

UNIVERSIDAD NACIONAL JOSÉ FAUSTINO SÁNCHEZ CARRIÓN



FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y METALÚRGICA

**ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERIA
METALURGICA**

**TESIS PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO METALURGICO**

**TITULO: MODELO PARA DETERMINAR LA AMPLIACION DE LA
VIDA UTIL DE RECIPIENTES A PRESION PARA
ALMACENAMIENTO DE GLP.**

**AUTOR:
TONY JUBERT BLAS CRISTOBAL**

**ASESOR:
Ing. ISRAEL NARVASTA TORRES**

CIP 146766

Huacho-Perú

2018

DEDICATORIA

Esta tesis quiero dedicarlo a Dios, a mis padres Jubert Blas y Lilia Cristobal, por haberme dado la vida y los fundamentos para desempeñarme en la sociedad. A mi hermano Albert Blas, quienes incondicionalmente me han brindado su apoyo, y son la fuente de motivación e inspiración con la que me levanto todos los días a disfrutar el viaje por la vida. A mi novia Mayra Barrientos. Les doy las gracias por su amor puro y sin juicios; y les pido que no dejen de buscar sus sueños, ya que las dedicaciones y la perseverancia harán el resto. También a mi entorno familiar, amical y profesional, y a todas aquellas personas que me aconsejaron y ayudaron a elaborar esta investigación, que la voluntad es la fuerza que nos mueve a cambiar nuestra realidad, y que tenemos en nuestras manos la responsabilidad de dejar un legado a las generaciones futuras, en la búsqueda del bien común y la realización de nuestros sueños y metas más anheladas.

AGRADECIMIENTO

Es importante agradecer y reconocer el apoyo de los que directa e indirectamente han influido en la realización de este trabajo. Particularmente, a todos aquellos colegas, que con sus cuestionamientos y exigencias me proporcionan razones para seguir investigando.

A Las empresas donde labore, Inspectorate services Perú Sac, Buereau Veritas, Induserv Group SAC, Marconsult, quienes me proporcionaron material para poder incluir en esta tesis.

También a todos aquellos ejecutivos y empresarios a los que tuve el honor de apoyar en el desarrollo de sus planes de trabajo, de quienes obtuve mucha información que me facilito entender el entorno de la investigación del método aplicado con distintas operaciones y características.

A mis maestros de la universidad José Faustino Sánchez Carrión; quienes me ayudaron en mi formación profesional.

INDICE GENERAL

PORTADA

DEDICATORIA...

AGRADECIMIENTO

RESUMEN.....10

INTRODUCCIÓN.....11

CAPITULO I: GENERALIDADES.....13

1.1. Antecedentes del almacenamiento del GLP a presión.....13

1.2. Planteamiento Del Problema.16

1.2.1. Problema General.....16

1.2.2. Problemas específicos.....17

1.3. Objetivos17

1.3.1. Objetivo General.....17

1.3.2. Objetivos Específicos.....17

1.4. Importancia y Justificación de la Investigación.....17

CAPITULO II: MARCO TEORICO

2.1. El GLP como combustible en el Perú.....19

2.2. Mercado Internacional del GLP.....20

2.3. Cotización del GLP Internacional y en el mercado local21

2.4. Mercado Interno De GLP.....23

2.5. Tanques De Almacenamiento, Transporte Y Comercialización Del GLP24

2.5.1. Transporte al granel..... 27

2.5.2. Tanques de almacenamiento	28
2.5.3. Clasificación de los tanques de almacenamiento.....	28
2.6. Normatividad.....	32
2.7. Normalización.....	32
2.8. Organismos De Normalización.....	32
2.9. Procedimientos De Inspección.....	34
2.10. Procedimiento	35

CAPITULO III: INSPECCIÓN TÉCNICA Y ELABORACIÓN DE PRUEBAS EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE G.L.P.

3.1. Inspección	37
3.2. Ensayos No Destructivos.....	38
3.3. Ultrasonido Industrial.....	48
3.4. Radiografía Industrial.....	61
3.5. Corrientes Inducidas	62
3.6. Partículas Magnética.....	64
3.7. Tintas Penetrantes.	67
3.8. Emisión Acústica.	69
3.9. Replicas Metalográficas.....	70
3.10. Dureza	70
3.11. Pruebas	71
3.12. Procedimientos De Inspección	74
3.13. Alcance y Metodología.....	80
3.14. Objetivos específicos.....	81

3.15.	Normativa	82
3.16.	Análisis del Historial del Equipo.....	84
3.17.	Procedimientos.....	85
3.18.	Plan de la Prueba.....	87
3.19.	Criterios de Evaluación de Resultados.....	91
3.20.	Llenado del tanque.....	92
3.21.	Presurización	93
3.22.	Calibración Volumétrica.....	95
3.23.	Inspección Técnica	95
3.24.	Registros	103
3.25.	Elaboración De Informe Final.....	104
3.26.	Requerimientos De Salud, Seguridad Y Medio Ambiente.....	105
CAPITULO IV: MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE G.L.P		
4.1.	Mantenimiento	109
4.2.	Mantenimientos Básicos para Tanques de Almacenamiento de G.L.P.....	117
4.3.	Soldadura en Recipientes a Presión.....	120
4.4.	Procedimiento De Soldadura En Recipientes A Presión	123
4.5.	Factores para Reparación por Soldadura en Recipientes a Presión.....	124
4.6.	Mecanismos de Daño y Falla.....	125
4.7.	Mecanismos de Falla.....	127
4.8.	Mecanismos de Daño en Servicio.....	129
4.9.	Evaluación de Corrosión y Espesores Mínimos.....	137

4.10.	Cuando Realizar una Reparación	141
4.11.	Determinación de la Soldabilidad del Metal Base.....	143
4.12.	Determinación del Proceso de Soldadura.....	143
4.13.	Determinación del Material de Aporte.....	144
4.14.	Contracción y Distorsión.....	145
4.15.	Establecimiento y Calificación del Procedimiento de Reparación.....	147
4.16.	Calificación de Inspectores y Soldadores.....	148
4.17.	Calificación y Preparación del Soldador.....	149
4.18.	Preparación del Área Defectuosa.....	150
4.19.	Ejecución de la Reparación por Soldadura.....	152
4.20.	Procedimientos.....	157
4.21.	Evacuación y Ubicación de desechos sólidos.....	163
4.22.	Registros.....	169
4.23.	Modelo para determinar la ampliación de la vida útil de recipientes a presión para almacenamiento de GLP.....	170
4.24.	Requerimientos De Salud, Seguridad Y Medio Ambiente	204

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.	CONCLUSIONES.....	207
5.2.	RECOMENDACIONES.....	209
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	210

ANEXOS

Anexo 1:	Procedimiento Para La Inspección, Mantenimiento Y Limpieza De Combustibles Líquidos, Biocombustibles Y Otros Productos Derivados De Los Hidrocarburos	214
Anexo 2:	transductores Para Medidores De Espesores	221

INDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1. Demanda Interna de GLP- cuadrática.....	22
Figura 2.2.Demanda relativa del GLP.....	22
Figura 2.3. Productores y Comercializadores de GLP.....	23
Figura 2.4.Evolución de establecimiento de GLP en el tiempo.....	24
Figura 2.5. Recipientes Cilíndricos.....	29
Figura 3.1. Medidor de espesores básico.....	53
Figura 3.2. Método de medición.....	54
Figura 3.3. Medidor de espesores avanzado con barrido “A”	55
Figura 3.4: Presentación de un medidor de espesores avanzado con barrido “B”	55
Figura 3.5: Acoplantes	57
Figura 3.6: Bloque de calibración.....	58
Figura 3.7: Corrientes inducidas.....	67

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Gasocentros y vehículos convertidos a GLP.....	25
Tabla 4.1: Actividades y frecuencia de mantenimiento.....	119
Tabla 4.2 Distribución de fallas por tipo de mecanismo.....	126
Tabla N°4.3 Tolerancia en el radio	187

RESUMEN

En el presente estudio, se desarrolló un modelo declarativo con base en las normas técnicas respectivas, para realizar la reparación de tanques de almacenamiento de GLP a altas presiones. Se concluyó que el uso de los medios de almacenamiento de GLP, por la naturaleza del fluido y las condiciones de a las que debe mantenerse envasado, demanda altas medidas de seguridad y por lo tanto los operadores de estos dispositivos deben conocer plenamente las normas aplicables a cada situación; también la funcionalidad de los tanques y la seguridad integral de la realización de las actividades de la inspección, el mantenimiento y la reparación de recipientes de GLP son seguras si se aplican los códigos y normas nacionales e internacionales a través de como los de este estudio.

Palabras Clave: GLP, Inspección, mantenimiento, Normas técnicas, fallas.

SUMMARY

In the present study, a declarative model was developed based on the respective technical standards, to perform the repair of storage tanks of GLP at high pressures. It was concluded that the use of GLP storage media, due to the nature of the fluid and the conditions to which it must be kept, requires high safety measures and therefore the operators of these devices must be fully aware of the applicable standards. each situation; also the functionality of the tanks and the integral security of the realization of the activities of the inspection, maintenance and repair of GLP containers are safe if the national and international codes and standards are applied through such as those of this study.

Keywords: GLP, Inspection, maintenance, Technical standards, failures.

INTRODUCCION

En el presente estudio, se desarrolló un modelo declarativo tomando como base las normas técnicas respectivas, tanto nacionales como internacionales respecto a la inspección, mantenimiento y reparación de tanques de almacenamiento de GLP a presiones de comercialización. Para el efecto se analizó el uso de GLP en Perú, el mercado correspondiente y las distintas formas de comercialización, se seleccionaron las normas técnicas respectivas, se analizaron varios trabajos, revistas y libros, relativos al tema. Evidentemente, el campo en estudio es de alta responsabilidad, porque el GLP es combustible y sólo se encuentra como líquido a presiones superiores a la atmosfera, por lo que resulta obvio medidas de seguridad integral. Tales medidas, se plantean a modo de un modelo declarativo, es decir mediante un procedimiento detallado con todas sus etapas para la inspección, mantenimiento y reparación, haciendo, para cada caso, información técnica, esto es, las normas establecidas, los instrumentos utilizados, las técnicas, las evaluaciones y los registros correspondientes.

Para este fin el estudio se llevó a cabo en seis capítulos, los cuales globalmente se enuncian del siguiente modo; el primer capítulo constituye generalidades sobre el enfoque del estudio y una apreciación global del estudio. El segundo capítulo, constituye el marco teórico del estudio; el tercero se refiere a la inspección técnica y elaboración de pruebas en tanques de almacenamiento de GLP, en el siguiente capítulo se aborda en detalle el mantenimiento y reparación de tanques de almacenamiento de G.L.P.; se concluyó que el uso de los tanques de almacenamiento de GLP, por la naturaleza del fluido y las condiciones de a las que debe mantenerse envasado, demanda altas medidas de seguridad y por lo tanto los operadores de estos dispositivos deben conocer plenamente las normas aplicables a cada situación; también la funcionalidad de los tanques y la seguridad integral de la realización de las actividades de

la inspección, el mantenimiento y la reparación de recipientes de GLP son seguras si se aplican los códigos y normas nacionales e internacionales a través de como los de este estudio; los siguientes capítulos son las referencias bibliográficas y anexos.

CAPITULO I GENERALIDADES

1.1. Antecedentes del almacenamiento del GLP a presión

GLP es la abreviatura de "gases licuados del petróleo", denominación aplicada a diversas mezclas de propano y butano que alcanzan el estado gaseoso a temperatura y presión atmosférica, y que tienen la propiedad de pasar a estado líquido a presiones relativamente bajas, propiedad que se aprovecha para su almacenamiento y transporte en recipientes a presión. (energía.gob.es/glp)

El GLP tiene su origen en los Estados Unidos entre los años 1900 y 1912 donde se comprobó que la gasolina natural no refinada tenía una gran tendencia a evaporarse debido a la presencia de estos hidrocarburos ligeros. (Rojas, 2007)

A final de los años 30 eran ya varias empresas las que habían entrado en este mercado, y como innovaciones técnicas de esta época tenemos los primeros vagones para transporte de GLP por ferrocarril, y el establecimiento de plantas de llenado de botellas por todo Estados Unidos. En Europa, la primera botella se vendía en Francia en 1934. (Rojas, 2007)

Jimenez (2012) indica los GLP pueden encontrarse formando parte del crudo y del gas natural; sin embargo, existen diversos procesos de refinería que los pueden producir:

- a. "Reformado catalítico": Se alimenta de naftas ligeras para producir aromáticos y gasolinas. El rendimiento en GLP está entre un 5 – 10%.
- b. "Cracking catalítico": Se alimenta de gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno para petroquímica. El rendimiento en GLP está entre un 5 – 12%.

- c. "Steam Cracking ": Se alimenta con gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno. El rendimiento en GLP está entre un 23 – 30%.
- d. "Polimerización y alquilación": Se alimentan de butenos para producir gasolinas. El rendimiento en GLP está entre un 10 – 15%.
- e. "Cracking térmico": Se alimenta de gas-oil y fuel-oil para producir gasolina. El rendimiento en GLP está entre un 10 - 20%.
- f. "Coking y visbreaking ": Se alimenta de gas-oil pesado y residuo para producir coque. El rendimiento en GLP está entre un 5 – 10%.

En el caso de encontrarse asociados al gas natural, los G.L.P, al tratarse de componentes con menor presión de vapor y puntos de ebullición más altos, tienen el riesgo de que permanezcan en fase líquida en las redes de distribución. Por lo tanto, antes de transportar el gas natural, se procesa en mediante un proceso de destilación fraccionada (plantas despentanizadoras), donde separan el metano del resto de hidrocarburos que llevan asociados, y que fundamentalmente van desde los etanos a los pentanos. (www.energia.gob.pe)

El propano (químicamente) es un compuesto orgánico, cuya molécula, saturada, está compuesta por tres átomos de carbono y 8 de hidrógeno (fórmula C_3H_8).

El butano es parecido al propano, salvo que su molécula, también saturada, está compuesta por cuatro átomos de carbono y 10 de hidrógeno (fórmula C_4H_{10}). Ambos gases tienen un gran poder calorífico: el propano proporciona 22000 Kcal/m³ y el butano 28300 Kcal/m³, lo que facilita el transporte y los hace muy prácticos.

Comercialmente hablando, cuando nos referimos a propano hablamos de una mezcla del 80% de hidrocarburos C_3 y un máximo del 20% de hidrocarburos C_4 . Por su parte, lo que se vende bajo la denominación butano es un líquido que consta de un mínimo

del 80% de hidrocarburos C_4 y un máximo del 20% de hidrocarburos C_3 . Las proporciones anteriores pueden variar en función de la aplicación que se dé al gas.

A presión atmosférica y temperatura ambiente (1 atmósfera y 20°C), el Gas Licuado de Petróleo se encuentra en estado gaseoso. Para obtener líquido a presión atmosférica, la temperatura del butano debe ser inferior a $-0,5^{\circ}\text{C}$ y la del propano a $-42,2^{\circ}\text{C}$. En cambio, para obtener líquido a temperatura ambiente, se debe someter al GLP a presión. Para el butano, la presión debe ser de más de 2 atmósferas. Para el propano, la presión debe ser de más de 8 atmósferas.

Un litro de líquido se transforma en 272,6 litros de gas para el propano y 237,8 litros de gas para el butano. En su estado puro, tanto el butano como el propano son inodoros; sin embargo, para hacerlos más fácilmente detectable en el caso de fugas, se les añade un compuesto odorizador (sulfuro de mercaptano) que los hace perceptibles antes de que la mezcla GLP-aire pueda ser explosiva.

Tanto el propano como el butano no son tóxicos, aunque al ser más pesados que el aire tienden a desplazarlo y pueden provocar la muerte por asfixia al impedir que el aire llegue a los pulmones y oxigene la sangre.

Poder calorífico

- a. Butano comercial, el poder calorífico inferior (P.C.I.) es: 10.938 Kcal/Kg y el poder calorífico superior (P.C.S.) es: 11.867Kcal/Kg.
- b. Propano comercial, el poder calorífico inferior (P.C.I.) es: 11.082 Kcal/Kg y el poder calorífico superior (P.C.S.) es: 12.052 Kcal/Kg.

De forma aproximada, 1 Kg. de propano equivale a la energía proporcionada por: 1,24 m^3 de gas natural; 1,20 lt. de fuel-oíl; a 3 m^3 de gas ciudad; 1,30 lt. de gas oíl; 3 a 6 Kg. de leña; 14 kWh de electricidad; a 2 Kg. de carbón. (Ministerio de Energía,

Turismo y Agenda digital. Gobierno de España. Secretaría de Estado de Energía, 2014)

1.2. Planteamiento Del Problema

En las áreas de producción, mantenimiento y seguridad, actualmente, una de las principales exigencias es la implementación de una política económicamente viable que facilite la evaluación de la integridad de sus equipamientos y estructuras, cuantificando el grado de daño acumulado, previendo su vida residual y programando acciones para su extensión de vida.

Los conceptos de seguridad y eficiencia económica han sido en los últimos años los factores dominantes en el desarrollo de procedimientos de fabricación, inspección y evaluación de estructuras y equipamiento industrial en los países desarrollados. De esta manera, herramientas ingenieriles tales como la evaluación de integridad estructural, la determinación de la aptitud para el servicio y vida útil remanente de recipientes sometidos a presión, surgen como resultado de la aplicación de técnicas y procedimientos multidisciplinarios que permiten establecer la situación o estado en que se encuentran, con la finalidad de prever su comportamiento futuro e indicar sus necesidades de inspección, monitoreo, recuperación, refuerzo y repotenciación. En este marco, la ampliación de la vida útil de recipientes a presión para almacenamiento de GLP por su importancia y magnitud es una problemática a resolverse mediante modelos técnica y económicamente óptimos.

1.2.1. Problema General:

¿Cuál es el modelo para determinar la ampliación de la vida útil de recipientes a presión para almacenamiento de GLP?

1.2.2. Problemas específicos:

- ¿En qué consisten los recipientes a presión para almacenamiento de GLP?
- ¿Cuál es la normatividad de los recipientes a presión de GLP?
- ¿Cuál es el programa de inspección de recipientes a presión para almacenamiento de GLP?
- ¿Cómo se realiza el desarrollo de los trabajos de inspección y certificación técnica de recipientes a presión para almacenamiento de GLP?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General:

Obtener un modelo para determinar la ampliación de la vida útil de recipientes a presión para almacenamiento de GLP.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Conocer la estructura, clasificación, cronología y funcionalidad de los recipientes a presión para almacenamiento de GLP
- Conocer la normatividad vigente de los recipientes a presión de GLP
- Diseñar un programa de inspección de recipientes a presión para almacenamiento de GLP.
- Determinar las acciones que permitan desarrollar los trabajos de inspección y certificación técnica de recipientes a presión para almacenamiento de GLP.

1.4. Importancia y Justificación de la Investigación

Los recipientes para el almacenamiento de GLP constituyen medios para el almacenamiento o para viabilizar el uso del GLP, por ello, en nuestro medio, tienen un extenso uso. Asimismo, por sus características físicas y su acondicionamiento específico para su uso, presentan importantes costos y se justifica cualquier esfuerzo para extender su vida útil al máximo. En este marco, el estudio se justifica porque

permitirá obtener un modelo cuya implementación permitirá recuperar recipientes para almacenamiento de GLP.

CAPITULO II MARCO TEORICO

2.1. El GLP como combustible en el Perú

El GLP es una mezcla de hidrocarburos, compuesta principalmente de propano y butano en diferentes proporciones, la cual puede contener además pequeñas cantidades de polipropileno y butileno; este producto, combinado con el oxígeno en determinados porcentajes, forma una mezcla inflamable. (Valverde, 2017)

Los compuestos que conforman el GLP pueden encontrarse en la naturaleza en los yacimientos de hidrocarburos, la obtención de este producto se realiza por medio de diversos procesos de refinación. (Valverde, 2017)

Cuando el GLP se encuentra asociado al petróleo crudo se obtiene a través de los procesos de destilación primaria, reformado catalítico, cracking catalítico, steam cracking, polimerización y alquilación, cracking térmico, entre otros; cuando se encuentra asociado al gas natural, se obtiene por el proceso denominado destilación fraccionada, mediante el cual primero se separa el gas natural seco (metano y etano) del resto de hidrocarburos que lleva asociados y, en una segunda etapa, de estos otros hidrocarburos asociados restantes, se obtiene GLP, gasolina natural, etc. (Coapaza, 2015)

El GLP es incoloro e inodoro, por lo que para percibir su presencia en el ambiente se le añade un químico especial “agente odorante” denominado Mercaptano, el cual le otorga su olor característico; la proporción del odorante en los gases licuados de petróleo se encuentra establecida en la Norma Técnica Peruana. Este odorante se dosifica en estado líquido y se mide en estado gaseoso. (Coapaza, 2015)

Además, el GLP no es tóxico ni venenoso, aunque al ser más pesado que el aire tiende a desplazarlo y puede provocar la muerte por asfixia en una exposición prolongada, impidiendo que el aire llegue a los pulmones y oxigene la sangre; así también, puede ocasionar irritaciones en la piel y los ojos, por ejemplo, al entrar en contacto con la piel en su fase líquida, produce quemaduras, cuya gravedad dependerá del tiempo de exposición y la superficie afectada. Los materiales de extinción utilizados con este combustible son el anhídrido carbónico (CO₂), el polvo químico y la niebla de agua (para enfriar y dispersar). (www.repositorio.continental.edu.pe)

Se almacena y transporta en estado líquido manteniéndolo bajo presión en los tanques. Es excesivamente frío, porque al licuarse se somete a bajas temperaturas de bajo 0°C, por lo cual, al contacto con la piel produce siempre quemaduras. En estado líquido: 1 litro de GLP es equivalente a 273 litros en estado gaseoso. (Ortega, 2015)

Punto de ebullición: 20 a 25 °C bajo cero.

Peso específico: En estado de vapor, 1 litro de GLP pesa 2 gramos, 1 litro de aire pesa 1 gramo. En estado líquido: 1 litro de GLP pesa 500 gramos, 1 litro de agua pesa 1000 gramos. (Ortega, 2015)

2.2. Mercado Internacional del GLP

A nivel mundial el consumo de GLP se encontraba aproximadamente en 7.6 millones de barriles por día en el año 2009, siendo sus principales usos los de calefacción y cocción de alimentos. Los mercados internacionales se encuentran agregados en siete grandes regiones, siendo Asia y Oceanía, Norteamérica y Europa las principales; Latinoamérica es la cuarta región en importancia y se estima que representa el 12% del consumo mundial. (Events, 2017)

El mercado regional más grande, compuesto por Asia y Oceanía, tiene a China como su principal consumidor; el consumo en este país asciende aproximadamente al 9%

del GLP adquirido a nivel mundial. El segundo mayor consumidor en esta región es Japón con el 7% del consumo mundial. (Carranza, 2015, p.4)

El segundo mercado más importante se encuentra conformado por Estados Unidos y Canadá. Este mercado regional era, hasta hace algunos años, el mercado más grande; sin embargo, fue desplazado por Asia y Oceanía.

2.3. Cotización del GLP Internacional y en el mercado local

Uno de los principales precios de referencia del GLP en la región Norteamérica es la cotización del propano en el mercado SPOT de Mont Belvieu, ubicado en la Costa del Golfo de los Estados Unidos, el cual es un importante referente debido a su gran capacidad para recibir y despachar propano, así como para su almacenamiento subterráneo. (Osinerming, 2011)

El Precio del GLP en el Perú de acuerdo al marco normativo actual, los precios del GLP y en general de los combustibles líquidos derivados del petróleo se encuentran determinados por la oferta y la demanda en el Perú. Sin embargo, con el fin de evitar que la alta volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados se traslade a los consumidores finales, el Poder Ejecutivo creó el “Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo” en el año 2004; (Coapaza, 2015,p.33), el GLP fue incluido en el ámbito de aplicación del mencionado fondo a partir de abril de 2007, mediante el Decreto de Urgencia 011–2007 que declaró en emergencia el mercado de GLP. (Castellanos, 2014)

EL FEPC emplea los denominados Precios de Paridad. En primer lugar, se encuentra el Precio de Paridad de Importación, el cual se calcula simulando la importación eficiente de un producto de referencia internacional (el propano de Mont Belvieu para el caso del GLP), el cálculo incorpora los costos en los que incurriría un importador eficiente en adquirir, transportar y despachar este producto obteniendo

un margen comercial mayorista promedio. En segundo lugar, se encuentra el Precio de Paridad de Exportación, el cual en el caso del GLP es un valor teórico que se determina como el promedio del precio de los productos marcadores en el mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, para la mezcla típica del Perú; a este valor se le añade, el costo de transporte marítimo entre los puertos de Pisco y Lima, y, además, los gastos de recepción, almacenamiento y despacho más eficientes. (Castellanos, 2014)

El precio que los consumidores finales de GLP pagan, depende de diversos factores; como se explicó, en el primer nivel de la cadena de comercialización este precio se encuentra relacionado con los precios internacionales y la aplicación del FEPC. Otro elemento a considerar es la carga tributaria que es aplicada sobre el GLP, actualmente, en la comercialización de este producto sólo se aplica el Impuesto General a las Ventas (IGV) a diferencia de otros combustibles líquidos a los que se les aplica otros impuestos adicionalmente. (Prada y Paredes, 2017)

Luego, dependiendo de la ubicación y de la forma como es entregado a los usuarios, los agentes de la cadena de comercialización agregarán al precio los costos y márgenes correspondientes a cada una de sus actividades. Estos costos principalmente se encuentran relacionados con las actividades de transporte, envasado (cuando corresponde) y comercialización a nivel minorista. En una sección posterior se explicará con mayor detalle cómo se conforma la cadena de comercialización de GLP y los problemas que se presentan en la misma.

2.4. Mercado Interno De GLP

a. Crecimiento Nacional de la Demanda de GLP

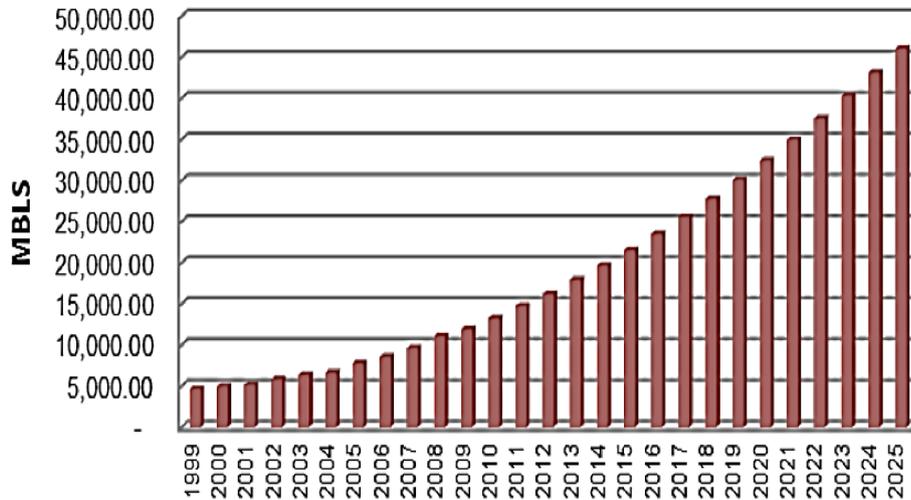


Figura 2. 6. Demanda Interna de GLP- cuadrática

b. El GLP es el Segundo Combustible de Mayor Demanda

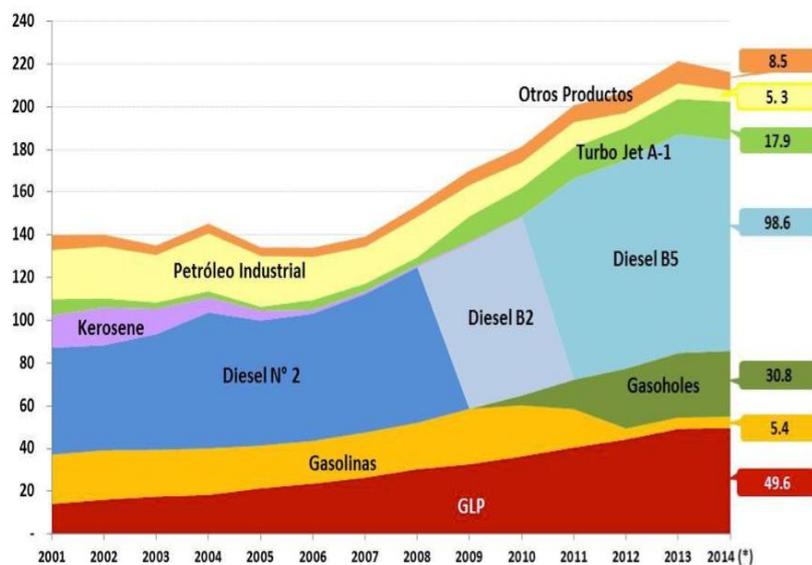


Figura 2.7. Demanda relativa del GLP.

c. Balance Producción Y Comercialización

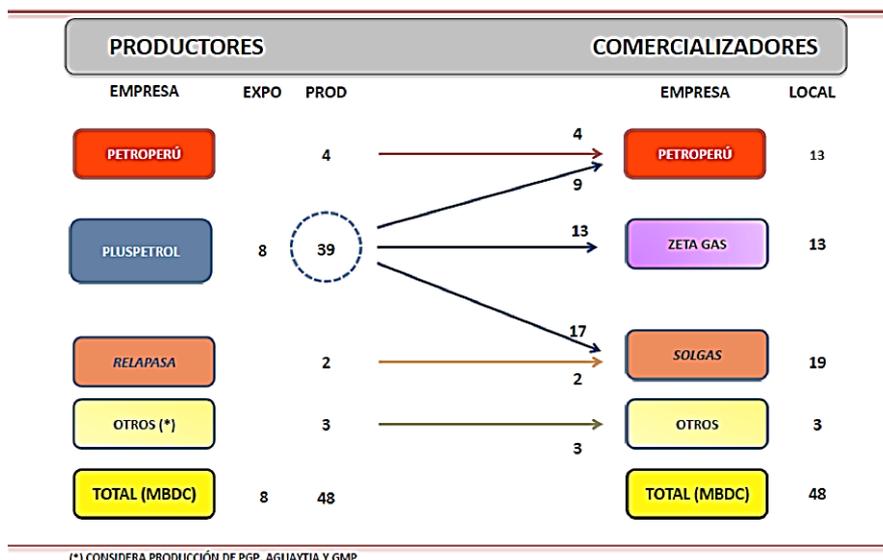


Figura 2.8. Productores y Comercializadores de GLP.

d. Cadena De Comercialización Del GLP

La cadena de comercialización del GLP está conformada por todos los agentes que realizan las actividades que se requieren para que el GLP llegue a los consumidores finales. Estas actividades son importar, producir, almacenar, envasar, transportar y expender dicho producto. (Coapaza, 2015)

Los agentes pertenecientes a esta cadena son los siguientes:

- Productores
- Importadores
- Plantas de Abastecimiento
- Plantas Envasadoras
- EE.SS. con Gasocentros
- Gasocentros
- Locales de Venta de GLP
- Distribuidor de GLP a Granel

- Distribuidor de GLP en cilindros
- Transportista de GLP a Granel
- Transportista de GLP en cilindros

e. Los principales productores nacionales:

- Pluspetrol
- PETROPERU
- Relapasa

f. Los principales importadores de GLP son:

- Llama Gas
- Lima Gas
- Repsol YPF Comercial del Perú
- Zeta Gas Andino

g. Crecimiento de los establecimientos de GLP

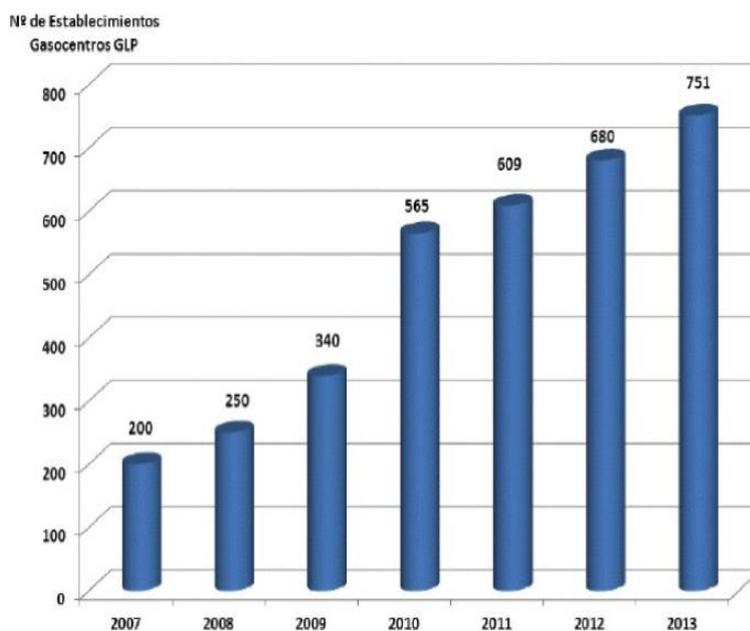


Figura 2.9. Evolución de establecimiento de GLP en el tiempo.

Ventajas del GLP Automotriz

El costo de convertir un auto a GLP puede ser pagado con el ahorro que se obtiene en poco tiempo ya que el valor del GLP es por lo general el 50 por ciento menos de lo que cuesta un galón de Gasolina en el mercado. (Culqui, 2015)

Ventajas en el uso GLP:

1. Los vehículos producen menos emisiones contaminantes que la gasolina.
2. Se alarga el tiempo para efectuar el cambio de aceite del motor ya que al quemar internamente un combustible que es un gas y no un líquido como es el caso de la gasolina no se producen los residuos que al quemarse provocan la gasolina como el hollín, y partículas de carbón. En GLP el motor se mantiene muy limpio.
3. El GLP si es instalado por un buen mecánico con experiencia su operación siempre es muy segura.
4. El km/galón de combustible es muy similar entre la gasolina y el GLP, con la ventaja de un menor precio GLP, con cada km que recorra hay un margen de ganancia si se comparan los dos precios.
5. No hay disminución de volumen por mermas.
6. Disponibilidad de utilizar gasohol y GLP.
7. Disponibilidad del producto en casi todo el territorio nacional.
8. Mayor autonomía frente al GNV.

h. Gasocentros y vehículos convertidos a GLP

Tabla 2.2: Gasocentros y vehículos convertidos a GLP

Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014*	2015*
Convertidos GLP	63,000	78,000	89,000	125,000	164,000	184,500	204,500	224,833	245,083
Incrementos		15,000	11,000	36,000	39,000	20,500	20,000	20,333	20,250
Gasocentros GLP	200	250	340	565	609	680	751	788	843
Incremento		50	90	225	44	71	71	37	55

Autos Conv. por Gasocentro	315	312	262	221	269	271	272	285	291
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Fuentes: (Osinermin, Perú, 2014)

2.5. Tanques De Almacenamiento, Transporte Y Comercialización Del GLP

a) Transporte de GLP

Existen dos tipos de transporte de gas licuado de petróleo, los cuales por cierto tienen sus propias características. El medio de transporte de GLP puede ser a GRANEL o por medio de TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

b) Los Reglamentos considerados para la Fiscalización de GLP son:

- D.S. 027-94-EM: Reglamento de seguridad para instalación y transporte de GLP.
- D.S. 026-94-EM: Reglamento de seguridad en el transporte de hidrocarburos.
- D.S. 065-2008-EM: Reglamento modificatorio del reglamento D.S. 027-94-EM.
- D.S. 01-94-EM: Reglamento de Comercialización de GLP.

2.5.1. Transporte al granel

El transporte al granel lo realizan las compañías comercializadoras de G.L.P, desde las plantas de almacenamiento hasta sus depósitos de almacenamiento y/o envasado y en algunos casos hasta las instalaciones industriales privadas, el cual es transportado en auto tanques o tanques cisterna.

La atención al sector industrial y/o comercial se realiza en camiones graneleros, los mismos que se trasladan hacia las instalaciones de los clientes y descargan el GLP hacia tanques estacionarios que van desde 0.5 hasta 52 TM. (Briones, 2011)

Para efectuar estas operaciones, además se requieren de equipos e instalaciones adecuadas para trabajar con GLP, así como, de procedimientos técnicos de trabajo específicos.

2.5.2. Tanques de almacenamiento

El almacenamiento del petróleo y sus derivados constituye la base principal dentro de la industria petrolera, misma que es muy importante para nuestro país debido a que nuestra economía gira en torno a la explotación de petróleo, por tal razón existen empresas nacionales y extranjeras que se dedican al diseño y construcción de los tanques para almacenamiento de crudo y sus derivados.

Existen numerosos tipos de recipientes que se utilizan en las plantas industriales o de procesos. Algunos de estos tienen la finalidad de almacenar sustancias que se dirigen o convergen de algún proceso, este tipo de recipientes son llamados en general tanques.

2.5.3. Clasificación de los tanques de almacenamiento

Los recipientes para almacenamiento podrán ser de los siguientes tipos:

- Tanques atmosféricos.
- Tanques a baja presión.
- Recipientes a presión.

Los tanques utilizados para el almacenamiento del gas licuado de petróleo (G.L.P.) son los de tanques o recipientes de presión y se denominan así porque están diseñados para soportar presiones superiores a las atmosféricas. (Osinermining, Perú, 2014)

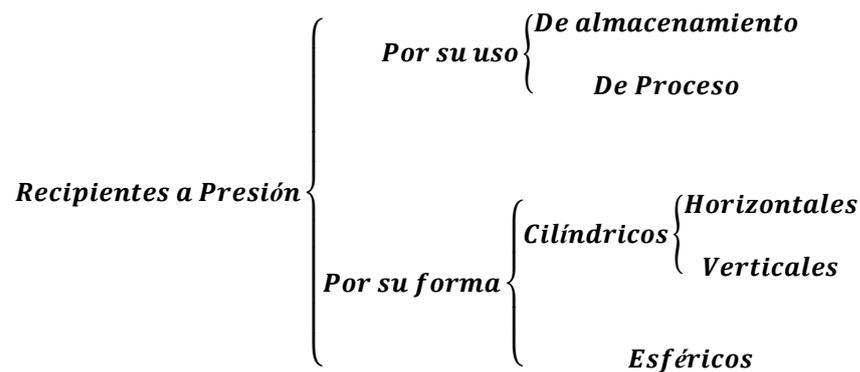
Recipientes de Presión

Se considera como un recipiente a presión cualquier depósito cerrado que sea capaz de almacenar un fluido a presión manométrica, ya sea presión interna o de vacío, independientemente de su forma o dimensiones. (Otegui y Rubertis, 2008)

En la industria petrolera se utilizan este tipo de recipientes para almacenar y/o transportar gas licuado de petróleo (GLP), producto que es utilizado en forma masiva por la población y también por el sector comercial e industrial. (Otegui y Rubertis, 2008)

Clasificación

Tirenti (2016) Los diferentes tipos de recipientes que existen, se clasifican de la siguiente manera:



Por su uso

Se pueden dividir en recipientes de procesos.

Los primeros nos sirven únicamente para almacenar fluidos a presión y de acuerdo con sus servicios s tanques de día, tanques acumuladores, etc.

