o la salud pública y no existe el adecuado control y prevención de este en un derrame el factor de importancia tiene un valor de 1,5. En otro caso, el fluido es considerado peligroso para la salud pública y existe la prevención de este en un derrame el factor de importancia tiene un valor de 1,25. De lo contrario el factor de importancia es 1.

Los factores de modificación (R_{wi} y R_{wc}) se obtienen de la tabla 42

Tabla 42 Factor de modificación

Sistemas de Anclaje	R_{wi}	R_{wc}
Estable sin anclaje	3,5	2
Mecánicamente anclado	4	2

API 650-07 APENDICE E

Para el coeficiente de aceleración espectral convectivo (A_c), el valor K (coeficiente de ajuste espectral) es de 1,5 a menos que el usuario especifique lo contrario

El periodo natural de ondulación (T_c) se lo obtiene de la ecuación.

$$T_c = 1,8K_s\sqrt{D}$$

Donde el factor K_s es obtenido de la siguiente ecuación.

$$K_s = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh\left(\frac{3.68H}{D}\right)}}$$

El periodo regional de transición dependiente (T_L) para largos de grandes movimientos puede ser asumido como 4 segundos para lugares no determinados en la ASCE 7.

La resistencia al momento de volteo respecto al fondo del tanque podrá ser prevenido por el peso del tanque y mediante anclaje.

Un tanque es estable sin anclaje dependiendo del valor del radio de anclaje (J), usando el siguiente criterio:

Si $J \leq 0.785$; no se calcula la elevación del tanque producido por el momento de volteo sísmico. El tanque es estable sin anclaje.

Si $0.785 < J \leq 1.54$; el tanque se eleva por el momento de volteo sísmico pero estable y deben satisfacerse los requerimientos de compresión del cuerpo. El tanque es estable sin anclajes.

Si $J > 1.54$; el tanque no es estable. Se debe de reforzar el fondo con una placa angular, cambiar el espesor del cuerpo y ser anclado mecánicamente.

$$J = \frac{M_s}{D^2(W_t(1-0.056S_{DS})+W_a)}$$

Para tanques sin anclaje, el peso del cuerpo, peso del techo y una porción del peso de líquido contenido pueden ser usados para resistir el volteo.

La suma del peso del cuerpo y techo dividido para el perímetro del tanque es la carga por metro usado para resistir el volteo (W_t). El peso máximo del líquido contenido en el tanque que puede ser usado para resistir el volteo (W_a) es:

$$W_a = 99t_a\sqrt{F_yG_eH} \leq 196GDH$$

T_a = Espesor de la placa del fondo debajo del cuerpo (mm)

F_y = Mínimo esfuerzo de cedencia de la placa del fondo (Mpa)

H = Altura de diseño del nivel del líquido (m).

G_e = Densidad relativa efectiva del líquido a almacenar incluyendo el efecto sísmico vertical.

$$G_e = G(1-0.056S_{DS})$$

Los máximos esfuerzos longitudinales de compresión (σ_c) del cuerpo son los siguientes:

$$J < 0.785 \quad \sigma_c = \left(W_t(1 + 0.056S_{DS}) + \frac{1.273M_s}{D^2} \right) \frac{1}{1000t_s}$$

$$J > 0.785 \quad \sigma_c = \left(\frac{W_t(1+0.056S_{DS})+W_a}{0.607-0.18667(J)^{2.3}} - W_a \right) \frac{1}{1000t_s}$$

El máximo esfuerzo longitudinal de compresión (σ_c) debe ser menos que esfuerzo longitudinal de compresión aceptable (F_c) el cual es obtenido de acuerdo a:

$$\text{Si } \frac{GHD^2}{t^2} \geq 44 \rightarrow F_c = \frac{83t_s}{D}$$

$$\text{Si } F_c = \frac{83t_s}{2.5D} + 7.5\sqrt{GH} < F_y$$

Verificación de la estabilidad por sismo

Momento de volteo:

$$M_s = \sqrt{[A_i(W_1X_1 + W_sX_s + W_rX_r)]^2 + [A_c(W_2X_2)]^2}$$

$$W_t = 76865 \text{ KN}$$

$$W_s = 1158 \text{ KN}$$

$$W_r = 462 \text{ KN}$$

$$X_s = 4.5 \text{ m}$$

Para obtener los coeficientes de aceleración espectral, Impulsivo (A_i) y Convectivo (A_c), se tienen los siguientes datos:

- El factor de importancia (I) es 1,25.
- De la tabla 41: $R_{wi} = 3.5$ y $R_{wc} = 2$

Los valores, obtenidos del Apéndice A para la zona sísmica 4 y un terreno tipo D, de $S_{DS} = 0,83$ y $S_{D1} = 0,5$ Por lo tanto.

$$A_i = S_{DS} \left(\frac{I}{R_{wi}} \right) = 0.83 \left(\frac{1.25}{3.5} \right) = 0.3$$

Para obtener el coeficiente de aceleración espectral convectivo (A_c) se debe primero encontrar el periodo natural de ondulación (T_c):

$$T_c = 1.8K_s\sqrt{D}$$

Donde el factor K_s es:

$$K_s = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh\left(\frac{3.68H}{D}\right)}} = \frac{0.578}{\sqrt{\tanh\left(\frac{3.68(8,7)}{35,69}\right)}} = 0.68$$

$$T_c = 1.8K_s\sqrt{D} = 1.8(0.68)\sqrt{35,69} = 7.31 \text{ seg.}$$

$T_c = 7.31 > T_L = 4$ se tiene

$$A_c = K_s S_{D1} \left(\frac{T_L}{T_c}\right) \left(\frac{I}{R_w}\right) = 0.68(0.5) \left(\frac{4}{7.31^2}\right) \left(\frac{1.25}{3.5}\right) = 9 \times 10^{-3}$$

Para encontrar el peso total del producto tenemos

$$v = 55000 \text{ barriles} = 8744 \text{ m}^3$$

$$W_t = \rho(g)(v) = 897(8744)(9.8) = 76865 \text{ KN}$$

$$W_1 = \frac{\tanh(0.866 \frac{D}{H})}{0.866 \frac{D}{H}} W_t = \frac{\tanh\left(0.866 \left(\frac{35.69}{8.95}\right)\right)}{0.866 \left(\frac{35.69}{8.95}\right)} (76865) = 22214 \text{ KN}$$

$$W_2 = \left(1 - 0.218 \left(\frac{D}{H}\right)\right) W_t = \left(1 - 0.218 \left(\frac{35.69}{8.95}\right)\right) (76865) = 10044 \text{ KN}$$

Las siguientes ecuaciones se utilizan para encontrar los valores de X_1 y

X_2 :

$$X_1 = 0.375H = 0.375(8.95) = 3.35m$$

$$X_2 = \left[1 - \frac{\cosh\left(\frac{3.67}{\frac{D}{H}}\right) - 1}{\frac{3.67}{\frac{D}{H} \left(\sinh\left(\frac{3.67}{\frac{D}{H}}\right)\right)}} \right] H = \left[1 - \frac{\cosh\left(\frac{3.67}{\frac{35.66}{8.95}}\right) - 1}{\left(\frac{35.66}{8.95}\right) \sinh\left(\frac{3.67}{\frac{35.66}{8.95}}\right)} \right] H = 4.7m$$

$$M_s \sqrt{[0.3(22214(3.35) + 1158(4.48) + 462(8.95))]^2 + [9 \times 10^{-3}(10044)(4.7)]^2}$$

$$M_s = 25103.4 \text{ KN/m}$$

$$W_a = 99T_a \sqrt{F_y G_e H} \leq 196 \text{ GDH}$$

$$W_a = 99(6) \sqrt{205(0.897)(1 - 0.056(0.83)(8.95))} = 23460 \text{ N/m}$$

$$W_t = \frac{W_s + W_r}{\text{Perimetro}} = \frac{1158 + 462}{112.12} = 14.4 \text{ KN/m}$$

Para obtener el máximo peso del líquido contenido para ser usado para resistir el volteo, se obtiene:

$$t_a = 6\text{mm (espesor del fondo)}$$

$F_y = 205 \text{ Mpa.}$

$$\begin{aligned} W_a &= 99t_a \sqrt{F_y G_e H} = 99(6) \sqrt{205(0.897(1 - 0.056(0.83))8.7} \\ &= 23460 \text{ N/m} \end{aligned}$$

Siempre y cuando $W_a < 196GHD \text{ (N/m)}$

$$196GHD = 55845 \text{ N/m} > 23460 \text{ N/m}$$

$$J = \frac{M_s}{D^2(W_t(1 - 0.56S_{DS}) + W_a)} =$$

$$\frac{25103.4}{35.69^2(14.4(1 - 0.056(0.83)) + 23.46)} = 0.52$$

4.2 Análisis y verificación de la estabilidad por viento.

Cuando es especificado por el comprador, la estabilidad al volcamiento podría ser calculada usando el siguiente procedimiento: la carga de viento a presión será asumida como 1.4 kPa (30 lbf/ft²) en las superficies planas verticales, 0.86 kPa (18 lb/ft²) sobre las áreas proyectadas de la superficie cilíndrica 0.72 kPa (15 lb/ft²) en las áreas proyectadas de superficies cónicas y superficies de doble curvatura.