Los recipientes a presión de proceso tienen múltiples y muy variados usos, entre ellos podemos citar los cambiadores de calor, reactores, torres fraccionadoras, torres de destilación, etc. (Tirenti, 2016)

Por su forma

Los recipientes a presión pueden ser cilíndricos horizontales o verticales y esféricos, como se aprecian en las figuras que siguen:

a) Recipientes cilíndricos horizontales y verticales

Son usados cuando la presión de vapor del líquido manejado puede determinar un diseño más resistente. Una gran variedad de cabezas formadas es usada para cerrar los extremos de los recipientes cilíndricos. Las cabezas formadas incluyen la semiesférica, elíptica, toriesférica, cabeza estándar común y toricoidal...



Figura 2.10. Recipientes Cilíndricos

b) Recipientes esféricos

“Se utilizan generalmente como tanques de almacenamiento, y se recomiendan para almacenar grandes volúmenes a altas presiones” (Tirenti, 2016,p.6). Dado que la forma esférica es la forma natural que toman los cuerpos al ser sometidos a presión interna esta sería la forma más económica para almacenar fluidos a

presión sin embargo en la fabricación de estos es mucho más cara en comparación con los recipientes cilíndricos. (Tirenti, 2016,p.6).



Figura 2.11. Recipiente esférico

Cronología de los recipientes a presión.

El origen del diseño de los recipientes fue realizado alrededor de 1495 por Leonardo Da Vinci en su Codex Madrid I. referenció una cita de una traducción, Leonardo escribió:

“Describiremos como el aire puede ser forzado debajo del agua para elevar grandes pesos, es decir, como llenar cueros con aire una vez que ellos estén asegurados con pesos en el fondo del agua. Y habrá descripciones de cómo levantar atándolos a barcos sumergidos llenos de arena y de cómo remover la arena de estos barcos”.

(Otegui y Rubertis, 2008)

Las bolsas de aire a prueba de presión mencionadas por Da Vinci, no ocasionaban muchos problemas y por lo tanto no había necesidad de un código para los recipientes de presión. Aquella puede orientarse a los primeros modelos generadores de vapor. (Otegui y Rubertis, 2008)

La necesidad de la creación de estos códigos no se tornó aparente hasta el invento de la máquina de vapor. La primera máquina a vapor comercialmente exitosa fue patentada por Thomas Savery en Inglaterra en 1698. (Otegui y Rubertis, 2008)

2.6. Normatividad

Las normas son un modelo, un patrón, ejemplo o criterio a seguir. Una norma es una fórmula que tiene valor de regla y tiene por finalidad definir las características que debe poseer un objeto y los productos que han de tener una compatibilidad para ser usados a nivel internacional. (Sans, 1998)

2.7. Normalización

Se define a la normalización como: “El proceso de formular y aplicar reglas con el propósito de realizar en orden una actividad específica para el beneficio y con la obtención de una economía de conjunto óptimo teniendo en cuenta las características funcionales y los requisitos de seguridad. Se basa en los resultados consolidados de la ciencia, la técnica y la experiencia. Determina no solamente la base para el presente, sino también para el desarrollo futuro y debe mantener su paso acorde con el progreso.” Los países en desarrollo reconocen cada vez más que la infraestructura de normalización basada en referencias comunes entre los países y regiones, es condición básica para mejorar la productividad, la competitividad en los mercados y la capacidad de intercambio comercial con otros países.

2.8. Organismos De Normalización

Las principales organizaciones que establecen normas y códigos de inspección, diseño, mantenimiento y seguridad son:

AA: Aluminum Association.

AGMA: Gear Manufacturers Association.

ACI: American Concrete Institute

AISC: American Institute of Steel Construction.

AISI: American Iron and Steel Institute.

ANSI: American National Standards Institute.

API: American Petroleum Institute

ASNT: American Society for Nondestructive

ASM: American Society for Metals.

ASME: American Society of Mechanical Engineers.

ASTM: American Society of Testing and Materials.

AWS: American Welding Society.

AFBMA: Anti-Friction Bearing Manufacturers Association.

BSI: British Standards Institution.

IFI: Industrial Fasteners Institute.

I.Mech.E.: Institution of Mechanical Engineers.

BIPM: International Bureau of Weights and Measures.

ISO: International Standards Organization.

NACE: National Association of Corrosion Engineers

NBS: National Bureau of Standards.

NFPA: National Fire Protection Association

SAE: Society of Automotive Engineers.

STI: Steel Tank Institute

UL: Under writers Laboratories Inc.(E.U.A.)

ULC: Under writers Laboratories of Canada

2.9. Procedimientos De Inspección

Un Procedimiento de Inspección es un documento escrito, en forma de una secuencia ordenada de acciones que describen como debe ser aplicada una técnica específica. Es un documento que define los parámetros técnicos, requisitos de equipos y accesorios, así como los criterios de aceptación y rechazo que son aplicables a materiales, partes, componentes o equipos, todo de acuerdo con lo establecido en códigos, normas y /o especificaciones.

A continuación, se mencionan algunos beneficios que aporta el uso de los procedimientos de inspección:

- Apego a los documentos aplicables (Códigos, normas o especificaciones)
- Se mantiene homogénea la técnica de inspección
- El criterio de aceptación y rechazo es homogéneo
- Se mantiene un nivel de calidad constante de los productos inspeccionados
- Se obtienen resultados repetitivos
- Evita discrepancias entre el fabricante y el comprador durante la inspección de recepción de materiales, cuando el comprador está enterado y ha autorizado la aplicación del procedimiento.

El procedimiento debería contener cada aspecto que el técnico necesita saber para llevar a cabo la inspección, como sea requerido, por lo que antes de elaborar un

procedimiento de inspección deberían considerarse varios aspectos preliminares importantes, como los siguientes:

- Definir los documentos que sean aplicables, por acuerdo entre el prestador del servicio y el cliente, tales como: especificaciones del cliente, códigos, normas, dibujos, pedido, etc.
- Definir el alcance y requisitos específicos
- Verificar los requisitos específicos que sean aplicables contenidos en: notas técnicas, planos, especificaciones, pedido, etc.
- Determinar los equipos y accesorios necesarios
- Definir los niveles de calidad requeridos.
- Considerar los programas de fabricación o mantenimiento, para que puedan determinarse los puntos críticos de la inspección como: las áreas de interés, la etapa de la inspección, la preparación de las superficies, etc.
- Seleccionar y preparar las muestras en caso que sea requerida la calificación del procedimiento.

Los procedimientos de inspección que se desarrollan en este capítulo, pueden ser aplicados sobre los tanques de almacenamiento que operan a presiones sobre los 15 PSIG. y hasta los 3000 PSIG.

Para la inspección técnica de tanques a presión en operación los métodos de ensayos más utilizados son:

- La inspección visual
- Medición de espesores
- Radiografía Industrial.

2.10. Procedimiento

Se revisará información bibliográfica del tema, se recogerá información real de casos concretos y se revisaran los diagnósticos realizados, los tratamientos aplicados y se evaluarán los efectos alcanzados. Finalmente, se analizarán los resultados para obtener las conclusiones con la formalización del modelo correspondiente.

CAPITULO III

INSPECCIÓN TÉCNICA Y ELABORACIÓN DE PRUEBAS EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE G.L.P.

El campo de las inspecciones de tanques de almacenamiento comprende inspecciones en servicio y fuera de servicio de tanques verticales y horizontales tanto sobre el nivel del suelo como subterráneos. Para elaborar un informe exhaustivo del estado general de la base, las paredes, la cubierta y la estructura de un tanque, se utiliza una combinación de técnicas que incluye cálculos de ingeniería según las normas API 653 y API 650 y otras especificaciones pertinentes. En la inspección de tanques de almacenamiento se utilizan los equipos y técnicas siguientes: Escaneado de la base (ensayos por fugas de flujo magnético y SLOFECT™) - detección y medición de la corrosión; Orugas rastreadoras de paredes - examen ultrasónico de las placas de las paredes; Exámenes por láser (3D y convencionales); Matriz en fase de ultrasonidos de largo alcance - inspección de uniones críticas entre la pared y los refuerzos anulares en tanques, sin interrupción del servicio; Ensayos no destructivos convencionales - ensayos por ultrasonidos, partículas magnéticas, prueba de fugas en vacío, etc. (Applus, s.f)

Como resultado de la aplicación de técnicas y procedimientos multidisciplinarios que permiten establecer la situación o estado en que se encuentran, con la finalidad de prever su comportamiento futuro e indicar sus necesidades de inspección, monitoreo, recuperación, refuerzo y repotenciación. Este análisis lleva a resolver el problema de la decisión ingenieril de continuar, reparar o reemplazar la estructura o parte de sus componentes. (Ortega, 2015)

3.1. Inspección

Las razones básicas para realizar una inspección son determinar las condiciones físicas de los recipientes que determinan el tipo, causas y velocidad de deterioro. El objetivo de un programa de inspección es asegurar la integridad de los equipamientos, mediante el óptimo aprovechamiento de los recursos. Esto, para garantizar la seguridad de la planta, ampliar el periodo de funcionamiento sin paradas, reducir la velocidad de deterioro en algunos casos y estimar las futuras necesidades de reparación o reemplazo. (Otegui y Rubertis, 2008), (Jimenez, 2012).

Un programa de inspección eficiente debe ser capaz de definir y realizar aquellas actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas, confirmar que el equipamiento sea seguro de operar, como así también el reconocimiento y entendimiento de las condiciones que causan el deterioro y las fallas (Otegui y Rubertis, 2008). En resumen, el programa de inspección debe sistemáticamente identificar:

- ¿Qué tipo de daño se produce?
- ¿Dónde debe detectarse?
- ¿Cómo puede detectarse (Técnicas de inspección)?
- ¿Cuándo o con qué frecuencia debe inspeccionarse?

La inspección en los tanques de almacenamiento consiste en monitorear las condiciones del equipo o instalaciones y gracias a esto se pueden determinar las posibles fallas o desgastes de los materiales y accesorios y de esta manera asistir en su respectivo mantenimiento durante su operación; también nos ayuda a garantizar la seguridad del personal.

El desarrollo de los trabajos de inspección y certificación técnica está totalmente relacionado con la utilización de los procesos de ensayos no destructivos, los mismos

que servirán para determinar las discontinuidades, variaciones geométricas y dimensionales, defectos de soldadura, y otros que puedan presentarse, los cuales, al ser evaluados, determinan la calidad o confiabilidad del tanque. (Otegui y Rubertis, 2008).

3.2. Ensayos No Destructivos

Son aquellos ensayos que permiten realizar una evaluación del equipo o componente sin comprometer su integridad: esto significa que no provoca daños o no perjudica o interfiere con el uso futuro de las piezas inspeccionadas.

La Sección V del Código ASME B&PVC contiene requisitos y métodos para los Ensayos No Destructivos, mandatorios cuando sean solicitados por otra sección del código. Estos métodos de Ensayos No Destructivos fueron creados para detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas en materiales, soldaduras y/o componentes.

Estos métodos incluyen los siguientes ensayos:

- Inspección Visual (IV)
- Líquidos Penetrantes (LP)
- Partículas Magnetizables (PM)
- Radiografía Industrial (RI)
- Ultrasonido (US)
- Corrientes Inducidas (CI)
- Emisión Acústica (EA)
- Ensayo de Fuga (EF)

Inspección Visual

La inspección visual es un método de ensayo basado en la detección de determinados elementos utilizando el ojo humano y básicamente la experiencia del inspector. Este tipo de inspección es importante pues utiliza el ensayo no destructivo básico e inevitable, ayuda a encontrar discontinuidades superficiales que son evidentes a simple vista.

Para la realización de la inspección visual se han desarrollado múltiples accesorios que facilitan la caracterización de posibles discontinuidades, como por ejemplo lupas, espejos, flexómetros, micrómetros, calibradores, boroscopios etc., con el fin de determinar las condiciones físicas de las superficies visibles de un componente.

Inspección en Servicio

La condición externa del tanque debe ser monitoreada por una inspección visual muy cercana desde sus bases y soportes. Esta inspección puede ser realizada por el dueño/ el personal de la operadora además de los inspectores autorizados. El personal que realiza las inspecciones deberá tener conocimientos de operación de instalaciones de almacenamiento, del tanque, y de las características del producto almacenado.

La inspección visual en los tanques de almacenamiento de GLP consiste en monitorear las condiciones las superficies exteriores del tanque. Las evidencias de fugas, distorsiones en las planchas, estado de las bases, corrosión, las uniones soldadas, manhole (boca de la alcantarilla), sistemas de aislamiento, y de sus accesorios tales como: válvulas de ingreso y salida, válvula de seguridad, válvulas de llenado, indicadores de nivel, multiválvulas, manómetros, termómetros y otros 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 futuras fallas.

Adicionalmente verificar el estado de las escaleras, plataformas, así como de otros elementos relacionados que garanticen la integridad y seguridad del personal de operación.

Por otro lado, este tipo de inspección ayudará a elaborar a los esquemas y gráficos del tanque, que servirá para ubicar y anotar los datos que se obtengan en el desarrollo de los otros métodos no destructivos que serán utilizados.

Inspección fuera de servicio

La Inspección visual interna requiere tener cuidado de que el recipiente esté totalmente libre de gases, caso contrario se deberá medir con un exposímetro el nivel de concentración interna.

La utilización de la ropa y equipo de seguridad adecuados, especialmente linternas, se deberá ingresar al interior para chequear los siguiente: la integridad de las paredes del recipiente, corrosión por picaduras, el grado de corrosión que presenten las mismas, debido a la existencia o no de películas de material desprendido, las condiciones del sistema de medición volumétrico, así como el de protección contra incendios.

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

Factores que afectan la inspección visual

a) Acceso o 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.

b) 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.

c) Iluminación.

La adecuada calidad e intensidad de la iluminación, la eliminación del alumbramiento directo, alumbramiento reflejado y sombras favorecen la identificación de defectos.

d) 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.

e) Factores del Ambiente de Trabajo.

Temperatura excesiva, vientos, lluvia y otros factores climáticos tienden a tener efectos negativos en las inspecciones.

Técnicas para la Inspección Visual

Las técnicas de inspección visual que debe conocer el inspector pueden ser generalizadas o específicas:

Técnicas Generalizadas. Las inspecciones visuales exitosas en cualquier estructura incluyen generalmente las técnicas y los procedimientos conocidos, que hayan sido desarrollados por la experiencia.

Técnicas Específicas. Existen técnicas específicas para detectar los defectos típicos de las estructuras de tanques.

a. Técnicas generalizadas

Para efectuar una inspección visual efectiva, el personal de inspección no debe solamente observar un objeto sino examinarlo de acuerdo con su conocimiento del objeto y las reglas establecidas.

b. Blancos (targets)

El inspector efectivo mira a los targets o blancos específicos en vez de escanear toda el área. El ojo es funcionalmente ciego al mover entre puntos de observación.

c. Imaginación.

Otra técnica útil para el inspector es la de reflexionar sobre qué tipo de acción causaría algún defecto particular; este proceso de pensamiento puede proporcionar indicios sobre las características del defecto.

d. Marcas.

Las marcas o concentraciones anómalas de decoloración pueden indicar la presencia de algún defecto. Se requiere inspección minuciosa en sitios donde ocurren concentraciones de contaminantes y decoloración porque pueden señalar la presencia de grietas.

e. Corrosión

La corrosión se detecta principalmente mediante inspección visual. Puesto que la inspección es crítica, el personal de inspección debe familiarizarse con la apariencia de los tipos comunes de corrosión y tener la capacitación y

experiencia en detección de corrosión en la estructura de tanques. Puede ser necesario remover la corrosión para evaluar la condición del material subyacente. Sin embargo, es importante no destruir el acabado ni remover los revestimientos de protección (que podrían ser difíciles de reemplazar). La inspección visual es el método principal para inspeccionar la corrosión en la estructura de un tanque y sus componentes. Algunos de los diferentes tipos de corrosión incluyen: corrosión uniforme (“etch corrosion”), corrosión en forma de picaduras en el metal (“pitting corrosion”), corrosión galvánica, corrosión en forma de concentración de células, corrosión intergranular, corrosión por exfoliación.

f. Inspección visual de la estructura de un tanque.

Elementos Misceláneos de valvulería y sujeción. Los pernos en las bridas y otros elementos estructurales deben ser inspeccionados para detectar su estado de aflojamiento, integridad, tamaño correcto y corrosión.

Actividades aplicables a todas las inspecciones visuales

Algunas actividades que constituyen una buena práctica pueden no estar mencionadas en los procedimientos; sin embargo, deben ser llevadas a cabo si se las consideran relevantes. Ejemplos de buena práctica incluyen:

a. Inspección preliminar.

Una inspección preliminar de toda el área debe efectuarse para fines de limpieza, detección de objetos extraños, objetos deformados, seguridad de las piezas, corrosión y daños.

b. Pre-limpieza.

El área o superficie de las partes a ser inspeccionadas debe ser limpiada sin dañar ningún tratamiento existente de superficie. Los contaminantes capaces de impedir la detección de defectos de superficie deben ser removidos.

Los revestimientos de superficie podrán ser removidos posteriormente si se requiere de otras técnicas NDT para averiguar los indicios encontrados.

Algunos materiales típicos de limpieza y métodos utilizados para preparar las partes para la inspección visual son: detergentes, limpiadores alcalinos, desengrasadores de vapor, solventes, limpieza mecánica, saca pinturas, limpieza a vapor y limpieza ultrasónica.

c. Tratamiento de Corrosión.

Cualquier corrosión encontrada en una inspección preliminar debe ser removida antes de empezar la inspección visual minuciosa de la parte o área seleccionada.

d. Uso de Ayudas Visuales

Al inspeccionar un área requerida, se debe utilizar las ayudas visuales cuando sea necesario. Un inspector debe tener normalmente herramientas apropiadas de medición, una linterna y un espejo; además, debe conocer las técnicas de iluminación que podría utilizar al inspeccionar los defectos en diferentes tipos de materiales.

e. Resultados.

Uno de los elementos más importantes del proceso de inspección visual es el reporte de los resultados. Como guía, el registro de los descubrimientos debe ser guardado de tal suerte que la información previa o experiencia ganada pueda beneficiar a otras personas que estarían efectuando el mismo tipo de inspección, los mismos que se guardarán por el lapso de 5 años.

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 logotipo.

f. Registros.

La inspección visual tiene importancia solamente cuando son registradas las condiciones encontradas en las partes inspeccionadas. El tamaño y forma del defecto encontrado y su ubicación deben registrarse junto con cualquier otra información pertinente, tal como reparación realizada o disposición tomada.

g. Ilustraciones como Registros

Cabe mencionar que el uso frecuente y efectivo de las ilustraciones no solamente realza la efectividad del procedimiento, sino que es indispensable al comunicar al inspector la naturaleza de los defectos por encontrar.

h. Croquis

El croquis es el registro más simple; muestra la ubicación y la extensión del defecto. En áreas más amplias, bastaría realizar el croquis solo del área crítica.

i. Fotografía

Se pueden tomar fotos (estáticas o grabaciones en video) de los defectos para fines de registro visual.

Ayudas para la inspección visual

Las dos ayudas indispensables para el inspector visual son la iluminación y varios tipos de ayudas ópticas.

a. Herramientas.

Cabe enfatizar que la combinación ojo-espejo-linterna es indispensable para la inspección visual. La estructura del tanque y sus componentes que requieren de inspección están frecuentemente ubicados sobre toda de la superficie de la estructura. Por lo tanto, un acceso secundario por reflexión es generalmente esencial. Las ayudas para la inspección visual comprenden generalmente una potente linterna, un espejo con una articulación esférica y una lupa simple de

potencia desde 2 hasta 5. El espejo debe tener el tamaño adecuado (excepto para situaciones muy difíciles de acceso) con superficie reflectante libre de suciedades y grietas y con buen revestimiento. La articulación giratoria debe estar lo suficientemente firme para mantener su posición. Una lupa puede ser muy útil en ciertas situaciones. Se recomienda una lupa de potencia 10 para la identificación positiva de las grietas sospechadas; sin embargo, se puede recurrir a otros métodos de END, tales como tintes penetrantes, partículas magnéticas o corrientes parásitas (eddycurrent) para averiguar la presencia de defectos. La inspección visual en algunas áreas puede efectuarse solamente con el uso de ciertos aparatos como los boroscopios y sistemas de imágenes de video.

b. Técnicas Especiales.

La inspección visual es un proceso utilizado en muchos sitios y que involucra varias técnicas especiales. Cada técnica tendrá su ambiente luminoso óptimo y sus propias ventajas visuales y ópticas. Depende del inspector seleccionar la iluminación apropiada y la ayuda óptica para la inspección por realizar.

Evaluación de Resultados

Para la evaluación de los resultados de la inspección visual se tomarán en cuenta los siguientes criterios:

- Las picaduras dispersas en una zona amplia pueden ser ignoradas si se cumple con lo siguiente:
- Las profundidades de las picaduras no son mayores al $\frac{1}{2}$ del espesor de la pared del recipiente, excluida la tolerancia a la corrosión.
- El área total de las picaduras existentes en un círculo de 8" (20 cm) de diámetro, no debe exceder en extensión a 7 pulgadas cuadradas (45 cm²).

- La suma de estas dimensiones al largo de cualquier línea recta dentro del círculo de 8" (20 cm), no debe exceder las 2" (5cm).

El estado de todos los accesorios, plataformas y escaleras, sistema contra incendio, etc. deben ser aceptables 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.

Ventajas

La inspección puede ejecutarse con el equipo en servicio o fuera de funcionamiento.

En el estudio del historial se toman en cuenta iguales parámetros Economía.
Poco equipamiento en la mayoría de aplicaciones.

Desventajas

Limitado solamente a condiciones externas y superficiales.

Requiere de experiencia y conocimiento del personal

3.3. Ultrasonido Industrial

El ensayo de Ultrasonido puede clasificarse en dos ensayos: Medición de Espesores y Detección de Fallas. El método de inspección por ultrasonido consiste en enviar ondas ultrasónicas a través del material con la ayuda de un material acoplante. El sonido viaja a través del material perdiendo parte de su energía y es reflejado en cada interfaz. Las ondas reflejadas son captadas por un palpador (receptor) y luego analizadas.

El Artículo 5 de la Sección V del Código ASME describe los requisitos que serán usados en la selección y desarrollo de los procedimientos de ensayos ultrasónicos para soldaduras, componentes, materiales y determinaciones de espesores.

Asimismo, contiene todos los requisitos de las técnicas básicas y requerimientos metodológicos para los ensayos ultrasónicos.

Para la realización del ensayo, el artículo deberá ser consultado para los siguientes requerimientos específicos:

- Calificación de personal / Requisitos de certificación.
- Requisitos de procedimiento y/o técnicas.
- Características de sistema de ensayos.
- El almacenamiento y control de bloques de calibración.
- Normas de aceptación a ser utilizadas para la evaluación.
- El registro y retención de informes.
- Requisitos de informes.
- Magnitud de la inspección y/o cantidad a ser ensayado.

El ensayo ultrasónico debe ser realizado de acuerdo con un procedimiento escrito. Cada procedimiento debe incluir, por lo menos, la información referida a la soldadura y/o tipos materiales a ser ensayados, las dimensiones de espesor, la preparación de la superficie y la limpieza final.

Asimismo, se deben incorporar los datos referidos a los equipamientos utilizados como ser el acoplante, el palpador (recto o angular), los ángulos y modos de propagación de la onda en el material, frecuencia, y tamaño del transductor, el tipo del instrumento ultrasónico, la descripción de calibración, direcciones y magnitud del ensayo, los datos a ser registrados y método de registro (manual o automático) y el mecanismo de ensayo.

Medición de espesores por ultrasonido.

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.

a. Determinación de los parámetros a inspeccionar mediante ultrasonido.

Los parámetros fundamentales para determinar el número de puntos a inspeccionarse son:

- Tamaño del tanque
- Capacidad del tanque
- Condiciones de operación
- Historial del equipo

Hay tener en cuenta que las áreas que presentan una corrosión generalizada, deben inspeccionarse aumentando el número de puntos de inspección.

b. Determinación del espesor del cuerpo y casquetes del tanque.

Se seleccionarán todos los anillos para todos los tipos de tanques, con el fin de determinar el estado de estas zonas en particular.

En cada plancha componente de cada anillo del tanque se selecciona un mínimo de 10 puntos, ubicados a 10 cm. de distancia de los cordones de la soldadura, tanto horizontales como verticales.

A continuación, se debe eliminar la pintura en una zona de aproximadamente 5 cm. por lado en los puntos determinados para la medición, los valores obtenidos en la medición se deben registrar en un croquis preparado para tal efecto.

Paralelamente a este trabajo, se debe detectar y marcar en la pared del tanque cualquier defecto que existiera como entalladuras o cavernas, también se debe señalar cualquier cambio brusco en el espesor de la plancha.

Cálculos y evaluación de resultados

Los datos de espesores anteriormente tomados deben ser tabulados para luego ser contrastados con los siguientes datos:

- i. Espesores obtenidos en otras inspecciones
- ii. Espesores nominales de construcción
- iii. Espesores mínimos requeridos por la norma de construcción correspondiente

Posteriormente, con los datos antes señalados, se realiza una evaluación calculando la velocidad de corrosión, estimar la vida útil del equipo y emitir las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

a. Cálculo de velocidad de corrosión.

La velocidad de la corrosión (VC) es un parámetro que indica el avance de la corrosión en un determinado lapso de tiempo, el mismo que relaciona el espesor medido en la actual inspección con los espesores determinados en épocas anteriores o desde la construcción del tanque en inspección, ésta diferencia se la divide por el tiempo de operación en consideración. Así la VC puede subdividirse en velocidades de corrosión a largo plazo y corto plazo, como se observa en las siguientes formulas:

$$\text{velocidad de corrosión}_{\text{a largo plazo}} = VC_{lp} = \frac{(t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}})}{(\text{tiempo ente } t_{\text{inicial}} \text{ y } t_{\text{actual}})}$$

$$\text{velocidad de corrosión}_{\text{a corto plazo}} = VC_{ip} = \frac{(t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}})}{(\text{tiempo entre } t_{\text{previo}} \text{ y } t_{\text{actual}})}$$

Dónde:

t_{inicial} = espesor original del componente.

t_{actual} = espesor mínimo medido en la última inspección.

t_{previo} = espesor mínimo medido en la inspección previa.

t_{previo} = espesor mínimo requerido por la norma

b. Cálculo de la vida útil estimada.

Este valor indica la probable vida útil del tanque en general o de una zona en particular del recipiente.

La vida útil estimada (VU) se calcula con la siguiente ecuación:

$$VIDA\ UTIL = VU = \frac{(t_{\text{actual}} - t_{\text{min}})}{VC}$$

Frecuencia de inspección

En los casos de una operación en condiciones normales, los intervalos para una medición ultrasónica de espesores, dependen de las velocidades de corrosión calculadas o relacionadas en base de la experiencia en tanques de servicio similares, en todo caso los intervalos no deben exceder lo siguiente:

- 1) Cinco años después de haber puesto en operación un nuevo tanque.
- 2) A intervalos de 5 años para un tanque en operación del cual se desconozca la velocidad de corrosión.

- 3) Si la velocidad de corrosión es conocida, los intervalos deberán ser menores a : $RCA / 2N$, donde: RCA = la corrosión remanente permisible en milésimas de pulgada N = la velocidad de corrosión en Mils/año, En todo caso, no deberá exceder los 15 años.

Para los casos en que la operación de un tanque es crítica por conocerse determinados problemas, como es una alta velocidad de corrosión, la frecuencia para la inspección ultrasónica de espesores sería la siguiente

- 4) Para velocidades de corrosión mayores a 0,5 mm/año la frecuencia debe ser de SEIS MESES.
- 5) Para velocidades de corrosión entre 0.5 a 0.25 mm/año la frecuencia debe ser de DOS AÑOS.

Ventajas

La alta sensibilidad del método hace posible detectar discontinuidades pequeñas.

Sólo se requiere acceso por un lado del material a inspeccionar.

Excelente resolución inmediata para determinar tamaño y ubicación del defecto.

La alta sensibilidad del método hace posible detectar discontinuidades pequeñas

No requiere elementos de seguridad personal especiales.

Desventajas

Las piezas o partes rugosas, con formas complicadas, pequeñas, muy delgadas o inhomogéneas son muy difíciles de inspeccionar; y los registros son interpretados solamente por personal idóneo.

Localiza mejor aquellas discontinuidades que son perpendiculares al haz de sonido.

El equipo puede tener un costo elevado, que depende del nivel de sensibilidad y de sofisticación requerido.

El personal debe estar calificado y generalmente requiere de mucho mayor entrenamiento y experiencia para este método que para cualquier otro de los métodos de inspección.

Equipos y materiales para la inspección por ultrasonido

a. Medidor de espesores

Los equipos de ultrasonido que se emplean actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen.

Este tipo de instrumentos están diseñados, específicamente, para determinar las dimensiones del espesor de algún material y determinar si existe algún desgaste debido a la corrosión producida por la reacción entre el fluido contenido y las paredes internas del elemento de inspección.

Dentro de la variedad de medidores de espesores existentes, se pueden encontrar modelos básicos que proporcionan únicamente valores numéricos del espesor; sin embargo, aun el modelo más austero cuenta con funciones para modificar la velocidad de propagación en el material, así como el retardo del palpador, para poder ejecutar una calibración en distancia del instrumento. La Figura 3.1 muestra un equipo básico medidor de espesores.



Figura 3.1. Medidor de espesores básico

Otras presentaciones que contienen funciones extra, pueden complementar a un medidor de espesores, para su utilización en aplicaciones específicas como puede ser la medición o discriminación de algún recubrimiento de pintura u otro tipo de material aislante de la temperatura.

El tiempo de vuelo entre dos ecos sucesivos de pared posterior se utiliza, junto con la velocidad del ultrasonido en el material, para determinar el espesor del material. Los ecos procedentes del recubrimiento son ignorados. El principio de funcionamiento del modo de medición con eco múltiple, utilizando un palpador de elemento sencillo (emisor-receptor) se muestra en la figura 3.2.

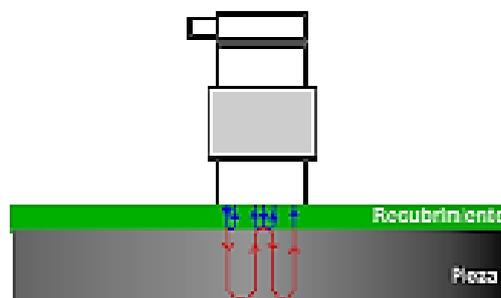


Figura 3.2. Método de medición

Así también es posible recurrir a instrumentos de alta precisión en espesores pequeños, que diámetros reducidos y altas frecuencias (anexo 2).

Además de este tipo de funciones, también existen medidores de espesores con herramientas y presentación avanzadas, como son el barrido A y el barrido B.

Las presentaciones visuales del barrido representan una ventaja para el inspector, ya que, conociendo el comportamiento del sonido en el material, se puede determinar si en la pared posterior o alguna otra discontinuidad, esto en el caso del barrido “A”. (figura 3.3)



Figura 3.3. Medidor de espesores avanzado con barrido “A”

El barrido “B” es considerado como un corte transversal de la pieza inspeccionada, el cual muestra cómo se presenta físicamente el deterioro o cambio de sección de la pared posterior. (Figura 3.4)

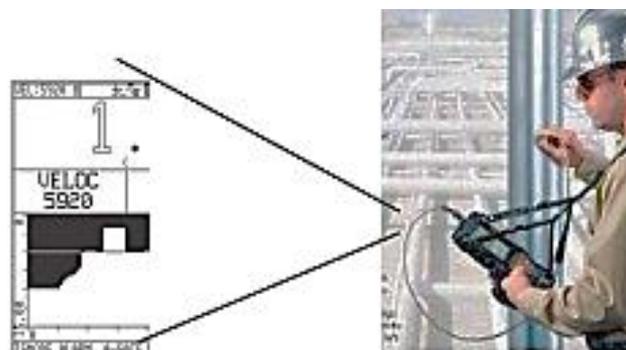


Figura 3.4: Presentación de un medidor de espesores avanzado con barrido “B”.

Esos sofisticados equipos le permiten al personal realizar, en algunos casos, planes de inspección para determinados componentes, como por ejemplo caldeas o recipientes sometidos a presión; cuentan además con una memoria interna que permite almacenar los archivos de configuración y la toma de lecturas.

Palpadores

Reciben y transmiten las ondas ultrasónicas para la detección de discontinuidades.

b. Tipos de palpadores

Palpador de contacto

Se coloca directamente en la superficie de prueba aplicando presión y un medio de acoplamiento. Se fabrica para inspecciones de haz recto.

Para proteger el transductor de la abrasión, se cubre con un material duro como el óxido de aluminio.

Palpadores de haz recto

Emite ondas longitudinales con frecuencias de 0.5 a 10 MHz. Se emplea generalmente para la inspección de piezas en las que se puede colocar directamente la unidad de prueba sobre el área de interés las discontinuidades son paralelas a la superficie de contacto.

Palpadores de incidencia angular

Genera ondas de corte, de superficie y de placa. Se construye acoplando una unidad de haz recto a una de las caras de una zapata de plástico, al cual presenta determinado ángulo de refracción.

Se emplean los equipos de pulso eco y su aplicación es casi exclusiva en la detección de discontinuidades orientadas perpendicularmente a la superficie de prueba

c. Acoplantes

Son líquidos más o menos viscosos que se utilizan para permitir el paso de las ondas del transductor a la pieza bajo inspección, ya que las frecuencias que se utilizan para materiales metálicos no se transmiten en el aire.

Estos pueden ser agua, aceite, grasas, glicerina, etc. (figura 3.5), el cual debe seleccionarse de acuerdo al acabado superficial del material.



Figura 3.5: Acoplantes

d. Bloque de calibración

Los patrones de referencia pueden ser un bloque o juego de bloques (ver figura 3.6) con discontinuidades artificiales y/o espesores conocidos, los mismos que

son empleados para calibrar los equipos de ultrasonido y para evaluar las indicaciones de las discontinuidades de la muestra inspeccionada.

Los bloques de calibración deben de tener las mismas propiedades físicas, químicas y de estructura que el material a inspeccionar. Por medio de los bloques de calibración se puede:

- Verificar que el sistema compuesto por el transductor, cable coaxial y el equipo funciona correctamente.
- Fijar la ganancia o la sensibilidad con la cual se detectará las discontinuidades equivalentes a un tamaño especificado o mayores.



Figura 3.6: Bloque de calibración

e. Detectores de fallas

El propósito fundamental de una prueba no destructiva es la detección de alguna posible discontinuidad en un material. El desarrollo de la prueba por ultrasonido, se ha marcado con el avance tecnológico de los detectores de fallas. Desde la creación del reflectoscopio ultrasónico, hasta la actual tecnología del Arreglo de fases, los detectores de fallas han evolucionado en su configuración física, así como en el software que permite realizar una inspección cada vez más sencilla. Los primeros detectores tenían un cinescopio que convertía al equipo en

un instrumento muy pesado, además sus funciones eran configuradas con ayuda de perillas, de manera analógica.

Estos instrumentos ya contaban con funciones básicas como configuración de la frecuencia, rango, retardo del palpador, entre otras, sin embargo, la inspección se limitaba a interpretar una señal sin ningún otro dato proporcionado por el equipo.

El avance en los sistemas computacionales ha permitido la fabricación de circuitos cada vez más pequeños, y con esto los equipos actuales son más pequeños y ligeros, además los cinescopios se han reemplazado por pantallas de cristal líquido, con propiedades transflectivas, es decir que proporciona la misma definición ya en presencia o ausencia de luz. Al igual que los medidores de espesores, existen diversos modelos en detectores de fallas, que van desde los más básicos con funciones principales y calibraciones manuales, además de tener una definición pobre y poca resolución. A equipos más avanzados que cuentan con la posibilidad de poder almacenar datos y calibraciones, además de poderse calibrar en modo automático e incluso pueden evaluar discontinuidades con la ayuda de algunos accesorios como son las curvas de corrección Distancia-Amplitud (DAC). La resolución de estos equipos es considerablemente mayor, y proporcionan ayuda visual con la configuración del color del tipo de onda, las piernas en el caso del haz angular y del fondo de pantalla, para un mejor contraste con el medio.

Otra característica de estos nuevos instrumentos, son las lecturas que nos proporcionan al momento de que alguna compuerta toca una indicación.

Algunos equipos las identifican, en el caso de trabajar con haz angular, como Distancia angular (S_a), Distancia Horizontal, desde el punto índice del transductor

hasta la discontinuidad (Pa) y la Profundidad de la discontinuidad (Da), entre algunas otras.

3.4. Radiografía Industrial (Mateus, M.; Vivas, D., 2007)

La inspección radiográfica se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material.

Es un Ensayo No Destructivo que utiliza radiación para penetrar el material y revelar información. Debido a la absorción diferencial de energía de las distintas partes genera zonas claras y oscuras en una película radiográfica sensible a las radiaciones. Las discontinuidades pueden ser localizadas, medidas y evaluadas Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos X o gamma es absorbida o atenuada al atravesar un material. Esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

Los rayos utilizados poseen la característica de ser invisibles, se desplazan en línea recta y a la velocidad de la luz, no son desviados por medios ópticos, pasan a través de todos los materiales, los rayos que atraviesan el material hacen aparecer sobre la placa sensible una imagen visible de sombras de distinta densidad, que representan las discontinuidades externas e internas del material radiografiado (Mateus, M.; Vivas, D., 2007).

Equipos y materiales para la inspección radiográfica.

Aunque existen arreglos especiales, diseñados para casos determinados, el equipo que se emplea con más frecuencia para la inspección radiográfica es el siguiente:

1. Fuente de radiación (rayos X o rayos gamma).
2. Controles de la fuente.

3. Película radiográfica.
4. Pantallas intensificadoras.
5. Indicadores de calidad de la imagen.
6. Accesorios.

Ventajas.

Puede ser aplicada en varios materiales.

Se obtiene una imagen del interior del material.

Se tiene un registro permanente de la inspección.

Es un excelente medio de registro de inspección.

Descubre los errores de fabricación y ayuda a establecer las acciones correctivas.

Desventajas.

No se recomienda usar en piezas de geometría complicada.

Las discontinuidades de tipo laminar no se detectan por este método.

No debe emplearse cuando la orientación de la radiación sobre el objeto sea inoperante, ya que no es posible obtener una definición correcta.

La pieza de inspección debe tener acceso al menos por dos lados.

Su empleo requiere el cumplimiento de estrictas medidas de seguridad.

Requiere personal altamente capacitado, calificado y con experiencia.

Requiere de instalaciones especiales como son: el área de exposición, equipo de seguridad y un cuarto oscuro para el proceso de revelado.

3.5. Corrientes Inducidas

Es un END electromagnético en el cual pequeñas corrientes son inducidas en el material y cualquier cambio en el flujo de esas corrientes debido a no homogeneidades en el material es registrado. El principio básico de funcionamiento es hacer pasar una corriente alterna a través de una bobina ubicada en las proximidades de la pieza a analizar. El campo magnético alternativo creado genera en la pieza la circulación de pequeñas corrientes parásitas, las cuales generan su propio campo magnético que interactúa con el de la bobina. Esa misma u otra bobina captan las alteraciones producidas por discontinuidades a través de un circuito eléctrico (figura 3.7).

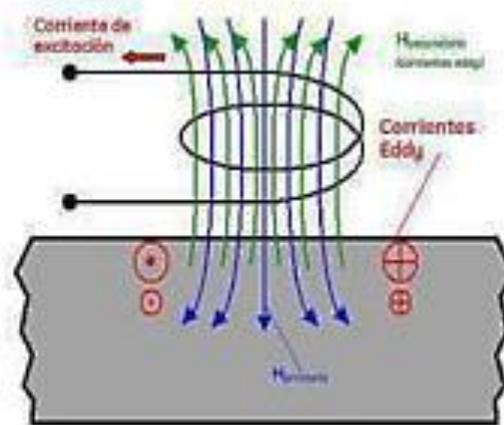


Figura 3.7: Corrientes inducidas

La interpretación se basa principalmente en el análisis de las modificaciones de amplitud y fase de las tensiones que se desarrollan en la bobina de detección por influencia de variaciones en los parámetros de interés de la pieza que se ensaya. La evaluación de las indicaciones se hace en base a las comparaciones con probetas de calibración, especialmente preparadas para cada caso particular de ensayo, según normas y procedimientos establecidos.

Ventajas.

Resultados de forma inmediata

No es necesario tener un contacto directo con el material de prueba

Desventajas.

Está limitada a la detección de discontinuidades superficiales

Limitada a materiales conductores.

Requiere alta especialización en la interpretación de resultados.

En materiales que puede enmascarar algunos de los resultados.

3.6. Partículas Magnética

La inspección por Partículas Magnéticas es una técnica no destructiva relativamente sencilla que permite detectar discontinuidades superficiales en materiales ferromagnéticos. Cuando se colocan los polos de un imán se forman líneas de flujo generadas por el campo magnético entre el polo norte y el sur. Estas líneas de fuerza son alteradas por la presencia de discontinuidades, produciendo una fuga del campo magnético. Si se aplican partículas magnetizables, estas se orientarán según las líneas de flujo y darán una indicación de la discontinuidad. Los defectos típicos encontrados son fisuras por fatiga y fisuras por corrosión bajo tensiones.

El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de polos cuando se genera o se induce un campo magnético en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, éste se deforma o produce polos. Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación producen las indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

El Artículo 7 de la Sección V del Código ASME contiene requisitos y métodos obligatorios para Ensayos de Partículas Magnetizables. Este artículo proporciona detalles a ser considerados en los procedimientos a utilizar. Los Procedimientos del Ensayo deberán basarse en la siguiente información:

- Los materiales, formas, tamaños a ser ensayados.
- Las técnicas de magnetización a ser usadas.
- El equipo a ser usado para la magnetización.
- La preparación de la superficie.
- El tipo de partículas a utilizar.
- Corrientes magnetizables (tipo y amperaje).
- La desmagnetización.
- La limpieza final

Aplicación de las partículas. (Mateus, M.; Vivas, D., 2007)

- Tipos de partículas.

Por término general, se prefieren las partículas secas cuando se requiere detectar discontinuidades relativamente grandes. Las partículas en suspensión se emplean preferentemente para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas

- Color de las partículas.

Dependerá de contraste de fondo. De este modo se emplearán partículas de color oscuro (negras o azules) para piezas recién maquinadas y partículas de colores claros (grises o blancas) para piezas con superficies oscuras.

Las partículas de color rojo están en un punto intermedio y fueron desarrolladas para que su observación se facilite empleando una tinta de contraste blanco; esta tinta

tiene un color y consistencia parecidos al del revelador no acuoso de los PT, pero con mayor poder de adherencia.

Cuando se desea una mayor sensibilidad en un método, es necesario emplear las partículas fluorescentes.

Las partículas se aplican conforme se realiza la inspección, para lo que existen dos prácticas comunes que son:

- Si se emplean partículas secas, primero se hace pasar la corriente de magnetización y al mismo tiempo se rocían las partículas.
- Si se emplean partículas en suspensión, primero se aplica la solución sobre la superficie a inspeccionar e inmediatamente se aplica la corriente de magnetización.

(Mateus, M.; Vivas, D., 2007)

Generalmente se recomienda que la corriente de magnetización se mantenga durante el tiempo de aplicación de las partículas, ya que es cuando el campo magnético es más intenso y permite que las partículas sean atraídas hacia cualquier distorsión o fuga de campo, para así indicar la presencia de una posible discontinuidad.

Ventajas

- Requiere de un menor grado de limpieza.
- Generalmente es un método más rápido y económico.
- Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie.
- Tiene una mayor cantidad de alternativas

Desventajas

- Son aplicables sólo en materiales ferromagnéticos.
- No tienen gran capacidad de penetración.
- El manejo del equipo en campo puede ser caro y lento.

- Generalmente requieren del empleo de energía eléctrica.
- Sólo detectan discontinuidades perpendiculares al campo.
- Las películas delgadas de pintura y otros recubrimientos no magnéticos afectan adversamente la sensibilidad de la inspección.

3.7. Tintas Penetrantes.

Este ensayo revela por líquidos penetrantes es un método desarrollado especialmente para la detección discontinuidades superficiales por la absorción de un líquido penetrante sobre un medio contrastante en materiales no porosos, ferrosos y no ferrosos. Está normalizado por ASTM E-165 que clasifica los líquidos penetrantes en fluorescentes (visibles a la luz ultravioleta) y colorantes (visibles a la luz natural) además de clasificarse por el método de remoción utilizado.

Es muy utilizado en materiales no magnéticos como aluminio, magnesio, aceros inoxidables austeníticos, aleaciones de titanio y zirconio, y también, materiales magnéticos.

En términos generales, esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco, que absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa de revelador se delinea el contorno de ésta.

La aplicación de esta técnica es relativamente sencilla, aunque se deben considerar varios factores en la elección del tipo de materiales penetrantes. Además, existen seis pasos muy importantes que se deben seguir para asegurar una correcta aplicación de los líquidos penetrantes:

1. Preparación, limpieza y secado de la superficie de la pieza de prueba.
2. Aplicación y tiempo de penetración del líquido penetrante.
3. Remoción de exceso del líquido.
4. Aplicación del revelador.
5. Inspección de las señales obtenidas en la superficie de la pieza.
6. Limpieza posterior para quitar los residuos dejados durante la inspección.

Ventajas.

La inspección por Líquidos Penetrantes es extremadamente sensible a las discontinuidades abiertas a la superficie.

La configuración de las piezas a inspeccionar no representa un problema para la inspección.

Son relativamente fáciles de emplear.

Brindan muy buena sensibilidad.

Son económicos.

Son razonablemente rápidos en cuanto a la aplicación, además de que el equipo puede ser portátil.

Se requiere de pocas horas de capacitación de los Inspectores.

Desventajas.

Sólo son aplicables a defectos superficiales y a materiales no porosos.

Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección.

No se proporciona un registro permanente de la prueba no destructiva.

Los Inspectores deben tener amplia experiencia en el trabajo.

Una selección incorrecta de la combinación de revelador y penetrante puede ocasionar falta de sensibilidad en el método.

Es difícil quitarlo de roscas, ranuras, huecos escondidos y superficies ásperas.

3.8. Emisión Acústica.

La Emisión Acústica (EA) es la clase de fenómeno que genera ondas elásticas transitorias por la liberación rápida de energía a partir de fuentes localizadas, o las ondas transitorias generadas de este modo. Todos los materiales producen EA durante la creación y propagación de fisuras y durante la deformación. Las ondas elásticas se mueven a través del sólido hacia la superficie, donde son detectadas por sensores. Estos sensores son transductores que convierten las ondas mecánicas en ondas eléctricas. De este modo se obtiene la información acerca de la existencia y ubicación de posibles fuentes.

La Emisión Acústica es un proceso de generación de ondas elásticas dentro de un material como resultado de un cambio en su campo de tensiones internas. Por lo tanto, la EA es un fenómeno dinámico. Con el mismo nombre se designa a la técnica ampliamente utilizada en el campo de los Ensayos No Destructivos, para estudiar la integridad estructural de recipientes, tuberías o componentes, ya que permite, durante un único ensayo, detectar y localizar las zonas potencialmente peligrosas de la estructura bajo estudio. Es un fenómeno complejo en el cual se pueden distinguir las etapas de generación, propagación y detección de las ondas elásticas.

El ensayo debe ser realizado con el equipo en servicio, variando las condiciones de operación. El método sólo detecta y ubica defectos "vivos", pero no los caracteriza, por lo que debe ser complementado con otro ensayo no destructivo.

3.9. Replicas Metalográficas

Este método consiste en copiar la microestructura de un material (metales, cerámicos, etc.) sin destruir la pieza a examinar. Luego esta "copia" puede ser observada en un microscopio.

El principal instrumento para la realización de un análisis metalográfico lo constituye el microscopio metalográfico, con el cual es posible examinar una muestra con aumentos que varían entre 50 y 200. Además del microscopio, se necesita un kit para pulir a espejo la superficie a analizar y pueden utilizarse varios métodos y elementos para revelar la microestructura y copiarla. La información que puede suministrar un examen metalográfico es variada: degradación microestructural, calidad del material, diferentes fases y determinación de tipos de aleaciones.

3.10. Dureza

La dureza es una medida de la resistencia a la indentación y al desgaste por fricción o rozamiento. Hay diversas formas de medir la dureza, si bien la mayoría consiste en utilizar un pequeño indentador, dispositivo que trata de penetrar el material y que puede ser un pequeño balón o una aguja.

En metalurgia la dureza se mide utilizando un durómetro. Dependiendo del tipo de punta empleada y del rango de cargas aplicadas, existen diferentes escalas, adecuadas para distintos rangos de dureza: Dureza Brinell (HB), Rockwell (HRC -HRB), Rockwell Superficial, Webster y Vickers (HV).

El interés de la determinación de la dureza de los aceros al carbono estriba en la correlación existente entre la dureza y la resistencia mecánica, por lo cual en casos de imposibilidad de sacar el equipo fuera de servicio para practicar ensayos destructivos de tracción, el ensayo de dureza resulta muy conveniente.

3.11. Pruebas

Durante la fabricación de cualquier recipiente a presión, se efectúan diferentes pruebas para llevar a cabo un control de calidad aceptable, estas pruebas son, entre

otras, Radiografiado, Pruebas de partículas magnéticas, Ultrasonido, Pruebas con líquidos penetrantes, etc.

En este capítulo describiremos de una manera muy breve, las pruebas que se les deberá aplicar a los recipientes sometidos a presión una vez que se han terminado de fabricar y aquellos recipientes que están ya en servicio, esta prueba se denomina prueba hidrostática, ya que generalmente es el tipo de prueba que se aplica, aunque también existe la prueba neumática.

Pruebas De Presión

Las pruebas de presión son usadas para determinar la integridad estructural del recipiente. El propósito es detectar defectos mayores en el diseño y la fabricación y el estado del mismo cuando ya está en operación. Existen dos tipos de pruebas de presión dadas en la sección VIII, Division I. Las cuales son: Hidrostática y neumática. Todos los recipientes bajo la sección VII Div. I deberán ser probados hidrostáticamente, excepto aquellos que son probados neumáticamente.

Prueba Hidrostática.

Consiste en someter el recipiente a presión durante un tiempo suficiente para verificar que no haya fugas en ningún cordón de soldadura, como su nombre lo indica, esta prueba se lleva a cabo con líquido, el cual generalmente es agua.

Cuando se lleva a cabo una prueba hidrostática en un recipiente a presión, es recomendable tener presente las siguientes observaciones:

Por ningún motivo debe excederse la presión de prueba señalada en la placa de nombre.

En recipientes a presión usados, con corrosión en cualquiera de sus componentes, deberá reducirse la presión de prueba proporcionalmente.

Siempre que sea posible, evítese hacer pruebas neumáticas, ya que además de ser peligrosas, tienden a dañar los equipos.

Para la prueba se requiere que de acuerdo a la posición del aparato en la que se va a realizar el ensayo, se realicen aberturas en las partes más altas del equipo, para que el aire contenido en el interior escape del recipiente mientras este se llena.

Antes de aplicar la presión, el equipo debe ser examinado y comprobar que todas las instalaciones estén bien sujetas, se debe verificar que el recipiente a ser examinado este limpio y que las escalas de los manómetros hayan sido comprobadas por lo menos a 1,5 veces la presión a utilizar.

La presión hidrostática debe incrementarse gradualmente en el recipiente hasta que la mitad de la presión de prueba sea alcanzada, luego la presión debe ser incrementada en pasos de aproximadamente un décimo de la presión de trabajo hasta que la presión de la prueba sea alcanzada. La presión se mantendrá luego de cada incremento durante el tiempo suficiente para que el observador realice las inspecciones, y deberá descargarse a cero para determinar si existe algún esfuerzo permanente luego de los incrementos de presión.

- **Presión de prueba**

Los recipientes diseñados para presión interna deben ser sometidos a una presión de prueba de modo tal que en cualquier punto del recipiente la presión de prueba alcance:

$$P = 1,3(MAWP) \left(\frac{S_{\text{temperatura de ensayo}}}{S_{\text{temperatura de diseño}}} \right)$$

Dónde:

MAWP = Máxima Presión De Trabajo Admisible a ser marcada en el Recipiente.

La MAWP como es definida en UG-98, es la máxima presión permitida en la parte superior del recipiente en su posición normal de operación a la temperatura específica para tal presión. La MAWP para una parte del recipiente es la máxima presión interna o externa ajustada por la columna estática determinada de acuerdo a las reglas de división, junto con el efecto de cualquier carga (UG-22) que probablemente pueda ocurrir. Es importante destacar que debe excluirse el sobre espesor por corrosión. La MAWP puede determinarse para más de una temperatura, utilizando para cada temperatura el valor de tensión admisible aplicable.

- Temperatura de la prueba hidrostática.

Es recomendable que la temperatura del metal durante la Prueba hidrostática sea mantenida por lo menos a 30 °F por encima de la temperatura mínima de diseño del metal (ver UG-20) para minimizar el riesgo de una fractura por fragilización. La presión de prueba no deberá ser aplicada hasta que el recipiente y su contenido estén alrededor de la misma temperatura. Combustibles líquidos que tengan un punto de evaporación menor a 110 °F (43 °C) tal como algunos destilados de petróleo, pueden utilizarse como líquidos para la prueba, solamente para temperaturas de prueba cercanas a la atmosférica.

Deben colocarse venteos en los puntos de ensayo más altos para eliminar bolsas de aire mientras el recipiente es llenado.

- Prueba Neumática.

La prueba neumática puede reemplazar a la prueba hidrostática a menos que la prueba neumática se aplique cuando el recipiente no haya sido diseñado para soportar la fuerza que ejerce al estar lleno de agua, o el recipiente no pueda ser totalmente secado y restos de líquido de prueba no puedan ser tolerados.

Las diferencias básicas entre este tipo de pruebas y la prueba hidrostática, consisten en el valor de la presión de prueba y el fluido a usar en la misma, la presión neumática de prueba es alcanzada mediante la inyección de gases.

La presión de prueba (excepto para recientes esmaltados) debe ser al menos igual a:

$$P = 1,1(MAWP) \left(\frac{S_{\text{temperatura de ensayo}}}{S_{\text{temperatura de diseño}}} \right)$$

La temperatura del metal durante la prueba deberá ser mantenida por lo menos a 30 °F por encima de la mínima temperatura de diseño del material para minimizar el riesgo de fractura por fragilización.

3.12. Procedimientos De Inspección

Un Procedimiento de Inspección es un documento escrito, en forma de una secuencia ordenada de acciones que describen como debe ser aplicada una técnica específica.

Es un documento que define los parámetros técnicos, requisitos de equipos y accesorios, así como los criterios de aceptación y rechazo que son aplicables a materiales, partes, componentes o equipos, todo de acuerdo con lo establecido en códigos, normas y /o especificaciones.

A continuación, se mencionan algunos beneficios que aporta el uso de los procedimientos de inspección:

- Apego a los documentos aplicables (Códigos, normas o especificaciones)

- Se mantiene homogénea la técnica de inspección
- El criterio de aceptación y rechazo es homogéneo
- Se mantiene un nivel de calidad constante de los productos inspeccionados
Se obtienen resultados repetitivos
- Evita discrepancias entre el fabricante y el comprador durante la inspección de recepción de materiales, cuando el comprador está enterado y ha autorizado la aplicación del procedimiento.

El procedimiento debería contener cada aspecto que el técnico necesita saber para llevar a cabo la inspección, como sea requerido, por lo que antes de elaborar un procedimiento de inspección deberían considerarse varios aspectos preliminares importantes, como los siguientes:

Definir los documentos que sean aplicables, por acuerdo entre el prestador del servicio y el cliente, tales como: especificaciones del cliente, códigos, normas, dibujos, pedido, etc.

- Definir el alcance y requisitos específicos
- Verificar los requisitos específicos que sean aplicables contenidos en: notas técnicas, planos, especificaciones, pedido, etc.
- Determinar los equipos y accesorios necesarios
- Definir los niveles de calidad requeridos.
- Considerar los programas de fabricación o mantenimiento, para que puedan determinarse los puntos críticos de la inspección como: las áreas de interés, la etapa de la inspección, la preparación de las superficies, etc.
- Seleccionar y preparar las muestras en caso que sea requerida la calificación del procedimiento.

Los procedimientos de inspección que se desarrollan en este capítulo, pueden ser aplicados sobre los tanques de almacenamiento que operan a presiones sobre los 15 Psig. y hasta los 3000 Psig.

Para la inspección técnica de tanques a presión en operación los métodos de ensayos más utilizados son:

- La inspección visual
- Medición de espesores
- Radiografía Industrial.

Por lo expuesto en este capítulo se van a desarrollar los procedimientos antes indicados.

Procedimiento de Inspección Radiográfica

Objetivo

Establecer las condiciones de trabajo en la inspección radiográfica de soldaduras.

Alcance

Este procedimiento está diseñado para determinar mediante inspección radiográfica, el estado de las juntas soldadas en un tanque de almacenamiento de G.L.P.

Referencias:

- Código ASME sección V, artículo 2, Radiographic Examination.
- API 510. Pressure Vessel Inspector Code.
- Norma CNEA: Normas para calificación y Certificación de Personal de Ensayos no Destructivos.

- Personal

El personal que utilice este procedimiento, debe ser calificado y certificado en un Nivel II o Nivel III por la Sociedad de Ensayos no Destructivos, ASNT, además el personal de Nivel I, que utilice este procedimiento, debe estar bajo la supervisión directa de personal de Nivel II o Nivel III.

- Equipos y materiales

- Fuente de radiación.
- Películas Radiográficas.
- Pantallas.
- Indicador de calidad de imagen.
- Cámara Oscura
- Negatoscopio.

- Control del proceso radiográfico.

- Preparación de las superficies
- Dirección de la radiografía.
- Protección contra la radiación reflejada.

- Procesamiento manual de películas.

Para este método deben seguirse las recomendaciones del fabricante de la película y de los reactivos; sin embargo, seguirse las siguientes recomendaciones

- Preparación de la película y agitación de soluciones.
- Revelado de 5 a 8 min a una temperatura de 20 0C aproximadamente. - Baño “detenedor” o de enjuague se deben seguir las recomendaciones del fabricante en; la composición de baño “detenedor”, tiempo de inmersión y vida del baño.
- Fijado hasta por lo menos dos veces el tiempo de lavado; pero no más de 15 min en un baño nuevo. La agitación frecuente acortara el tiempo de fijación.

Registros

Debe tenerse un registro radiográfico en que se anoten las variables esenciales del proceso tales como:

- Tipo de material y espesor.
- Distancia fuente o foco – película
- Tipo de película.
- Densidad de la película.
- Tipo de pantalla y espesor.
- Identificación de la máquina de rayos X o del radioisótopo.
- Radioactividad o intensidad de corriente por minute empleado en la exposición.
- Espesor del indicador de calidad de imagen.
- Enmascaramientos o filtros especiales.
- Procedimiento utilizado.

Procedimiento.

- *Calibración y verificación del equipo.*
 - Verificación del tamaño de la fuente con publicaciones del fabricante del equipo, tales como: manuales técnicos, curvas de exposición, etc.
 - Determinación del tamaño de fuente cuando no están disponibles se deben determinar según lo establece la norma SE-1165, método de Prueba Standard para medir el punto focal en máquinas de rayos X.
- *Tipo de soldadura y Material*

Las juntas soldadas son hechas con soldadura eléctrica al arco con electrodo revestido y con el tipo de junta a tope (norma ASME ...) y el material según lo indica la norma ASTM
- *Condiciones de la Superficie*

Se deben eliminar todas las ondulaciones o irregularidades de la superficie de la junta soldada y de ambos lados de la unión.

- *Selección de los IQI*

La selección de los indicadores de la calidad de la imagen, deben estar de acuerdo con el diseño y norma de construcción del equipo a inspeccionar y/o aplicarse el Código ASME sección V, T – 276.

- *Técnica de ensayo.*

Para la inspección se debe emplear, siempre que sea posible, la técnica de pared de exposición de pared simple.

- *Procedimientos para la toma.*

- Marcado e identificación de la radiografía:

- Fecha de toma

- Nombre del cliente

- Encargado de la inspección.

- Numero de serie que identifica a la radiografía.

- Inspección de las juntas soldadas de la pared del tanque.

- Procesado de las películas.

Procedimientos para la Inspección Técnica y Pruebas Objetivo

Este documento tiene como objetivo principal el establecer los criterios operacionales y requerimientos para la ejecución de la inspección técnica, pruebas y accesorios mediante ensayos no destructivos, tales como la inspección visual, medición de espesores y pruebas hidrostáticas en tanques estacionarios de almacenamiento de G.L.P., 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 o posibilidad de un cambio de servicio.

Además, las disposiciones técnicas tienen el objetivo de que los trabajos que se ejecuten en esta área se desarrollen dentro de los parámetros de seguridad industrial, salud ocupacional y ambiental que dispone la legislación y las normas respectivas.

3.13. Alcance y Metodología

El área de influencia de los trabajos que se desarrollen en este campo serán los sitios en donde operen o se encuentren los tanques de almacenamiento de GLP pudiendo tratarse de plantas de almacenamiento y distribución, plantas de envasado, industrias, residencias, etc

Los trabajos que se están dentro del alcance de este documento, se desarrollan con la metodología general siguiente:

- Revisión de datos técnicos del tanque de GLP obtenidos de placa del constructor y de la instrumentación a ser utilizada en la prueba.
- Chequeo, revisión y movilización al sitio de trabajo del equipo técnico y humano que intervendrá en los trabajos de inspección y pruebas de presión.
- Preparación en sitio de las condiciones de seguridad, ambientales y de salud ocupacional (uso EPP) del equipo técnico y humano.
- Evacuación e inertización del tanque a prueba.
- Llenado del tanque a prueba.
- Prueba de presión Hidrostática.
- Análisis físico químico del agua para descarga
- Desalojo de agua utilizada durante la prueba.

- Desarmado y retirado del equipo utilizado durante las pruebas hidrostáticas.
- Inspección técnica (inspección visual y medición de espesores) del cuerpo y cabezas del tanque a prueba.
- Verificación, calibración y reposición de accesorios de seguridad y control de cantidad, presión y temperatura.
- Medición de espesor de la pintura en cuerpo y casquetes del tanque a prueba.
- Trabajo de gabinete para desarrollo de reportes y certificaciones respectivas.

3.14. Objetivos específicos

- El objetivo específico de la inspección es determinar el estado mecánico y las condiciones actuales para que la estructura soldada sometida a este trabajo pueda continuar operando en condiciones seguras, para lo cual, a partir de los resultados, se determinan las reparaciones necesarias e inspecciones futuras, se establece su definitiva puesta fuera de operación, la posibilidad de un cambio de servicio o de limitar la altura de llenado.
- Detectar tempranamente los defectos antes de que alcancen el tamaño crítico.
- Detectar los errores de manufactura.
- Obtener información adicional sobre la condición de un componente que muestra evidencia de algún defecto.
- Determinar el estado mecánico y las condiciones actuales para que un tanque de almacenamiento de G.L.P. pueda seguir en funcionamiento con condiciones seguras de operación.

3.15. Normativa

- ASME, section VIII, Div. 1. "Rules for Construction of Pressure Vessels"

- NFPA 59, “Utility LP- Gas Plant Code”.
- Acuerdo Ministerial N° 116, Reglamento Técnico para la Comercialización del Gas Licuado de Petróleo.
- NTE INEN 2261, Tanques para gases a baja presión. Requisitos e inspección.
- ASME, sección V, “Non destructive Examination”
- API 510 “Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration”

Definiciones Básicas

Prueba Hidrostática: Es una prueba de presión utilizando agua y equipo de bombeo que sirve para comprobar la estanqueidad y resistencia mecánica del acero de las partes componentes del tanque.

Desalojo de Agua: Acción de retiro completo de agua de la tubería antes de ponerla en servicio.

Inspección Técnica: Verificación visual o mediante medición de espesores por ultrasonido que sirve para determinar el estado mecánico y vida útil probable de los equipos sometidos a este tipo de trabajo.

La inspección visual: 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.

Responsabilidades

Para la inspección técnica y pruebas, se requiere de personal capacitado y experimentado que utilice los procedimientos válidos y los estándares apropiados con equipos efectivos, en buen estado y dentro de un ambiente adecuado.

- El Ingeniero de campo es el responsable de las pruebas hidrostáticas, la misma que será aprobada por las autoridades competentes.
- El Supervisor será responsable de la ejecución correcta de las actividades programadas y registrar la información requerida de los trabajos.
- Los Operadores serán responsables de desarrollar las diferentes actividades bajo la supervisión del Ingeniero y Supervisor respectivo.
- El Ingeniero de campo es el responsable de la evaluación de las condiciones de seguridad, los posibles impactos ambientales derivados de la actividad de los trabajos, y de tomar las medidas necesarias para evitar cualquier daño en lo que concierne a la salud de los trabajadores.

3.16. Análisis del Historial del Equipo

Como una actividad intrínseca e importante en la inspección y previo a la ejecución de cualquier trabajo de campo, se debe consultar los registros técnicos existentes del equipo, como son:

- Los planos y especificaciones de diseño, que darán la información necesaria sobre los materiales y espesores de construcción, normas de construcción, inspección. y pruebas, fluido de servicio, etc.
- Datos de placa del tanque como son:

- Presión de diseño.

- Presión de prueba.
- Capacidad.
- Material cuerpo y cabezas
- Espesores de construcción d cuerpo y cabezas.
- Fecha de fabricación.
- Numero de serie, etc.

- La cronología de los trabajos de mantenimiento, reparaciones y/o reemplazos, que ayudarán a planificar la inspección a realizarse e identificar con anterioridad los problemas que existieren.

- Los trabajos de inspección realizados con anterioridad darán los datos sobre la velocidad de corrosión y vida útil remanente del tanque, además ubicarán las áreas en donde se deberá poner mayor énfasis en el trabajo.

En caso de que los archivos a estudiarse sean escasos o no existieren, se procedería de la siguiente manera:

- a) Evaluar el historial de las condiciones y estado de otro tanque de características de operación similares, si es posible ubicado en el mismo sitio, situación con la que se obtendría alguna información básica.
- b) En caso de que no existiere la posibilidad de obtener alguna información, se deben programar pruebas no destructivas adicionales, como por ejemplo la dureza y otras, que ayuden a obtener mayor información sobre el material utilizado.

3.17. Procedimientos

Preparaciones Preliminares

El trabajo preparatorio es un punto importante en la inspección de equipos a presión.

En sitio los siguientes preparativos preliminares deben realizarse:

- Informar a todas las personas que trabajen alrededor del área de tanques que se desarrollaran tareas de inspección en los mismos.
- Inspeccionar el sitio y el equipo a trabajarse a fin de prevenir condiciones inseguras que afecten al ambiente y personal.
- Instalar y usar los equipos de seguridad y EPP adecuados para el trabajo
- Evacuar el G.L.P líquido hacia otro recipiente y desgasificar el G.L.P Vapor, del tanque sometido a prueba.
- Desconectar líneas de carga y descarga de G.L.P Líquido y Vapor del tanque a ser probado y cerrar válvulas.
- Retiro de válvulas de alivio de presión (multiport).
- Verificación de la provisión del agua para la prueba y su calidad.
- Utilizar las herramientas y equipos adecuados para la inspección y pruebas que entre estos tenemos los siguientes:
 - Medidor ultrasónico de espesores.
 - Acoplante y block de calibración
 - Medidor de pintura
 - Calibrador pie de rey
 - Martillo de caucho o de bronce
 - Cincel de bronce

- Marcadores o spray permanente.
 - Reglas y escuadras,
 - Linterna antiexplosiva.
 - Llaves de tubo y de pico antiexplosivas.
 - Cinta metálica.
 - Medidor de gases inflamables (explosímetro)
 - Diluyente de pinturas
 - Cuaderno de notas y lápiz
 - Bomba de presión neumática.
 - Banco de pruebas
 - Equipo de respiración, etc.
- Verificar la operación correcta del equipo e instrumentación.
 - Verificar los certificados de calibración o verificación de los instrumentos de prueba.
 - Determinación de un lugar adecuado para la evacuación del agua, con el fin de evitar la erosión de la tierra y su contaminación.
 - Colocar señales de precaución en el área de la prueba aislando la posibilidad de acceso a personal no involucrado en las pruebas.
 - Mantener constante vigilancia de las instalaciones para la prueba.

3.18. Plan de la Prueba

Un plan de prueba será preparado para cada sección sometida a trabajos de inspección y presión hidráulica en el cual la siguiente información debe ser incluida en el reporte:

- a) Especificaciones del material del tanque a prueba: material, espesor, etc.
- b) Inspección técnica: Esquema de cada anillo y casquetes que forman el tanque.
- c) Volumen de agua necesario para llenar la sección a ser probada; así como, la determinación de los puntos de llenado y descarga del agua de prueba.
- d) Planificación, metodología y procedimientos para la ejecución de todas las actividades involucradas en las pruebas técnicas de cada sección.
- e) Cálculo de la presión de prueba conforme las condiciones de diseño originales.
- f) Registro de la presión y temperatura mientras dure el periodo de prueba.
- g) Determinación de espesores utilizando las fórmulas establecidas para esfuerzo circunferencial y longitudinal en cuerpo y casquetes de acuerdo a la Norma de construcción respectiva.

Determinación de la Presión de Prueba

Los recipientes diseñados para presión interna deben ser sometidos a una presión de prueba de modo tal que en cualquier punto del recipiente la presión de prueba alcance sin presentar disminución de presión en un determinado periodo de tiempo.

$$P = 1,3(MAWP) \left(\frac{S_{\text{temperatura de ensayo}}}{S_{\text{temperatura de diseño}}} \right)$$

Dónde:

MAWP = Máxima Presión De Trabajo Admisible a ser marcada en el Recipiente

Calculo del espesor mínimo

El procedimiento para calcular el espesor mínimo para tanques cilíndricos horizontales y/ o verticales según código ASME VIII, División 1, en resumen, se determina a continuación:

	UNIDADES
Presión de diseño (P)	PSI
Diámetro interior (D)	Pulg.
Radio interior (R)	Pulg.
Esfuerzo máximo permisible (S)	PSI
Eficiencia de la junta (E)	
Altura del casquete (h)	Pulg.
Factor $K = ((D/2*h)^2+2)/6$	
Factor $M = (3+(L/r)^{0,5})/4$	
Radio curvatura interno casquete toriesférico(L)	Pulg.
Radio reborde interno casquete toriesférico(r)	Pulg.

a) Para esfuerzo circunferencial (juntas longitudinales)

$$T = P*R/(S*E-0.6*P) \quad \text{Pulg.}$$

b) Para esfuerzo longitudinal (juntas circunferenciales)

$$t = P*R/(2*S*E + 0.4*P) \quad \text{Pulg.}$$

c) Esfuerzos en casquetes semielípticos

$$t = P \cdot D \cdot K / (2 \cdot S \cdot E - 0.2 \cdot P) \quad \text{Pulg.}$$

d) Esfuerzos en casquetes semiesféricos

$$t = P \cdot R / (2 \cdot S \cdot E - 0.2 \cdot P) \quad \text{Pulg.}$$

e) Esfuerzos en casquetes toriesféricos

$$t = P \cdot L \cdot M / (2 \cdot S \cdot E + P(M - 0.2)) \quad \text{Pulg}$$

Determinación de la velocidad de corrosión y vida útil

Los lineamientos de la API 510 permiten el uso de datos de mediciones de espesor estadísticos. Esto significa que se puede tomar varias mediciones en el mismo punto y luego promediar los valores. De esta manera, a través de los mínimos espesores medidos pueden estimarse las velocidades de corrosión (VC) máximas. Asimismo, las VC pueden subdividirse en velocidades de corrosión de largo y corto plazo, como se observa en las siguientes formulas:

$$\text{velocidad de corrosión}_{a \text{ largo plazo}} = VC_{lp} = \frac{(t_{inicial} - t_{actual})}{(\text{tiempo ente } t_{inicial} \text{ y } t_{actual})}$$

$$\text{velocidad de corrosión}_{a \text{ largo plazo}} = VC_{lp} = \frac{(t_{previo} - t_{actual})}{(\text{tiempo ente } t_{previo} \text{ y } t_{actual})}$$

Una vez calculada VC, es posible determinar la Vida Útil con la siguiente fórmula:

$$VIDA UTIL = VU = \frac{(t_{actual} - t_{min})}{VC}$$

Donde:

$t_{inicial}$ = espesor original del componente.

t_{actual} = espesor mínimo medido en la última inspección.

t_{previo} = espesor mínimo medido en la inspección previa.

t_{previo} = espesor mínimo requerido por la norma.

Las velocidades de corrosión calculadas o relacionadas en base de la experiencia en tanques en servicio de similares características, se las debe relacionar con los siguientes criterios:

Para velocidades de corrosión mayores a 0.025 mm/año (>0.001 pulg/año) que determinen una vida remanente menor a 4 años, se deberá recomendar que la próxima inspección con medición de espesores se la realice en un periodo no mayor de DOS AÑOS.

Para velocidades de corrosión menores de 0.025 mm/año (< 0.001 pulg/año), la inspección interna no es necesaria.

Para los casos en que la velocidad de corrosión presente valores mayores a los señalados, la inspección interna debería realizarse en un período de 1/4 de la vida remanente o cada 10 años, el que sea menor.

3.19. Criterios de Evaluación de Resultados

Los criterios para la evaluación de los resultados de la medición de espesores de plancha y de la inspección visual, serían los siguientes (Romero, E., 2013):

a) La profundidad de la corrosión para determinadas zonas puede ser determinada por comparación de la medición de espesores en zonas cercanas no corroídas.

b) Para áreas de un tamaño considerable sobre las cuales existen esfuerzos circunferenciales, el menor espesor a lo largo del elemento más crítico, puede ser al valor promedio medido sobre dicha longitud, sin que ésta última exceda lo siguiente:

- i. Para recipientes con diámetros internos menor o igual a 60 plg (<150 cm) , su valor será la 1/2 del diámetro del recipiente o 20" (50 cm), el que sea menor.
- ii. Para recipientes con diámetros internos mayores a 60 plg (>150 cm), su valor será de 1/3 el diámetro del recipiente O 40" (100 cm), el que sea menor

Cuando el área analizada contiene una abertura, el promedio de los espesores medidos sobre la longitud establecida no debe extenderse sobre los límites del refuerzo que contiene la abertura.

a) Las picaduras dispersas en una amplia zona pueden ser ignoradas si se cumple lo siguiente:

- i. Las profundidades de las picaduras no son mayores al 1/2 del espesor de la pared del recipiente, excluida la tolerancia a la corrosión.
- ii. El área total de las picaduras existentes en un círculo de 8 plg (20 cm) de diámetro, no debe exceder en extensión a 7 pulgadas cuadradas (45 cm²).
- iii. La suma de estas dimensiones a lo largo de cualquier línea recta dentro del círculo de 8plg (20 cm), no debe exceder las 2" (5 cm).

b) 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.

En relación a los períodos para realizar la inspección visual, la norma API 510 recomienda que al menos se la realice cada 5 años o un 1/4 de la vida remanente del recipiente, el que sea menor.

Por otro lado, los datos sobre la velocidad de corrosión general o en determinados sectores del tanque inspeccionado, servirán para emitir recomendaciones encaminadas a disminuir o eliminar el avance de la corrosión, mediante la aplicación de recubrimientos adecuados.

3.20. Llenado del tanque

Luego de haber verificado la no existencia de G.L.P liquido ni vapor dentro del tanque y que este se encuentre totalmente aislado se procederá con el llenado del mismo.

Los puntos de ingreso y descarga de agua que se utilicen se indicarán en el plan de la prueba de cada sección a probarse, y serán aprobados por el Fiscalizador destinado a este contrato.

El tanque será llenado con agua fresca, limpia y libre de componentes que pueden dañar al tanque.

3.21. Presurización

Debe obtenerse la autorización de la entidad de control o fiscalización para continuar con la presurización del tanque.

Instalar el equipo de prueba que consta de un manómetro para registrar la presión y un termómetro para registrar la temperatura del ambiente. Todos los instrumentos de la prueba serán de rango suficiente y con sus respectivos certificados de calibración o verificación.

Después de que se ha llenado el tanque y la temperatura del agua sea similar, se iniciará la presurización.

La presurización se realizará usando una bomba de alta presión que estará equipada con un indicador de presión calibrada o verificada para poder visualizar la elevación de la presión mientras se presuriza el tanque.

Prueba de Presión Hidráulica

La prueba hidrostática deberá iniciarse de preferencia al iniciar la noche, y se dará por terminada luego de 12 horas (operación que evita el efecto de elevación de presión en el tanque durante el día).

La presión debe ser elevada moderadamente a una razón constante hasta llegar al 50%. La presión será incrementada al 70% de la presión de prueba con periodos de estabilización y la inspección visual entre ellos. A partir de este punto, el bombeo debe hacerse sin grandes variaciones de presión.

Cuando se haya alcanzado la presión de prueba la bomba utilizada para la presurización debe ser desconectada. Verificando que todas las conexiones de los instrumentos y accesorios instalados no tengan fugas.

Los parámetros de presión y temperatura se registrarán continuamente durante la prueba (cada ½ hora).

La prueba hidrostática será aprobada y abalizada por las autoridades competentes o fiscalización si está libre de fugas y no presenta caídas de presión sustanciales. Caso contrario deberá determinarse las causas por las cuales se produce caída de presión y la prueba finalizará hasta alcanzar y mantener por el tiempo establecido en las normas la presión de prueba.

Despresurización

Una vez concluida satisfactoriamente la prueba hidrostática se procederá a despresurizar el sistema bajo la autorización de las autoridades competentes o fiscalización.

El procedimiento de despresurización debe hacerse de manera similar a la presurización, ahora de manera contraria disminuyendo la presión sin grandes variaciones y con periodos de estabilización.

Desalojo de agua

La autoridad competente o la fiscalización, previo a la presentación del Análisis Físico-Químico del agua, autorizará el vaciado del tanque sometido a la prueba hidrostática.

3.22. Calibración Volumétrica

La calibración volumétrica de tanques se la realiza en base a lo dispuesto en la Norma API 2551 “Method for Measurement and Calibration of Horizontal Tank”.

Los materiales y herramientas a utilizarse son: cinta metálica graduada, un calibrador o medidos de espesores de plancha, reglas, escuadras, etc.

Para tomar en el campo las medidas físicas de los tanques, se procede a lo siguiente:

- Con la cinta metálica se procede a medir los perímetros exteriores de cada uno de los anillos constituyentes del cuerpo cilíndrico y los espesores correspondientes de cada anillo.
- Medir el perímetro de los casquetes y los espesores de las planchas.
- Medir la longitud del cuerpo (tanque horizontal) en la parte superior.

3.23. Inspección Técnica

Para la ejecución de la inspección técnica se realizará una inspección visual, tanto externa como internamente a fin de establecer las zonas que requieren mayor atención en la siguiente actividad de medición de espesores.