El viento es aire, con una componente horizontal de movimiento. La velocidad de las corrientes de viento varía desde cero, en calma absoluta, hasta 535 Km/h que es la velocidad máxima que se ha registrado.

Estas presiones están basadas en una velocidad de viento de 190 Km/h que aunque es el 36% de la máxima velocidad registrada en el mundo, satisface los posibles casos de viento en el Ecuador. En la tabla 43 se muestra una clasificación de pre-huracanes y la clasificación Saffir-Simpson. En caso de que la velocidad de la zona supere los 190 Km/h.

$$K_v = \left(\frac{\text{Velocidad del viento}}{190} \right)^2 \quad (\text{Ec. 6})$$

Tabla 43 Clasificación Saffir- simpson

Tipo	Características
Depresión Tropical	Grupos de tormentas que se organizan con vientos de hasta 63 Km/h, se designa como tal cuando aparece una baja presión y hay circulación de viento en el centro del grupo de tormentas.
Tormenta Tropical	Depresión que se intensifica hasta desarrollar vientos de entre 64 a 117 Km/h. En esta fase es cuando se le asigna un nombre y el movimiento de los vientos se hace más circular
Huracán	Con la baja de presión continua, la tormenta tropical se convierte en huracán con vientos de 118 Km/h.
1	Vientos de entre 118 y 153 Km/h.
2	Vientos de entre 154 y 177 Km/h.
3 (*)	Vientos de entre 178 y 209 Km/h.
4 (*)	Vientos de entre 210 y 249 Km/h.
5 (*)	Vientos de más de 249 Km/h.

(*) Los más peligrosos

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Escala_de_huracanes_de_Saffir-Simpson

Momento de volteo

Para un tanque sin anclajes sea estable deben satisfacerse los siguientes criterios de levantamiento (ver figura 4.2):

$$0.6M_w + M_{pi} < \frac{M_{DL}}{1.5} \quad (\text{Ec. 7})$$

$$M_w + 0.4M_{pi} < \frac{M_{DL} + M_F}{2} \quad (\text{Ec. 8})$$

En la figura 4.2 se indica como el viento actúa sobre las superficies del tanque.

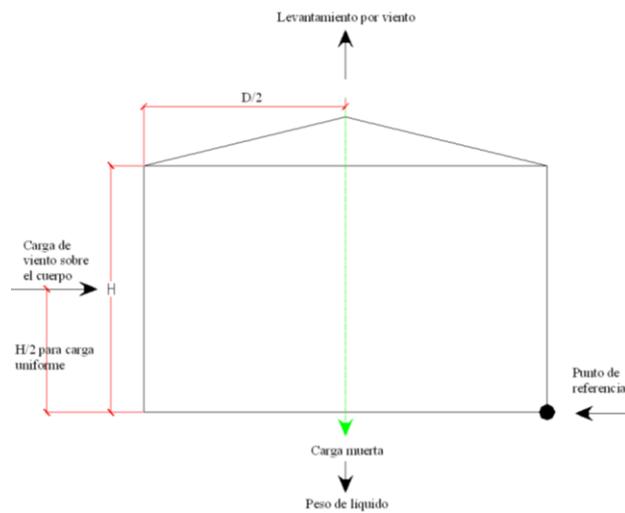


Figura 4.2 Momento de volteo para tanques no anclados

Fuente: El Autor

El momento de volteo producido por el viento (M_w) se considera una viga apoyada en un extremo, por lo que:

$$M_w = \frac{P_v D (H_t)^2}{2} + \frac{P_L \pi D^3}{8} \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

P_v = Presión del viento sobre el cuerpo (Pa)

P_L = Presión de levantamiento sobre el techo (Pa)

D = Diámetro exterior del tanque (m)

H_t = Altura del cuerpo del tanque (m)

El momento producido por la presión interna (M_{pi}) es considerado cuando el tanque es cerrado y tiene instaladas válvulas de alivio de presión. El momento debido a la carga muerta (M_{DL}) es la producida por el peso del tanque (fondo + cuerpo + techo). El momento por el peso del líquido sobre la junta cuerpo-fondo (M_F) se considera solo la mitad del volumen máximo que puede almacenar el tanque y una densidad

relativa de líquido almacenado de 0.895 por lo que M_F es determinado por:

$$M_F = \frac{W_a \pi D^2}{4}$$

Verificación de la estabilidad por viento

De acuerdo a los criterios de estabilidad:

$$0.6M_w + M_{pi} < \frac{M_{DL}}{1.5}$$

Se asume $M_{pi} = 0$ porque el tanque es atmosférico

$$M_w = \frac{P_v D (H_t)^2}{2} + \frac{P_L \pi D^3}{8} = \frac{0.86(35.69)(8.95)^2}{2} + \frac{1.44\pi(35.69)^3}{8}$$

$$M_w = 26222.8 \text{ KN} \cdot \text{m}$$

$$M_{DL} = \frac{(W_s + W_r + W_b)D}{2} = \frac{(1158 + 462 + 462)(35.69)}{2} =$$

$$M_{DL} = 37153.3 \text{ KN} \cdot \text{m}$$

$$0.6(26222.8) + 0 < \frac{37153.3}{1.5}$$

$$15733.7 < 24769 \quad OK$$

CAPÍTULO 5

5. MANTENIMIENTO PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE Y DERIVADOS.

5.1 Introducción

El mantenimiento, siendo este un procedimiento organizado, eficiente y desarrollado, garantiza que una empresa tenga un costo competitivo y la disponibilidad de sus activos productivos.

Al principio se utilizó únicamente el mantenimiento correctivo en el cual, la planificación es prácticamente nula, ya que se realizan reparaciones después de producirse la falla. Este proceso evolucionó a un proceso "correctivo programado" que a pesar de que se realizaba la reparación después de la avería con esta se esperaba disminuir del tiempo de parada del equipo.

Después, el mantenimiento preventivo, basado en la planificación de actividades para lograr mantener en buen estado los equipos e intervenir con anterioridad a las fallas. La planificación preventiva se realiza teniendo en cuenta las experiencias del operario, los datos históricos de las máquinas y aplicando estándares y especificaciones de fabricantes y proveedores. Los procesos que abarca este mantenimiento, son trabajos de lubricación, limpieza, pintura, así como reemplazos y modificaciones de los equipos.

Las inspecciones del mantenimiento preventivo pueden ser subjetivas (a través de los órganos de los sentidos) y objetivas (con la utilización de equipos de medición) para detectar los síntomas del fallo antes de que ocurra el mismo y de esta manera, garantizar un reemplazo a

tiempo, en tiempo mínimo y evitar la rotura de algún elemento. Las inspecciones subjetivas, pueden provocar errores al detectar posibles síntomas de falla mientras que, las inspecciones objetivas, el costo del equipo es elevado y es necesario personal calificado en estos procesos.