- *Inspección visual externa*

Los recipientes a presión deberían ser inspeccionados externamente cada 5 años, preferentemente mientras se encuentran en operación, cubriendo:

- La condición de la aislación y pinturas.
- Superficies de cuerpos y cabezas cuidadosamente de posibles grietas, ampollas, curvaturas (abultamientos) y otros signos de deterioración.
- La condición de soportes y bases.
- La existencia de corrosión bajo aislación.
- Juntas soldadas y zonas afectadas por el calor en servicios que inducen grietas u otros defectos.
- La condición de escaleras y plataformas.
- Partes enterradas.
- Todo sitio donde pueda colectarse agua o humedad.
- Pernos de anclaje.
- Empaques de bridas y/o manholl
- Líneas de drenaje u otras líneas conectadas al recipiente.
- Bridas, medidores de presión o temperatura, válvulas de seguridad, accesorios, etc.

- *Inspección visual interna*

La inspección interna es normalmente el método preferido y debe ser conducida en recipientes sujetos a corrosión localizada, la frecuencia de la inspección interna no podrá exceder los 10 años o la mitad de la vida residual estimada, desde la última

inspección. Si el valor resultante es menor a 4 años, entonces el intervalo de inspección será de 2 años.

La inspección interna requiere las siguientes condiciones:

- Recipiente totalmente libre de gases
 - Medidor con el explosímetro el nivel de concentración interna.
 - Limpieza y preparación de las superficies
 - Buscar sitios de pérdida por espesor por corrosión o picaduras en paredes internas y casquetes del recipiente.
 - Observar la condición de los componentes internos
 - Observar la condición de las soldaduras.
- *Inspección de accesorios*

Medidores de presión y temperatura. - Los medidores de presión y temperatura deben ser inspeccionados periódicamente en los siguientes puntos:

- Carcasa: daño, corrosión, roturas.
- Fugas: Utilizando burbujas de jabón se pueden detectar fugas en las uniones.
- Puntero: rotura o pérdida.
- Vidrio de protección: roturas, rajaduras, manchas de pintura.

Prueba operacional

Se debe asegurar que los medidores de presión y temperatura estén calibrados antes de su colocación.

Los manómetros deben ser comparados con un medidor calibrado; si la diferencia entre el manómetro el manómetro patrón y el otro es mayor a 1 y 1.4 kg/cm éste debe ser rechazado para que se calibrado o reemplazado.

Los termómetros deben ser chequeados con un termómetro de alcohol o mercurio sumergidos en agua a 21 0C; si existe diferencia en la lectura este termómetro debe ser reemplazado.

Medidores de Nivel (Roto gauge). - Bajo una operación normal el roto gauge puede desarrollar los siguientes procedimientos:

- Fugas de vapor a través de las válvulas, por pérdida de una de sus partes.
- Fugas por sellos o empaques de cierre.
- Manchas de pintura en la cara del disco de lectura.
- Perdida o daño del calibrador manual.
- Taponamiento del orificio de venteo.
- Atascamiento del tubo de medición.

Prueba operacional

Si existe duda de la calibración del medidor de nivel este debe ser chequeado durante su operación, el procedimiento para determinar la calibración de un roto gauge es el siguiente:

Verificar el nivel de líquido en el porcentaje indicado, por otro medidor de nivel colocado en el tanque.

Mover el indicador en el roto gauge al mismo porcentaje o nivel.

Proceder a cargar el tanque.

Cuando empieza a salir líquido por la válvula del medidor de comprobación, se detiene la carga del tanque, el líquido debe ser venteado al mismo tiempo por el roto gauge que se está comprobando, si esto no sucede, el roto gauge puede tener los siguientes problemas:

- i. Caratulas de lectura del roto gauge se ha girado, originalmente lecturas erróneas.
- ii. Tubo interno del roto gauge o remordido.

Válvulas de seguridad. - Las válvulas de seguridad son sin lugar a duda el accesorio más importante del tanque de almacenamiento; cualquier mal funcionamiento de esta puede ocasionar la ruptura del recipiente, una mala calibración de la presión de seteo puede ocasionar fugas continuas de vapor.

A fin de prevenir posibles peligros, las válvulas de seguridad deben ser inspeccionadas ante cualquier signo de daño, los chequeos generales para este tipo de válvulas son:

- Chequear que la presión de seteo de las válvulas este en la norma, para tanques estacionarios 17,5 a 19,3 kg/cm.
- Chequear que las válvulas dispongan de los capuchones para evitar penetre al agua lluvia.
- Chequear que no estén bloqueadas las tuberías de descarga de las válvulas.
- Chequear y estar seguro de que la capacidad de descarga de la válvula esté de acuerdo al tamaño del tanque de almacenamiento.
- Limpiar tuberías de descarga cuando sea el caso.

Prueba operacional

Las normas recomiendan que las válvulas de seguridad sean probadas cada 1 año; sin embargo, dependerá de las políticas de cada empresa que se lo realice antes de este tiempo.

Las válvulas de seguridad pueden fallar debido a un exceso de presión por sobre llenado, procedimiento impropio de purga o gas caliente. Después de reemplazar una válvula de seguridad la instalación debe ser chequeada para que no cause ningún problema.

Un procedimiento operacional para un chequeo rápido se detalla a continuación: Si la válvula de seguridad continua fallando, la presión en el interior del tanque es mayor, una excesiva presión en el tanque pueden ser consecuencia de una insuficiente purga, sobre llenado o debido a gases calientes.

Si la válvula de seguridad falla nuevamente chequear que este correctamente asentada, en el caso de que no se consiga un cierre herméticamente con dicha válvula proceder a reemplazarla.

- *Medición de espesores.*

El procedimiento de medición de espesores mediante ultrasonido, se realizará por el método de contacto y exploración manual, siguiendo los pasos siguientes:

- Calibración del instrumento: colocar el palpador en el bloque de prueba de un espesor conocido con suficiente acoplante y ajustar los controles de rango, barrido o velocidad, hasta que la pantalla presente la lectura del espesor medido.
- El recorrido para la medición de espesor de las paredes del tanque se realizará por anillos, planchas y casquetes, se tomaran un mínimo número determinado de puntos por ultrasonido en todas las partes componentes de cada tanque.
- El número y ubicación de los puntos a inspeccionarse dependen del tamaño, forma y capacidad, las condiciones de operación , el historial del recipiente son parámetros fundamentales, en todo caso, de manera general sin considerar las zonas críticas que

requieran un tratamiento especial a continuación se indica el procedimiento a seguir: (Leonardo Rommel Tapia, 1994).

a) Para el caso de recipientes a presión cilíndricos horizontales, con capacidades iguales o menores a 50 metros cúbicos, en las planchas del cuerpo se tomará un mínimo de 12 puntos, cada uno con un área de 15x15 cm para cada uno.

En una plancha del cuerpo y en una de cada casquete, se deberá eliminar la pintura en una zona de 15x15 cm., a fin de contrastar con los valores restantes, que pueden ser tomados sobre pintura si el estado y adherencia de la misma es buena. Caso contrario, la pintura deberá ser eliminada totalmente en todos los puntos.

En la zona de los casquetes, deberá medirse un mínimo de tres puntos en cada plancha componente. El área correspondiente a cada punto será de 15x15 cm.

b) Para el caso de recipientes a presión cilíndricos horizontales con capacidades superiores a 40 m³ y hasta los 120 m³ inclusive, el procedimiento sería similar al antes indicado, con el aumento proporcional del número de puntos conforme al volumen de cada recipiente.

c) En las zonas del tanque en donde están instalados las aperturas, instrumentos, líneas de entrada-salida, se procederá a tomar por lo menos un punto alrededor del cordón de soldadura; y si es factible un punto en cada uno de estos accesorios integrantes del recipiente.

d) Los recipientes a presión con capacidades mayores de 120 m³, conforme lo dispuesto en el Código ASME, deben ser construidos de forma esférica, por lo que para la toma de mediciones ultrasónicas (Leonardo Rommel Tapia, 1994).

Elaboración de procedimientos de inspección técnica para tanques de almacenamiento

y líneas de flujo de la industria petrolera (Leonardo Rommel Tapia, 1994), requiere de un andamiaje adecuado que permita tomar un mínimo de 24 puntos por plancha.

Posteriormente se desarrolla el reporte correspondiente que contiene:

Criterios, conclusiones y recomendaciones, tabla y gráfico de espesores medidos, velocidad de corrosión y vida útil estimada. Conforme el resultado obtenido en este trabajo se procederá a emitir una certificación de los tanques y si es del caso se realizarán las recomendaciones necesarias.

Prueba de dureza

Cuando se desconoce los datos de placa de identificación, la misma que nos indica entre otras especificaciones, el material, espesor, dimensiones, presiones de diseño y prueba, capacidad, etc.

El inspector con el suficiente criterio técnico establece el procedimiento, el mismo que se indica a continuación:

1. De acuerdo a la norma ASTM STANDARDS libro 4, parte A 370, numeral 15, extensión 15.1.4., La prueba de dureza Brinell puede ser aplicada en los casos en que se desconoce las propiedades tensiles del material.
2. Con el equipo apropiado se procede a ejecutar la prueba de dureza Brinell que consiste:

- En aplicar una carga especificada sobre la superficie del material con una bola de acero endurecido de diámetro conocido.

- Se mide el diámetro promedio de la indentación y se calcula el número de la dureza Brinell, de acuerdo a la siguiente formula:

$$HB = \frac{2P}{\pi D(D - \sqrt{D^2 - d^2})}$$

Dónde:

HB = Numero de dureza Brinell

P = Carga aplicada al material en el ensayo (Kp)

D = Diámetro de la bola de acero (mm)

d = Diámetro promedio de la indentación (mm)

3. Con el número de la dureza Brinell se dirige a las tablas de conversión de la medición de la dureza del material a un valor aproximado del esfuerzo de tensión (tabla 3 de la parte A370).

4. Con tal valor de esfuerzo de tensión obtenido nos dirigimos a la Tabla UCS-23 del ASME sección VIII, Div. 1, y buscamos los aceros que poseen un valor aproximado de esfuerzo a la tensión al ya obtenido.

3.24. Registros

Los registros de recipientes a presión deberán contener tres tipos de información del recipiente pertinente a la integridad mecánica como sigue:

- Información de diseño y construcción. Por ejemplo, número de serie del equipo u otra identificación, reportes de datos del fabricante (MDRs), datos de especificaciones de diseño, cálculos de diseño (donde MDRs son in obtenibles) y dibujos de construcción.

- Historia de inspección y operación. Por ejemplo, condiciones de operación, incluyendo trastornos en el proceso que puedan afectar la integridad mecánica, reportes de inspección y datos de cada tipo de inspección conducida (por ejemplo, medidas de espesores interna y externa) y recomendaciones de inspección para reparación.

Los reportes de inspección deberán documentar las fechas de cada inspección y/o ensayo, la fecha de la siguiente inspección programada, el nombre de la persona que realiza la inspección y/o ensayo, el número de serie u otra identificación del equipo inspeccionado, una descripción de la inspección y/o ensayo realizado y los resultados de la inspección y/o ensayo.

Todos los documentos generados por la prueba hidrostática y de medición de espesores serán verificados y abalizados por la autoridad competente o fiscalización del contrato.

Para el efecto, se levantarán Actas de Trabajo en las cuales se detalla sitio, fecha, Hora, tipo de trabajos, resultados preliminares, novedades y serán firmadas por las autoridades competentes, fiscalización y una empresa inspectora calificada.

3.25. Elaboración De Informe Final

El informe final de una inspección técnica realizada sobre tanques de almacenamiento o sobre recipientes a presión, debe considerar y contener los siguientes criterios y parámetros:

- Lugar y Fecha.
- Empresa propietaria del equipo o instalación
- Identificación del equipo o instalación

- Características y especificaciones técnicas
- Resumen del historial del equipo o instalación
- Descripción de los procedimientos de inspección a utilizarse.
- Cuadros, esquemas y gráficos de los datos de campo obtenidos
- Cuadros y gráficos de la velocidad de corrosión y vida útil probable
- Esquemas de los tanques con las zonas críticas detectadas en la inspección
 - Conclusiones y recomendaciones.
- Equipos y bibliografía utilizados
- Personal técnico responsable.

ANEXOS

- Plan de pruebas hidrostáticas
- Análisis físico químico del agua utilizado en la prueba
- Listado de equipos y certificación de calibración de los instrumentos utilizados en la prueba hidrostática.
- Acta de desarrollo de la prueba hidrostática.
- Autorización para despresurización de la línea
- Autorización para descargar el agua utilizado en la prueba
- Actas de registro de pruebas hidrostáticas

3.26. Requerimientos De Salud, Seguridad Y Medio Ambiente

Salud

En el área del tanque que se prueba será resguardada con cintas de precaución o peligro, se ubicarán rótulos de “PELIGRO PRUEBAS HIDROSTATICAS”

Se dispondrá de un botiquín de primeros auxilios en el lugar de trabajo, el cual estará bajo la responsabilidad del Ingeniero de Campo.

Los riesgos especiales asociados con esta actividad son:

- a. Físicos por accidentes producidos por trabajo en sitios confinados, trabajos de altura y uso del equipo usado para realizar la prueba hidrostática. Por Liberación no planeada de altas presiones y energía.
- b. Químicos por olores producidos por fuentes de agua con residuos de condesados o mercaptanos. Quemaduras en caso de incendio.
- c. Ergonómicos por condiciones de trabajo de los operadores en sitios confinados.

Los controles establecidos para los riesgos listados son los siguientes:

- a) Los trabajadores involucrados en esta fase serán instruidos sobre las normas que deben ser observadas para trabajar en sitios confinados, altura y manejo de equipo pesado. El operador del equipo también será instruido para que su asistencia prevenga al resto de trabajadores que puedan sufrir accidentes.
- b) Las máquinas que trabajan en cuerpos de agua serán puestas bajo una inspección previa para verificar que no existan derrames de aceite o combustible que puedan generar incendio o contaminación. Si un derrame toma lugar, el personal estará equipado con paños absorbentes.
- c) Los trabajadores involucrados en esta fase serán instruidos con las normas y reglas especiales a ser seguidas mientras se trabaja en el área de alta presión de tanques.

d) Solamente el personal autorizado podrá estar en el área de la prueba hidrostática.

Esta área de prueba será claramente marcada con una cinta de precaución, barreras y avisos para evitar la entrada a personal no autorizado.

e) No se permitirá el paso de maquinaria pesada que circulen por el área de tanques.

Seguridad

El equipo de protección personal es obligatorio (EPP)

a) Identificación

b) Gafas de seguridad

c) Guantes

d) Ropa de trabajo

e) Casco

f) Botas de seguridad con punta de acero

g) Protección auricular

h) Arnés de Seguridad con su respectiva línea de vida.

Medio ambiente

En todos los trabajos el personal se someterá a los procedimientos ambientales y de seguridad que el cliente mantiene para sus normales operaciones.

Independientemente de los procedimientos del cliente, el personal deberá estar capacitados para que los contaminantes generados por esta actividad tales como: papel, cartón, plástico, etc. serán recolectados en bolsas plásticas y transportadas al

final del día hacia el recolector central en donde serán manejados conforme el plan de manejo de desechos del cliente.

Los desechos contaminados con hidrocarburos serán recolectados y almacenados temporalmente e identificados hasta su entrega al cliente o gestor autorizado.

CAPITULO IV MANTENIMIENTO Y REPARACION DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE G.L.P.

Todo componente o equipo está diseñado para un cierto período de funcionamiento seguro, durante el cual la probabilidad de una falla es aceptable.

Esto establece un tiempo de vida útil de diseño del componente. Cuando se determina que el grado de deterioro es tal que aumenta considerablemente el riesgo de falla del componente, éste alcanza el final de su vida útil y debe ser retirado de operación. 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 y 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.

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.

Finalmente, un adecuado procedimiento de mantenimiento y reparación de recipientes a presión, empleando un modelo de decisiones lógicas que garantice que sean tomadas en consideración todas las variables que puedan afectar una reparación, lográndose resultados satisfactorios sin peligro futuro de accidentes.

4.1. Mantenimiento

Mantenimiento es todo el conjunto de actividades desarrolladas con la finalidad de conservar cualquier servicio dado a una planta, equipo o maquinaria, de tal manera que pueda ser de utilidad a su capacidad máxima y rendimiento de diseño.

El objetivo inmediato del mantenimiento, es conservar en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente los equipos e instalaciones de la planta.

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:

- frecuencia de las averías

- 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.

Tipos de Mantenimiento

El mantenimiento de todo equipo o maquinaria de manera general se clasifica en los siguientes tipos:

Mantenimiento predictivo

Consiste en hacer revisiones periódicas para detectar cualquier condición que pudiera impedir el uso apropiado y seguro del equipo y poder corregirla.

Está basado en la determinación del estado del equipo en operación. La técnica está basada en el hecho que la mayoría de las partes del equipo o máquina darán un tipo de aviso antes de que fallen.

El uso de estas técnicas, dará como resultado un mantenimiento mucho más eficiente, en comparación con los otros tipos de mantenimientos. En una planta donde se usa

el mantenimiento predictivo, en cualquier momento se conoce el estado general de las máquinas, y es posible una planificación más precisa.

Algunos de los métodos predictivos más utilizados son los siguientes:

- Análisis y monitoreo de vibraciones.
- Monitoreo de condiciones eléctricas.
- Termografía
- Análisis de Lubricantes.
- Mediciones ultrasónicas.
- Ensayos no destructivos.

Ventajas

Permite elaborar un archivo histórico del comportamiento mecánico de los equipos permitiendo la reducción de los tiempos de parada.

Permite optimizar la gestión realizada por el personal de mantenimiento.

Facilita el análisis de las averías y permite el análisis estadístico del sistema.

Determina con exactitud el tiempo límite de actuación, que no implique el desarrollo de un fallo previsto.

Desventajas

La implementación de un sistema así requiere de una inversión importante

Se debe asignar un personal a realizar la lectura periódica de datos.

Se requiere un personal técnico elevado que sea capaz de interpretar los datos recopilados que generan los equipos.

Mantenimiento preventivo

Se refiere a una inspección y reparación programada de los equipos e instalaciones, en cuyo caso se han tomado las medidas necesarias de manera tal que no entorpezca la operación normal de la planta.

Las actividades de un mantenimiento preventivo permiten en la forma más económica, la operación segura y eficiente de un equipo con la tendencia a evitar las fallas imprevistas.

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 y preservación para evitar que se produzcan fallas.

Los elementos de medida deben ser calibrados a través de comparaciones con patrones o estándares originales.

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 (Dhillon, B.S., 2002).
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 fabricantes de los equipos y/o normativa aplicable.
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.
7. Con la experiencia ganada durante estos proyectos pilotos se garantiza la extensión del programa.

Ventajas

Confiabledad, los equipos operan en mejores condiciones de seguridad, ya que se conoce su estado, y sus condiciones de funcionamiento.

Disminución del tiempo muerto, tiempo de parada de equipos/máquinas

Mayor duración, de los equipos e instalaciones.

Disminución de existencias en almacén y, por lo tanto, sus costos, puesto que se ajustan los repuestos de mayor y menor consumo.

Uniformidad en la carga de trabajo para el personal de mantenimiento debido a una programación de actividades.

Menor costo de las reparaciones

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

La implementación de un sistema así de este tipo, requiere de una inversión inicial importante, los equipos de análisis 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.

Mantenimiento correctivo

Consiste en llevar a cabo las reparaciones, cuando se diagnostica una posible falla, o cuando ésta ocurre en cualquier elemento de una maquinaria, ocasionando con ello disturbios en la operación de los equipos:

No Planificado: Correctivo no planificado es la habitual reparación urgente tras una avería que obligó a detener el equipo o máquina dañada.

Planificado: El Mantenimiento Correctivo Planificado consiste la reparación de un equipo o máquina cuando se dispone del personal, repuestos, y documentos técnicos necesarios para efectuarlo.

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 (Dhillon, B.S., 2002)

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 (Dhillon, B.S., 2002)

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.

4.2. Mantenimientos Básicos para Tanques de Almacenamiento de G.L.P

Cada actividad por realizar, requiere conocimientos claros y precisos de lo que se va a hacer y de los elementos disponibles. Por parte del responsable del mantenimiento y personal involucrados.

Al iniciar el mantenimiento de la unidad se debe contar con los planos generales, planos de detalle, programa de actividades (dependiendo del tipo de mantenimiento ya sea menor o mayor, estos se explicarán posteriormente), herramientas y equipo requerido, así como el personal que físicamente ejecutará cada una de las actividades para distribuirlos en la forma más conveniente.

Para efectuar estas actividades, es indispensable contar con herramientas de precisión en óptimas condiciones, así como, los accesorios y equipo para las diversas maniobras

Mantenimiento menor a tanque de almacenamiento de GLP

Este tipo de mantenimientos se realizan cada 5 años, aproximadamente, el cual se programa: En este mantenimiento no se ingresa al interior del tanque, se realiza una inspección general. En este se realizan diversos trabajos que se mencionan a continuación.

- Medición de espesores de anillos del cuerpo y casquetes por ultrasonido.
- Medición de espesores de recubrimientos y aislamiento
- Prueba hidrostática del tanque.
- Prueba de funcionamiento y calibración de válvulas de seguridad
- Pintura y señalización exterior.

Las acciones y frecuencias con se realiza este mantenimiento se indican en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Actividades y frecuencia de mantenimiento

OPERACION	FREACUENCIA
Inspección y calibración de los instrumentos de medición, de alarma de temperatura y de presencia de hidrocarburos	mensual
Prueba manual del funcionamiento de los rociadores	mensual
Calibración de las válvulas de seguridad	Anual
Inspección del buen estado de la pintura de tanques de almacenamiento	Anual
Calibración de espesores en puntos críticos del tanque de GLP	Cada 2 años
Prueba hidrostática del tanque de almacenamiento de GLP	Cada 5 años

Mantenimiento mayor a tanque de almacenamiento de GLP

Este tipo de mantenimiento se realiza cada 10 años, en el cual se ingresa al interior del tanque. En este se realizan los trabajos que se mencionan a continuación.

- Limpieza interna
- Pruebas no destructivas
- Sand Blasting

Trabajos de Reparación o Mantenimiento

Como resultado de los trabajos e inspección ejecutados en un a presión presurizado y con el fin de que este tipo de estructura metálica soldada pueda continuar operando en condiciones seguras, es posible que se tengan que recomendar la ejecución de algunos trabajos de reparación y/o mantenimiento, como serian, en orden de prioridades, los siguientes:

- Cambio o refuerzo de anillos
- Reparación por parcheo de zonas corroídas
- Relleno de picaduras
- Pintura total o parcial
- Cambio o reparación de accesorios

Trabajos que deberán llevarse adelante según lo establecido en las normas técnicas correspondientes.

Por último, si el tanque o recipiente a presión inspeccionado presenta una corrosión generalizada en todas sus partes integrantes, sin opción a poder aplicar las alternativas antes indicadas, se debe sacar de servicio definitivamente.

Reparaciones en Recipientes a Presión (Pozo, J.; Diaz, E., 2011)

Los recipientes a presión pueden resultar equipos altamente peligrosos cuando son mal diseñados, construidos, operados, presentan grandes períodos de explotación sin ser inspeccionados periódicamente, o son inadecuadamente reparados. Los últimos años se han caracterizado por un intenso desarrollo de los Códigos y Normas para

uso “posconstrucción”, dirigidas a los problemas que se presentan una vez que el recipiente es puesto en servicio y que complementarán a las ya existentes como el National Board Inspection Code (NBIC), que cubren el mantenimiento, inspección, reparación y alteraciones de recipientes en servicio, por lo que constituyen regulaciones importantes para los propietarios de estos equipos.

Las principales reparaciones si no es todas en los recipientes a presión, es utilizando procedimientos de soldadura.

4.3. Soldadura en Recipientes a Presión

El procedimiento más utilizado actualmente en la fabricación de recipientes a presión es el de soldadura, el cual eliminó el sistema de remachado que se usó hasta hace algunos años.

Todas las soldaduras serán aplicadas mediante el proceso de arco eléctrico sumergido, el cual puede ser manual o automático, En cualquiera de los dos casos, deberá tener penetración completa y se deberá eliminar la escoria dejada por un cordón de soldadura, antes de aplicar el siguiente.

Con el fin de verificar si una soldadura ha sido bien aplicada se utilizan varias formas de inspección, entre ellas está el de radiografiado, la prueba de líquidos penetrantes y algunas veces se utiliza el ultrasonido.

La prueba más comúnmente utilizada es el radiografiado, éste puede ser total o por puntos. Cuando practicamos el radiografiado por puntos en recipientes a presión, debemos tomar por lo menos, una radiografía por cada 15 metros de soldadura y la longitud de cada radiografía será de 15 centímetros como mínimo.

Antes de aplicar cualquier soldadura, en recipientes a presión, debemos preparar un Procedimiento de Soldadura para cada caso en particular, el cual nos indica la preparación, diámetro del electrodo, etc., para cada tipo y espesor de material. Debemos también hacer pruebas a los soldadores para asegurarnos que la soldadura será aplicada por personal debidamente calificado. Estas pruebas y procedimientos deberán apegarse estrictamente a las recomendaciones hechas por el Código A.S.M.E., Sección IX "Welding and Brazing Qualifications." El material de aporte, de la soldadura, deberá ser compatible con el material base a soldar. Los electrodos más comúnmente utilizados para soldar recipientes a presión de acero al carbón, son el 6010 y el 7018.

Debemos tratar de evitar los cruces de dos o más cordones de soldadura. La distancia mínima entre dos cordones paralelos será de 5 veces el espesor de la placa, sin embargo, cuando sea inevitable el cruce de dos cordones, el Código A.S.M.E., Sección VIII División 1, nos recomienda radiografiar una distancia mínima de 102 milímetros a cada lado de la intersección.

Se recomienda no aplicar soldadura a un recipiente a presión después de haber sido relevado de esfuerzos.

Diseño de juntas soldadas.

Condiciones de diseño.

Recipientes a presión en los que el examen radiográfico completo no es obligatorio UW – 11 (b).

Tipos de soldadura

Todas las juntas a tope deben ser hechas por doble cordón de soldadura o por otro medio con el que se obtenga la misma calidad del metal de soldadura depositada sobre las superficies interior y exterior de la pieza. Si se emplea placa de respaldo, debe quitarse ésta después de terminar la soldadura.

Juntas a tope de un solo cordón con tira de respaldo que queda en su lugar después de soldar UW – 11 (b).

Examen radiográfico

Juntas a tope examinada por zonas. UW-12 (b).

Las secciones de recipientes sin costura y las cabezas con juntas longitudinales, circunferenciales y en bridas o parches de refuerzo, deben diseñarse para esfuerzo circunferencial con un valor de esfuerzo del material del 85%.

Eficiencia de junta

0.85 para juntas a tope hechas por doble cordón de soldadura.

0.80 para juntas a tope de un solo cordón de soldadura con tira de respaldo.

Eficiencia de junta

Por la norma UCS – 56.

4.4. Procedimiento De Soldadura En Recipientes A Presión

Existen Códigos y normas que regulan la inspección en servicio y la reparación por soldadura de recipientes a presión. El personal técnico que va a dirigir y supervisar este tipo de trabajo debe dominar perfectamente dicha documentación normalizada y respetar todo lo estipulado por esta, como una garantía de seguridad durante el futuro funcionamiento de dichos equipos.

El procedimiento para la reparación por soldadura debe estar de acuerdo con las normas publicadas como la AWS welding Handbook, ASME VIII, ASME IX , API 510. El seguimiento de estas normas de soldadura establecidas contribuirá a que los equipos reparados sean seguros y confiables, y por otra parte que el personal este adecuadamente protegido de peligros que afecten su seguridad y salud.

Las normas incluyen códigos, especificaciones, prácticas recomendadas, guías, etc. Ellas describen los requerimientos técnicos para un material, proceso, producto, sistema o servicio, además de que indican los procedimientos, métodos, equipos o ensayos para determinar que dichos requerimientos se han mantenido.

El ANSI/NB 23 National Board Inspection Code (NBIC) del National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors y el ANSI/API-510 -Pressure Vessel Inspection Code del American Petroleum Institute, constituyen Códigos que por su parte regulan la inspección, mantenimiento, reparaciones y alteraciones de calderas y recipientes a presión una vez que son puestos en servicio en EEUU.

Según estos códigos se requiere de procedimientos escritos para ejecutar una reparación o alteración, y todos los trabajos se deben ejecutar de manera que mantengan la integridad original del Código ASME. El National Board Inspection Code hace referencia en muchas ocasiones para los trabajos de inspección y reparación por soldadura a los requerimientos de la Sección aplicable del Código ASME. Se requiere además que todos los procedimientos de soldadura y soldadores que se empleen en los trabajos de reparación sean calificados según la Sección IX del Código ASME.

Se reconoce que existe el American Petroleum Institute Inspection Code, API 510, que cubre la inspección de mantenimiento, reparaciones y alteraciones en recipientes

a presión usados por las industrias del petróleo y de procesos químicos; se entiende por tanto que el National Board Inspection Code aplica a aquellas instalaciones no cubiertas por API 510.

4.5. Factores para Reparación por Soldadura en Recipientes a Presión

Para una reparación acertada, el primer paso es reunir toda la información específica y exacta, es necesario conocer la ubicación del defecto y su tamaño exacto, el lugar donde va a ser realizada la reparación, y la disponibilidad de equipos de soldeo. La información sobre el componente a ser reparado, tal como fabricante, modelo, No. de serie, año de construcción, máxima presión de trabajo permisible para una temperatura dada, espesor mínimo de cálculo, como se vio anteriormente, puede ayudar. Fotografías y esquemas también son valiosos en la formulación de un buen procedimiento de reparación. Es importante que el área fracturada o desgastada sea cuidadosamente estudiada para determinar cómo será mejor de reparar. Los soldadores de experiencia pueden contribuir con información valiosa para una exitosa reparación, que permita prever problemas que puedan no ser anticipados por el plan.

Los mecanismos de daño y falla en los componentes o equipos a presión, pueden inducir el crecimiento de defectos o discontinuidades en el material durante el servicio a lo largo del tiempo, que pueden comprender no solo la integridad de los equipamientos, sino también la vida de las personas y el medio ambiente.

Para realizar una adecuada reparación es necesario conocer a detalle las causas posibles que originaron la interrupción o suspensión del servicio. Por tanto, resulta importante identificar los mecanismos de daño que actúan sobre los recipientes a presión.

4.6. Mecanismos de Daño y Falla (Otegui & Rubertis, 2008).

Un mecanismo de daño y falla puede definirse como el proceso capaz de introducir un daño en un equipo durante el servicio. Una falla involucra la inmediata salida de servicio del equipo, y suele ser el resultado de una acumulación de daño hasta que el mismo alcanza un cierto valor crítico. Si bien todas las fallas generan interrupción en la operación del equipo o elemento fallado, su ocurrencia está asociada a pérdidas económicas o incluso de vidas humanas.

Los mecanismos que generan una falla inmediata o catastrófica de un recipiente a presión son:

- Deformaciones elásticas excesivas inducidas por fuerza o temperatura.
 - Perdida del contenido (fugas)
- Fluencia y Deformación Plástica excesiva.
- Fractura dúctil.
- Fractura frágil
- Incendios
- Inestabilidad elástica o dinámica.

Dentro de los mecanismos de daño en servicio más probables que puedan eventualmente llevar a la falta de un equipo se encuentran los siguientes:

- Fatiga: alto ciclo, bajo ciclo, térmica superficial, por impacto, corrosión, fricción, prolongación de fisuras.
- Corrosión: generalizada, localizada, ataque químico directo, galvánica, rendijas, picado, intergranular, selectiva, corrosión – erosión, corrosión bajo tensiones, microbiológicas, bajo aislación, etc.
- Termofluencia y Relajación.

- Corrosión-fatiga.
- Fatiga – termofluencia.
- Daño por hidrogeno.
- Desgaste: adhesivo, abrasivo, corrosivo, deslizamiento, rodadura, cavitación, fricción.
- Ataques superficiales: por gases o líquidos.

La Tabla 4.2 muestra la distribución de las fallas producidas por los diferentes mecanismos de daño en plantas industriales del Reino Unido en los años 90.

Tabla 4.2 Distribución de fallas por tipo de mecanismo

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE
Corrosión	34%
Stress Corrosion Cracking	22%
Fatiga	14%
Defectos en Soldaduras	8%
Erosión	6%
Fractura Frágil	3,5%
Falla Mecánica	3,5%
Creep	2,5%
Sobrecalentamiento	2%
Sobrepresión	2%
Otros	3%

FUENTE: (Otegui & Rubertis, 2008).

4.7. Mecanismos de Falla

Los modos de falla final en que en mayor medida pueden ser identificados en recipientes a presión son:

Perdida sin Rotura

Fugas de fluidos a presión. Afecta el servicio, pero solo en casos de alta toxicidad o inflamabilidad representa un riesgo de seguridad. Más probable en casos de materiales tenaces y con tensiones aplicadas bajas (baja presión, gran espesor, etc.)

Fractura Frágil

Es una fractura súbita bajo tensiones (residuales ó aplicadas), donde el material exhibe pequeña o ninguna deformación plástica. La fractura frágil tiene lugar sin una apreciable deformación y debido a la rápida prolongación de una fisura. Normalmente ocurre a lo largo de planos cristalográficos específicos denominados planos de fractura que son perpendiculares a la tensión aplicada.

Los siguientes factores favorecen la ocurrencia de fractura frágil:

- Bajas temperaturas,
- Fisuras generadas durante la fabricación o en servicio.
- Altas deformaciones plásticas previas
- Baja tenacidad del material (materiales antiguos),
- Concentración de tensiones debido a discontinuidades,
- Tensión residual existente en una discontinuidad.

Excesiva deformación Elástica

Se produce por ejemplo cada vez que una pieza que debe mantener sus dimensiones dentro de ciertos límites, sufre una deformación elástica que hace que aquellas excedan el valor admisible, conduciendo a problemas de interferencia tales como atascamiento o a deflexiones excesivas.

Inestabilidad Elástica

La forma más común de este modo de falla es la constituida por el fenómeno de pandeo, el cual se produce cuando un elemento estructural esbelto tal como una

columna, recipiente o chapa es sometido a una carga de compresión suficientemente alta según su eje longitudinal.

Fractura dúctil y deformación plástica excesiva

Constituye el modo de falla mejor comprendido en un componente estructural, y es la base del diseño clásico de componentes estructurales. Cuando la deformación plástica alcanza la ductilidad del material en algún punto de la estructura, en ese punto se inicia la fractura dúctil. La palabra dúctil como opuesto de frágil, indica gran cantidad de energía acumulada y deformación plástica.

Inestabilidad Plástica

Bajo ciertas condiciones un material que ha alcanzado la condición plástica puede inestabilizarse y conducir rápidamente a un colapso plástico. Un ejemplo conocido de este fenómeno es la estricción que precede a la rotura en el ensayo de tracción de un material dúctil.

Incendio

Es una ocurrencia de fuego no controlado que puede ser extremadamente peligrosa para los seres vivos y las estructuras / equipamientos. La exposición a un incendio puede producir la muerte y grave daño estructural visual y degradación de las propiedades mecánicas y químicas de los equipamientos.

4.8. Mecanismos de Daño en Servicio

El deterioro o degradación de las superficies de los recipientes a presión es posible en contacto con un amplio rango de componentes orgánicos e inorgánicos, con agua fresca o contaminada, con vapor ó simplemente con la atmosfera. La forma de deterioro puede ser química, electroquímica, mecánica, ó una combinación crítica de ellas.

La tasa de acumulación de daño es la velocidad con que la cantidad de daño se acumula durante un determinado tiempo.

Corrosión

La corrosión ha sido siempre un problema mayor en las industrias de procesos relacionadas con el gas y el petróleo. A medida que la industria ha ido creciendo y adoptando procesos modernos, los problemas de corrosión se han vuelto más numerosos y complejos. El 56% de los casos de fallas se relacionan con ambientes corrosivos.

Se define a la corrosión como el deterioro de material debido a reacciones químicas o electroquímicas con el medio que lo rodea. La corrosión es un proceso natural (termodinámicamente posible) que trata de revertir el proceso de refinamiento del metal que se produjo químicamente.

El proceso de corrosión es un proceso complejo que puede ocurrir en varias formas y que es afectado por numerosas variables de tipo químico, físico, electroquímico, mecánico y metalúrgico.

A continuación, se describirán brevemente los tipos de corrosión más predominantes en los equipos a presión de las industrias químicas y petroquímicas.

Corrosión Galvánica

Ocurre cuando dos metales distintos son unidos eléctricamente en el mismo medio corrosivo. La fuerza impulsora del ataque es la diferencia de potencial electroquímico entre los dos metales. Como resultado el metal más noble (cátodo) se protege y el menos noble (ánodo) se corroe más rápidamente.

La severidad del ataque por corrosión galvánica está dada por: la diferencia de potencial entre los metales disímiles, la conductividad eléctrica del circuito y la relación de áreas.

Corrosión Atmosférica

Es quizás la forma más probable de ataque generalizado en el exterior de recipientes a presión. La pérdida de espesor es uniforme, siendo la de esta manera la corrosión más "benigna" ya que es predecible. Las variables más importantes en el proceso son el tipo de atmósfera (industrial, marina, rural), la humedad relativa, la temperatura ambiente y presencia de sales, sulfuros y suciedad. El método más eficaz contra este tipo de corrosión sugiere una buena preparación de la superficie y la aplicación de revestimientos apropiados.

Corrosión Bajo Aislación

Es un problema importante para equipamientos a presión en refinerías y petroquímicas. El efecto de la presencia de la aislación es en primera instancia mecánico, ya que provee un espacio anular en el cual el agua o la humedad se puede mantener en contacto con el metal durante períodos muy prolongados de tiempo con acceso al aire (oxígeno) en forma ilimitada. El segundo efecto es que en su composición contengan iones agresivos (Cl-, Br-, I-) que generen el medio corrosivo para bajo tensiones.

Las medidas de mitigación incluyen la protección de la superficie mediante recubrimientos pinturas apropiadas, realización de inspecciones periódicas y, en

algunos casos, el retiro de la aislación en las zonas donde la conservación del calor no es un aspecto importante.

Corrosión Bajo Tensiones

Es el término utilizado para describir fallas de componentes que ocurren en servicio por crecimiento subcrítico de fisuras inducidas por un medio corrosivo.

Este fenómeno está asociado con la combinación de tensiones mecánicas superiores a un cierto valor crítico, especies corrosivas específicas para cada material y en algunos sistemas condiciones metalúrgicas que llevan al crecimiento de fisuras.

Corrosión Picado o Pitting

Es una de las formas corrosivas más peligrosas. Ocurre en áreas muy pequeñas de superficie, pero como el ataque es muy rápido puede producir la perforación de la pared metálica. El ataque ocurre por la acción de determinados iones (Cl^- , SO_4^{--}) que tienen la propiedad de que pueden romper la película protectora de los metales localmente, exponiendo metal desnudo al medio corrosivo. Por ello los materiales que forman películas protectoras son más susceptibles (aceros inoxidable, aleaciones de níquel, etc.).

Corrosión por Dióxido de Carbono

Ocurre cuando el dióxido de carbono (CO_2) se disuelve en agua formando ácido carbónico (H_2CO_3) promoviendo corrosión generalizada y/o pitting en aceros al carbono. Los factores críticos de este mecanismo son la presión parcial de CO_2 , el pH y la temperatura. Los inhibidores de corrosión y/o el incremento del pH de la fase condensada a un valor de 6 pueden reducir la corrosión en sistemas con condensación de vapores.

Corrosión por Aminas

La corrosión por aminas se refiere a la corrosión generalizada y/o localizada que ocurre principalmente en los aceros al carbono en procesos de tratamiento por aminas. La corrosión no es causada por la amina en sí misma, sino que es el resultado de los gases ácidos disueltos (CO₂ y H₂S), productos de la degradación de las aminas, sales calientes de aminas estables | (HSAS) y otros contaminantes.

Corrosión por Rendigas o Crevice

Ocurre en presencia de espacios pequeños confinados (gaps), donde el medio corrosivo puede llegar a tener distintas concentraciones que en el seno del medio.

Erosión y corrosión

La erosión es la remoción de material de la superficie metálica debido a la acción de numerosos impactos individuales de partículas sólidas o de un fluido. Cuando la erosión se halla incrementada por corrosión se denomina erosión corrosión. Los factores más importantes que influyen en el mecanismo son la velocidad, tamaño y forma de las partículas, la velocidad del fluido y el mecanismo de corrosión activo. Las formas de mitigación son: utilizar aleaciones resistentes a la corrosión y/o alterar los procesos para reducir la corrosividad.

Ataque intergranular

Este tipo de ataque corrosivo depende fuertemente de la microestructura del material. El ataque se concentra en los bordes de grano porque en general presenta una composición distinta de la del resto del material. Los aceros inoxidable y las aleaciones de níquel son los materiales más susceptibles. La forma de prevenirlo es usar aceros de baja aleación o estabilizados con elementos que forman carburos que no sean de cromo, ó utilizando tratamiento térmico post soldadura.

Dealeado

Es un mecanismo de corrosión selectiva (remoción) en la cual uno o más elementos de una aleación son preferencialmente atacados dejando una estructura porosa de más baja densidad. Es típica de la desincificación de los latones con más del 15% de zinc. Cuando se remueve el zinc queda una matriz porosa y débil de cobre.

Daño por Hidrógeno

El termino daño por hidrogeno cubre toda una variedad de mecanismos de degradación de las propiedades mecánicas en los aceros utilizados en recipientes a presión a partir de la absorción y difusión de hidrogeno atómico.

Blistering (ampollado)

Este fenómeno se manifiesta por la aparición de ampollas en la superficie del material; en un corte transversal a la ampolla se observa la presencia de fisuras generalmente próximas a la superficie, en general con aspecto escalonado.

El blistering es probablemente el menos peligroso de los tres casos ya que no ofrece peligro de rotura catastrófica al ser fácilmente detectable mediante la inspección visual del equipamiento.

Ataque por hidrógeno

Este tipo de fragilización se presenta en aceros expuestos a medios con hidrogeno a presiones y temperaturas elevadas (mayores a 200 0C) . en este caso los aceros sufren una marcada reducción de resistencia y ductividad, y se produce una descarburación del acero por formación de metano a expensas de la cementita presente.

El hidrogeno atómico se puede difundir a través del acero donde reacciona con los carburos de hierro (cementita), para generar metano: $Fe_3C + 4H \rightarrow CH_4 + 3Fe$. Como la película de metano (CH₄) no puede difundir a través de un acero por su tamaño,

se acumula generando grandes presiones que conllevan a la formación de fisuras intergranulares.

Así, el ataque por hidrogeno es básicamente un mecanismo de descarburación, donde la difusión del hidrogeno al seno del metal conduce a una reacción interna con la formación de fisuras que producen la rotura del componente.

Fragilización por Hidrógeno en solución sólida

Este modo de daño es probablemente el más peligroso y el menos conocido en lo referente a su mecanismo. Los factores condicionantes son: las características metalúrgicas del material, el nivel de tensiones de tracción, la concentración de hidrogeno y la temperatura de servicio.

Fatiga

El fisuramiento por fatiga es una forma mecánica de degradación que ocurre cuando el componente se expone a tensiones cíclicas en un periodo de tiempo, y a menudo resulta en una falla súbita no esperada. Estas tensiones pueden provenir de cargas mecánicas, térmicas ó vibraciones cíclicas, y típicamente se encuentran por debajo de la tensión de fluencia del material. Una discontinuidad que actúa como concentrador de tensiones, típicamente talones de soldadura, puede iniciar bajo cargas cíclicas una fisura por fatiga que puede propagarse lentamente hasta alcanzar un tamaño crítico a partir del cual crece de manera rápida pudiendo conducir al colapso casi instantáneo de la estructura afectada.

Salvo que estén degradadas por acción de golpes o corrosión luego de la falla, las superficies de la fractura suelen indicar claramente si la propagación es por fatiga,

las marcas de playa en las superficies menos rugosas señalan posiciones sucesivas del frente de fisura.

Daño por exposición prolongada a alta temperatura.

Creep

Altas temperaturas los componentes pueden deformarse lenta y continuamente bajo carga a la tensión de fluencia del material. Esta deformación, depende del tiempo y la temperatura, se conoce con el nombre de creep. Para los materiales metálicos y los cerámicos, la deformación por creep se torna significativa por encima del rango de temperaturas de 0,3 a 0,6 de la temperatura absoluta de fusión del material.

Grafitización o descarburización

Estos mecanismos de daño se caracterizan por una progresiva remoción del carbono de la matriz, formando carburos, y dejando solamente una matriz de hierro. La descarburización puede ocurrir durante una exposición a altas temperaturas, durante el tratamiento térmico, de la exposición a fuego directo o de un servicio de alta temperatura en un ambiente de gas.

Discontinuidades o defectos introducidos durante la fabricación del equipo.

Si bien los métodos de fabricación y ensayos pre operacionales reducen sustancialmente el riesgo de que el equipo entre en servicio con discontinuidades o defectos introducidos durante la fabricación del equipo que generen una reducción significativa de su confiabilidad, algunas discontinuidades son encontradas recurrentemente en equipos con muchos años de operación.

Laminaciones / Exfoliaciones

Las laminaciones ocurren en el proceso secundario, cuando el acero en bruto no se curó a temperaturas adecuadas quedan atrapados en su interior burbujas de aire.

Cuando el acero es laminado para conformar chapas estas burbujas se "aplastan" y quedan "atrapadas" en el interior de la chapa, formando una discontinuidad dentro del material.

En el caso de las exfoliaduras, es el mismo proceso de las laminaciones, solo que en vez de aire o gases no deseados quedan atrapados metales no deseados en el interior.

La morfología es la misma que en las laminaciones.

Discontinuidades en soldaduras

Las soldaduras suelen presentar una variedad de discontinuidades geométricas, metalúrgicas y mecánicas, debido al proceso mismo de fusión y resolidificación localizada. En general, el tipo de defectos depende del proceso, típicamente las cañerías y recipientes son soldados por los métodos de resistencia eléctrica (ERW) o arco con aporte de material (electrodo revestido, arco sumergido, con protección gaseosa, etc.).

Los daños que en mayor medida pueden ser identificados en soldaduras son los siguientes:

- Desalineaciones de Componentes.
- Desalienaciones de Soldaduras de Doble Arco Sumergido.
- Inclusiones o escoria.
- Porosidad
- Falta de fusión
- Falta de penetración
- Rechupe

- Socavadura

- J crack

4.9. Evaluación de Corrosión y Espesores Mínimos

La corrosión puede causar una pérdida uniforme (en general, hasta relativamente desperdicio de un área de superficie) o puede causar una apariencia de picaduras (desperdicio de superficie irregular). La corrosión uniforme puede ser difícil de detectar visualmente, y lecturas de espesores puede ser necesario para determinar su extensión. Las superficies con picaduras pueden ser más delgadas de lo que aparentan visualmente y cuando existe una incertidumbre acerca de la ubicación de la superficie original, determinaciones de espesores pueden además ser necesarios.

El espesor mínimo actual y la velocidad de corrosión máxima de cualquier parte de un recipiente puede ser ajustada en cualquier inspección. Cuando el espesor mínimo actual o la velocidad máxima de corrosión está siendo ajustada, uno de los siguientes deberá ser considerado:

Cualquier exanimación no destructiva adecuada, tal como la exanimación por ultrasonido o radiográfica, tal que no afecte la seguridad del recipiente puede ser usada grandemente previendo determinaciones de espesores mínimos. Cuando un método de medida produce considerable incertidumbre, hoyos de prueba pueden ser perforados, u otras técnicas no destructivas tales ultrasonido A scan, B scan o C scan puede ser empleado. La radiografía de perfil puede además ser empleada.

Si aberturas adecuadas están disponibles, las medidas pueden ser tomadas a través de estas.

La profundidad de la corrosión puede ser determinada por cálculos (medidores) de superficies sin corrosión dentro del recipiente cuando tales superficies están en la vecindad del área corroída.

Para áreas corrosivas de considerable tamaño en el cual los esfuerzos circunferenciales gobiernan, al menos el espesor a lo largo del elemento más crítico del área será promediado sobre una longitud no excediendo las siguientes:

Para recipientes con diámetros interior menor que o igual a 60 PLG (150 centímetros), una mitad del diámetro del recipiente o 20 PLG (50 centímetros), cualquiera es menor.

Para recipientes con diámetros interior mayor que 60 PLG (150 centímetros), un tercio del diámetro del recipiente o 40 PLGS (100 centímetros), cualquiera es menor.

Cuando el área contiene una abertura, las distancias en ambos lados de las aberturas dentro el cual los espesores son promediados no deberá extender más allá de los límites de los refuerzos como es definido en el código ASME. Si debido a cargas de vientos u otros factores los esfuerzos longitudinales gobiernan, el espesor menor en una longitud de arco determinada similarmente en el más crítico plana perpendicular al eje del recipiente además deberá ser promediado por cálculos del esfuerzo longitudinal. Los espesores usados para determinar velocidades de corrosión en las ubicaciones respectivas deberán ser espesores promedios determinados como los anteriores.

Picaduras ampliamente dispersadas pueden ser ignoradas a lo largo cuando los siguientes son verdades:

Ninguna profundidad es mayor que una mitad del espesor de pared del recipiente exclusive (no incluido) de la corrosión permisible.

El área de las picaduras no excede 7 pulgadas cuadradas (45 centímetros cuadrados) dentro cualquier círculo de 8Plg (20 centímetros) de diámetros.

La suma de sus dimensiones a lo largo de cualquier línea recta dentro del círculo no excede 2 pulgadas (5 centímetros).

Como una alternativa para los procedimientos descritos justamente, cualquier componente con paredes delgadas que debido a corrosión u otros desperdicios, están abajo del espesor de pared mínimo requerido pueden ser evaluados para determinar si son adecuados para la continuidad en el servicio. Estos componentes delgados pueden ser evaluados empleando métodos de análisis de diseño de la sección VIII div.2, apéndice 4 del código ASME. Estos métodos pueden además ser usados para evaluar áreas del suelo (fondo) mezcladas donde defectos han sido removidos.

Es importante asegurar que estas no forman esquinas en áreas del fondo mezcladas para minimizar efectos de concentración de esfuerzos.

Donde la superficie en una soldadura con un factor de junta diferente a 1.0 así como superficies remotas (distante) de la soldadura, esta corroída, un cálculo independiente usando el factor de junta de soldadura apropiada puede ser hecho para determinar si el espesor en la soldadura o remota de la soldadura gobierna la presión de trabajo permisible.

Para estos cálculos, la superficie en una soldadura incluye 1 pulgada (2.5 centímetros) en ambos lados de la soldadura o dos veces el espesor mínimo sobre ambos lados de la soldadura, cualquiera es mayor.

Cuando las medidas de espesores corroídos de cabezas elipsoidales y torisfericas, los espesores gobernantes pueden ser como sigue:

Los espesores de la región de articulación (knuckle) con los rangos de cabezas calculados por las apropiadas fórmulas de cabeza.

Los espesores de la porción central de la región abombada, en el caso la región abombada puede ser considerada un segmento esférico cuya presión permisible es calculada por la fórmula del código de cuerpos (envolventes) esféricos.

Los segmentos esféricos de ambas cabezas elipsoidal y toriesféricos deberán ser consideradas para ser que el área completamente localizada dentro de un círculo cuyos centros coinciden con el centro de la cabeza y cuyo diámetro es igual al 80% del diámetro del cuerpo.

4.10. Cuando Realizar una Reparación

En determinado momento se debe analizar si la reparación por soldadura es la solución correcta, en lugar del reemplazo por un equipo nuevo. De esta manera se deben poseer elementos de juicio que avalen esta decisión. Puede llegarse a la conclusión de que una reparación es muy costosa, o que no es factible desde el punto de vista técnico. Se debe considerar que muchas veces el costo de un recipiente a presión nuevo es alto, sobre todo aquellos de grandes dimensiones.

En la norma API 510 se definen los conceptos de reparación, alteración y reclasificación de recipientes a presión durante su servicio, los que se enuncian a continuación:

Reparación: El trabajo necesario para restaurar un recipiente a la apropiada condición para la operación segura en las condiciones de diseño . Si cualquier reparación cambia la presión o temperatura de diseño, los requerimientos para reclasificación

deberán ser satisfechos. Una reparación puede ser la adición o reemplazo de partes a presión y a no-presión que no cambia la clasificación del recipiente.

Alteración: Un cambio físico en cualquier componente o reclasificación que tiene implicaciones de diseño que afectan la capacidad presión-contenido de un recipiente a presión más allá del alcance de la descripción en términos en reportes de datos existentes. Los siguientes no deberán ser considerados como alteración: cualquier reemplazo comparable o duplicado, la adición de cualquier boquilla de refuerzo menor que o igual al tamaño de boquillas de refuerzo existentes y la adición de boquillas de refuerzos no requeridas.

Reclasificación: Un cambio en cualquier rango de temperatura o rangos de presión de trabajo máxima permisible de un recipiente, o un cambio en ambos. La temperatura y presión de trabajo máxima permisible de un recipiente puede ser incrementada o decrementada debido a una reclasificación, y en algunas veces una reclasificación requiere una combinación de ambas. Reducciones debajo de las condiciones originales de diseño es un camino permisible para proveer corrosión. Cuando una reclasificación es conducida en el cual la temperatura o presión de trabajo máxima permisible es incrementada o la temperatura mínima es decrementada tal que ensayos mecánicos adicionales son requeridos, esto deberá ser considerado una alteración.

Para una reparación acertada, como primer paso se debe reunir toda la información específica y exacta, es necesario conocer la ubicación del defecto y su tamaño exacto, el lugar donde va a ser realizada la reparación, y la disponibilidad de equipos de soldeo.

Resulta indispensable el conocimiento de los datos técnicos del recipiente, ya abordados con anterioridad. Fotografías es que más también son valiosos en la formulación de un buen procedimiento de reparación. Es importante que el área fracturada o desgastada sea cuidadosamente estudiada para determinar cómo será mejor de reparar. Los soldadores de experiencia pueden contribuir con información valiosa para una exitosa reparación, que permita prever problemas que puedan no ser anticipados por el plan.

Especial atención hay que prestarle al efecto que producirán las reparaciones repetidas.

Dependiendo del medio donde prestará servicio, un elemento soldado puede ser reparado varias veces sin detrimento de su utilidad. Muchas veces el desconocimiento del efecto de las reparaciones repetidas en las propiedades del material, provoca la restricción en el número de reparaciones.

4.11. Determinación de la Soldabilidad del Metal Base

La mayoría de los materiales son soldables, sin embargo, el mantener totalmente las características de servicio de los materiales luego de su soldadura puede requerir un procedimiento más sofisticado o dificultoso.

Es importante conocer la composición química y la dureza del material para planificar un procedimiento adecuado de soldadura. Esta información a veces aparece en manuales, o se puede obtener a través del fabricante del recipiente.

Se pueden además realizar exámenes de soldabilidad estandarizados en caso necesario.

4.12. Determinación del Proceso de Soldadura

Los criterios para seleccionar un proceso de soldadura son extremadamente complejos. En vista de esta complejidad, es necesario establecer las bases de dicha selección. Los factores que deben ser considerados son los siguientes:

- La capacidad de unión de los metales involucrados con los diferentes procesos.
- La calidad o fiabilidad de la unión resultante.
- La capacidad del proceso para unir los metales en el espesor y la posición requerida.
- La manera más barata de unir los metales.
- La disponibilidad del equipamiento necesario.
- La familiaridad del personal en la realización de la unión.
- Otros factores, como la capacidad de los ingenieros, la reacción del usuario al método, etc.

4.13. Determinación del Material de Aporte

El próximo paso en la planificación del mantenimiento o reparación es determinar las propiedades químicas y mecánicas del material de aporte. La causa de una fractura puede estar influenciada por el tipo de electrodo utilizado, una buena regla es utilizar el electrodo con la misma resistencia a la corrosión y resistencia a la tracción que el metal base cuando se requiere una unión de resistencia total como es el caso de la reparación de la envoltura de un recipiente.

Actualmente existen manuales y catálogos de diferentes fabricantes que contienen información acerca de una gran variedad de metales de aporte.

Según el National Board Inspection Code (W-203), que rige la soldadura de reparación de calderas y recipientes a presión como se explica en epígrafe posterior,

los materiales de soldadura en general deben estar conformes con una de las especificaciones de la Sección II Parte C – Welding rods, electrodes and filler materials, del Código ASME; muchas de las especificaciones que aparecen en este lugar poseen apéndices que suministran además información acerca del empleo de dichos materiales.

Según este código se debe chequear que existe un programa efectivo de control de las compras, inspección de entrada, almacenaje y manipulación de los materiales de soldar. El propósito del programa de almacenaje y manipulación es controlar el potencial de absorción de humedad (hidrógeno) de los materiales de soldar ya que, bajo ciertas condiciones, como se conoce, el hidrógeno puede provocar la fisuración de la unión soldada.

4.14. Contracción y Distorsión

La siguiente cuestión en la planificación de una reparación involucra la aceptabilidad de cualquiera contracción o distorsión. Esto puede ser realizado en la fase de planeamiento o en base a la experiencia de reparaciones por soldadura reales. Una excesiva contracción o distorsión deben ser analizadas y resueltas con vistas a avanzar a través del árbol de toma de decisiones. Se deben analizar medidas preventivas y quizás incorporarlas al procedimiento de soldadura.

Comúnmente se le denomina contracción por soldadura al decrecimiento en volumen que el metal experimenta cuando solidifica, o producto de fenómenos del metal en estado sólido. A pesar de que estos fenómenos son inevitables ellos pueden ser minimizados empleando un procedimiento de reparación correcta, basada en el conocimiento del comportamiento del metal durante los ciclos térmicos y en la destreza ingenieril.

Amordazar la parte a soldar y fijarla mediante puntos de soldadura ayuda a reducir los efectos de la contracción. El incremento del número de capas de metal depositado por soldadura, dentro de ciertos límites, provoca una restricción adicional de la unión durante la soldadura y finalmente menos contracción; en este caso las primeras pasadas realizadas en la unión ayudarán a mantener en posición las partes, contra el efecto de la contracción. Esta solución debe, no obstante, ser balanceado ya que el incremento del número de pases tenderá también a aumentar la distorsión.

La soldadura en posición plana o horizontal a velocidades de soldadura elevadas y el empleo de precalentamiento tiende a reducir la contracción neta.

La distorsión es la desviación temporal o permanente de la forma deseada. La soldadura causa distorsión producto de las tensiones desarrolladas en el material por las contracciones y expansiones térmicas localizadas. Que la distorsión ocurra dependerá de la magnitud de las tensiones de la soldadura, la distribución de las tensiones en el conjunto soldado y de la resistencia de los miembros afectados. Los tipos de distorsiones fundamentales son la deformación angular, la flexión de los elementos y la pérdida de estabilidad.

La distorsión angular es el cambio de la posición relativa del plano en que se encuentran los miembros producto de la contracción no uniforme de la soldadura.

Las siguientes medidas se toman para evitar la distorsión angular:

- 1- Usar la menor cantidad de metal de aporte posible.
- 2- Dar el menor número de pasadas posible.
- 3- Evitar que la soldadura de ranura sea de raíz estrecha y de cara ancha.
- 4- Balancear la cantidad de metal de aporte hacia ambos lados de la junta.

5- Predeformar los miembros en un ángulo opuesto al esperado ocurra por la deformación de soldadura.

La flexión es causada por las tensiones de contracción desarrolladas a alguna distancia del eje neutro del miembro. Cuando se deben realizar costuras de diferentes dimensiones a diferentes distancias del eje neutro se deben balancear las tensiones opuestas depositando los cordones lo más cerca posible de dicho eje y garantizando que la costura más alejada del eje sea la de menor dimensión. Una solución práctica también puede ser la flexión del miembro hacia el lado opuesto, empleando métodos mecánicos.

La pérdida de estabilidad se produce sobre todo en chapas delgadas, producto de las tensiones de compresión provocadas por la soldadura; la soldadura intermitente puede ser una solución al problema.

4.15. Establecimiento y Calificación del Procedimiento de Reparación

El propósito del establecimiento del procedimiento de reparación por soldadura es identificar todas las variables necesarias para completar la reparación. El procedimiento de reparación consiste en los detalles técnicos usualmente recogidos en Especificaciones de Procedimientos de Soldadura (EPS) más otros detalles auxiliares que involucran dispositivos, ensamble y otros aspectos que pueden afectar la reparación en general.

La EPS constituye un procedimiento de soldadura “calificado”, que orienta o dirige la realización de uniones soldadas, según los requerimientos de un código o norma.

La EPS constituye un documento que lista las variables con sus rangos, las que determinan la obtención de una unión soldada sana y con las propiedades requeridas.

Producto de esto la EPS constituye una guía para el soldador, que asegura el cumplimiento de los requerimientos del código o norma en cuestión.

Especificación de Procedimiento de Soldadura, el que será calificado por la organización como requiere la sección aplicable del Código ASME. La Especificación de Procedimiento de Soldadura estará de acuerdo con los requerimientos de la Sección IX-Calificación de la Soldadura, del Código ASME.

Según la Sección IX del Código ASME el modelo de Especificación de Procedimientos de Soldadura recoge las siguientes variables:

- Proceso de soldadura a emplear y nivel de automatización del mismo.
- Diseño de la unión (geometría y tipo de respaldo).
- Tipo de metal base.
- Metal de aporte (clasificación AWS, No. F, No. A, diámetro, etc.).
- Posiciones de soldadura y progresión de la misma.
- Características eléctricas (tipo de corriente y polaridad, amperaje y voltaje de soldeo, tipo de transferencia en caso de proceso GMAW, etc.)• Técnica de soldadura (Cordón estrecho o ancho, método de limpieza, velocidad de soldadura, importante sobre todo para soldadura mecanizada o automática, distancia pieza-boquilla de contacto, martillado, etc.).
- Secuencia de depósito de los cordones
- Pre calentamiento
- Tratamiento Térmico Postsoldo

4.16. Calificación de Inspectores y Soldadores

La inspección de cualquier tipo de equipo e instalación depende de la capacidad y calidad del INSPECTOR, el mismo que conforme lo determinan las normas

específicas de inspección, para ser calificado como tal, debe cumplir, entre otros, con uno de los siguientes requisitos:

- a) Un grado de ingeniería con un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.
- b) Un certificado de 2 años en ingeniería o tener grado de tecnólogo y 2 años de experiencia en trabajos de construcción, reparación, operación o inspección, más un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.
- c) Ser bachiller de Colegio Técnico y 3 años de experiencia en trabajos de construcción, reparación, operación o inspección, más un año de experiencia en la inspección de tanques, recipientes a presión y tuberías.
- d) Diez años de experiencia en el diseño, fabricación e inspección en la industria del diseño de tanques y de tubería a presión.

Además, el personal de inspección deberá poseer la capacidad para ser calificado sobre el conocimiento de los métodos de ensayos no destructivos utilizados en inspección, para lo cual deberá tener una certificación con nivel III o II.

Consecuentemente, la persona natural o jurídica, que lleve adelante los trabajos de inspección, deberá poseer una estructura organizacional, con cuadros de personal preparados, el soporte bibliográfico adecuado; y, los equipos y materiales de Inspección necesarios.

4.17. Calificación y Preparación del Soldador

Un aspecto de suma importancia para garantizar la calidad de cualquier trabajo de reparación por soldadura lo constituye la capacitación y entrenamiento teórico – práctico de los soldadores que intervendrán en la misma, así como el someterlos

previo a la reparación a un examen de calificación, en condiciones similares a las del trabajo que se pretenda acometer.

Según el Código NBIC (R-302.2) los soldadores u operarios serán calificados para cada proceso de soldadura que se emplee en la reparación o alteración de una caldera o recipiente a presión. Tal calificación estará de acuerdo con los requerimientos de la Sección IX del Códigos ASME y una Especificación de Procedimiento de Soldadura calificada de la organización que realiza la reparación o alteración.

El propósito de la calificación de soldadores u operarios de soldadura es el de examinar la destreza o habilidad del hombre para producir soldaduras sanas, siguiendo una EPS previamente calificada; esto último es muy importante ya que garantiza que la presencia de cualquier defecto en el cupón soldado es imputable totalmente al hombre. Con la calificación de soldadores se persigue determinar que soldadores poseen habilidad suficiente para producir soldaduras de producción satisfactorias, en condiciones concretas (proceso de soldadura, materiales base y de aporte, y procedimiento), excluyendo a aquellos que no sean aptos para realizar dicho trabajo.

Durante el examen de calificación el soldador realizará la soldadura de un cupón, siguiendo una EPS determinada, y luego este será ensayado según los requerimientos de la norma o código, generalmente mediante examen visual, y posteriormente empleando radiografía o ensayos mecánicos.

Todos los datos del examen de calificación se recogerán en un documento nombrado Registro de Calificación del Soldador, en el que se listan las variables reales usadas durante la soldadura del cupón, los rangos de variables cubiertos y los resultados de los ensayos. En este documento además la organización u organismo competente

certificará que durante la soldadura del cupón y los ensayos de las probetas se han cumplido los requerimientos del código. A partir de este momento el soldador que pasó satisfactoriamente el examen se considera un soldador certificado.

4.18. Preparación del Área Defectuosa

Una de las más importantes consideraciones de un procedimiento de reparación por soldadura es la limpieza del área fracturada o gastada de todo resto de pintura, herrumbre cascarilla, grasa, humedad, u otro material contaminante que afecte la soldadura. El hidrógeno afecta adversamente las propiedades del metal de la unión soldada ya que cuando el metal depositado por soldadura se enfría y solidifica, el hidrógeno es rechazado de la solución y queda atrapado en el metal solidificado, pudiendo acumularse en las fronteras de grano o cualquier otra discontinuidad, creando elevadas presiones y elevadas tensiones interna en la unión soldada, que pueden originar microgrietas con un potencial de desarrollarse en grietas de mayor tamaño.

Otro aspecto es la acumulación de cascarilla que no permitirá que el arco de soldadura penetre en el material sólido, por lo que debe ser eliminada ya sea por arco-aire o por esmerilado; si se emplea el método arco-aire es recomendable remover posteriormente una capa de 1.6 mm por métodos mecánicos para eliminar la capa carburizada antes de resoldar la unión.

Algunos métodos utilizados en la limpieza son: la limpieza a vapor, el chorreado de arena a presión y la quema de aceites y grasas mediante una antorcha u horno de calentamiento. La llama no puede estar concentrada en un solo lugar, se debe mover de un lado a otro y los residuos que queden serán eliminados con un cepillo. El área limpiada alrededor de la fractura será lo suficientemente mayor que al área a reparar

para garantizar la no contaminación de la soldadura. Una apropiada preparación del área a reparar dependerá sobre todo del tamaño del defecto, si es pasante o no, y de otros detalles que pueden ser únicos para el equipo en particular.

Según el Código NBIC (R.401.1) la reparación de un defecto, como una grieta, en una unión soldada o material base no se realizará salvo que antes el defecto haya sido eliminado. Se empleará un método de examen no destructivo, como partículas magnéticas o líquidos penetrantes para garantizar la eliminación completa del defecto. Si el defecto penetra todo el espesor del material la reparación se realizará con una costura de penetración completa, como una costura de ranura unilateral o bilateral con o sin respaldo. Donde las circunstancias indiquen que la fisura pueda volver a aparecer se considerará la remoción del área fisurada y la colocación de un parche o realizar otras medidas correctivas.

4.19. Ejecución de la Reparación por Soldadura

La reparación por soldadura debe ejecutarse considerando todas las decisiones previas en lo tocante a materiales, normas, factores humanos, procesos y procedimientos.

Inspección

Previo, durante y luego de ejecutada la reparación se realiza la inspección de calidad de la misma. Según el Código NBIC (R-304) los requerimientos de exámenes no destructivos, incluyendo la técnica, campo de empleo y criterios de aceptación estarán de acuerdo con la sección aplicable del Código ASME. Las reparaciones y alteraciones por soldadura estarán sujetas a los mismos requerimientos de exámenes no destructivos que las soldaduras originales. Donde no es posible o práctico se pueden emplear métodos no destructivos alternativos aceptados por el inspector.

El proceso de inspección visual comienza virtualmente junto con la soldadura, continúa durante las múltiples pasadas y termina cuando la soldadura es completada. Los aspectos que primeramente se chequean son la apariencia de la soldadura y sus dimensiones. Mediante mediciones se pueden determinar la exactitud dimensional, el grado de distorsión y la dimensión de las discontinuidades superficiales. Las siguientes discontinuidades superficiales pueden ser identificadas por examen visual y rechazadas cuando van más allá de las especificadas o admisibles por la Sección aplicable del Código ASME: grietas, socavaduras, solapado, porosidad superficial, escorias atrapadas, desviación del perfil de la soldadura y rugosidad en la superficie de la costura.

La sección aplicable del Código ASME especifica los métodos de inspección de la soldadura, tanto superficiales como los de partículas magnéticas o líquidos penetrantes, o para la inspección interna de la unión como inspección ultrasónica o radiográfica.

Cuando se completa una reparación el inspector puede requerir un ensayo de presión del recipiente a presión.

Por supuesto si la inspección mediante ensayos no destructivos realizada a la caldera o recipiente reparado detectara defectos no admisibles, entonces la prueba hidráulica se pospondría hasta que tales defectos se hayan reparado nuevamente

Aceptación de la Reparación

El éxito de una reparación se determina por los métodos de ensayos no destructivos anteriormente citados y generalmente por una prueba de presión (hidrostática). Una reparación por soldadura exitosa será seguida por una limpieza final y por la protección del elemento antes de retornar el mismo al servicio.

Procedimientos para el Mantenimiento y Reparación

Objetivo

Este documento establece los criterios operacionales y requerimientos para la ejecución de trabajos de mantenimiento, limpieza, disposición de sedimentos y reparación en tanques estacionarios de almacenamiento de G.L.P., para lo cual a partir de los resultados, se determinan próximos mantenimientos y/o reparaciones así como también su definitiva puesta fuera de operación o posibilidad de un cambio de servicio.

Además, las disposiciones técnicas tienen el objetivo de que los trabajos que se ejecuten en esta área se desarrollen dentro de los parámetros de seguridad industrial, salud ocupacional y ambiental que dispone la legislación y las normas respectivas.

Alcance y Metodología

El área de influencia de los trabajos que se desarrollen en este campo serán los sitios en donde operen o se encuentren los tanques de almacenamiento de GLP pudiendo tratarse de plantas de almacenamiento y distribución, plantas de envasado, industrias, residencias, etc.

Este procedimiento cubre los requerimientos Limpieza, disposición final de sedimentos y la reparación.

Los trabajos que se están dentro del alcance de este documento, se desarrollan con la metodología general siguiente:

- Revisión de datos técnicos del tanque de GLP obtenidos de placa del constructor y de la instrumentación a ser utilizada en el mantenimiento.

- Chequeo, revisión y movilización al sitio de trabajo del equipo técnico y humano que intervendrá en los trabajos de mantenimiento y reparación o desplazamiento del tanque al taller.
- Preparación en sitio de las condiciones de seguridad, ambientales y de salud ocupacional (uso EPP) del equipo técnico y humano.
- Evacuación e inertización del tanque a limpieza.
- Limpieza interna y externa del tanque.
- Verificación, calibración y reposición de accesorios de seguridad y control de cantidad, presión y temperatura.
- Trabajo de gabinete para desarrollo de reportes y certificaciones respectivas.

Objetivo Específicos

- Detectar tempranamente los defectos antes de que alcancen el tamaño crítico.
- Detectar los errores de manufactura.
- Obtener información adicional sobre la condición de un componente que muestra evidencia de algún defecto.

Normativa

- ASME, sección VIII, Div. 1. “Rules for Construction of Pressure Vessels”
- API 510 “Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration”
- API Standard 2551 / ASTM Designation: D 1410 – 65: “Method For Measurement and Calibration Of Horizontal Tanks”.
- API 2015 “Cleaning Petroleum Storage Tanks”.
- ASME IX , Welding and Brazing Qualification.
- AWS. Welding Handbook

Definiciones Básicas

Disposición final de sedimentos: Acción de retiro completo de lodos óxidos, mercaptanos obtenidos de la limpieza interna del tanque de almacenamiento.

San blasting: Acción de pulverizar o Cortar Con Una Fuerte Corriente de aire mezclado Con arena pulido Con Una Fuerte Corriente de aire Con arena mezclado.

Pintura: cualquier líquido que al aplicarse sobre una superficie lo recubre como una fina capa opaca brindándole color o textura

Limpieza interna: Acumular y retirar todos los desechos y/o sedimentos del interior del tanque, raspando las paredes para retirar los óxidos existentes. Una vez sacados al exterior los desechos serán entregados al cliente para una disposición final adecuada.

Trabajo caliente: Se llaman trabajos en caliente a aquellos en los que se producen llamas o chispas o se calientan materiales a elevada temperatura, lo que puede provocar la ignición de mezclas inflamables o la combustión o daños en materiales próximos.

Responsabilidades

Cuando inspecciones, reparaciones, o alteraciones están siendo conducidas en un recipiente a presión, un inspector autorizado en recipientes a presión deberá ser el responsable para el dueño-usuario para determinar los requerimientos de las normativas en inspección, exanimación y ensayo son cumplidos y deberá estar directamente involucrado en las actividades de inspección. El inspector autorizado puede ser asistido en la realización de inspecciones visuales por otros individuos propiamente capacitados y calificados. Los resultados de las evaluaciones podrán ser evaluados y aceptados por el inspector autorizado en recipientes a presión.

Para el mantenimiento y reparación, se requiere de personal capacitado y experimentado que utilice los procedimientos válidos y los estándares apropiados con equipos efectivos, en buen estado y dentro de un ambiente adecuado.

- El Ingeniero de campo es el responsable del mantenimiento, la misma que será aprobada por las autoridades competentes.
- El Supervisor será responsable de la ejecución correcta de las actividades programadas y registrar la información requerida de los trabajos.
- Los Operadores serán responsables de desarrollar las diferentes actividades bajo la supervisión del Ingeniero y Supervisor respectivo.
- El Ingeniero de campo es el responsable de la evaluación de las condiciones de seguridad, los posibles impactos ambientales derivados de la actividad de los trabajos, y de tomar las medidas necesarias para evitar cualquier daño en lo que concierne a la salud de los trabajadores.

4.20. Procedimientos

Preparaciones Preliminares

Antes de que cualquier reparación o alteración sea realizado, todos los métodos propuestos de ejecución, todos los materiales y todos los procedimientos de soldaduras que serán usados podrán ser aprobados por el inspector y si es necesario por un ingeniero en recipientes a presión experimentado en el diseño, fabricación o inspección de recipientes a presión. (Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration Downstream Segment API 510 NINTH EDITION, 2006).

Todo trabajo de reparación y alteración puede ser autorizado por el inspector antes de que el trabajo sea iniciado por una organización de reparación. El inspector puede

dar previa autorización general para reparaciones rutinarias o limitadas mientras el inspector está seguro que las reparaciones son del tipo que no requieren pruebas de presión.

En sitio los siguientes preparativos preliminares deben realizarse:

- Inspeccionar el sitio y el equipo a trabajarse a fin de prevenir condiciones inseguras que afecten al ambiente y personal.
- Instalar y usar los equipos de seguridad y EPP adecuados para el trabajo
- Evacuar el G.L.P líquido hacia otro recipiente y desgasificar el G.L.P Vapor, del tanque sometido a prueba.
- Desconectar líneas de carga y descarga de G.L.P Líquido y Vapor del tanque a ser probado y cerrar válvulas.
- Retiro de válvulas de alivio de presión (multiport).
- Solicitar permiso de trabajo en caliente
- Instalar los equipos de prueba utilizando la herramienta adecuada.
- Verificar los certificados de calibración o verificación de los instrumentos de prueba.
- Determinación de un lugar adecuado para la disposición de los residuos resultantes de la limpieza interna.
- Colocar señales de precaución en el área de la prueba aislando la posibilidad de acceso a personal no involucrado en el mantenimiento y/o reparación.
- Mantener constante vigilancia de las instalaciones para los trabajos.
- Equipos que pueden ser necesarios para inspección, tales como tablonés, andamios, sillas y escaleras portátiles deberán estar disponibles si se necesitan.

Datos técnicos del tanque

Datos del fabricante y/o Propietario:

Presión de diseño, presión de prueba, capacidad, material cuerpo y cabezas, espesores de construcción de cuerpo y cabezas, fecha de fabricación y número de serie.

En caso de que el dueño no cuente con la documentación anterior, para los efectos de la autorización deberá presentar constancia de la memoria de cálculo y dibujo del equipo, elaborados por un ingeniero calificado, con base a los datos técnicos del equipo.

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: (REGLAMENTO DE CONTRATACIONES DE PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A., 2015).

- a) Cambio de dirección del fluido hacia otro tanque
- b) Drenado y Vaciado del Tanque
- c) Inertización
- d) Aislamiento del Tanque
- e) 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 residuos.
- l) Lavado Interior del Tanque
- m) SandBlasting
- o) Reparación Mecánica y Pintura
- p) Actividades Adicionales de Unidades de Mantenimiento

Cambio de dirección del fluido hacia otro tanque.

Esta actividad está a cargo de la misma empresa o de la unidad operadora dueña del tanque del almacenamiento. Es el desvío del fluido hacia otros tanques mientras se realiza el mantenimiento respectivo. La empresa contratista si es necesario, instalará o construirá instalaciones temporales como oficinas o bodegas para la realización del trabajo de mantenimiento.

Vaciado y desgasificado del tanque

La unidad operadora del tanque, es encargada de entregar a la empresa contratista el tanque vaciado desgasificado.

Aislamiento del tanque

Esta actividad la realizará la Unidad de Mantenimiento de la compañía operadora del tanque la cual colocará unas juntas ciegas para las entradas y salidas del producto. El permiso de aislamiento será mecánico de todos los instrumentos (sensores de nivel) y señalización del área y aplicando las normas de Seguridad Industrial para limpieza de Tanques. En estas actividades, se necesita la presencia del personal y equipo contra incendios.

Apertura del tanque sin entrada de personal

Esta actividad se realiza para evitar que los gases tóxicos afecten la salud de los trabajadores; el personal de seguridad industrial será el encargado de indicar el momento en el que se puedan realizar operaciones en el interior del tanque. Después de realizado el aislamiento, se abrirá el manhole de la parte superior del tanque y se ventilará durante toda la noche. Para la ventilación, se instalará una campana de extracción mecánica para la eliminación de gases inflamables y/o tóxicos desde la parte superior del tanque.

Antes de realizar los trabajos al día siguiente, se debe realizar los monitoreos de la atmósfera interior del tanque. Un inspector autorizado debe realizar las mediciones atmosféricas y determinar constantemente la presencia de gases inflamables y/o tóxicos (Universidad Buenos Aires, 2012).