Finalmente el mantenimiento predictivo que es efectuado de acuerdo a la información dada por dispositivos de control que detectan las fallas antes de que suceda y dan el tiempo suficiente para corregirlos sin detener la producción. El control se lleva a cabo en forma periódica en función del tipo de sistema.

Actualmente, la ingeniería de mantenimiento, recibe funciones de planificación y control del mantenimiento preventivo analizando causas y efectos de las averías. La ingeniería de mantenimiento a su vez, tiene dos equipos más: el de estudio de fallas crónicas y el de planificación y control del mantenimiento encargado de desarrollar e implementar sistemas automatizados para el mantenimiento de los equipos y sistemas.

5.2 Definición y concepto de mantenimiento

El mantenimiento de máquinas y equipos se define, como el conseguir un determinado nivel de disponibilidad de los equipos para la producción con condiciones de calidad, al mínimo costo y al máximo nivel de seguridad. La disponibilidad, es la proporción de tiempo en que las máquinas o equipos están dispuestos para la producción, respecto al tiempo total. La disponibilidad depende de dos factores: la frecuencia de las averías y el tiempo necesario para reparar las mismas.

El primer factor es conocido con el nombre de fiabilidad, que es un índice de calidad de las instalaciones y de su estado de conservación, y se lo mide por el tiempo medio entre averías. El segundo factor, denominado mantenibilidad, es representado una parte por la bondad del diseño de la instalación y por la otra parte, por la eficacia del servicio de mantenimiento, calculado por el inverso del tiempo medio de reparación de una avería. Su consecuencia un adecuado nivel de disponibilidad que alcanza unos niveles óptimos de fiabilidad y mantenibilidad en pocas palabras que ocurran pocas averías y que estas se reparen rápidamente.

5.3 Objetivos del mantenimiento

El diseño e implementación de cualquier sistema organizativo y su posterior informatización, debe tener presente que está al servicio de determinados objetivos. En el caso del mantenimiento; la organización e información debe estar encaminada a la permanente consecución de los siguientes objetivos:

- Llevar una inspección sistemática de todas las instalaciones, con intervalos de control para detectar oportunamente cualquier desgaste o rotura, manteniendo los registros adecuados.
- Mantener en forma permanente los equipos e instalaciones para evitar tiempos de parada inoportunos y por consecuencia aumentar los costos.
- Efectuar las reparaciones de emergencia lo más pronto posible empleando métodos fáciles de reparación
- Prolongar la vida útil de equipos e instalaciones.

- Optimizar y mejorar la maquinaria y equipos para disminuir las posibilidades de daño.

- Controlar el costo directo del mantenimiento mediante el uso correcto y la eficiencia del tiempo, materiales, hombres y servicio.

5.4 Tipos de mantenimiento

Mantenimiento correctivo

Es reparar, cambiar o modificar cualquier herramienta, maquinaria o equipo cuando se ha detectado alguna falla o posible falla que pudiera poner en riesgo el funcionamiento seguro de la herramienta, maquinaria o equipo. El mantenimiento correctivo es inesperado, no planeado, requiere una atención urgente. Este mantenimiento, se define como una acción remedial para evitar fallas o deficiencias descubiertas durante el mantenimiento preventivo.

Categorías del mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo está clasificado en 4 categorías que son:

- Reparación del fallo: Cambio de un elemento para continuar su funcionamiento.
- Salvataje: Recuperación de elementos de un equipo y utilizarlos en otro equipo
- Reconstrucción: Restaurar un elemento a su estado original en apariencia y esperanza de vida. Esto se consigue a través del examen de todos los componentes y partes; y la comparación según especificaciones originales.
- Overhaul: Inspección y reparación total de lo que sea inapropiado.

Pasos para un mantenimiento correctivo.

Los 5 pasos secuenciales para un mantenimiento correctivo son:

1.- Reconocimiento de las fallas

2.- Localización

3.- Diagnóstico

4.- Reparación y

5.- Revisión

Para reducir el tiempo de mantenimiento correctivo se debe:

- a) Eficiencia para el reconocimiento de fallas, la localización y aislamiento.

- b) Intercambiabilidad Efectiva

- c) Redundancia de actividades

- d) Accesibilidad efectiva para las reparaciones

- e) Factores Humanos: Destreza, habilidad, información, tiempos y movimientos.

Ventajas

Si el equipo está preparado para la intervención en el fallo la acción es rápida y la reposición será hecha en un tiempo mínimo. No se necesita una infraestructura excesiva, un grupo de operarios competentes será suficiente por lo tanto el costo de mano de obra es mínimo. Para equipos que no intervienen de manera directa en la producción es una actividad bastante rentable.

Desventajas

Produce paradas y daños imprevisibles en la producción y afectan a la planificación de una manera incontrolada. Se suele producir una baja calidad en las reparaciones debido a la rapidez en la intervención y a la prioridad de reponer el equipo antes que reparar definitivamente, lo que produce un hábito de trabajar defectuosamente y la sensación de insatisfacción e impotencia, ya que este tipo de intervenciones a menudo generan otras por una mala reparación por lo tanto será muy difícil romper con esta inercia.

Mantenimiento preventivo

Es hacer los ajustes, modificaciones, cambios, limpieza y reparaciones (Generalmente sencillos) para mantener cualquier herramienta o equipo en condiciones seguras de uso y evitar posibles daños al operador o al equipo mismo. Esta, es una importante actividad del mantenimiento que pretende reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados para evitar pérdidas de producción por fallas del equipo. Un equipo ineficiente, provoca una gran cantidad de fallos en producción o desechos. De igual manera,

un operador ocioso o sin experiencia puede ocasionar fallas en el equipo.

Metodología

Dentro de un programa de mantenimiento preventivo a los sistemas, se los somete a inspecciones periódicas de materiales y equipos, servicios de limpieza, lubricación y preservación para evitar que se produzcan fallas. Pruebas periódicas de los equipos para determinar la calidad de servicio que prestan. La alineación de máquinas para el mejor desenvolvimiento de estas y, la realización de ajustes periódicos e instalaciones nuevas para el mejoramiento de la producción. Los elementos de medida deben ser calibrados a través de comparaciones con patrones o estándares originales. Un programa de mantenimiento preventivo debe cumplir con la siguiente condición para decidir su continuación:

$$(NB)(ACPBD)(\alpha) > (CPMS)$$

Donde

NB: Números de fallas.

ACPBD: Promedio del costo por falla.

α : Factor propuesto 70% del total del costo de la falla

CPMS: Costo total del sistema de mantenimiento preventivo.

Para el establecimiento de un programa eficiente de mantenimiento preventivo en un corto tiempo se deben seguir 6 pasos Importantes:

1) Identificar las áreas o el área para el establecimiento del programa con esto obtener resultados en áreas visibles y un mejor manejo del programa.

2) Identificar las necesidades de este programa estableciendo los requerimientos y horarios para las tareas diarias y las periódicas.

3) Establecer la frecuencia de mantenimiento con base a la experiencia de los operadores así como, también en las

recomendaciones expuestas por los vendedores o fabricantes de los equipos.

4) Preparar el programa con actividades diarias y periódicas a realizar donde se debe describir en detalle las actividades y ponerlas a aprobación por parte de un administrador de mantenimiento.

5) Establecer un horario de mantenimiento preventivo anual en donde deben describirse las actividades a realizarse en un periodo base de 12 meses.

6) Finalmente exponer y aplicar el programa a otras áreas de la empresa.

Con la experiencia ganada durante estos proyectos se podría garantizar la extensión del programa.

Ventajas

Un conocimiento de los equipos y un tratamiento históricos de sus datos ayuda en gran medida a controlar estos equipos. La reducción del mantenimiento correctivo representa una reducción en costos y un aumento de la disponibilidad de los equipos, lo que posibilita una planificación de trabajos del departamento de mantenimiento así como, una previsión de los recambios o medios necesarios para estos trabajos. Se concreta con mutuo acuerdo el mejor momento para realizar el paro de las instalaciones con los departamentos de la empresa sin afectar la producción.