Medidas de seguridad industrial y monitoreo de la atmosfera

La encargada de esta actividad es la Unidad de Seguridad Industrial de la empresa, del resultado del monitoreo se determina si el área interna del tanque tiene las siguientes categorías:

Categoría I:

Ingreso no permitido ya que se tienen los siguientes parámetros:

- Vapores Inflamables mayores o iguales al 10% del límite inferior desinflamabilidad (LEL)
- Concentración de Oxígeno mayor que 23,5% cPresencia de H₂S igual o superior que 100 ppm.
- Condiciones físicas internas de tanques inseguras

Categoría II

Ingreso permitido por parte de personal y equipo especializado (Equipo SCBA) cuando se tienen los siguientes parámetros:

- Vapores Inflamables mayores que 0% y menores que el 10% de límite inferior del límite inferior de inflamabilidad (LEL).
- Concentración de Oxígeno menor que 19,5%
- Presencia de H₂S mayor o igual que 10 ppm. y menor que 100 ppm.
- Condiciones físicas internas del tanque seguras.

Categoría III

Ingreso permitido para condiciones de trabajo cuando se tienen los siguientes parámetros:

- Vapores inflamables sea 0% del límite inferior de inflamabilidad (LEL)
- Concentración de Oxígeno entre 19,5% y 23,5%
- Que no exista la presencia de gas o gases orgánicos disueltos mayores a 2 microgramos por cada pie cúbico de aire.
- Condiciones físicas internas del tanque seguras

Desgasificación del tanque

El contratista del mantenimiento deberá esperar un tiempo prudencial no menor a 24 horas para que, se produzca la desgasificación del tanque esta operación se puede realizar por convección natural o por convección forzada a través de ventiladores, la misma que será comprobada con explosímetros digitales de la Unidad de Seguridad Industrial de la institución.

Iluminación del tanque

El Contratista, debe proveer de la iluminación necesaria para el desarrollo del trabajo en el interior del tanque, con un equipo antichispa. Se debe elaborar un permiso para trabajo en un espacio confinado.

En este punto, se debe tomar en cuenta que la institución puede o no proporcionar la energía eléctrica, si no es el caso el contratista debe instalar un equipo de generación eléctrica suficiente para el trabajo de todos los equipos (Soldadoras, esmeriles, etc.)

Para la iluminación se debe contemplar el siguiente alcance de instrumentos:

- El Generador Eléctrico
- Las Lámparas Antiexplosión y
- Cables con aislamiento para Hidrocarburos

4.21. Evacuación y Ubicación de desechos sólidos

La Unidad Contratista, será la encargada de evacuar todos los desechos sólidos acumulados en el interior del tanque y serán depositados en el lugar que disponga la unidad de protección ambiental. Se deberá preparar un área que permita la recolección del contenido.

Procedimiento de evacuación de desechos sólidos

En este trabajo, se deben humedecer los pernos y tuercas con agua o espuma de tal manera que se produzcan chispas en el proceso además de que el trabajo se realice con herramientas antichispas. La válvula de evacuación, debe abrirse lentamente por la parte inferior para poder recoger de manera controlada el contenido del tanque, tanto de los líquidos como del sedimento.

Este residuo también debe ser retirados en forma manual utilizando una bomba de succión neumática.

Desalojo de los desechos hasta lugar de disposición

Los desechos sólidos serán ubicados en recipientes o tambores designados para luego ser llevadas a un gestor autorizado para la disposición final.

Lavado interior del tanque

Aprobado el ingreso del personal, este debe ser registrado el tiempo de permanencia en el interior del tanque que no debe exceder los 30 min. luego de lo cual, el personal debe ser relevado. Se necesita que el personal en el interior este en comunicación constante con el personal que se encuentra en el exterior para evitar problemas debido a que se puede producir un cambio en la categoría a II o I por el movimiento de los lodos, en este caso el personal deberá salir inmediatamente del interior y se procede a incrementar la ventilación mecánica.

Siempre es necesario el monitoreo constante de la atmósfera por la unidad de seguridad industrial.

El equipo para el desplazamiento de lodos debe ser de madera para evitar que se produzca el deterioro de la pintura interior y para evitar que se produzcan chispas. Después de la evacuación de los productos sólidos, se debe realizar el lavado del tanque con detergente industrial biodegradable y licuablasting, de igual manera esa agua será evacuada al lugar que determine la unidad de protección ambiental. La unidad de seguridad industrial medirá y registrará los niveles de radioactividad correspondientes a la presencia de NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials), antes del ingreso del personal para trabajos de limpieza. Si los niveles son mayores a los permitidos para trabajo sin ropa descartable, entonces todas las

personas que ingresen para realizar los trabajos deberán poseer equipo de protección personal básico descartable incluyendo ropa, calzado, guantes y mascarillas que serán desechados al final del trabajo.

Solo el Supervisor de Seguridad Industrial determinará cuando el personal puede realizar las labores de limpieza y reparaciones en el espacio confinado, es de absoluta responsabilidad de él la seguridad del personal de trabajo.

Sand Blasting de Inspección

Posteriormente se procede a ejecutar un Sand Blasting grado SSPC-SP6 a todo el piso más un metro de pared para que la unidad de inspección técnica realice la debida inspección.

Reparación mecánica y pintura

En el caso de que el área afectada por la corrosión sea mayor del 50% del área total de la pared, se pinta toda la pared en caso contrario únicamente se pinta las zonas afectadas. Se debe tomar en cuenta la rata de corrosión, el intervalo de inspección y el mínimo espesor permisible para determinar la necesidad de renovar uno o más anillos.

Actividades Adicionales de la Unidad de Mantenimiento

La unidad de Mantenimiento tomará a cargo el mantenimiento del mezclador, válvulas, accesorios, instrumentos, sistemas de protección a tierra, tubería contra incendios y deflectores de agua. El Fiscalizador coordinará estas actividades con la unidad de planificación de mantenimiento en concordancia con el cronograma de actividades del proyecto.

Procedimiento 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 cuerpo y casquetes, bases y estructuras, colocación de láminas parches, colocación de placas de refuerzo en penetraciones, reparación de grietas, etc. son algunos de medios utilizados para mantener una operación segura de un tanque de almacenamiento de GLP.

Procedimientos de reparación

El procedimiento para la reparación por soldadura de los tanques de almacenamiento de G.L.P. Se base en la siguiente producción:

- Determinar ensayos para determinar soldabilidad.
- Seleccionar los procesos de soldadura.
- Seleccionar el material de aporte.
- Resistencia a la corrosión.
- Equiparar composición química del Material base.
- Aplicar las técnicas para eliminar la distorsión.
- Minimizar la contracción.
- Pre calentamiento (si es necesario).
- Post calentamiento y Tratamiento
- Térmico post-soldadura.
- Limpieza antes y durante la reparación.
- Martillado (cuando usar y cuando no).
- Remoción del material.
- Reinspección terminada la reparación.
- Aplicación de END normalmente usados.
- Determinar Vida en servicio del recipiente.

- Prueba hidrostática.

Especificación de Procedimientos de soldadura

Según la Sección IX del Código ASME el modelo de Especificación de Procedimientos de Soldadura recoge las siguientes variables:

- Proceso de soldadura a emplear y nivel de automatización del mismo.
- Diseño de la unión (geometría y tipo de respaldo).
- Tipo de metal base.
- Metal de aporte (clasificación AWS, No. F, No. A, diámetro, etc.).
- Posiciones de soldadura y progresión de la misma.
- Características eléctricas (tipo de corriente y polaridad, amperaje y voltaje de soldeo, tipo de transferencia en caso de proceso GMAW, etc.)
- Técnica de soldadura (Cordón estrecho o ancho, método de limpieza, velocidad de soldadura, importante sobre todo para soldadura mecanizada o automática, distancia pieza-boquilla de contacto, martillado, etc.).
- Secuencia de depósito de los cordones
- Pre calentamiento
- Tratamiento Térmico Postsoldeo

Llenado del tanque

Luego de haber verificado la no existencia de G.L.P liquido ni vapor dentro del tanque y que este se encuentre totalmente aislado se procederá con la inertización del tanque que consistirá en el llenado con agua.

Los puntos de ingreso y descarga de agua que se utilicen se indicarán en el plan de la prueba de cada sección a probarse, y serán aprobados por el Fiscalizador destinado a este contrato.

Desalojo de agua

La autoridad competente o la fiscalización, previo a la presentación del Análisis Físico-Químico del agua, autorizará el vaciado del tanque sometido a la prueba hidrostática.

Limpieza

Luego de haber terminado la prueba hidrostática y se haya desalojado el agua de prueba, actividad que deja al tanque en condiciones de inertizado necesarias para proceder al ingreso del personal con sus EPP a limpiar y retirar los sedimentos, oxidación, suciedad y otros objetos que se encuentran en el interior del tanque.. La operación de limpieza se realizara conforme a lo señalado en la norma API 2015, “Cleaning Petroleum Storage Tanks”, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Los trabajos serán realizados por personal con amplia experiencia y adecuadamente entrenados para cumplir los procedimientos y normas de seguridad para trabajar en sitios confinados.
- Se aísla totalmente a los tanques del resto de las instalaciones y se cierran las válvulas respectivas.
- Se procede con la apertura de los manhole de los tanques.
- Se introduce a los tanques al personal con equipo apropiado de respiración y se procede con el lavado del tanque.
- El personal que ejecuta los trabajos utiliza protección personal de seguridad adecuada como: vestimenta, botas, guantes, máscaras de aire forzado.

- Se determina que en los cubetos/diques de los tanques no haya materiales tóxicos, inflamables y/o contaminantes
- Se procede a colocar un surfactante biodegradable, que tiene su respectiva hoja de seguridad para su manejo o MSDS en las partes internas del tanque luego de lo cual se lava la parte interna del tanque con abundante agua.
- Cabe indicar que antes de proceder a lavar internamente cada tanque se extraerá los sedimentos que se encuentren en su interior, siendo almacenados en tambores de 55 galones, para posteriormente ser entregados a un ente debidamente autorizado, producto del cual se obtendrá la respectiva certificación del mismo.

4.22. Registros

Todos los documentos generados serán verificados y abalizados por la autoridad competente o fiscalización del contrato.

Para el efecto, se levantarán Actas de Trabajo en las cuales se detalla sitio, fecha. Hora, tipo de trabajos, resultados preliminares, novedades y serán firmadas por las autoridades competentes, fiscalización y una empresa inspectora calificada.

Información de reparación, alteración y reclasificación. Por ejemplo, (1) formas de reparación y alteración, (2) reportes que indican que el equipo permanece en servicio con deficiencias identificadas o recomendaciones para reparación apropiadas para el servicio continuo hasta que la reparación sea completada y (3) documentación de reclasificaciones (incluyendo cálculos de reclasificaciones, nuevas condiciones de diseño y evidencia de estampado).

El inspector deberá aprobar todos los trabajos de reparación y alteración especificado después de que una inspección del trabajo ha comprobado el trabajo satisfactorio y cualquier ensayo a presión requerido ha sido atestiguado.

4.23. Modelo para determinar la ampliación de la vida útil de recipientes a presión para almacenamiento de GLP

Este método cubre las actividades de inspección en servicio, reparación, alteración de recipientes a presión y los dispositivos de alivio de presión que protegen estos recipientes. Este método se emplea siempre en cuando el usuario lo requiera para salvaguardar su recipiente se aplica a todos los recipientes de proceso químico que hayan sido puestos en Pero también podría ser Aplicados a los recipientes de proceso de otras industrias a discreción del propietario / usuario. Esto incluye:

- A.** Los recipientes construidos de acuerdo con un código de construcción aplicable ASME Caldera y Vaso de Presión Código (Código ASME)

El Código ASME y otros códigos de construcción reconocidos están escritos para nueva construcción; Sin embargo, la mayoría de los Requisitos técnicos para el diseño, soldadura, NDE y materiales se pueden aplicar a la inspección, reparación y Alteración de los recipientes a presión en servicio

Para eso usaremos normativas tales como

- ASME SECC VIII DIV.1 -2015 “Reglas para la construcción de Recipientes de Presión”
- ASME SECC VIII DIV.2 -2010 “Reglas para la construcción de Recipientes de Presión” “Regla alternativa”
- ASME SECC II PARTE D -2010 “Codigo de recipiente a presión sección II de materiales(propiedades)”

- API 510:2014 “ Recipientes a presión código de inspección: Inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración
- API 579-1/ASME FFS-1 “Aptitud para el servicio”

Grosor requerido

- El espesor mínimo sin la tolerancia de corrosión para cada elemento de un recipiente a presión basado en el Cálculos de código de diseño y tensión permisible de código que consideran cargas de presión, mecánicas y estructurales. Alternativamente, el grosor requerido puede ser reevaluado y revisado usando el análisis FFS de acuerdo con API 579-1 / ASME FFS-1. /

Elaboración de un plan de inspección

1. El inspector y/o ingeniero desarrollará el plan de inspección. Un especialista en corrosión deberá Consultados cuando sea necesario para designar posibles mecanismos de daño y lugares específicos donde el daño Mecanismos puede ocurrir.

Contenido Mínimo de un Plan de Inspección

El plan de inspección contendrá las tareas de inspección y el calendario necesarios para supervisar los mecanismos de asegurar la integridad mecánica del equipo (recipiente de presión o dispositivo de alivio de presión). El plan debe:

- A. definir el tipo o tipos de inspección necesarios (por ejemplo, internos, externos);
- B. identificar la próxima fecha de inspección para cada tipo de inspección;
- C. describir las técnicas de inspección END;
- D. describir el alcance y lugares de la inspección en END;
- E. describir los requisitos de limpieza de superficie necesarios para la inspección y los exámenes;

F. describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria (por ejemplo, tipo de prueba, presión de prueba y duración); y

G. describir las reparaciones planeadas previamente.

Se pueden utilizar planes genéricos de inspección basados en las normas y prácticas de la industria. El plan de inspección puede o no Existe en un solo documento sin embargo el contenido del plan debe ser fácilmente accesible de los sistemas de datos de inspección

Procedimientos a seguir:

Un documento que especifica o describe cómo se va a realizar una actividad. Puede incluir métodos a emplear, Equipos o materiales a utilizar, calificación del personal involucrado y secuencia de trabajo.

Planes de Inspección

Generalidades

Se establecerá un plan de inspección para todos los recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión incluidos en el código.

Métodos de control de la condición

1. Selección de la técnica de examen

1.a. Generalidades

Al seleccionar las técnicas a utilizar durante la inspección de los recipientes a presión, los posibles tipos de daños para ese buque Deben tenerse en cuenta.

El inspector debe consultar con un especialista en corrosión o un ingeniero para definir el tipo de daño, la técnica de END y la extensión del examen.

Ejemplos de técnicas de END que pueden ser Utilizados son los siguientes.

Inspección visual.

1.b. Preparación de la superficie

Una adecuada preparación de la superficie es importante para el examen visual adecuado y para la aplicación satisfactoria de cualquier Procedimientos de NDE, como los mencionados anteriormente. El tipo de preparación de la superficie requerida depende de Las circunstancias individuales y la técnica de NDE, pero las preparaciones superficiales tales como cepillado de alambre, arena o chorro de agua, Chipping, molienda, pulido, grabado, o una combinación de estas preparaciones puede ser necesario.

Inspección externa

Una inspección visual realizada desde el exterior de un recipiente a presión para encontrar condiciones que puedan Capacidad para mantener la integridad de la presión o condiciones que comprometen la integridad de las estructuras de soporte (Escaleras, plataformas, soportes). La inspección externa puede realizarse mientras el recipiente esté en funcionamiento o recipientes que está fuera de servicio y puede realizarse al mismo tiempo que una inspección en marcha.

Evaluación de Fitness-For-Service (FFS)

Una metodología por la cual las fallas y otros deterioros/daños o condiciones de funcionamiento contenidos dentro de una presión Para determinar la integridad del buque para su mantenimiento. Diferentes tipos de inspecciones, exámenes y vigilancia son apropiados dependiendo de las circunstancias y el recipiente de presión. Estos incluyen los siguientes:

- Los recipientes deben ser examinados para detectar indicaciones visuales de abombamiento, falta de redondez, flacidez y distorsión. Si Sospecha o

observación de cualquier distorsión de un buque, las dimensiones generales del buque se Determinar la magnitud de la distorsión. API 572, Sección 9.3 proporciona más información sobre la inspección externa de Y deben utilizarse cuando se lleve a cabo esta inspección. Todo el personal que observe el buque Deterioro debe reportar la condición al inspector.

Inspección Visual de Uniones Soldadas

Código de procedimiento: PIND-018

1. Objetivo

El objetivo del presente procedimiento es establecer los requerimientos mínimos para la inspección de uniones soldadas por el método de inspección visual. Este método permite la detección de discontinuidades superficiales.

2. Alcance

Este procedimiento es aplicable para la inspección de uniones soldadas en tanques presurizados y no presurizados.

3. Definiciones

- **Discontinuidad:** Alteración de las propiedades normales de un metal.
- **Defecto:** Discontinuidades que afectan a la soldadura en sus propiedades pudiendo causar fallas en el servicio y que sobrepasan las especificaciones establecidas en la norma de aplicación.
- **Grietas:** Rotura y desgarramiento del metal base y/o aporte de magnitud considerable y visible.
- **Fisuras:** Rotura y desgarramiento del metal base y/o aporte, algunas veces imperceptible.
- **Deformaciones:** Variación de la forma original del material base y/o aporte

- **Pitts:** Desgaste del material base y/o aporte de manera local o generalizada, ocasionada por condiciones ambientales y/o operativas.
- **Porosidad:** Inclusión de elementos extraños en el metal base y/o aporte.
- **Socavación:** Es un defecto donde falta material localizada de muy poco ancho y profundidad en los bordes superficiales del cordón. Es un concentrador de tensiones, puede generar fallas de fatiga.
- **Sobre monta:** Es la convexidad superficial excesiva de material en el cordón, origina sobrecostos por exceso de material aumenta el riesgo de distorsiones y puede ser un concentrador de tensiones.
- **Cráter:** Es la ausencia de material debido a la solidificación del material de aporte por la contracción líquida y sólida del metal fundido.
- **Rechupe:** Lugar donde el metal de la soldadura se contrae formando canaladuras espaciadas que parecen grietas en el centro del cordón de raíz a un lado de dicho cordón junto al metal base.

4. Responsabilidades

- **Jefe de Inspecciones:** Responsable de asegurar el cumplimiento del presente procedimiento.
- **Inspector Autorizado:** Cumplir el presente procedimiento, colaborar en la revisión y utilizar sólo la documentación vigente.

5. Documentos de referencia

- Código ASME SECC. VIII, DIV 1 – 2010 “Rules for Construction of Pressure Vessels”
- API 510: 2006, “Pressure vessel inspection code: in-service inspection, rating, repair, and alteration”

6. Desarrollo.

6.1. Personal:

El personal inspector que realice y/o evalúe las uniones soldadas por el método de inspección visual deberá estar calificado y certificado como nivel II en VT de acuerdo a SNT-TC-1A

6.2. Equipos y materiales:

- **Luxómetro.** Se deberá hacer uso de un luxómetro a fin de realizar la verificación de las condiciones de iluminación de acuerdo a lo indicado en el numeral 5.1 del presente procedimiento.
- **Galgas, Y Vernier:** Serán utilizadas galgas y vernier como instrumentos a fin de realizar la verificación dimensional de las discontinuidades halladas en las uniones soldadas.
- **Espejo, Lupa:** Espejo y lupa serán utilizados para mejorar el ángulo de visión de apoyo si fuese necesario.

6.3. Calibración

- **Luxómetros:** Los medidores de intensidad de luz deberán ser calibrados por lo menos una (01) vez al año o cuando haya sufrido una reparación. Si el medidor no ha sido utilizado por un año o más, la calibración deberá ser realizada previa a su nuevo uso.
- **Galgas Y Vernier:** Las galgas y el vernier serán calibrados una vez al año de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de calibración de equipos a PIND-001

6.4. Técnica

- **Examinación Visual Directa**

Examinación visual directa podría ser realizada cuando el acceso es suficiente para colocar la vista a menos de 24 " (600 mm) de la superficie a ser examinada y un ángulo de no menor de 30 grados. Espejos pueden ser usados para mejorar el ángulo de visión y como apoyo en la examinación podría ser utilizado un lente de aumento. Iluminación (luz blanca natural o artificial) para la pieza, componente o recipiente o la parte a ser examinada es requerida, la mínima intensidad de luz para la examinación de superficie/sitio debe ser 100 pies candela (1000 lux).

- **Examinación Visual Remota**

En algunos casos, la examinación visual remota puede sustituir a la examinación directa. Para la examinación visual remota se puede utilizar ayudas visuales como espejos, boroscopios, cámaras, u otros instrumentos. Estos sistemas tienen que tener una capacidad de resolución por lo menos equivalente a la obtenible por la agudeza visual.

6.5. Pre-requisitos

- **Acondicionamiento De Superficie**

- a) Resultados satisfactorios son usualmente obtenidos cuando el método es aplicado en superficies luego del proceso de soldadura, sin embargo, la preparación de superficie por granallado o maquinado podría ser necesaria cuando las irregularidades de la superficie puedan enmascarar indicaciones debido a discontinuidades. Normalmente puede ser realizada este acondicionamiento con ayuda de una escobilla de bronce.
- b) El área de interés incluye 1" (25 mm) adyacente a cada lado del cordón de soldadura, deberá encontrarse seca y libre de polvo, grasa, óxido, flujo o salpicadura de soldadura, pintura, combustible, aceite y otras materias

que puedan oscurecer aberturas de la superficie o interferir con la examinación.

- c) Agentes limpiadores típicamente empleados podrían ser detergentes, solventes orgánicos, soluciones desoxidantes y removedores de pintura. Métodos desengrasantes pueden ser también empleados.

▪ **Iluminación Y Asistencia Visual**

Es requerida iluminación natural o luz blanca artificial. La mínima intensidad de iluminación para la superficie examinada será de 100 fc (1000 lx) para asegurar una sensibilidad adecuada durante la examinación y evaluación de las indicaciones.

6.6. Criterio de aceptación

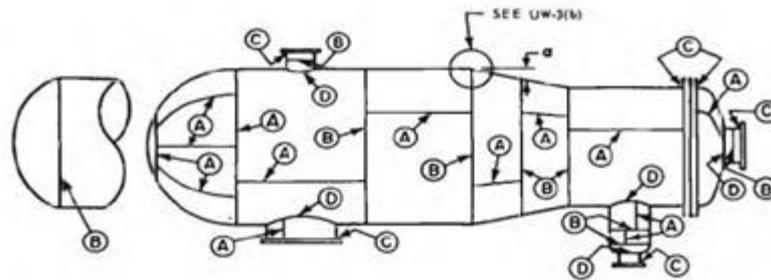


Ilustración de ubicaciones típicas de juntas soldadas de las categorías A, B, C y D.

▪ **De Acuerdo a ASME Sec VIII Div 1 : 2013 Pressure Vessels**

A: Juntas Soldadas longitudinales dentro de un cuerpo principal, cámaras de comunicación, transiciones en diámetro; cualquier junta soldada dentro de una esfera o dentro de una cabeza formada.

B: Las juntas soldadas circunferenciales dentro del cuerpo principal, cámaras de comunicación.

C: Juntas soldadas que conecten bridas, placas tubulares o tapas planas o cuerpos principales a cabezas formadas a las cámaras de comunicación.

D: Juntas soldadas conectando boquillas a cuerpos principales, a esferas a transiciones en diámetro a cabezas.

a) Máximo Desalineamiento permitido

Table UW-33		
Customary Units		
Section Thickness, in.	Joint Categories	
	A	B, C, & D
Up to $\frac{1}{2}$, incl.	$\frac{1}{4}t$	$\frac{1}{4}t$
Over $\frac{1}{2}$ to $\frac{3}{4}$, incl.	$\frac{1}{8}$ in.	$\frac{1}{4}t$
Over $\frac{3}{4}$ to $1\frac{1}{2}$, incl.	$\frac{1}{8}$ in.	$\frac{3}{16}$ in.
Over $1\frac{1}{2}$ to 2, incl.	$\frac{1}{8}$ in.	$\frac{1}{8}t$
Over 2	Lesser of $\frac{1}{16}t$ or $\frac{3}{8}$ in.	Lesser of $\frac{1}{8}t$ or $\frac{3}{4}$ in.
SI Units		
Section Thickness, mm	Joint Categories	
	A	B, C, & D
Up to 13, incl.	$\frac{1}{4}t$	$\frac{1}{4}t$
Over 13 to 19, incl.	3 mm	$\frac{1}{4}t$
Over 19 to 38, incl.	3 mm	5 mm
Over 38 to 51, incl.	3 mm	$\frac{1}{8}t$
Over 51	Lesser of $\frac{1}{16}t$ or 10 mm	Lesser of $\frac{1}{8}t$ or 19 mm

b) Juntas soldadas a tope deberán tener una penetración completa y la fusión completa, la superficie de las soldaduras deberá ser lo suficientemente libre de ondas gruesas, surcos, superposiciones, para permitir la correcta interpretación de los exámenes no destructivos necesarios radiográficos y otros.

c) Una reducción de espesor debido al proceso de soldadura se proporciona aceptable bajo las siguientes condiciones:

- La reducción de espesor no reducirá el material de las superficies adyacentes por debajo del espesor mínimo requerido en cualquier punto.

- La reducción de espesor no deberá exceder de $1/32$ (1 mm) o 10% del espesor nominal de la superficie adyacente, lo que sea menor.

d) Máxima refuerzo permitida.

Customary Units		
Material Nominal Thickness, in.	Maximum Reinforcement, in.	
	Category B & C Butt Welds	Other Welds
Less than $3/32$	$3/32$	$1/32$
$3/32$ to $3/16$, incl.	$1/8$	$1/16$
Over $3/16$ to $1/2$, incl.	$5/32$	$3/32$
Over $1/2$ to 1, incl.	$3/16$	$3/32$
Over 1 to 2, incl.	$1/4$	$1/8$
Over 2 to 3, incl.	$1/4$	$5/32$
Over 3 to 4, incl.	$1/4$	$7/32$
Over 4 to 5, incl.	$1/4$	$1/4$
Over 5	$5/16$	$5/16$
SI Units		
Material Nominal Thickness, mm	Maximum Reinforcement, mm.	
	Category B & C Butt Welds	Other Welds
Less than 2.4	2.5	0.8
2.4 to 4.8, incl.	3	1.5
Over 4.8 to 13, incl.	4	2.5
Over 13 to 25, incl.	5	2.5
Over 25 to 51, incl.	6	3
Over 51 to 76, incl.	6	4
Over 76 to 102, incl.	6	5.5
Over 102 to 127, incl.	6	6
Over 127	8	8

- e) Juntas a tope en transición 3:1, en diferencia de espesores varia en más de $1/4 t$ (plancha menor) o $1/8$ pulg, el menor
- f) Las juntas longitudinales deberán estar separadas por al menos 5 veces el espesor de la plancha más gruesa.
- g) Defectos, tales como grietas, poros, y la fusión incompleta, detectadas visualmente, será eliminado por medios mecánicos.
- h) Las aberturas estarán situadas al menos $1/2$ pulg (13 mm) de juntas A, B o C del borde de la soldadura en planchas de espesor $1 1/2$ (38 mm) o menores.

De Acuerdo a API 510:

La inspección visual de uniones soldadura (según requerimiento), tendrá el mismo criterio de aceptación de acuerdo a la norma de construcción.

7. CONDICIONES DE SEGURIDAD

Durante la inspección, el inspector autorizado, deberá contar con los siguientes equipos de protección personal:

- Botines de seguridad
- Chaleco con líneas reflectivas
- Casco de seguridad
- Gafas de seguridad
- Protectores Auditivos

Así mismo, el inspector deberá cumplir las reglas de seguridad establecidas en la instalación en la cual se realiza la inspección.

8. REGISTROS

- F-IND-001 Registro de Inspección Visual

9. MODIFICACIONES DEL DOCUMENTO

Versión	Fecha	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
01	12/08/2016			
		Inspector Autorizado	Coordinador de Certificaciones / Jefe de Certificaciones	Gerente de Operaciones

ST IND:		REGISTRO N°	
1. DATOS GENERALES			
CLIENTE:			
LUGAR DE INSPECCION:		FECHA DE INSPECCION:	
PRODUCTO ENSAYADO:		IDENTIFICACION:	
TIPO DE SOLDADURA:	MATERIAL BASE:		ESPESOR:
TIPO DE JUNTA:	DIAMETRO:		REFUERZO:
2. DATOS DE PROCEDIMIENTO:			
PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN:	P-IND-010 Rev.1		
TECNICA EMPLEADA:	Directa		
METODO DE INSPECCION:	CODIGO ASME SEC V 2013		
CRITERIO DE ACEPTACIÓN:	API 510 : 2014		
3. DATOS DE ENSAYO:			
ILUMINACION:			
4. EQUIPOS EMPLEADOS			
TIPO	CÓDIGO O IDENTIFICACIÓN	FECHA DE CALIBRACIÓN	
5. MAPA / REGISTRO DE INDICACIONES			
6. RESULTADOS:			
7. OBSERVACIONES:			
8. CONCLUSIONES:			
9. RESPONSABLES:			
EJECUTADO:		APROBADO:	
FECHA:		FECHA:	

Inspección Dimensional (Código de procedimiento: PIND-079)

La inspección Dimensional es importante realizar ya que se obtendrá datos reales que se usaran para cálculos en función a diámetro la cual detallaremos en el siguiente procedimiento aplicativo

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento para la inspección dimensional de recipientes de alta presión y tanques atmosféricos en fabricación o en uso.

2. ALCANCE

El alcance de la inspección dimensional es aplicable a recipientes de alta presión y tanques atmosféricos en fabricación o en uso. Además para la verificación del plano y requerimientos propios de la norma de aplicación (en caso de la fabricación) o para la determinación de dimensiones para la elaboración de la memoria de cálculo (en caso de tanques en uso).

3. DEFINICIONES

Verticalidad: Posición vertical o perpendicular de una cosa respecto a un plano horizontal con el que forma un ángulo de 90

Ovalidad: una medida de la desviación de la circularidad de una forma oval o aproximadamente elíptica.

Redondez: Cualidad de la cosa que es curva o redondeada, en vez de recta o con ángulos

Perímetro: Se refiere al contorno de una superficie o de una figura y a la medida de ese contorno.

Recipientes A Presión: Un recipiente a presión o depósito bajo presión o "pressure vessel" es un contenedor estanco diseñado para contener fluidos (gases o líquidos) a presiones mucho mayor a la presión ambiental o atmosférica.

Tanques: Depósitos diseñados para almacenar o procesar fluidos, generalmente a presión atmosférica o presión interna relativamente bajas.

4. RESPONSABILIDADES

- **Jefe de Certificaciones:**

Responsable de asegurar el cumplimiento del presente procedimiento.

Responsable de asegurar su difusión a todo el personal relacionado a la OCP.

- **Coordinador de Certificaciones:**

Revisar la actualización de normas o información técnica referida en el presente procedimiento.

- **Evaluador:**

Cumplir el presente procedimiento y utilizar solo la documentación vigente.

5. DOCUMENTO DE REFERENCIA

- CODIGO ASME SECC VIII, DIV 1: 2015
- Standard API - 620: 2013: Design and Construction of Large, Welded, Low – Pressure Storage Tanks
- Standard API 650: 2013: Welded Steel Tanks for Oil Storage.
- Standard API 653:: Tank Inspection, Repair, alteration and reconstruction.
- Standard API 510:2014: Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration

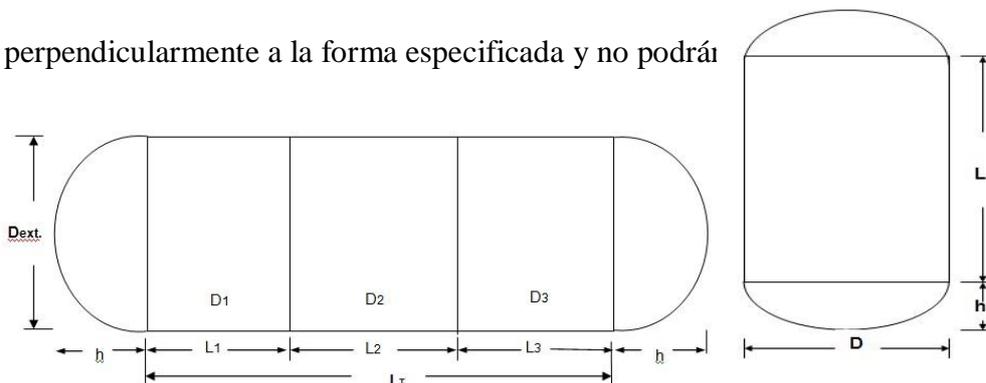
6. DESARROLLO

- Para realizar la inspección dimensional, se deberá contar con los planos de ensamble, con los cuales se deberán verificar las medidas que declara el fabricante.
- Los equipos que se utilizan para la inspección dimensional, deben estar calibrados.
- El recipiente o tanque a inspeccionar deberá estar en un lugar accesible y presentar las condiciones de seguridad establecidas.

6.1. Para Tanques Horizontales y Verticales (ASME VIII Div. 1, API 510, UL-58)

- Se deberá de medir el perímetro del recipiente o tanque, con una cinta métrica, en cada cuerpo en el que se compone, con la finalidad de determinar el diámetro externo (D).
- Para la verificación de ovalidad del recipiente o tanque, los diámetros externos (mínimos y máximos) se corregirá por el espesor de la plancha en la sección transversal, hallando que la diferencia entre el diámetro interno máximo y mínimo en cualquier sección transversal no debe exceder el 1% del diámetro nominal (DN) en la sección transversal considerada.
- Del mismo modo se medirá la longitud (L) de cada cuerpo, con una wincha calibrada, para hallar la longitud total del Cuerpo Cilíndrico (LT).
- Medición de la altura de tapa o cabezal (h), con apoyo de una plomada, que se colocará en suspensión en la parte central del cabezal, se realizará la medición con una wincha, para verificar la ovalidad de los cabezales toriesférica, semiesférica, o la cabeza elipsoidal no se desviará fuera de la forma especificada por más de 1 1/4% de D ni en el interior de la forma

especificada por más de 5/8 % de D, donde D es el diámetro interior nominal del cuerpo del tanque en el punto de unión. Estas desviaciones se medirán perpendicularmente a la forma especificada y no podrá



Datos:	Cálculos:
<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro Exterior = D_{ext}. • Perímetro = P • $\pi = 3.14159$ • Diámetro Nominal = D_n • Altura de tapa = h • Longitud total del Cuerpo Cilíndrico = L_T • Altura de tapa = h • Diámetro = D 	<ul style="list-style-type: none"> • $P =$ Longitud de Circunferencia por cuerpo ($D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$) • $D_{ext} = P / \pi$ • $D_{int.} = D_{exterior} - 2 \times$ (Espesor del material) • Longitud total del Cuerpo Cilíndrico = $L_T = L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n$ • Ovalidad = $D_{int. Max} - D_{int. Min} = D$ • $D < 1\%$ de D_n

6.2. Para Tanques Verticales (API650, API620, API653)

Verticalidad: Se realizara la medición de verticalidad con el apoyo de un soporte graduado (dispositivo para inserción de laser), el cual se graduara entre 150 a 300 mm, en la parte más alta del tanque como lo indica en la figura N° 1, se realizara 03 puntos por cada anillo para obtener el promedio, la máxima desviación de la verticalidad desde la parte más alta del cuerpo (anillo superior) a un punto situado a 300 mm arriba del fondo, no deberá exceder de 1/200 de la

altura total del tanque, la desviación en cada anillo será proporcional a la máxima.

Redondez. Se realizara medidas del perímetro, Radios medidos a 0,3 m (1ft) por encima de la soldadura esquina inferior no superarán las tolerancias descritas en la Tabla N° 4.3.

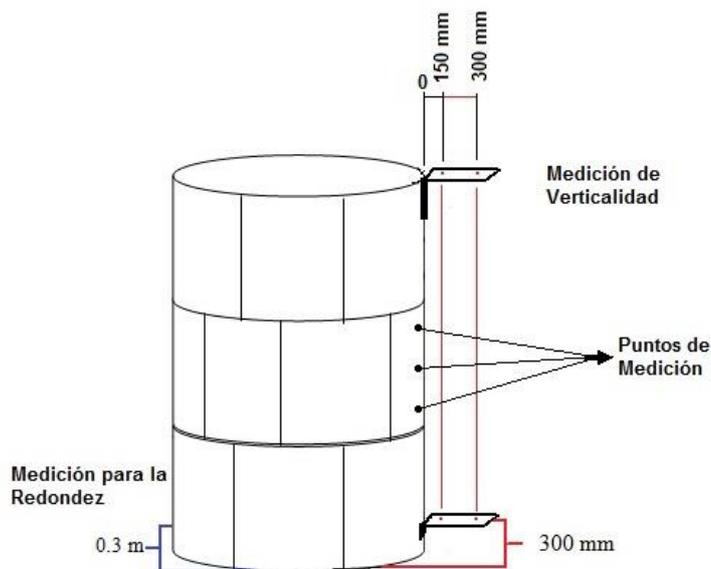


Tabla N°4.3 Tolerancia en el radio

Diámetro del tanque	Tolerancia en el radio
Hasta 12m (40 ft)	$\pm 13mm$ ($\pm \frac{1}{2}$ in.)
De 12 a 45m (40 ft a 150 ft)	$\pm 19mm$ ($\pm \frac{3}{4}$ in.)
De 45 a 75m (150 ft a 250 ft)	$\pm 25mm$ (± 1 in.)
Mayor de 75m (mayor de 250 ft)	$\pm 32mm$ ($\pm 1 \frac{1}{4}$ in.)

Interpretación:

Nuestra interpretación fundamentalmente estará basada en las comparaciones que se realiza de planos o certificados que presenta el fabricante con los resultados que el inspector obtiene de la dimensiones (variación mínima) de los recipientes y tanques en fabricación o usados.

- Si se detecta que las dimensiones inspeccionadas no concuerdan con los planos o certificados presentados por el fabricante, se mandará a rectificar las medidas en el plano y por lo tanto se recalculará el volumen y la memoria de cálculo.
- Al término de cada prueba se entregará la constancia de prueba correspondiente.

7. REGISTROS:

FIND-002 Constancia de inspección.

FIND-017 Registro de Inspección Dimensional.

FIND-165 Registro de Campo para Inspección de Tanques.

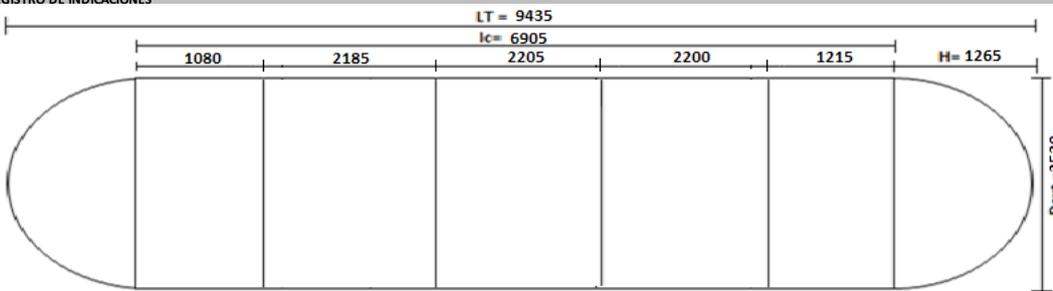
8. ANEXOS

No aplica

Ver.	Fecha	Breve descripción del cambio	Sección(es) afectada(s)
04	20.12.2016	Se cambió la versión del documento Normativo: Código ASME SEC VIII Div. 1: 2013 por Código ASME SEC VIII Div. 1: 2015	5
03	12.08.2016	Se cambió la palabra Evaluador por Coordinador de Certificaciones	4
		Se cambió la palabra Inspector por Evaluador	4

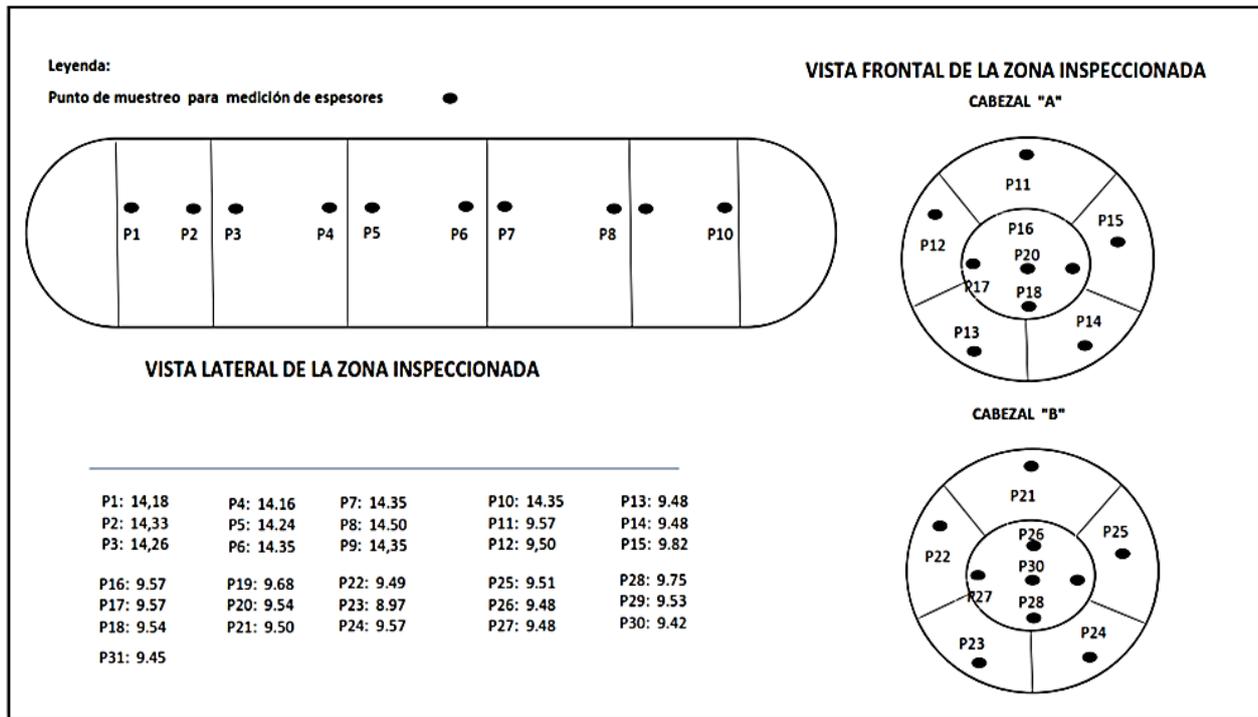
9. MODIFICACIONES DEL DOCUMENTO

Ver.	Fecha	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
04	20.12.2016			
		Coordinador de Certificaciones	Jefe de Certificaciones	Gerente de Operaciones

		REGISTRO DE INSPECCION DIMENSIONAL			Código: F-IND-017 Versión: 01 Fecha: 29/12/2014	
ST IND:		REGISTRO N°				
1. DATOS GENERALES						
CLIENTE:						
LUGAR DE INSPECCION:				FECHA DE INSPECCION:		
PRODUCTO ENSAYADO:				IDENTIFICACION:		
TIPO DE SOLDADURA:		MATERIAL BASE:			ESPESOR:	
TIPO DE JUNTA:		DIAMETRO:			REFUERZO:	
2. DATOS DE PROCEDIMIENTO:						
PROCEDIMIENTO DE INSPECCION:						
METODO DE INSPECCION:						
CRITERIO DE ACEPTACION:						
3. DATOS DE ENSAYO:						
ILUMINACION: Natural						
4. EQUIPOS EMPLEADOS						
TIPO		CÓDIGO O IDENTIFICACIÓN			FECHA DE CALIBRACIÓN	
EQUIPO (DESCRIPCION)	CODIGO DEL EQUIPO	CERTIFICADO DE CALIBRACION			FECHA DE CALIBRACION	
5. MAPA / REGISTRO DE INDICACIONES						
 <p style="text-align: center;">NOTA : Los datos estan en milímetros</p>						
6. RESULTADOS:						
ZONA DE MEDICION		DIMENSION VERIFICADA (mm)				OBSERVACIONES
∅ exterior						
∅ interior						
Longitud cilíndrica (LC)						
Embutido (H)						
Longitud Total (LT)		0				
Ovalidad Cuerpo < 1% (D)		∅ Inter.máx	∅ Inter.min	∅ Max- ∅min	% Real	
				0		
Ovalidad de Cabezal 1 1/4% (D)		∅ Inter.máx	∅ Inter.min	∅ Max- ∅min	% Real	
Verticalidad		C1	C2	C3	C4	PROMEDIO
Redondez						
7. OBSERVACIONES:						
8. CONCLUSIONES:						
9. RESPONSABLES:						
EJECUTADO:				APROBADO:		
FECHA:				FECHA:		

INSPECCION POR ULTRASONIDO (MEDICION DE ESPESORES)

- Se toman medidas de espesor para verificar el espesor del material del recipiente. Estos datos se utilizan para Determinar las tasas de corrosión y la vida útil restante del recipiente. Las mediciones del espesor se obtendrán Inspector o examinador según sea necesario y programado por el plan de inspección.
- Aunque no es necesario obtener mediciones de espesor mientras el recipiente a presión está en marcha, El monitoreo del espesor en el flujo es el método principal para monitorear las tasas de corrosión.
- El inspector revisará los resultados de los datos de inspección del espesor para buscar posibles anomalías y Debe consultar con un especialista en corrosión cuando la tasa de corrosión a corto plazo cambia Tasa identificada anterior para determinar la causa. Las respuestas apropiadas a las velocidades de corrosión aceleradas pueden incluir Lecturas adicionales de espesores, exploraciones UT en áreas sospechosas, monitoreo de corrosión / proceso y revisiones a la Plan de inspección del recipiente
- La lectura más delgada o una media de varias lecturas de medición tomadas dentro del área de un Se registrarán y se utilizarán para calcular las tasas de corrosión. Si se requieren rejillas de grosor detalladas en una LMC específica para realizar evaluaciones de FFS de la pérdida de metal, consulte las Partes 4 y 5 de la API 579-1 / ASME FFS-1 para Preparación de dichas rejillas de espesor.



ELABORACION DE REGISTRO DE INSPECCION

MEMORIA DE CÁLCULO

Con este método se calcula el espesor requerido de la pared del recipiente por condiciones de diseño y de prueba hidrostática, Y así mismo para el cabezal del recipiente esto en función hasta cuanto se puede usar los materiales y sus esfuerzo y espesor nominal

		REGISTRO DE MEMORIA DE CALCULO SEMIESFERICO		Código: F-IND-090 Versión: 01 Fecha: 29/05/2015	
S/T IND:		121751		REPORTE N°	
				50934	
DATOS GENERALES:					
TIPO DE TANQUE		Tanque para Almacenamiento de GLP			
N° SERIE		02-13800/07			
CAPACIDAD		13 800 Galones			
CODIGO DE APLICACIÓN		ASME SECC. VIII, DIV 1:2010			
CABEZAL SEMIESFÉRICO					
Diámetro Interno	2502	mm			
Radio Interior (R)	1251	mm			
Presión de Diseño (P)	250	PSI			
Esfuerzo Permisible (S)	16600	PSI	ASME SA 36 (NORMA ASME II PARTE D - 2010)		
Eficiencia (E)	1				
ESPESOR CABEZAL =		$(P * R) / (2 * S * E - 0.20 * P)$			
ESPESOR CABEZAL =		9.43	mm	0.37	plg
ESPESOR VERIFICADO		8.97	mm	0.35	plg
CUERPO CILÍNDRICO					
Diámetro Interno	2502	mm			
Radio Interior (R)	1251	mm	ASME SECC. VIII, DIV 1:2010		
Presión de Diseño (P)	250	PSI			
Esfuerzo Permisible (S)	23700	PSI	ASME SA 612 (NORMA ASME II PARTE D - 2010)		
Eficiencia (E)	1				
ESPESOR DE CUERPO		$(P * R) / (S * E - 0.60 * P)$			
ESPESOR DE CUERPO		13.28	mm	0.52	plg
ESPESOR VERIFICADO		14.16	mm	0.56	plg
ELABORADO			APROBADO		
BLAS CRISTOBAL, Tony			ARCE LEVANO, Octavio		
Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016			Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016		

No cumple el espesor verificado del cabezal

Para poder calcular el esfuerzo permisible se necesitara trabajar con la norma

- ASME SECC II PARTE D -2010 “Código de recipiente a presión sección II de materiales(propiedades)”

Se aplicara la Tabla 1 A

Table 1A (Cont'd)
Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy	Class/ Condition/ Temper	Size/Thickness, in.	P-No.	Group No.
					Desig./ UNS No.				
1	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283C	K02401	--	--	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-283	C	K02401	--	--	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-285	C	K02801	--	--	1	1
4	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333	1	K03008	--	--	1	1
5	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	1	K03008	--	--	1	1
6	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	1	K03008	--	--	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA-516	55	K01800	--	--	1	1
8	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524	II	K02104	--	--	1	1
9	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CA55	K02801	--	--	1	1
10	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CE55	K02202	--	--	1	1
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A55	K02801	--	--	1	1
12	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B55	K02001	--	--	1	1
13	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C55	K01800	--	--	1	1
14	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E55	K02202	--	--	1	1
15	Carbon steel	Sheet	SA-414	C	K02503	--	--	1	1
16	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-3	P275NH	--	--	≤2 1/4	1	1
17	Carbon steel	Bar	SA-36	--	K02600	--	--	1	1
18	Carbon steel	Plate, sheet	SA-36	--	K02600	--	--	1	1
19	Carbon steel	Plate, sheet	SA-662	A	K01701	--	--	1	1

Table 1A (Cont'd)
Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applicability and Max. Temperature Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)				External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1	XII		
1	55	30	NP	300 (Cl. 3 only)	NP	NP	CS-2	W12
2	55	30	NP	300 (Cl. 3 only)	650	650	CS-2	--
3	55	30	900	700	900	650	CS-2	G10, S1, T2
4	55	30	NP	700	650	650	CS-2	W12, W14
5	55	30	NP	700	650	650	CS-2	W12, W14
6	55	30	NP	NP	650	650	CS-2	G24, W6
7	55	30	850	700	1000	650	CS-2	G10, S1, T2
8	55	30	NP	NP	1000	650	CS-2	G10, T2
9	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
10	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
11	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
12	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
13	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
14	55	30	NP	700	NP	NP	CS-2	S6, W10, W12
15	55	33	NP	700	900	650	CS-2	G10, T1
16	56.5	--	NP	NP	400	400	CS-2	G10, G18
17	58	36	650	650 (SPT)	900	650	CS-2	G10, G15, T1
18	58	36	NP	700	650	650	CS-2	G9, G10, T1
19	58	40	NP	NP	700	650	CS-2	T1
20	59.5	33.4	NP	NP	650	650	CS-2	--

Table 1A (Cont'd)
Section I; Section III, Classes 2 and 3;* Section VIII, Division 1; and Section XII
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials
 (*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding														
Line No.	-20 to													
	100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	15.7	...	15.7	...	15.7
2	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8
3	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
4	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
5	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
6	13.4	13.4	13.4	...	13.4	13.4	13.4	13.0	12.6
7	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
8	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
9	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
10	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
11	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
12	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
13	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
14	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
15	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
16	16.1	16.1	16.1	...	16.1	16.1
17	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
18	16.6	...	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
19	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
20	17.0	...	17.0	...	17.0	17.0	17.0	17.0	16.5

El esfuerzo calculado se interpreta de la siguiente forma:

$$16.6 \times 1000 \text{ PSI} = 16\ 600 \text{ PSI}$$

OTRO MÉTODO PARA CALCULAR

Se puede calcular de la siguiente manera como referencia al texto CAU 2012 comparativo de normas ASME SEC VIII Div.1 - ASME SEC VIII Div.2 de cálculos de esfuerzo

ASME Sección VIII, División 1:

Menor que $\frac{UTS}{3.5}$ ó $\frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$

ASME Sección VIII, División 2:

Menor que $\frac{UTS}{2.4}$ ó $\frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$

PD 5500

Menor que $\frac{UTS}{2.35}$ ó $\frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$

EN 13445

Menor que $\frac{UTS}{2.4}$ ó $\frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$

La tensión mínima hallada se remplaza de la siguiente manera

$$\frac{58\ 000}{3.5} = 16571.4 \approx 16\ 600 \text{ PSI}$$

Con este esfuerzo permisible el recipiente no cumple el espesor requerido por lo tanto este recipiente queda observado para otra evaluación, la solución comúnmente para el usuario es remplazar el material donde se encontraron espesores bajos para hacer un nuevo cálculo.

Por lo tanto: el espesor verificado no cumple con lo requerido según memoria de cálculo.

Desde esta fórmula que es la memoria de cálculo podemos decir que el recipiente o tanque ya no cumple con el espesor requerido por lo tanto se no se pasaría a hallar la vida remanente por lo tanto este tanque pasa a evaluaciones

De igual manera usaremos los métodos normales o convencionales para poder apreciar la diferencia de métodos establecidos

En este caso se aplicara lo investigado en el siguiente:

Análisis FFS de regiones corroídas

- **General**

El espesor real y la velocidad de corrosión máxima para cualquier parte de un recipiente se pueden ajustar en cualquier inspección Teniendo en cuenta lo siguiente.

- **Métodos de evaluación alternativos para adelgazamiento**

Una alternativa a los procedimientos en 7.4.2 y 7.4.3, componentes con adelgazamiento debajo del espesor requerido Se puede emplear el siguiente método indicado por métodos de análisis del Código ASME, Sección VIII, División 2, Apéndice 4 o API 579-1 / ASME FFS-1, Anexo B-1

Al usar el Código ASME, Sección VIII, División 2, Apéndice 4, el valor de tensión utilizado en la presión original el diseño del recipiente se reemplazara por el valor

máximo de estrés admisible (S_m) de la División 2 si la tensión de diseño es menor o igual a dos tercios de límite elástico mínimo especificado a la temperatura. Si el estrés de diseño original es mayor de dos tercios de resistencia a la fluencia mínima especificada a la temperatura, luego dos tercios de límite elástico mínimo especificado se sustituirá por S_m . Cuando se utilizará este enfoque, un ingeniero deberá realizar este análisis para poder utilizar los datos correctos para los cálculos y obtención de datos

Teniendo en cuenta toda esta información para el análisis del **“MODELO PARA DETERMINAR LA AMPLIACION DE LA VIDA UTIL DE RECIPIENTES A PRESION DE ALMACENAMIENTO DE GLP”**

Procedemos a revisar el código ASME, Sección VIII, División 2, Apéndice 4

CUERPO CILINDRICO Y CABEZAS HEMISFÉRICAS

Según lo indicado se explica de la siguiente manera:

Se determinará el espesor mínimo requerido del cabezal esférico y cabezas hemisféricas usando la siguiente ecuación:

$$t = \frac{D}{2} \left(\exp \left[\frac{0.5P}{SE} \right] - 1 \right) \quad (4.3.4)$$

Teniendo en cuenta la información sobre el esfuerzo permisible para la aplicación de esta fórmula se reemplazara por un esfuerzo permisible mucho mayor la cual ese dato se encontrar en el Código ASME, Sección II Part, D la cual está en La Tabla 5A proporciona tensiones admisibles para materiales ferrosos para la construcción de la Sección VIII, División 2. Esta tabla es organizado de la misma manera que la Tabla 1 A.

		REGISTRO DE MEMORIA DE CALCULO SEMIESFERICO		Código: F-IND-090 Versión: 01 Fecha: 29/05/2015	
S/T IND:		121751		REPORTE N°	
				50934	
DATOS GENERALES:					
TIPO DE TANQUE		Tanque para Almacenamiento de GLP			
N° SERIE		02-13800/07			
CAPACIDAD		13 800 Galones			
CODIGO DE APLICACIÓN		ASME SECC. VIII, DIV 1:2010			
CABEZAL SEMIESFÉRICO					
Diámetro Interno		2502	mm	ASME SECC. VIII, DIV 2:2010	
Radio Interior (R)		1251	mm	7.4.4 Alternative Evaluation Methods for Thinning	
Presión de Diseño (P)		250	PSI	Una alternativa a los procedimientos de 7.4.2 y 7.4.3, los	
Esfuerzo Permisible (S)		24166.6	PSI	componentes con adelgazamiento por debajo del grosor requerido	
Eficiencia (E)		1		Pueden evaluarse empleando el diseño mediante métodos de análisis	
ASME SA 36 (NORMA ASME II PARTE D - 2010 TABLA -5A)					
ESPEJOR CABEZAL =		$D/2(EXP(0,5P/SE)-1)$			
ESPEJOR CABEZAL =		6.49	mm	0.26	plg
ESPEJOR VERIFICADO		8.97	mm	0.35	plg

Diámetro Interno		2502	mm	ASME SECC. VIII, DIV 1:2010	
Radio Interior (R)		1251	mm	ASME SA 612 (NORMA ASME II PARTE D - 2010)	
Presión de Diseño (P)		250	PSI		
Esfuerzo Permisible (S)		23700	PSI		
Eficiencia (E)		1			
ESPEJOR DE CUERPO		$(P * R) / (S * E - 0.60 * P)$			
ESPEJOR DE CUERPO		13.28	mm	0.52	plg
ESPEJOR VERIFICADO		14.16	mm	0.56	plg
ELABORADO			APROBADO		
BLAS CRISTOBAL, Tony			ARCE LEVANO, Octavio		
Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016			Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016		

- Aplicando el método cumple con el espesor requerido, ya que el esfuerzo cumple una función importante y es mucho mayor que en el anterior Para poder calcular el esfuerzo permisible se necesitara trabajar con la norma
- ASME SECC II PARTE D -2010 “Código de recipiente a presión sección II de materiales(propiedades)” Se aplicara la Tabla 5 A
- La fórmula que se aplica para la memoria de cálculo del cabezal y el cuerpo,

Table 5A
Section VIII, Division 2
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/ Thickness, in.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	45	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-285	A	K01700	1	1
3	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	A	K02501	1	1
4	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	50	1	1
5	Carbon steel	Plate	SA-283	B	1	1
6	Carbon steel	Plate	SA-285	B	K02200	...	t ≤ 2	1	1
7	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	55	1	1
8	Carbon steel	Plate	SA-285	C	K02801	...	t ≤ 2	1	1
9	Carbon steel	Smls. pipe	SA-333	1	K03008	1	1
10	Carbon steel	Smls. tube	SA-334	1	K03008	1	1
11	Carbon steel	Plate	SA-516	55	K01800	1	1
12	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524	II	K02104	1	1
13	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA-36	...	K02600	1	1
14	Carbon steel	Plate	SA-662	A	K01701	1	1
15	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	60	...	1	1
16	Carbon steel	Castings	SA-216	WCA	J02502	1	1
17	Carbon steel	Forgings	SA-266	1	K03506	1	1
18	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF1	K03009	1	...	1	1
19	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	60	1	1
20	Carbon steel	Forgings	SA-765	I	K03046	1	1

Table 5A
Section VIII, Division 2
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Maximum Use Temperature, °F	External Pressure Chart No.	Notes
1	45	22.5	900	CS-6	G13, T4
2	45	24	900	CS-1	G13, T3
3	48	30	1000	CS-2	G13, T1
4	50	25	900	CS-1	G13, T3
5	50	27	700	CS-1	...
6	50	27	900	CS-1	G13, T3
7	55	27.5	900	CS-1	G13, T4
8	55	30	1000	CS-2	G13, T3
9	55	30	1000	CS-2	T4
10	55	30	700	CS-2	...
11	55	30	1000	CS-2	G13, T3
12	55	30	1000	CS-2	G13, T3
13	58	36	650	CS-2	G13
14	58	40	700	CS-2	...
15	60	30	1000	CS-2	G13, T4
16	60	30	1000	CS-2	G13, T4
17	60	30	1000	CS-2	G13, T4
18	60	30	700	CS-2	G13
19	60	30	900	CS-2	G13, T4
20	60	30	1000	CS-2	G13, T4
21	60	32	1000	CS-2	G13, T3
22	60	32	1000	CS-2	G13, T3
--	--	--	---	--	--

**Table 5A
Section VIII, Division 2
Maximum Allowable Stress Values S for Ferrous Materials**

Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding																	
Line No.	-20																
	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900
1	15.0	14.1	13.7	13.5	13.3	13.1	12.8	12.5	12.2	11.9	11.5	11.1	10.7	10.4	9.2	7.9	5.9
2	16.0	15.0	14.7	14.4	14.2	13.9	13.7	13.4	13.0	12.7	12.3	11.9	11.5	10.7	9.2	7.9	5.9
3	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.6	14.4	10.7	9.2	7.9	5.9
4	16.7	15.7	15.3	15.0	14.7	14.5	14.2	13.9	13.6	13.2	12.8	12.4	11.9	10.7	9.2	7.9	5.9
5	18.0	16.9	16.5	16.2	15.9	15.7	15.4	15.0	14.7	14.2	13.8	13.3	13.0
6	18.0	16.9	16.5	16.2	15.9	15.7	15.4	15.0	14.7	14.2	13.8	13.3	13.0	10.7	9.2	7.9	5.9
7	18.3	17.2	16.8	16.5	16.2	16.0	15.7	15.3	14.9	14.5	14.1	13.6	13.1	12.7	10.8	8.7	5.9
8	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
9	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9
10	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3
11	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
12	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
13	24.0	22.6	22.0	21.6	21.2	20.9	20.5	20.1	19.6	19.0	18.4	17.8
14	24.2	24.2	24.2	24.0	23.6	23.2	22.8	22.3	21.7	21.1	20.4	19.3	19.2
15	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9
16	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9
17	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9
18	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3
19	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9
20	20.0	18.8	18.3	18.0	17.7	17.4	17.1	16.7	16.3	15.8	15.3	14.8	14.3	13.8	11.4	8.7	5.9

El esfuerzo calculado se interpreta de la siguiente forma:

$$24.0 \times 1000 \text{ PSI} = 24\,000 \text{ PSI}$$

OTRO MÉTODO PARA CALCULAR

Se puede calcular de la siguiente manera como referencia al texto CAU 2012 comparativo de normas ASME SEC VIII Div.1 - ASME SEC VIII Div.2 de cálculos de esfuerzo

ASME Sección VIII, División 1:

$$\text{Menor que } \frac{\text{UTS}}{3.5} \text{ ó } \frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$$

ASME Sección VIII, División 2:

$$\text{Menor que } \frac{\text{UTS}}{2.4} \text{ ó } \frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$$

PD 5500

$$\text{Menor que } \frac{\text{UTS}}{2.35} \text{ ó } \frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$$

EN 13445

$$\text{Menor que } \frac{\text{UTS}}{2.4} \text{ ó } \frac{\text{Límite Elástico}}{1.5}$$

La tensión mínima hallada se remplaza de la siguiente manera

$$\frac{58\,000}{2.4} = 24,166.6 \text{ PSI}$$

		REGISTRO DE TASA DE CORROSION		Código: F-IND-XXX Versión: 01 Fecha: 14/11/2016																												
ST IND:	121731	REGISTRO N°	30935																													
1. DATOS GENERALES																																
CLIENTE:	ZINSAC DEL PERU S.A.C.																															
LUGAR DE INSPECCION:	CAL.MZA. D MZA. D LOTE. 10 A.V. LOS JARDINES DE CHILLON LIMA - LIMA - PUENTE PIEDRA	FECHA DE INSPECCION:	27/10/2016																													
PRODUCTO ENSAYADO:	Tanque para Almacenamiento de GLP	IDENTIFICACION:	02-13800/07																													
TIPO DE SOLDADURA:	SMAW	MATERIAL BASE:	Cuerpo	ASME SA 612	ESPESOR:	Cuerpo	14.16 mm																									
			Cabezal	ASME SA 36		Cabezal	8.97 mm																									
TIPO DE JUNTA:	A Tope	DIAMETRO INT:	2,301.6 mm		REFUERZO:	1.5mm - 3.00mm																										
2. DATOS DE PROCEDIMIENTO:																																
CRITERIO DE ACEPTACION:	API 510:2006 (Item 7.2)																															
3. DATOS DE ENSAYO:																																
ILUMINACION:	Natural																															
4. DATOS DE INSPECCION:																																
EVALUACION DE DATA DE MEDICION DE ESPESORES																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Espesores</th> </tr> <tr> <th>Sección</th> <th>Espesor Inicial (mm)</th> <th>Espesor min.Verificado (mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cabezal A</td> <td>9.50</td> <td>9.48</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 1</td> <td>14.00</td> <td>14.18</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 2</td> <td>14.00</td> <td>14.16</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 3</td> <td>14.00</td> <td>14.24</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 4</td> <td>14.00</td> <td>14.35</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 5</td> <td>14.00</td> <td>14.35</td> </tr> <tr> <td>Cabezal B</td> <td>9.50</td> <td>8.97</td> </tr> </tbody> </table>						Espesores			Sección	Espesor Inicial (mm)	Espesor min.Verificado (mm)	Cabezal A	9.50	9.48	Cuerpo 1	14.00	14.18	Cuerpo 2	14.00	14.16	Cuerpo 3	14.00	14.24	Cuerpo 4	14.00	14.35	Cuerpo 5	14.00	14.35	Cabezal B	9.50	8.97
Espesores																																
Sección	Espesor Inicial (mm)	Espesor min.Verificado (mm)																														
Cabezal A	9.50	9.48																														
Cuerpo 1	14.00	14.18																														
Cuerpo 2	14.00	14.16																														
Cuerpo 3	14.00	14.24																														
Cuerpo 4	14.00	14.35																														
Cuerpo 5	14.00	14.35																														
Cabezal B	9.50	8.97																														
<p>DETERMINACION DE LA TASA DE CORROSION- API 510: 2014 (Item 7.1) Recipientes a presión recién instalada o cambios en el servicio de acuerdo a API 510- Ítem 7.1.2 La velocidad de corrosión puede estimarse a partir de datos publicados de tanques en servicio igual o similar de acuerdo a</p>																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CABEZAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>año de fabricación</td> <td>2007 años</td> </tr> <tr> <td>año de Inspección</td> <td>2016 años</td> </tr> </tbody> </table>						CABEZAL		año de fabricación	2007 años	año de Inspección	2016 años																					
CABEZAL																																
año de fabricación	2007 años																															
año de Inspección	2016 años																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tasa de Corrosión (TC)</th> <th>(t inicial - t actual) / (años en servicio)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Tasa de Corrosión (TC)	(t inicial - t actual) / (años en servicio)																									
Tasa de Corrosión (TC)	(t inicial - t actual) / (años en servicio)																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>t inicial (mm)</th> <th>t actual (mm)</th> <th>t requerido (mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9.50</td> <td>8.97</td> <td>6.49</td> </tr> </tbody> </table>						t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)	9.50	8.97	6.49																					
t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)																														
9.50	8.97	6.49																														
$TC = \frac{9.50 - 8.97}{9} = 0.0589$																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">CUERPO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>año de fabricación</td> <td>2007 años</td> </tr> <tr> <td>año de Inspección</td> <td>2016 años</td> </tr> </tbody> </table>						CUERPO		año de fabricación	2007 años	año de Inspección	2016 años																					
CUERPO																																
año de fabricación	2007 años																															
año de Inspección	2016 años																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Tasa de Corrosión (TC)</th> <th>(t inicial - t actual) / (años en servicio)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						Tasa de Corrosión (TC)	(t inicial - t actual) / (años en servicio)																									
Tasa de Corrosión (TC)	(t inicial - t actual) / (años en servicio)																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>t inicial (mm)</th> <th>t actual (mm)</th> <th>t requerido (mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14.00</td> <td>14.16</td> <td>13.28</td> </tr> </tbody> </table>						t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)	14.00	14.16	13.28																					
t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)																														
14.00	14.16	13.28																														
$TC = \frac{14.00 - 14.16}{9} = 0.0589$																																
<p>No se detectó disminución de espesor en el cuerpo, el valor de la tasa calculada sera en funcion del cabezal</p>																																
5. CONCLUSIONES:																																
<p>1.- El cuerpo del recipiente a presión tiene una TC = 0.050000009 2.- El Cabezal del recipiente a presión tiene una TC = 0.050000009</p>																																
ELABORADO			APROBADO																													
BLAS CRISTOBAL, Tony			ARCE LEVANO, Octavio																													
Fecha: Jueves, 27 de Octubre de 2016			Fecha: Jueves, 27 de Octubre de 2016																													

Registro de tasa de corrosión

- Medida de la pérdida de peso. este método consiste en determinar la pérdida de peso que ha experimentado un determinado metal
- Se realizara la evaluación de la tasa de corrosión para determinar cuánto es la perdida de metal corroída por mm/año la cual como dato obtenido se usara para la aplicación de vida remanente

$$\text{Corrosion rate (LT)} = \frac{t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{initial}} \text{ and } t_{\text{actual}} \text{ (years)}}$$

The short-term (ST) corrosion rate shall be calculated from the following formula:

$$\text{Corrosion rate (ST)} = \frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{\text{time between } t_{\text{previous}} \text{ and } t_{\text{actual}} \text{ (years)}}$$

Se usara como formula el ratio de corrosión a largo plazo debido a que es su primera inspección del recipiente, es tanto para el cuerpo y cabezal

Formula obtenida de la Norma API 510-2014 Ítem 7.1

- Conclusión en el cuerpo se aprecia que el espesor no reducio y por lo tanto la corrosión se mantiene esto se calcula en función a la tasa de corrosión del cabezal

VIDA REMANENTE

Es el periodo de tiempo probable, expresado en años, que se estima funcionará un bien en el futuro a partir de una determinada fecha

Conclusión: la vida útil del recipiente se extendió a 4 años y 3 meses

$$R_{\text{life}} = \frac{t_{\text{am}} - Kt_{\text{min}}}{C_{\text{rate}}}$$

Se usara la fórmula de Vida remanente obtenida de la formula API 579-1/ASME FFS-1:2007 Ítem 4.5 como otros métodos de evaluación alternativa

Calculo de vida remanente

		REGISTRO DE VIDA REMANENTE		Código: F-IND-XXX Versión: 01 Fecha: 14/11/2016																									
ST IND:	121751	REGISTRO N°	50936																										
1. DATOS GENERALES																													
CLIENTE:	ZINSAC DEL PERU S.A.C.																												
LUGAR DE INSPECCION:	CAL.MZA. D MZA. D LOTE. 10 A.V. LOS JARDINES DE CHILLON LIMA - LIMA - PUENTE PIEDRA	FECHA DE INSPECCION:	27/10/2016																										
PRODUCTO ENSAYADO:	Tanque para Almacenamiento de GLP		IDENTIFICACION:	02-13800/07																									
TIPO DE SOLDADURA:	SMAW	MATERIAL BASE:	Cuerpo ASME SA 612	ESPESOR:	Cuerpo 14.16 mm																								
TIPO DE JUNTA:	A Tope	DIAMETRO INT:	Cabezal ASME SA 36	REFUERZO:	Cabezal 8.97 mm																								
2. DATOS DE PROCEDIMIENTO:																													
CRITERIO DE ACEPTACION:	API 510:2006 (Item 7.1.2 (C)) /DE ACUERDO AL API 579 CALCULO DE LA VIDA REMANENTE PARRAFO 4.5 THICKNESS APPROACH 4.5.1.1																												
3. DATOS DE ENSAYO:																													
ILUMINACION:	Natural																												
4. DATOS DE INSPECCION:																													
EVALUACION DE DATA DE MEDICION DE ESPESORES																													
DE ACUERDO AL API 579 CALCULO DE VIDA REMANENTE PARRAFO 4,5 THICKNESS APPROACH 4,5,1,1																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sección</th> <th>Espesor Inicial(mm)</th> <th>Espesor Min verificado (mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Cabezal A</td> <td>9.50</td> <td>9.48</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 1</td> <td>14.00</td> <td>14.18</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 2</td> <td>14.00</td> <td>14.16</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 3</td> <td>14.00</td> <td>14.24</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 4</td> <td>14.00</td> <td>14.35</td> </tr> <tr> <td>Cuerpo 5</td> <td>14.00</td> <td>14.35</td> </tr> <tr> <td>Cabezal B</td> <td>9.50</td> <td>8.97</td> </tr> </tbody> </table>						Sección	Espesor Inicial(mm)	Espesor Min verificado (mm)	Cabezal A	9.50	9.48	Cuerpo 1	14.00	14.18	Cuerpo 2	14.00	14.16	Cuerpo 3	14.00	14.24	Cuerpo 4	14.00	14.35	Cuerpo 5	14.00	14.35	Cabezal B	9.50	8.97
Sección	Espesor Inicial(mm)	Espesor Min verificado (mm)																											
Cabezal A	9.50	9.48																											
Cuerpo 1	14.00	14.18																											
Cuerpo 2	14.00	14.16																											
Cuerpo 3	14.00	14.24																											
Cuerpo 4	14.00	14.35																											
Cuerpo 5	14.00	14.35																											
Cabezal B	9.50	8.97																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>t am (mm)</th> <th>tmin (mm)</th> <th>Crate(mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9.225</td> <td>8.97</td> <td>0.0589</td> </tr> </tbody> </table>						t am (mm)	tmin (mm)	Crate(mm)	9.225	8.97	0.0589																		
t am (mm)	tmin (mm)	Crate(mm)																											
9.225	8.97	0.0589																											
Vida Remanente (VR) $Riife = \frac{9.225 - 1}{0.0589} * 8.97 = \frac{0.255}{0.0589} = 4.3$																													
CUERPO																													
$Vida\ remanente = \frac{Espesor\ actual - Espesor\ requerido}{Tasa\ de\ corrosión}$																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>t inicial (mm)</th> <th>t actual (mm)</th> <th>t requerido (mm)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14.00</td> <td>14.16</td> <td>13.28</td> </tr> </tbody> </table>						t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)	14.00	14.16	13.28																		
t inicial (mm)	t actual (mm)	t requerido (mm)																											
14.00	14.16	13.28																											
Vida Remanente (VR) $VR = \frac{14.16 - 13.28}{0.058888889} = 15$																													
CONCLUSIONES																													
• La Vida Remanente del recipiente a presion en mención es de:			4.3 AÑOS																										
9. RESPONSABLES:																													
ELABORADO			APROBADO																										
BLAS CRISTOBAL, Tony Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016			ARCE LEVANO, Octavio Fecha: jueves, 27 de Octubre de 2016																										

CONCLUSIONES DE CALCULOS DE ESFUERZO PERMISIBLES

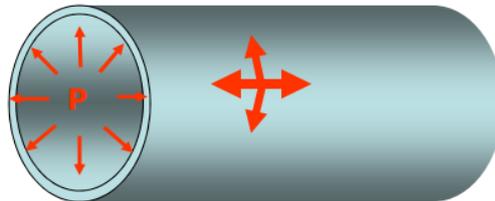
Antes, consideremos esta situación, por ejemplo este cilindro sometido a presión interna. Se producen esfuerzos en el cilindro. Dos características muy importantes de estos esfuerzos:

1. Estos esfuerzos existen en todas las partes del cilindro.
2. Si la presión es muy alta, el cilindro estallará.

Los esfuerzos existiendo en todas partes, son llamados: Esfuerzos Generales

Los esfuerzos capaces de producir colapso, son llamados: Esfuerzo Primarios

Los esfuerzos producidos son también: Esfuerzo de membrana por lo tanto estos son esfuerzos primarios de membrana :PM



Las propiedades del metal utilizado deben darnos una respuesta.

El metal tiene dos propiedades muy importantes

- Esfuerzo de Tensión donde ocurre Fractura (es la fuerza que un material puede soportar antes que sufra una fractura)
- Limite Elástico donde las propiedades elásticas cesan (también denominado límite de elasticidad, es la tensión máxima que un material elastoplástico puede soportar sin sufrir deformaciones permanentes)

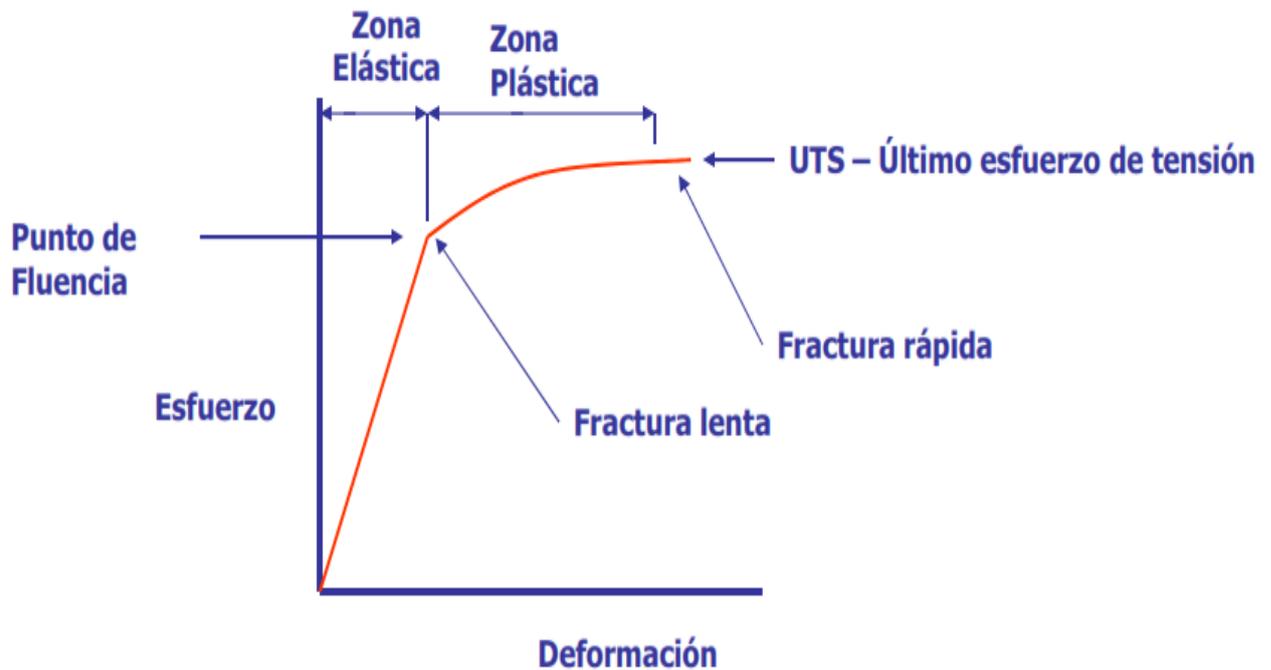
Estas propiedades se pueden observar en la siguiente gráfica

Esto se conoce con el Diagrama de Esfuerzo – Deformación

Estas son las dos propiedades – Rendimiento y Resistencia a la tensión, depende de la razón a la cual la carga (presión) es aplicada

La Fractura rápida se ubica aquí

La fractura lenta se ubica aquí



4.24. Requerimientos De Salud, Seguridad Y Medio Ambiente

Salud

En el área del tanque que se prueba será resguardada con cintas de precaución o peligro, se ubicarán rótulos de “PELIGRO TRABAJOS EN CALIENTE”

Se dispondrá de un botiquín de primeros auxilios en el lugar de trabajo, el cual estará bajo la responsabilidad del Ingeniero de Campo.