Desventajas

Representa una inversión inicial en infraestructura y mano de obra. El desarrollo de planes de mantenimiento preventivo se debe realizar por técnicos especializados. Los trabajos rutinarios cuando se prolongan en el tiempo, producen falta de motivación en el personal, por lo que se debe crear sistemas imaginativos para convertir un trabajo repetitivo, en un trabajo que genere satisfacción y compromiso; el compromiso de los operarios en el mantenimiento preventivo, es indispensable para el éxito del plan.

Mantenimiento predictivo

Consiste en hacer revisiones periódicas (usualmente programadas) para detectar cualquier condición que pudiera impedir el uso apropiado y seguro del equipo y poder corregirla, manteniendo de ésta manera cualquier herramienta o equipo en óptimas condiciones de uso.

Se basa en la predicción de la falla antes de que esta se produzca para dar tiempo para corregirla sin perjuicios al servicio ni detención de la producción. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento, deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto, se utilizan herramientas y técnicas de monitoreo de parámetros físicos. El control se lleva a cabo en forma periódica en función del tipo de equipo.

Los instrumentos utilizados para ello son instrumentos de diagnóstico, aparatos y pruebas no destructivas, como son análisis de lubricantes, comprobaciones de temperatura de equipos eléctricos, etc. A continuación, se exponen algunos de los métodos utilizados en métodos predictivos como son:

- a) Análisis y monitoreo de vibraciones.
- b) Monitoreo de condiciones eléctricas.
- c) Termografía o termografía infrarroja.
- d) Análisis de Lubricantes.
- e) Mediciones ultrasónicas.
- f) Ensayos no destructivos como son: ensayos ultrasónicos, partículas magnéticas, tintas penetrantes, pruebas hidrostáticas, corrientes de Eddy y radiografía.

Ventajas

La verificación del estado de los equipos, es realizado tanto de forma periódica como de forma accidental, permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico de los equipos permite la reducción de los tiempos de parada.

Permite optimizar la gestión realizada por el personal de mantenimiento, así como, determinar con exactitud el tiempo límite de actuación, que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.

Facilita el análisis de las averías y permite el análisis estadístico del sistema, así como la toma de decisión sobre la parada de una línea de trabajo que no se realice en momentos críticos con un conocimiento del historial de actuaciones del equipo.

Desventajas

La implementación de un sistema así de este tipo, requiere de una inversión inicial importante, los equipos y los analizadores de vibraciones tienen un costo muy elevado, de igual manera se debe asignar a un personal a realizar la lectura periódica de datos.

El personal debe ser capaz de interpretar estos datos recopilados que generan los equipos y tomar las conclusiones en base a ellos, trabajo que requiere de un conocimiento técnico elevado.

Por todo ello, la implementación de este sistema se justifica en máquinas o instalaciones donde los paros intempestivos ocasionan grandes pérdidas, donde las paradas innecesarias ocasionen grandes costos.

La tabla 44 las características del mantenimiento programado y no programado del correctivo, preventivo y predictivo

Tabla 44 Características del mantenimiento programado y no programado.

	No Programado	Averías Inevitables que suceden de forma aleatoria en el tiempo durante el proceso de producción
Correctivo	Programado	Son las acciones (trabajos o gamas) sobre las que se tiene conocimiento de lo que hay que hacer para cuando sucede la avería o para cuando se quieran ejecutar. Se proyectan y definen los materiales, herramientas, normas, instrucciones y los oficios que se deben utilizar.

Preventivo	No Planificado o programado	Son las acciones rutinarias (trabajos o gamas) que se ejecutan a las máquinas. A las mismas se le define los materiales, herramientas, normas, instrucciones y los oficios que deben intervenir
	Planificado o programado	Son las acciones (trabajos o gamas) que se ejecutan con una frecuencia periódica a las máquinas. La frecuencia estará condicionada por un medidor (horas, kilómetros recorridos, unidades o toneladas producidas, etc.). A las mismas se les define los materiales, herramientas, normas instrucciones y los oficios que deben intervenir. Forman parte del plan de mantenimiento.
Predictivo	No Planificado o programado	Son acciones rutinarias (trabajos o gamas) que se ejecutan con instrumentación para el diagnóstico de las máquinas. Se definen puntos de medición, parámetros, normas, valores límites, etc.
	Planificado o programado	Son las acciones (trabajos y gamas) que se ejecutan con instrumentación para el diagnóstico de las máquinas con una frecuencia periódica. La frecuencia estará condicionada por un medidor (horas, días, semanas, kilómetros recorridos, unidades o toneladas producidas, etc.) A las mismas se les define los puntos de medición parámetros, normas, valores límites, etc. forman parte de las rutas o plan de inspecciones.

Fuente: El Autor

5.5 Manejo y control de mantenimiento

Para un manejo y control del mantenimiento, es necesario que la empresa se encuentre bien definida en departamentos u

organizaciones. El departamento de mantenimiento, su función será el desarrollo un programa de mantenimiento preventivo, a través de la prevención de problemas y la satisfacción de la operación del equipo. Además una buena preparación del personal y del material a utilizar durante el mantenimiento.

El análisis predictivo, es otro punto importante en el mantenimiento, la correcta toma de datos en los equipos permitirá determinar la frecuencia del mantenimiento en ellos así como, alcanzar los objetivos deseados. Existen dos tipos de sistemas de mantenimiento, un mantenimiento centrado y un descentrado; el sistema centralizado tiene los siguientes beneficios:

- El sistema centrado resulta más eficiente que el sistema descentrado.
- El sistema centrado requiere menor personal de mantenimiento y una supervisión más efectiva.
- Necesita un equipo especial de mantenimiento y personal calificado.

- Realiza un efectivo tiempo de trabajo.

Para el mantenimiento descentrado, un grupo de mantenimiento es asignado a realizar actividades determinadas, lo que reduce el tiempo y trabajos de mantenimiento. Para evitar los trabajos de supervisión debe existir un espíritu de cooperación entre producción y mantenimiento. La combinación de trabajos centralizados y descentralizados proporciona un mejor trabajo de mantenimiento.

Para un manejo de un programa efectivo de mantenimiento se siguen los siguientes pasos:

- 1.- Identificar y examinar la existencia de deficiencias.
- 2.- La determinación de objetivos del mantenimiento.
- 3.- Establecer prioridades en el orden de actividades.

- 4.- Establecer parámetros de medidas por ejemplo, trabajos realizados por semana y costos de reparación.

- 5.- Establecer planes a corto y largo plazo.

- 6.- Documentación necesaria para trabajos de mantenimiento.

- 7.- Implementar sistemas y planes de mantenimiento.

- 8.- Realizar reportes periódicos para la supervisión de trabajos

- 9.- Examinar el progreso anual respecto a los objetivos alcanzados y la reducción de costos alcanzados.

La máxima productividad y operatividad de los equipos, es la importancia del manejo de los principios de mantenimiento, que cada persona realice su tarea en determinado tiempo y mediante un método preestablecido bajo un control efectivo del itinerario y que los resultados sean reflejados en objetivos cumplidos es la base para una efectiva organización del mantenimiento.

Los elementos para un manejo efectivo del mantenimiento son los siguientes:

- 1.- Utilizar la política de mantenimiento con uso de técnicas e índices de medida.
- 2.- Controlar el material ya que es el 30% a 40% del costo total directo del mantenimiento.
- 3.- Sistema de ordenamiento encargado de indicar la labor del personal y un sistema de inventario.

- 4.- Un programa de mantenimiento preventivo y correctivo
- 5.- Planificación de trabajos con respecto a actividades y tiempos.
- 6.- El control del sistema mediante medidas de análisis y control.

5.6 Índices de análisis y control de mantenimiento

Estos índices son respecto al tiempo, costo y a los recursos humanos y físicos.

Estimación del tiempo de duración de una actividad

$$T_a = \frac{OT+4(MT)+PT}{6}$$

Ta: Estimación del tiempo de duración de la actividad.

OT: Tiempo mínimo de duración de una actividad.

PT: Tiempo máximo o pesimista para realización de una actividad

MT: Tiempo más común deseado para la realización de una actividad.

Índices de control de gestión de mantenimiento

- **Índices generales**

$$I_1 = \frac{TMC}{TS}$$

TMC: Costo total de mantenimiento

TS: Ventas totales.

$$I_2 = \frac{TMC}{TO}$$

TMC: Costo total de mantenimiento

TO: Producción total

$$I_3 = \frac{TMC}{TIPE}$$

TMC: Costo total de mantenimiento

TIPE: Inversión total en planta y equipo

- **Índices específicos**

$$I_4 = \frac{TIPM}{TIEM}$$

TIPM: Tiempo total mantenimiento preventivo

TIEM: Tiempo total función mantenimiento

$$I_5 = \frac{TAMC}{TBMC}$$

TAMC: Costo real total mantenimiento

TBMC: Costo presupuesto total mantenimiento

$$I_6 = \frac{TMAC}{TMC}$$

TMAC: Costo total de administración del mantenimiento.

TMC: Costo total mantenimiento.

$$I_7 = \frac{PJCED}{TPJ}$$

PJCED: Número total de trabajos planeados completados a tiempo

TPJ: Numero de trabajos planeados.

$$I_8 = \frac{TPJAM}{TPJ}$$

TPJAM: Número de trabajos planeados esperando material

TPJ: Numero de trabajos planeados.

$$I_9 = \frac{MHEUJ}{TMMH}$$

MHEUJ: Número de horas hombre empleadas en trabajos de emergencia y no planificados

TMMH: Número total de horas hombre trabajadas en mantenimiento

$$I_{10} = \frac{DTCB}{TDT}$$

DTCB: Tiempo de parada ocasionada por fallas

TDT: Tiempo total de paradas

$$I_{11} = \frac{NJI}{TIC}$$

NJI: Numero de trabajos que resultan de inspecciones

TIC: Número total de inspecciones que se completaron

$$I_{12} = \frac{TMLC}{TMMC}$$

TMLC: Costo total de mano de obra de mantenimiento.

TMMC: Costo total de materiales usados en mantenimiento.

$$I_{13} = \frac{TMC}{TMFC}$$

TMC: Costo total de mantenimiento.

TMFC: Costo total de manufactura

5.7 Calidad y seguridad de mantenimiento.

La calidad del mantenimiento es importante ya que, da un grado de confianza al sistema o equipo reparado y lo mantiene en una operación confiable y muy segura. Un buen trabajo conlleva obtener buenos resultados como reducción de costos, seguridad y confianza en los trabajos realizados. A continuación, se presenta algunas recomendaciones para producir un buen trabajo de mantenimiento:

- Definir objetivos claros para un buen trabajo de mantenimiento antes de comenzar.

- Se debe evitar las prácticas inseguras y seguir los procedimientos de seguridad prescritos.

- Los reportes son importantes ya que estos proveen de una información útil para futuras tareas.

- Asegurar que las partes reemplazadas sean sustituidas por partes genuinas.

- Tener mucho cuidado con partes o materiales de equipos que podrían estar deteriorados por el tiempo; Cuando una parte nueva es reparada o cambiada hay que evitar la excesiva fuerza ya que puede introducir nuevas fallas mientras corregimos otras.

- Previamente al momento de reparar se debe tener en cuenta la seguridad, que exista un adecuado aislamiento y que todos los equipos y herramientas deben estar en perfecto estado.

- Después de finalizado la instalación de corrección se debe realizar las pruebas respectivas del equipo o sistema.

- Todas las tareas de mantenimiento como equipamiento, planeamiento y análisis de fallas deben tener un efectivo historial de mantenimiento.

5.8 Procedimientos de mantenimiento preventivo de un tanque de almacenamiento.

Dentro de un procedimiento de mantenimiento de un Tanque de almacenamiento existen algunos pasos que es necesario establecer como son:

- a) Cambio de dirección del fluido hacia otro tanque.

- b) Drenado y Vaciado del Tanque.

- c) Aislamiento del Tanque.

- d) Apertura del Tanque sin entrada de personal.

- e) Medidas de Seguridad Industrial y monitoreo de la atmósfera.
- f) Desgasificación del Tanque.
- g) Iluminación Interna del tanque.
- h) Evacuación y Ubicación de desechos sólidos.
- i) Procedimiento de evacuación de desechos sólidos.
- j) Desalojo de lodos hasta lugar de disposición.
- k) Tratamiento de Bioremediación de Lodos.
- l) Lavado Interior del Tanque.
- m) Sand Blasting de Inspección.
- n) Unidad de Inspección.
- o) Reparación Mecánica y Pintura.
- p) Actividades Adicionales de Unidades de Mantenimiento.
- q) Trabajos en el Cubeto.

5.9 Procedimientos de mantenimiento correctivo de un tanque de almacenamiento.

La reparación y sobre todo el mantenimiento de un tanque, son trabajos necesarios para conservar y restaurar un tanque en una condición de operación segura.

Los procedimientos como reemplazo de láminas de techos, paredes, bases y estructuras, renivelación del suelo, levantamiento de las paredes, colocación de láminas parches, colocación de placas de refuerzo en penetraciones, reparación de goteras y grietas, etc. son algunos de medios utilizados para mantener una operación segura de un tanque de almacenamiento. Los principales factores que pueden provocar problemas para el funcionamiento de los tanques de almacenamientos son detallados a continuación:

- La corrosión interna del fondo producido por el producto almacenado principalmente el agua.

- Por la exposición al ambiente que provoca una corrosión externa.

- Niveles de esfuerzo mayor que los permitidos según el diseño.

- Cambio de las propiedades del producto como la gravedad específica, la temperatura de operación y la corrosión.

- La temperatura del diseño del tanque en el lugar de servicio.

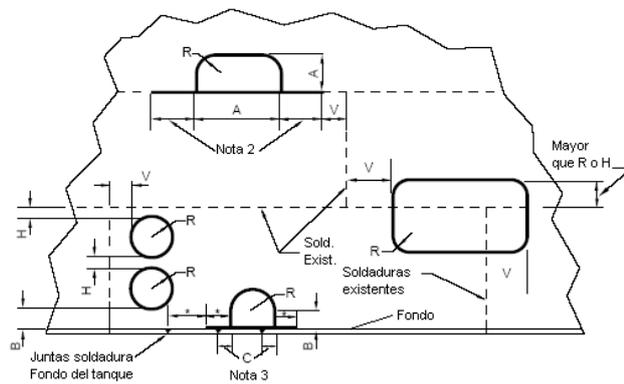
- Las cargas de techo externas como cargas de vientos y cargas sísmicas.

- Condición del asentamiento o suelo del tanque.

- Propiedades químicas y mecánicas de los materiales.

- Condiciones de operación, ratas de llenado, vaciado y su frecuencia.

Cuando es necesario reemplazar láminas completas o segmentos es necesario verificar el espaciamento requerido de acuerdo a la figura 5.1 de detalles para reemplazo de láminas de la pared.



Dimensiones	Mínimo espaciamento de soldadura entre los filos de soldadura en función del espesor de la lámina de reemplazo t (pulg.)	
	t ≤ 0,5 pulg.	t > 0,5 pulg.
R	6 pulg.	Mayor que 6 pulg. o 6t
B	6 pulg.	Mayor que 10 pulg. o 8t
H	3 pulg.	Mayor que 10 pulg. o 8t
V	6 pulg.	Mayor que 10 pulg. o 8t
A	6 pulg.	Mayor que 12 pulg. o 12t
C	Mayor que 3 pulg. o 5t	

Notas:

1. Todas las intersecciones de soldadura deben estar aproximadamente a 90°

2. Primero las juntas de soldadura verticales, cortar las soldaduras horizontales existentes a un mínimo de 12 pulg. sobre las juntas verticales nuevas, posteriormente realizar la soldadura horizontal

3. Primero las juntas de soldadura verticales, cortar las soldadura del fondo y la pared a un mínimo de 12 pulg. sobre las juntas verticales nuevas, el corte debe ser hasta 3 pulg. o 5t antes de las soldaduras, posteriormente se debe realizar las soldaduras de la pared y del fondo del tanque.

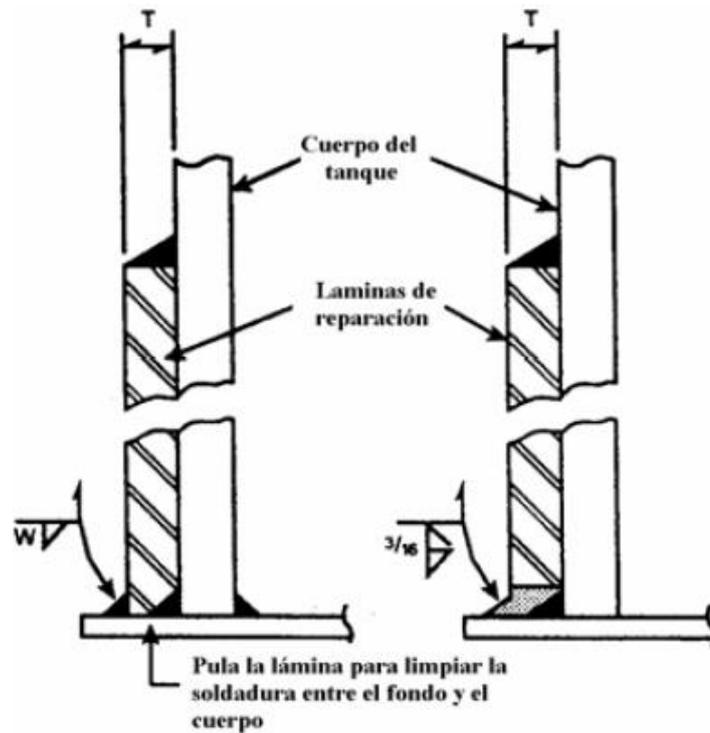
Figura 5.1 Detalle para reemplazo de láminas de pared

Tomado de la norma API 653 - Sección 9.3.1

Las láminas parches, son una buena opción para reparar láminas de la pared del tanque pero en esta condición la limitación de espesor de las paredes no es aplicable.

Los parches son utilizados también para cerrar aberturas causadas al remover láminas o al remover áreas severamente corroídas, también los parches son utilizados para reforzar áreas severamente deterioradas que no resistan las cargas de servicio del tanque. Son usados también para reparar pequeñas goteras de la pared o para minimizar el efecto de las goteras sobre áreas con problemas de picado, el método de reparación, no recomienda reparar láminas con goteras si existe presencia de gas libre dentro de gas donde será necesario adoptar las recomendaciones dadas para trabajos en caliente.

Las placas de reparación, pueden extenderse hasta intersectarse con la junta de la pared con el fondo en este caso, la intersección tiene que tener un ángulo de 90° de acuerdo a los requerimientos de la figura 5.2



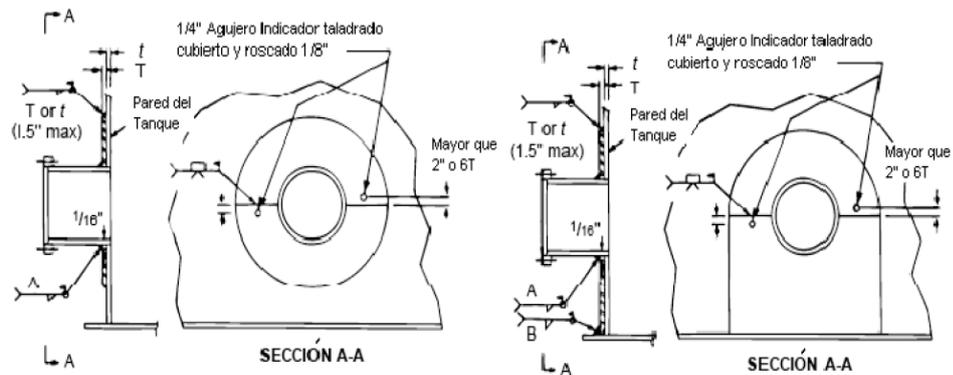
Detalle A	Detalle B
Para $T >$ al tamaño de la soldadura cuerpo-fondo	Para $T \leq$ del tamaño de la soldadura cuerpo-fondo

W = el menor espesor entre la lámina de reparación o de la lámina del fondo

Figura 5.2 Láminas de reparaciones traslapadas a la junta externa del cuerpo a fondo.

Tomado de la norma API 653 - Sección 9.3.2.1

En el caso de penetraciones; estas se deben realizar de acuerdo a recomendaciones expuestas en la estándar API 650; los requerimientos de espaciamiento dimensional y soldadura para láminas de refuerzo se muestran a continuación (ver figura 5.3)



T y t (máximo) (pulg.)	A (pulg.)
9/16	1/4
3/4	5/16
15/16	3/8
1-1/8	7/16
1-5/16	1/2
1-9/16	9/16
1-3/4	5/8

T y t (máximo) (pulg.)	A (pulg.)	B (pulg.)
9/16	1/4	1/4
3/4	5/16	1/4
15/16	3/8	5/16
1-1/8	7/16	5/16
1-5/16	1/2	3/8
1-9/16	9/16	3/8
1-3/4	5/8	3/8

Figura 5.3 Detalles aceptables para penetraciones en la pared

Tomado de la norma API 653 - Sección 9.7.2

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Conclusiones

Se concluye que el tanque N° 6 de Fuel Oil puede seguir siendo operativo efectuando las correcciones del mismo de acuerdo a la norma API 653.

De acuerdo con la tabla N° 3 tenemos que los puntos 9 y 14 están fuera de tolerancia cuyos valores son 105 y 104 mm respectivamente, dando como resultados no satisfactorios en la prueba de verticalidad.

Para la inspección de redondez se tiene que existen varios puntos fuera de especificaciones tal como se representan en las tablas N° 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16.

El asentamiento en el borde externo del tanque obtuvo resultados satisfactorios tal cual lo muestra la tabla N° 17.

Las tablas N° 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26 y 27 presenta los datos obtenidos de la prueba de asentamiento que dentro de los cuales se evidencia gran variedad de puntos fuera de tolerancia, pero para demostrar que los puntos están fuera del estándar el cliente tendrá que demostrar un historial en el cual se evidencia el asentamiento del dicho tanque cuando fue construido.

El documento realizado, es un aporte al sector industrial de nuestro país especialmente al petrolero y derivados, de manera que se alcanza a satisfacer con los objetivos planteados al iniciar este documento.

Con la finalización de este estudio, el terminal se ve beneficiada por tener un documento que puede servir de referencia para establecer parámetros de inspección y evaluación de la situación actual de sus

tanques y de esta manera establecer requisitos y exigencias a los contratistas relacionados con este tema.

Recomendaciones

Se deberá realizar un mantenimiento de las líneas y accesorios del sistema de tuberías de manera periódica.

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

Cuando se hayan hecho todas las adecuaciones del caso se debe realizar la prueba hidrostática o de estanqueidad del tanque.

Dado que el tanque será alterado físicamente se deberá calibrar el tanque para obtener la respectiva tabla de calibración que deberá ser aprobada por la Agencia de Regulación y Control Hidro-carburíferos (ARCH) previo a cancelación de las respectivas tasas.

Se deberá realizar un acta de prueba de inicio hidrostática donde constarán las firmas de validación que se detallan a continuación:

Firmas del ejecutor de la obra

Firma del ente fiscalizador

Firma del representante ARCH

Antes de realizar la prueba hidrostática se deberá tomar una muestra de agua, la cual deberá ser analizada por un laboratorio acreditado por la MAE y por la ARCH en la cual se verificarán diferentes parámetros exigidos por el ministerio del ambiente, luego de la prueba se deberá ser analizado el mismo procedimientos.

APÉNDICES

APENDICE

En caso de no conocer el tipo de terreno se puede asumir que es de tipo D.
 Si hacemos una comparación de las zonas sísmicas entre Ecuador y Estados Unidos para la obtención de los respectivos valores de Z tenemos lo siguiente:

ZONAS SISMICAS		
ZONA ECUADOR	VALOR Z	ZONA USA
	0	0
	0,075	1
I	0,15	2A
	0,20	2B
II	0,30	3
III	0,35	
IV	0,40	4

Fig. A - Zonas sísmicas de Estados Unidos hasta el año 2005 (API 650-98)

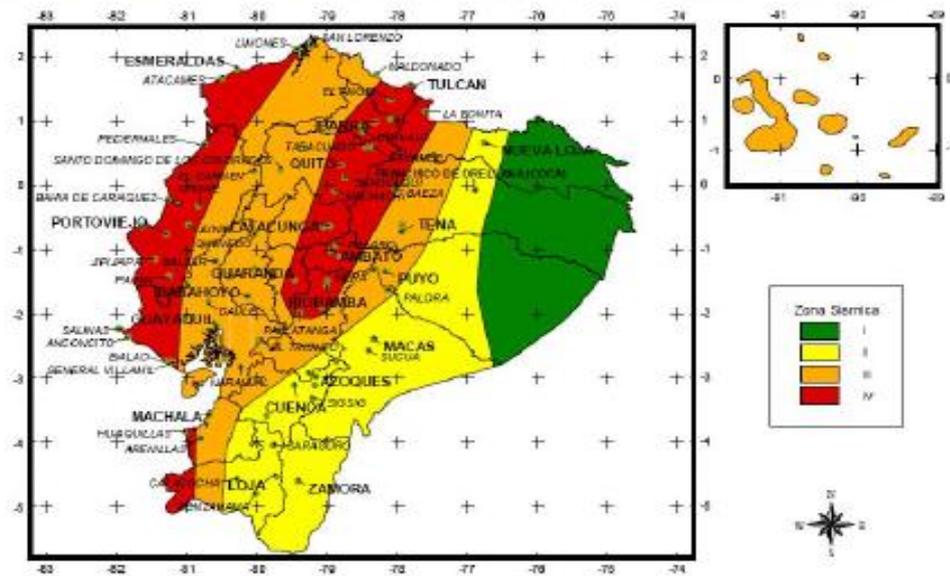


Fig. B - Zonas sísmicas del Ecuador - Tomado del documento [sismos.pdf](#)
www.defensacivil.gov.ec > Fenómenos Naturales/Antrópicos > Geológicos

ZONA SISMICA ECUADOR	S_s	S_1
I	0,75	0,3
II	1	0,4
III - IV	1,25	0,5

ZONAS SISMICAS	I	II	III-IV
Tipo de terreno	$S_s = 0,75$	$S_s = 1$	$S_s \geq 1,25$
A	0,8	0,8	0,8
B	1	1	1
C	1,1	1	1
D	1,2	1,1	1
E	1,2	0,9	0,9

Valores del coeficiente de sitio F_a

ZONAS SISMICAS	I	II	III-IV
Tipo de terreno	$S_1 = 0,3$	$S_1 = 0,4$	$S_1 \geq 0,5$
A	0,8	0,8	0,8
B	1	1	1
C	1,5	1,4	1,3
D	1,8	1,6	1,5
E	2,8	2,4	2,4

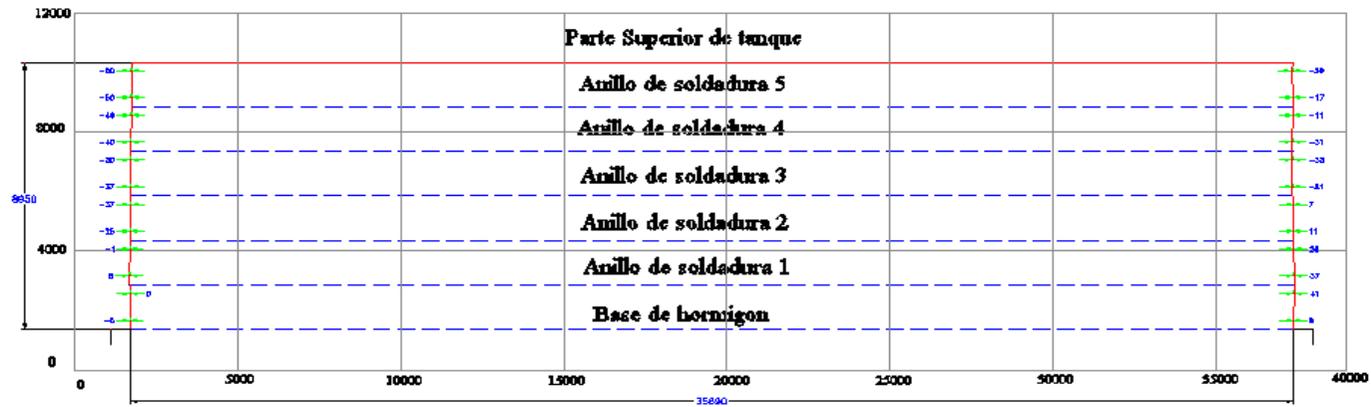
Valores del coeficiente de sitio F_v

Por lo tanto los valores a usarse de SDS y SD1 para las distintas Zonas sísmicas del Ecuador son:

SDS	I	II	III-IV
A	0,4	0,53	0,67
B	0,5	0,67	0,83
C	0,55	0,67	0,83
D	0,6	0,73	0,83
E	0,6	0,6	0,75

SD1	I	II	III-IV
A	0,16	0,21	0,27
B	0,2	0,27	0,33
C	0,3	0,37	0,43
D	0,36	0,43	0,5
E	0,56	0,64	0,8

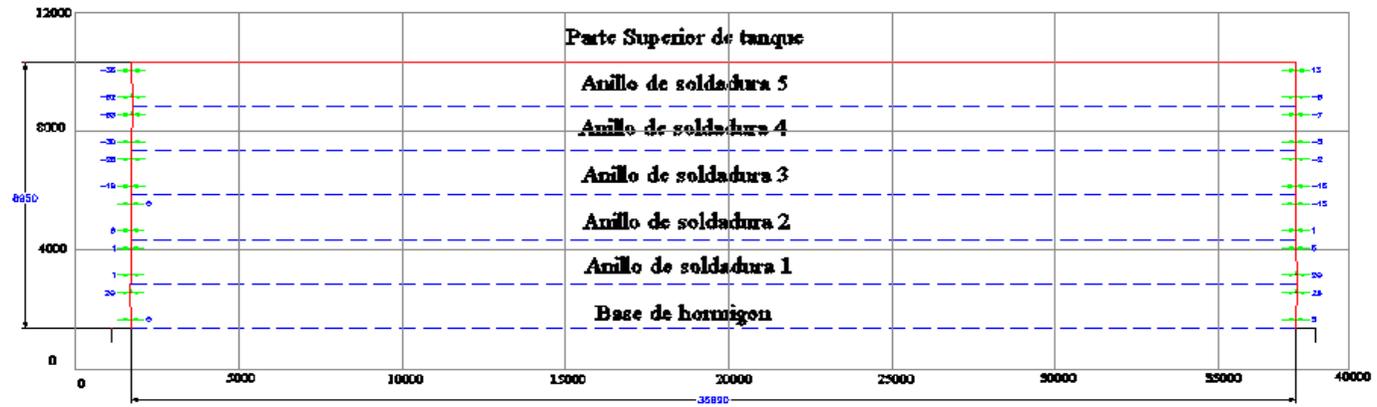
Perfil 0°-180°



Tanque fuel oil				
	CONTIENE: Levantamiento topográfico de tanque	GENERADO: Omar Mayorga Toala	REVISADO: Ing. Ernesto Martinez	LAMINA: PLANO 1
		FECHA:	ESCALA: 1:5000/2013	

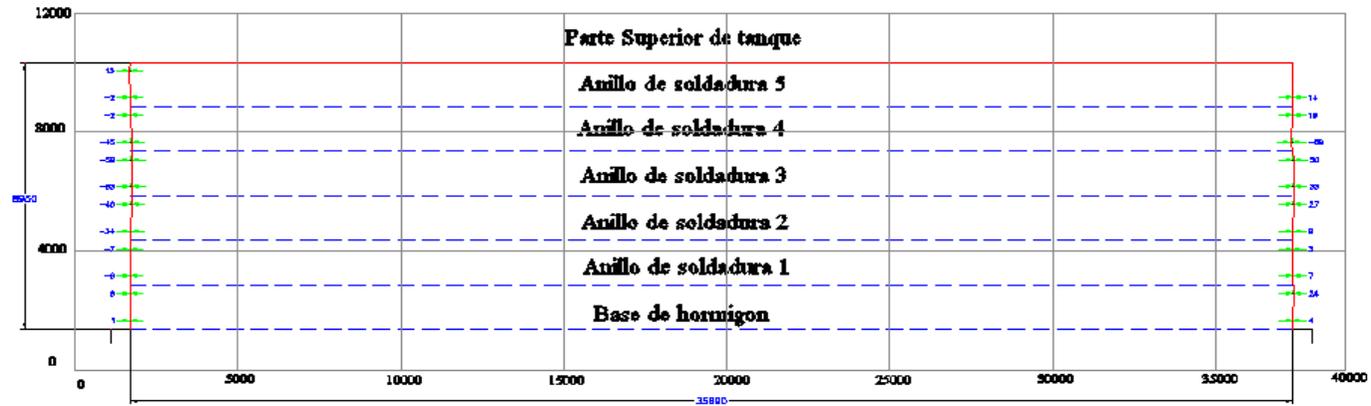


Perfil 45°-225°



Tanque fuel oil				
	<p style="margin: 0;">CONTENIDO:</p> <p style="margin: 0;">Levantamiento topográfico de tanque</p>	<p style="margin: 0;">GENERADO:</p> <p style="margin: 0; text-align: center;">Omar Méyorga Toala</p>	<p style="margin: 0;">REVISADO:</p> <p style="margin: 0; text-align: center;">Ing. Ernesto Martínez</p>	<p style="margin: 0;">HOJA:</p> <p style="margin: 0;">PLANO 2</p>
<p style="margin: 0;">FECHA:</p>		<p style="margin: 0;">FECHA: 26/05/2015</p>		

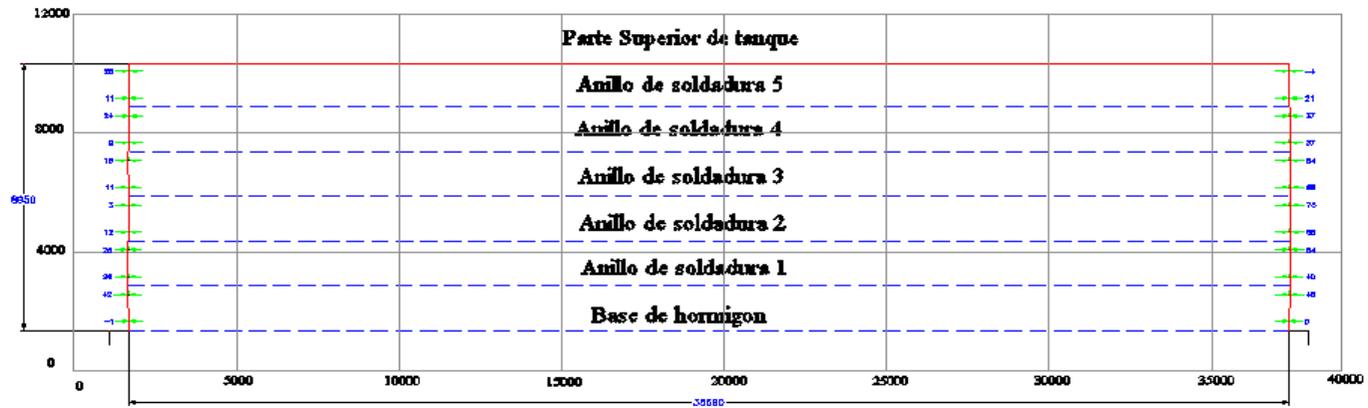
Perfil 90°-270°



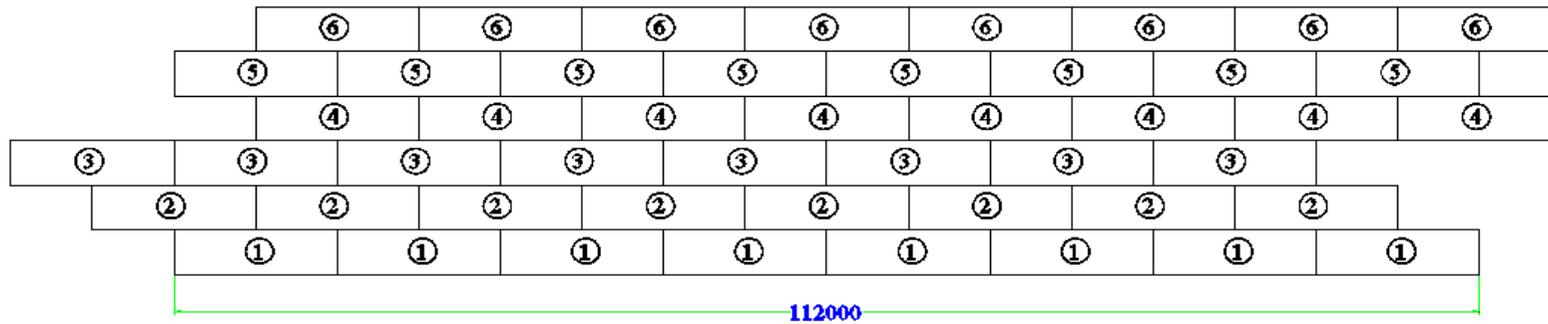
Tanque fuel oil			
	CONTENIDO: Levantamiento topográfico de tanque	GENERADO: Oscar Méyorga Toala	REVISADO: Ing. Ernesto Martínez
ESCALA:		FECHA: 3/enero/2013	
			TABLA: PLANO 3

✕

Perfil 135°-315°



Tanque fuel oil			
	<p style="margin: 0;">CONTENIDO:</p> <p style="margin: 0;">Levantamiento topográfico de tanque</p>	<p style="margin: 0;">DISEÑADO:</p> <p style="margin: 0; text-align: center;">Omar Mayorga Toala</p>	<p style="margin: 0;">REVISADO:</p> <p style="margin: 0; text-align: center;">Ing. Ernesto Martínez</p>
<p style="margin: 0;">FECHA:</p>		<p style="margin: 0;">ESCALA: 30m=1cm</p>	
			PLANO 4



- (1) Plancha 12x5000x1500; cantidad=22 unidades
- (2) Plancha 10x5000x1500; cantidad=22 unidades
- (3) Plancha 9x5000x1500; cantidad=22 unidades
- (4) Plancha 8x5000x1500; cantidad=22 unidades
- (5) Plancha 6x5000x1500; cantidad=22 unidades
- (6) Plancha 6x5000x1500; cantidad=22 unidades

Proyecto :			
Tanque fuel oil			
	DESCRIPCION: Tanque de almacenamiento	DISEÑADO: Cesar Méyorga Toala	REVISADO: Ing. Ernesto Martínez
	FECHA:	FECHA: 31/enero/2013	TABLA: PLANO 5

BIBLIOGRAFÍA

1. "API standard 12-b bolted production tanks"
- 2."Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction API standard 653 fourth edition, April 2009"
3. "Section 2C-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical-triangulation Method ANSUAPI MPMS 2.2C FIRST EDITION, JANUARY 2002.
4. "Section 2D—Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Internal Electro-optical Distance Ranging Method FIRST EDITION, AUGUST 2003 ANSI/API MPMS 2.2D – 2003
5. "API MPMS Chapter 2.2E First Edition, April 2004 ISO 12917-1:2002, Petroleum and liquid petroleum Products—Calibration of horizontal cylindrical tanks Part 1: Manual Methods".

6. "ANSI/API MPMS Chapter 2.2F First Edition, April 2004 ISO 12917-2, Petroleum and liquid petroleum Products—Calibration of horizontal cylindrical tanks, Part 2: Internal Electro-optical Distance-ranging Method ANSI/API.
7. "Section 2B-Calibration of Upright Cylindrical Tanks Using the Optical Reference Line Method FIRST EDITION, MARCH 1989 REAFFIRMED MAY 1996 Reaffirmed, December 2007.
8. "API standard (American Petroleum Institute) 650-07 section 4 (Materials), welded steel tanks for oil storage, USA 2007. Consulta realizada Enero del 2007.