Los riesgos especiales asociados con esta actividad son:

- Físicos por accidentes producidos por trabajo en sitios confinados, trabajos de altura y uso del equipo usado para realizar la prueba hidrostática. Por Liberación no planeada de altas presiones y energía.

- b) Químicos por olores producidos por fuentes de agua con residuos de condesados o mercaptanos. Quemaduras en caso de incendio.
- c) Ergonómicos por condiciones de trabajo de los operadores en sitios confinados.

Los controles establecidos para los riesgos listados son los siguientes:

- a) Los trabajadores involucrados en esta fase serán instruidos sobre las normas que deben ser observadas para trabajar en sitios confinados, altura y manejo de equipo pesado. El operador del equipo también será instruido para que su asistencia prevenga al resto de trabajadores que puedan sufrir accidentes.
- b) Las máquinas que trabajan en cuerpos de agua serán puestas bajo una inspección previa para verificar que no existan derrames de aceite o combustible que puedan generar incendio o contaminación. Si un derrame toma lugar, el personal estará equipado con paños absorbentes.
- c) Los trabajadores involucrados en esta fase serán instruidos con las normas y reglas especiales a ser seguidas mientras se trabaja en el área de alta presión de tanques.
- d) Solamente el personal autorizado podrá estar en el área de la prueba hidrostática. Esta área de prueba será claramente marcada con una cinta de precaución, barreras y avisos para evitar la entrada a personal no autorizado.
- e) No se permitirá el paso de maquinaria pesada que circulen por el área de tanques.

Seguridad

El equipo de protección personal es obligatorio (EPP)

- a) Identificación
- b) Gafas de seguridad
- c) Guantes

- d) Ropa de trabajo
- e) Casco
- f) Botas de seguridad con punta de acero
- g) Protección auricular
- h) Arnés de Seguridad con su respectiva línea de vida.

La presión de operación de los equipos no debe exceder a la presión de calibración de las válvulas de seguridad señalada en la autorización de los mismos.

Medio ambiente

En todos los trabajos el personal se someterá a los procedimientos ambientales y de seguridad que el cliente mantiene para sus normales operaciones. Independientemente de los procedimientos del cliente, el personal deberá estar capacitados para que los contaminantes generados por esta actividad tales como: papel, cartón, plástico, etc. serán recolectados en bolsas plásticas y transportadas al final del día hacia el recolector central en donde serán manejados conforme el plan de manejo de desechos del cliente.

Los desechos contaminados con hidrocarburos serán recolectados y almacenados temporalmente e identificados hasta su entrega al cliente o gestor autorizado.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- El manejo de sistemas de GLP requiere de la aplicación de medidas estrictas de control de seguridad, debido a la naturaleza del fluido, al material del tanque y a las condiciones de presión de almacenamiento.

- La funcionalidad de los tanques y la seguridad integral del personal ejecutor de las actividades de la inspección, el mantenimiento y la reparación de recipientes de GLP son seguras si se aplican los códigos y normas nacionales e internacionales a través de modelos declarativos, de fácil entendimiento, como los de este estudio.

- Las empresas que operan un recipiente sujeto a presión deben cumplir con ciertas condiciones de uso y obligaciones, disponer de los planes y procedimientos de inspección y mantenimiento con los cuales se asegura un adecuado funcionamiento de los equipos y alargan la vida útil de los mismos.

- Los tanques de almacenamiento de G.L.P. representan una porción importante en la infraestructura total de empresas comercializadoras públicas como privadas.

- La aplicación e interpretación correcta de los ensayos no destructivos (END), constituyen una herramienta muy versátil para identificar cualquier anomalía, sin embargo, requieren de un alto grado de preparación y mucho conocimiento en las normas correspondientes.
- Los estándares o normas son una guía para la reparación e inspección de tanques de almacenamiento pero no describen todos los posibles daños y defectos de un tanque y por ello deben ejecutarlas personal con experiencia en la toma de decisiones para casos no especificados.
- Cuando es necesario planificar un mantenimiento correctivo en un tanque de almacenamiento es necesario establecer los procedimientos adecuados para la reparación tomando en cuenta el equipo necesario, las herramientas, materiales, la mano de obra y el equipo de seguridad para la ejecución de estas actividades.
- Los tanques de G.L.P pueden resultar equipos altamente peligrosos cuando son mal diseñados, contruidos y operados, y/o cuando no son Inspeccionados periódicamente, o son inadecuadamente reparados.
- Según las normas para la inspección de tanques a presión, para el desarrollo de trabajos de inspección, se utilizan solamente la inspección visual y la medición de espesores; por lo tanto, la programación y aplicación de otras pruebas no destructivas no son necesarias, puesto que estas fueron ejecutadas como parte de la exanimación y pruebas durante la construcción del tanque.

- En el caso de los recipientes a presión cuando no se obtenga toda la información histórica, se deberá programar y ejecutar una medición de la dureza del material de las partes integrantes del tanque para determinar el tipo y característica del material utilizado.

5.2. RECOMENDACIONES

- La Inspección técnica, mantenimiento y reparación de los recipientes a presión, debe ser ejecutado solo por empresas inspectoras calificadas autorizadas por la autoridad competente, para asegurar a los usuarios que los recipientes se mantengan dentro de los límites admisibles para continuar en servicio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

API (2007) API 579-1/ASME FFS-1 Fitness-For-Service. Washington, D.C. 2nd Edit.

API (2014) API 510 - Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 10th

ASME (2013) Boiler and Pressure Vessel Code, Section II: Materials. Part A: Ferrous Material Specifications (Beginning to SA-450). New York. USA. ASME

ASME (2011) Boiler and Pressure Vessel Code, Section V: Nondestructive Examination. New York. USA. ASME

ASME (2013) Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels; Division 1. New York. USA. ASME

ASME (2010) Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII: Rules for Construction of Pressure Vessels; Division 2: Alternative Rules. New York. USA. ASME

Briones Orellana, M. (2011). *Estimación del costo de comercialización de los cilindros de GLP en la CEM Autogas*. Tesis, Universidad de Cuenca , Cuenca- Ecuador.

Castellanos Vilca, W. (2014). *factibilidad de la implementación de un modelo de negocio para la aplicación de la tecnología de inducción electromagnética bajo el esquema de la asociación público privada (APP)*. tesis, Universidad San Agustín , Escuela de Postgrado, Arequipa.

Coapaza Quispe, E. (2015). *Análisis técnico económico del uso del gas natural como alternativa energética en el sector residencial de la provincia de*

Arequipa. tesis, Universidad nacional San Agustín de Arequipa, Arequipa-Perú.

Culqui, J. (2015). *www.prezi.com*.

Dhillon, B.S. (2002). *Engineering Maintenance A Modern Approach*. New York. USA: CRC Press.

(2013). *ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA INSPECCIÓN*. Quito.

Events, P. (2017). *Todo sobre el GLP en el Perú*.

Introducción al Medidor de Espesor por Ultrasonido. (12 de 02 de 2015).

Recuperado el 14 de 12 de 2017, de

<http://www.demaquinasyherramientas.com/herramientas-de-medicion/medidor-de-espesor-por-ultrasonido>

Jimenez, F. (12 de 05 de 2012). Recuperado el 06 de 11 de 2017, de

http://www.f2i2.net/web/publicaciones/libro_seguridad_industrial/lsi_cap15.pdf

Leonardo Rommel Tapia. (1994). *Elaboración de procedimientos de inspección técnica para tanques de almacenamiento*. Quito: EPN.

Mateus, M.; Vivas, D. (2007). *Mantenimiento de Tanques hidrostáticos de techo fijo para la industria petrolera*. Quito: EPN.

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital. Gobierno de España. Secretaría de Estado de Energía. (15 de 05 de 2014). Recuperado el 06 de 11 de 2017, de <http://www.minetad.gob.es/energia/glp/Paginas/Index.aspx>

Ortega Delgado, L. m. (2015). *Análisis y diseño de recipientes a presión para almacenamiento de GLP*. Universidad nacional de ingeniería. Lima: UNI.

OSINERGMIN, PERU. (2 de 10 de 2014). Recuperado el 15 de 12 de 2017, de <http://glp.perueventos.org/10-glp/44-el-mercado-de-glp-en-el-peru>

Osinerming. (2011). *www.es.scribd.com*.

Otegui, Jose Luis ; Rubertis, Esteban. (2008). *Cañerías y recipientes de presión*. Mar del Plata. Argentina: Eudem.

Pozo, J.; Diaz, E. (2011). *Metodología para la reparación por soldadura de recipientes a presión*. Recuperado el 06 de 01 de 2018, de <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/metodologia-reparacion-soldadura-recipientes-presion/metodologia-reparacion-soldadura-recipientes-presion.pdf>

Prada Cuadra, G. A., & Paredes Torres, W. (2017). *Diseño de optimización de rutas de transporte TSP y plan de acción para incrementar la rentabilidad de Perú GLP S.A.C. Trujillo*. Tesis, Universidad privada del norte, Facultad de ingeniería industrial, Trujillo- Perú.

Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration Downstream Segment API 510 NINTH EDITION. (05 de 06 de 2006). Recuperado el 12 de 02 de 2018, de <http://www.mactechonsite.com/wp-content/uploads/API-ASME-Pressure-Vessel-Inspection-Code.pdf>

REGLAMENTO DE CONTRATACIONES DE PETRÓLEOS DEL PERÚ -

PETROPERÚ S.A. (21 de 02 de 2015). Recuperado el 06 de 02 de 18, de

<https://www.petroperu.com.pe/transparencia/archivos/ReglamentoContratacionesPETROPERU-2015-OK.pdf>

Rojas Gonzales, L. S. (2007). <http://alicia.concytec.gob.pe>. Obtenido de <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/6930>.

Romero, E. (2013). *ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS PARA LA INSPECCIÓN TÉCNICA, MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE TANQUES A*. Quito: EPN.

Sans, C. (14 de diciembre de 1998). www.ub.edu.

slideshare.net. (8 de junio de 2016). www.slideshare.net.

Tirenti, J. (2016). <https://arvengtraining.com>. Obtenido de arvengtraining.com.

Universidad Buenos Aires. (20 de 05 de 2012). Recuperado el 07 de 11 de 2017, de http://materias.fi.uba.ar/6756/Tanques_de_almacenamiento_de_hidrocarburos_1C_07.pdf

Valverde Agreda, J. I. (2017). *Plan de gestión energética en el sistema de vapor saturado en curtiembre cuenca, basado en auditoria térmica y normas peruanas, para aumentar eficiencia y reducir costos de generación de vapor*. . Trujillo - Perú.

ANEXOS

ANEXO I**PROCEDIMIENTO PARA LA INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO
Y LIMPIEZA DE TANQUES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, BIOCMBUSTIBLES
Y OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS****TÍTULO PRIMERO****DISPOSICIONES GENERALES****Artículo 1.- Objetivo**

El presente procedimiento tiene como objetivo establecer los lineamientos técnicos y de seguridad mínimos que deberán ser considerados en las actividades de inspección, mantenimiento y limpieza de tanques de combustibles líquidos, biocombustibles u otros productos derivados de los hidrocarburos; así como, regular las actividades de adecuación de tanques del Gasohol.

Artículo 2.- Alcance

El presente procedimiento es aplicable a nivel nacional a los tanques, tuberías, conexiones, equipos y otras instalaciones (en adelante "Tanques"), que almacenen Combustibles Líquidos, Biocombustibles u Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

Artículo 3.- Definiciones

Para los efectos de la presente norma, se aplicará las definiciones pertinentes contenidas en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM y sus modificatorias, así como las siguientes:

- 3.1. **Espacio Confinado:** Un espacio confinado es aquél que tiene las siguientes características:
 - a) Su tamaño y forma permiten que una o más personas puedan ingresar en él.
 - b) Puede tener un medio limitado o restringido para el ingreso o salida de él.
 - c) No fue diseñado para estar ocupado en forma permanente.
 - d) Contiene una potencial atmósfera peligrosa.
 - e) La persona que ingrese a él, podría quedar atrapada o asfixiada.
 - f) Puede contener algún otro peligro para la salud o la seguridad del trabajador.
- 3.2. **Límite Inferior de inflamabilidad (Lower Flammable Limit – LFL):** La concentración mínima de vapor o gas en mezcla con el aire, por debajo de la cual, no existe propagación de la llama, al entrar en contacto con una fuente de ignición.
- 3.3. **Límite Superior de inflamabilidad (Upper Flammable Limit – UFL):** La concentración máxima de vapor o gas en mezcla con el aire, por encima de la cual, no tiene lugar la propagación de la llama, al entrar en contacto con una fuente de ignición.
- 3.4. **Entrada de Hombre:** Abertura también denominada "Manhole", construida en un tanque o recipiente, para facilitar el ingreso y salida del personal con el fin de realizar actividades de inspección, mantenimiento o limpieza en su interior.
- 3.5. **Permiso de Ingreso a Espacio Confinado:** Documento escrito por el cual el responsable autoriza el ingreso a un espacio confinado para la realización de actividades de inspección. En ningún caso para realizar trabajos en el interior.
- 3.6. **Permiso de Trabajo:** Documento escrito por el cual el responsable autoriza la realización de actividades de inspección, mantenimiento, reparación, instalación o construcción, entre otras, bajo ciertas condiciones de seguridad, en un período definido y sin el cual no se deberá realizar tales actividades. Esta autorización debe estar predeterminada en el tiempo y el área en donde se desarrollará los trabajos, indicando en el documento la constancia de las medidas de seguridad a realizarse para la ejecución de los trabajos.
- 3.7. **Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza:** Documento escrito donde se establece las acciones o lineamientos, mecanismos y frecuencias para la realización de las actividades de inspección, mantenimiento y limpieza de tanques.
- 3.8. **Responsable del Área:** Ingeniero colegiado y habilitado, designado por el Titular de la Instalación, responsable de emitir los Permisos de Trabajo o Permisos de Ingreso a Espacio Confinado, quien se encuentra debidamente entrenado y calificado en materia de seguridad y operación de la instalación.
- 3.9. **Responsable del Trabajo:** Ingeniero colegiado y habilitado, debidamente entrenado y calificado a quién se le emite el Permiso de Trabajo o el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado; es responsable del personal de la instalación o de los contratistas encargados de la ejecución del trabajo de inspección, mantenimiento o limpieza de tanques.
- 3.10. **Titular de la Instalación:** Persona natural o jurídica inscrita en el Registro de Hidrocarburos del OSINERGMIN que asume la responsabilidad del cumplimiento del presente procedimiento, así como de la normativa del subsector hidrocarburos, aplicable a la instalación, sin perjuicio de las demás exigencias que impongan las leyes o las autoridades competentes.
- 3.11. **Trabajo en caliente:** Es cualquier trabajo que genera calor, fuego o chispas, como por ejemplo los trabajos de remachado, soldadura, oxicorte, quemado. También serán considerados, como trabajos en caliente, la perforación o taladrado, el esmerinado, el pulido u operaciones similares que produzcan chispas.
- 3.12. **Trabajo en frío:** Es cualquier trabajo que no genere calor, fuego ni chispas, así como todos aquellos trabajos en los que no se empleen herramientas y equipos que produzcan calor, fuego o chispas.

Artículo 4.- Responsabilidades y Autorizaciones

El Titular de la Instalación es responsable del cumplimiento del presente procedimiento, por parte de su personal o de terceros, así como de las disposiciones técnicas y de seguridad del subsector Hidrocarburos aplicables a la instalación.

Artículo 5.- Permisos de Trabajo y Permisos de Ingreso a Espacio Confinado

- 5.1. El Titular de la Instalación deberá designar a un ingeniero colegiado y habilitado, debidamente entrenado y calificado como Responsable del Área, quien autorizará la ejecución de las actividades de inspección, mantenimiento y limpieza de los tanques, mediante la emisión de los Permisos de Trabajo o Permisos de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda.
- 5.2. El Permiso de Trabajo y el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado serán emitidos en original y una copia (en cartulina) en el lugar donde se realizarán las actividades de inspección, mantenimiento o limpieza y antes de que se inicie la labor correspondiente. El permiso otorgado sólo es válido para el lugar, personal, trabajo específico, fecha y horas indicadas.
- 5.3. No se ejecutará trabajos en frío, trabajos en caliente e ingreso a espacios confinados para la inspección, mantenimiento o limpieza de los tanques, sin la emisión previa del Permiso de Trabajo o Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda. En el caso de los trabajos en caliente, se deberá tomar precauciones especiales y, se deberá solicitar un nuevo Permiso de Trabajo cuando se produzcan interrupciones mayores a una (01) hora.

- 5.4. El Responsable del Área emitirá el correspondiente Permiso de Trabajo o el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, al Responsable del Trabajo, previa verificación de las condiciones operativas y de seguridad existentes en el lugar donde se ejecutará las actividades de inspección, mantenimiento o limpieza. En caso de variar alguna de las condiciones operativas bajo las cuales fue otorgado el permiso correspondiente, se deberá emitir uno nuevo.
- 5.5. El Responsable del Trabajo deberá ser un ingeniero colegiado y habilitado, debidamente entrenado y calificado para la ejecución de las labores de inspección, mantenimiento y limpieza de tanques.
- 5.6. El Permiso de Trabajo deberá contener como mínimo la información indicada en el formato de "Permiso de Trabajo" que se adjunta en el Anexo II de la presente resolución.
- 5.7. El Permiso de Ingreso a Espacio Confinado deberá contener como mínimo la información indicada en el formato de "Permiso de Ingreso a Espacio Confinado" que se adjunta en el Anexo III de la presente resolución.
- 5.8. Durante la ejecución de las actividades de inspección, mantenimiento o limpieza, el Responsable del Área podrá verificar las condiciones de seguridad y suspender o cancelar el Permiso de Trabajo o el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, por alguno de los siguientes motivos:
 - a) No cumplir con las disposiciones de seguridad.
 - b) No manipular, transportar, eliminar y disponer adecuadamente de los residuos de los tanques.
 - c) No usar equipos o elementos de protección exigidos.
 - d) Dar distinto uso a las herramientas y/o equipos incluyendo los de seguridad para los que fueron aprobados.
 - e) Evidente fatiga del personal.
 - f) Elevación de temperatura o presencia de gas en el área.
 - g) Falta de orden y limpieza en la zona de trabajo.
 - h) Si las condiciones de trabajo ponen en riesgo al personal o instalaciones.
 - i) En caso de emergencia, el trabajo se suspenderá de inmediato poniendo en resguardo al personal, equipos e instalaciones.
 - j) Cualquier otra circunstancia, que a criterio del Responsable del Área, constituya un peligro para la instalación o el personal.
- 5.9. Al término de las actividades, el Responsable del Trabajo deberá dejar el área limpia y segura y entregará el Permiso de Trabajo o el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, debidamente suscrito, al Responsable del Área, quién deberá evaluar el lugar de trabajo verificando que las actividades encomendadas fueron concluidas y que se cuenta con las condiciones de seguridad para reiniciar las operaciones. Asimismo, el Responsable del Área deberá suscribir el Permiso de Trabajo o el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, en señal de conformidad.

Artículo 6.- Riesgos en la Inspección, mantenimiento o limpieza

Los riesgos involucrados antes, durante y después de las actividades de inspección, mantenimiento o limpieza de tanques, así como los procedimientos de control y respuesta ante emergencias que se puedan presentar, deberán ser considerados en el Plan de Contingencias, el cual deberá ser puesto a disposición de OSINERGMIN cuando lo solicite.

TÍTULO SEGUNDO

PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO Y LIMPIEZA DE TANQUES

Artículo 7.- Aspectos generales sobre la inspección, mantenimiento y limpieza

- 7.1. Cada instalación deberá contar con un Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza que establezca los mecanismos y frecuencias para la ejecución de dichas actividades.
- 7.2. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza deberá incluir que el personal encargado de dichas actividades, antes, durante o después de dichas actividades, deberá cumplir con los siguientes requisitos, según corresponda:
 - a) Conocer las características del producto almacenado y los riesgos de su manipulación.
 - b) Conocer y revisar las rutas de evacuación y el Plan de Contingencias de la instalación.
 - c) Aislar el área en la que se va a desarrollar el trabajo, mediante el uso de barreras, señalización adecuada y letreros con leyendas preventivas de seguridad.
 - d) Aislar completamente el tanque, efectuando el cierre de las líneas de recepción, despacho y demás conexiones al tanque, además de colocar los respectivos avisos de cierre. Tener especial cuidado de desconectar el sistema de recuperación de vapores en caso se encuentre interconectado con otros tanques.
 - e) Realizar la inspección externa de tanques y, del área circundante para determinar si existe algún peligro que requiera la adopción de medidas preventivas adicionales.
 - f) Cortar el suministro eléctrico de todos los equipos eléctricos comprometidos en el área de trabajo, además de colocar sus respectivos avisos de corte. Si fuera necesaria energía eléctrica para alguna fase de los trabajos, dicha energía debe estar alimentada a través de conductores debidamente protegidos; además, todos los aparatos deben estar conectados a tierra, incluido el tanque.
 - g) Tomar las precauciones necesarias para prevenir la acumulación y descarga de electricidad estática del tanque.
 - h) Colocar avisos de "No Fumar" en el área de trabajo y mantener los equipos fuera del alcance de cualquier llama abierta o fuente de ignición.
 - i) Prohibir el acceso del personal no autorizado en la zona o área aislada, u otras acciones que comprometan la seguridad de los trabajos a realizar.
 - j) Antes de proceder a realizar cualquier actividad, se deberá colocar dentro de la zona de trabajo los equipos de protección contra incendio necesarios.
 - k) Realizar la inspección de los equipos a utilizar (verificar calibración de instrumentos según especificaciones del fabricante). Los equipos eléctricos y de iluminación deberán estar en buen estado y ser adecuados según la clasificación de áreas eléctricas.

- l) Realizar la inspección de los implementos de protección personal.
 - m) Verificar permanentemente que no exista fuentes de ignición y materiales o equipos que permitan la ignición en el área de trabajo.
 - n) Efectuar las pruebas para determinar la presencia de atmósferas peligrosas en el interior del tanque y en los ambientes aledaños.
 - o) Manipular, transportar, eliminar y disponer adecuadamente de los residuos de los tanques, de acuerdo a las normas pertinentes.
- 7.3. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza deberá ser elaborado de acuerdo a las características de cada instalación, pudiendo tomar como referencia las normas y prácticas recomendadas siguientes:
- API Std 653. Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques;
 - API RP 1626. *Práctica Recomendada para Almacenamiento y Manipulación de Etanol y Mezclas de Etanol – Gasolina en Terminales de Distribución y Estaciones de Servicio;*
 - API RP 1631. *Práctica Recomendada para Revestimiento Interior e Inspección Periódica de Tanques Enterrados;*
 - API RP 1632. *Práctica Recomendada para Protección Catódica de Sistemas de Tuberías y Tanques Enterrados de almacenamiento de petróleo;*
 - API Std 2015. *Norma para Entrada Segura y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo, Planificación y Gestión de la Entrada del tanque desde la Parada hasta la Reanudación del Servicio;*
 - API RP 2016. *Práctica Recomendada para Entrada y Limpieza de Tanques de Almacenamiento de Petróleo;*
 - OSHA 29 CFR 1910.146. *Permiso Requerido para Espacios Confinados;*
 - NFPA 326. *Norma para Salvaguardia de los Tanques y Contenedores para Entrada, Limpieza o Reparación*
- 7.4. El Titular de la Instalación será responsable por el contenido del Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, y por los sucesos que pudieran ocurrir por un defecto u omisión en el mismo.
- 7.5. En el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza deberá estar señalado expresamente el nombre, documento de identidad y profesión del Responsable del Área designado por el Titular de la Instalación, además de los cambios de dicho personal que pudieran ser efectuados.

Artículo 8.- Requerimientos de Información

OSINERMIGN podrá solicitar cuando lo considere pertinente, lo siguiente:

- 8.1. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza de la instalación, para efectuar la revisión del contenido del mismo.
- 8.2. La documentación correspondiente que certifique el entrenamiento, calificación y competencia técnica del Responsable del Área, Responsable del Trabajo y del personal a cargo de la ejecución de los trabajos para la inspección, mantenimiento y limpieza de los tanques.
- 8.3. Cualquier otra documentación que OSINERGMIN considere pertinente para verificar el cumplimiento del mencionado Procedimiento.
- 8.4. Cabe precisar, que la negativa a proporcionar la información mencionada en los párrafos precedentes, así como en los artículos 6º y en el numeral 11.9 del artículo 11º del presente procedimiento, será considerada como impedimento de la fiscalización.

Artículo 9.- Sobre el Procedimiento para la Inspección

- 9.1. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza determinará los mecanismos y frecuencias para las actividades de inspección de los tanques.
- 9.2. Las labores de inspección deberán ser realizadas por personal calificado, previa obtención del Permiso de Trabajo o Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5º del presente procedimiento.
- 9.3. Antes de realizar las actividades de inspección de los tanques, el personal encargado deberá seguir lo señalado en el numeral 7.2 del artículo 7º del presente procedimiento.
- 9.4. Las actividades de inspección deberán ser ejecutadas siguiendo lo señalado en los artículos 12º, 13º, 14º y 15º del presente procedimiento, de ser el caso.
- 9.5. Las actividades de inspección de la hermeticidad de tanques enterrados, contenidas en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, deberán cumplir con la norma para la inspección periódica de hermeticidad de tanques y tuberías enterrados que almacenan combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2009-EM y sus modificatorias.
- 9.6. Para el caso de tanques enterrados, las actividades de inspección para la determinación de presencia de agua en el interior del tanque deberá cumplir con lo señalado en el párrafo anterior.
- 9.7. Los resultados obtenidos de las actividades de inspección deberán ser anotados en el Libro de Registro de Inspección de la instalación, el cual debe ser puesto a disposición de OSINERGMIN, cuando lo solicite.

Artículo 10.- Sobre el Procedimiento para el Mantenimiento

- 10.1. Los trabajos de mantenimiento deberán ser realizados de acuerdo al Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza y en función de los resultados obtenidos en las actividades de inspección.
- 10.2. Los trabajos de mantenimiento deberán ser realizados por personal calificado, previa obtención del Permiso de Trabajo y Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5º del presente procedimiento.

- 10.3. Antes de realizar los trabajos de mantenimiento, el personal encargado deberá seguir lo señalado en el numeral 7.2 del artículo 7° del presente procedimiento.
- 10.4. Las actividades de mantenimiento deberán ser ejecutadas siguiendo lo señalado en los artículos 12°, 13°, 14°, 15° y 16° del presente procedimiento, de ser el caso.
- 10.5. Cuando los trabajos de mantenimiento impliquen cualquier alteración del cuerpo del tanque o de las tuberías (trabajos de metalmecánica, cambios de accesorios o elementos que involucren conexión o desconexión de tuberías, etc.), el Titular de la Instalación deberá someter el tanque, antes de la puesta en servicio del mismo, a la evaluación de la hermeticidad, para lo cual se deberá emitir los certificados y actas que correspondan.
- 10.6. En el caso de tanques enterrados, la evaluación de la hermeticidad deberá ser realizada conforme a lo establecido en la norma aprobada por Decreto Supremo N° 064-2009-EM y sus modificatorias. Una Empresa Inspector, deberá emitir el Certificado de Inspección de Hermeticidad del Tanque, el Informe de Inspección y actas que correspondan.
- 10.7. Los resultados obtenidos de las labores de mantenimiento serán anotadas en el Libro de Registro de Mantenimiento de la instalación, el cual debe ser puesto a disposición de OSINERGMIN, cuando lo solicite.

Artículo 11.- Sobre el Procedimiento para la Limpieza

- 11.1. Las labores de limpieza deberán ser realizadas de acuerdo al Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, el mismo que deberá especificar el procedimiento y la frecuencia de limpieza de los tanques.
- 11.2. La limpieza del interior del tanque deberá ser efectuada cuando las características técnicas de calidad del combustible almacenado en dicho tanque difieran de las señaladas en la Norma Técnica Peruana aprobada por INDECOPI que resulte aplicable o a falta de ella, de la norma ASTM correspondiente.
- 11.3. Las labores de limpieza deberán ser realizadas por personal calificado previa obtención del Permiso de Trabajo o Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, según corresponda, por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del presente procedimiento.
- 11.4. Antes de realizar los trabajos de limpieza, el personal encargado deberá seguir lo señalado en el numeral 7.2 del artículo 7° del presente procedimiento, según corresponda.
- 11.5. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, deberá señalar expresamente las condiciones que determinarán si la limpieza del tanque se realizará con o sin ingreso al interior del mismo, además de detallar cómo se efectuará el tipo de limpieza determinado.
- 11.6. Cuando se determine que la limpieza se realizará sin ingreso al interior del tanque, se podrá efectuar la recirculación del producto del tanque desde el exterior, sin necesidad de dejarlo fuera de servicio, permitiendo de esta manera realizar la remoción de los lodos, residuos, agua y otros contaminantes existentes en el fondo del tanque, para posteriormente retornar el producto limpio. Se deberá efectuar las pruebas necesarias que garanticen la limpieza del tanque, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza.
- 11.7. Cuando se determine que la limpieza se realizará con ingreso al interior del tanque, en adición a lo señalado en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, se deberá cumplir con los artículos 12°, 13°, 14° y 15° del presente procedimiento.
- 11.8. Se podrá realizar la limpieza de la superficie interior del tanque con vapor, agua a presión, desengrasantes o desincrustantes, teniendo especial precaución al remover los lodos, residuos, agua y otros contaminantes del tanque, debido a que pueden generar atmósferas peligrosas.
- 11.9. Las actividades de limpieza realizadas y los resultados de las pruebas correspondientes deberán ser anotadas en el Libro de Registro de Limpieza de la instalación, el cual debe ser puesto a disposición de OSINERGMIN, cuando lo solicite.

Artículo 12.- Retiro del producto del tanque

- 12.1. Antes de iniciar la degasificación del tanque, deberá ser retirado todo el producto líquido, agua, sedimento u otros residuos del mismo, que sea posible, usando de preferencia bombas accionadas por aire o bombas eléctricas a prueba de explosión.
- 12.2. Antes de iniciar el retiro del producto del tanque, éste deberá ser aislado, bloqueando las tuberías y CONEXIONES (con juntas o bridas ciegas, entre otros) para evitar la entrada de líquidos y/o vapores inflamables. Asimismo, se deberá asegurar que el motor de la bomba, la manguera de succión, el tanque u otros equipos eléctricos estén conectados a tierra para evitar los riesgos de ignición electrostática.
- 12.3. Durante el retiro del producto, se deberá tener especial cuidado de eliminar producto líquido, agua, sedimento u otros residuos que puedan quedar atrapados en espacios adyacentes al tanque, espacios intersticiales, estructuras huecas, piso del tanque, compartimientos múltiples del tanque, juntas, soportes para tubos, y cualquier otra área.
- 12.4. Se deberá asegurar que el producto utilizable que ha sido retirado, el agua, sedimento u otros residuos removidos del tanque sean manipulados, almacenados, transportados y eliminados de acuerdo a la normatividad vigente y a las buenas prácticas de ingeniería.

Artículo 13.- Degasificado del tanque

- 13.1. Luego de retirar todo el producto líquido, agua, sedimento u otros residuos del tanque que haya sido posible, es necesario proceder a la degasificación del mismo, para realizar cualquier trabajo en frío o en caliente que requiera ingreso al interior del tanque.

- 13.2. El degasificado del tanque deberá ser realizado por personal calificado previa obtención del Permiso de Trabajo correspondiente por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del presente procedimiento.
- 13.3. Para efectuar el degasificado, el tanque podrá ser ventilado con aire o purgado con gas inerte, agua o vapor, a fin de eliminar vapores inflamables de la atmósfera interior del tanque y cualquier residuo remanente dentro del tanque que sea capaz de emitir vapores inflamables.
- 13.4. El método utilizado para el degasificado del tanque deberá estar descrito en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza.
- 13.5. Después del degasificado del tanque se deberá realizar mediciones para determinar la presencia de atmósferas peligrosas en el interior del tanque, de acuerdo a lo establecido en el numeral 15.4 del artículo 15° del presente procedimiento, en toda la zona de trabajo y en las áreas circundantes a ésta, según la frecuencia y límites reglamentarios establecidos en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza. Dichas mediciones serán realizadas por el Responsable del Área, y anotadas en el Permiso de Trabajo correspondiente, indicando hora y fecha de las mediciones,

Artículo 14.- Tanques sin Entrada de Hombre

- 14.1. Los tanques deberán poseer una entrada de hombre de acuerdo a las características establecidas en la norma de fabricación correspondiente.
- 14.2. Para los tanques enterrados existentes que no poseen una entrada de hombre (manhole), se recomienda instalar un manhole, de 56 cm de diámetro como mínimo, o hacer una abertura de 56 cm x 56 cm como mínimo, en la parte superior del tanque.
- 14.3. El procedimiento para la instalación del manhole o abertura del tanque deberá estar descrito en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza del STE, además de cumplir lo señalado en el artículo 16° del presente Procedimiento.

Artículo 15.- Ingreso al interior del tanque

- 15.1. El ingreso al interior del tanque estará prohibido en tanto no se haya realizado el degasificado del mismo.
- 15.2. El ingreso al interior del tanque deberá ser realizado por personal calificado previa obtención del Permiso de Ingreso a Espacio Confinado por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del presente procedimiento.
- 15.3. El Responsable del Área sólo deberá autorizar el Permiso de Ingreso a Espacio Confinado, después de haber realizado las pruebas para determinar la presencia de atmósferas peligrosas y la concentración de oxígeno en el interior del tanque.
- 15.4. Durante el ingreso al interior del tanque, se deberá realizar mediciones para determinar la presencia de atmósferas peligrosas, las que deberán estar a cargo de una persona entrenada y calificada según la frecuencia y límites reglamentarios establecidos en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza. Durante todo el monitoreo, los valores obtenidos de límite inferior de inflamabilidad (LFL) de la mezcla combustible-aire y de la concentración de oxígeno, deberán estar dentro de los límites reglamentarios, caso contrario, el personal deberá salir del tanque e interrumpir todos los trabajos.
- 15.5. El personal que ingresa al interior del tanque deberá llevar los implementos de protección y equipos de seguridad necesarios según el tipo de riesgo al que estará expuesto.
- 15.6. El Responsable del Trabajo, deberá supervisar permanentemente al personal que se encuentra realizando los trabajos en el interior del tanque.

Artículo 16.- Trabajos en caliente

- 16.1. Los trabajos en caliente deberán ser realizados por personal calificado previa obtención del Permiso de Trabajo correspondiente por parte del Responsable del Trabajo, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del presente procedimiento.
- 16.2. En el Permiso de Trabajo deberá estar expresamente señalado si el trabajo en caliente se realizará en el interior o exterior del tanque, además del trabajo específico a realizar.
- 16.3. Para realizar el trabajo en caliente en cualquier parte del tanque se deberá cumplir las siguientes condiciones:
 - a) El contenido de oxígeno no deberá ser superior al 23.5% en volumen.
 - b) Antes de iniciar el trabajo en caliente, el límite inferior de inflamabilidad (LFL) de la mezcla combustible-aire en el interior del tanque deberá ser 0% LFL.
 - c) Durante el curso del trabajo en caliente, si el límite inferior de inflamabilidad (LFL) aumenta hasta 10% LFL, todo el trabajo deberá ser detenido, el personal deberá salir del tanque y la ventilación continuará hasta que el LFL sea nuevamente 0%.
 - d) Si el trabajo en caliente fue detenido por más de una (01) hora o por la causa señalada en el párrafo anterior y requiere ser reanudado, entonces se deberá emitir un nuevo Permiso de Trabajo.
- 16.4. Los residuos como óxido, sarro, etc., generados durante el trabajo en caliente deberán ser removidos para prevenir la formación de una concentración de oxígeno superior al 23.5% o una concentración de vapores inflamables superior al 10% LFL.

TÍTULO TERCERO

ADECUACIÓN DE LOS TANQUES PARA EL ALMACENAMIENTO DEL GASOHOL

Artículo 17.- Compatibilidad de los Materiales

- 17.1. Antes que cualquier tanque sea convertido para el uso de gasohol, éste debe ser inspeccionado para asegurar su correcta operatividad y modificada, de ser necesario. Cada material que forma parte de los tanques debe ser inspeccionado antes de su adecuación para el uso de gasohol y si fuese necesario, deberá ser reemplazado. Una vez en operación, el tanque deberá ser inspeccionado periódicamente de acuerdo al Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza, y a lo establecido en el presente procedimiento, por lo que cualquier mal funcionamiento deberá ser corregido inmediatamente.
- 17.2. Para los tanques que operen con gasohol, se deberá tener especial cuidado con las características solventes de este producto, ya que puede causar el desprendimiento de residuos como óxido, sarro, etc., de las paredes internas del tanque y de las tuberías, originando el taponamiento de los filtros y acelerando el desgaste de los medidores, sellos y juntas. Los residuos pueden ser removidos por limpieza o lavado y filtrado, para lo cual se deberá cumplir lo señalado en el artículo 11º del presente procedimiento.
- 17.3. Los tanques de acero sin revestimiento interior son aptos para almacenar gasohol, debiendo considerar lo señalado en el párrafo anterior.
- 17.4. Los tanques de acero con revestimiento interno o los tanques de plástico reforzado con fibra de vidrio pueden no ser apropiados para el almacenamiento de gasohol, por ello es necesario consultar con el proveedor o el fabricante para determinar su compatibilidad con el gasohol.
- 17.5. Las tuberías no metálicas existentes, pueden no ser apropiadas para el uso de gasohol, debiendo remitirse a las especificaciones dadas por el fabricante para determinar su compatibilidad con dicho combustible.

Artículo 18.- Acciones Previas para la adecuación de las instalaciones

- 18.1. Cada instalación deberá contar con un procedimiento para la adecuación de sus instalaciones, de acuerdo a sus características particulares.
- 18.2. En adición a dicho procedimiento, se deberá cumplir lo siguiente:
 - a) Si el tanque tiene revestimiento interno, es necesario consultar con el proveedor o el fabricante para determinar su compatibilidad con el gasohol.
 - b) En caso que la instalación sea un Establecimiento de Venta al Público de Combustibles, se deberá inspeccionar las tapas de la tubería de llenado, las bocas de medición, la tapa del manhole y adaptadores para asegurar que se encuentran en buenas condiciones y prevenir el ingreso de agua al interior del tanque.
 - c) Extraer toda el agua, lodo y residuos del fondo del tanque, así como efectuar la limpieza de los tanques antes de la primera recepción de gasohol y de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento.
 - d) Instalar filtros en el sistema de despacho para asegurar la entrega de un producto limpio al cliente.
 - e) Cambiar o limpiar el filtro del sistema de despacho, de ser necesario.
 - f) Inspeccionar el equipo de bombeo diariamente para detectar cualquier señal de fuga debido al encogimiento de las empaquetaduras o por otras causas.
 - g) Calibrar el contómetro, de ser el caso, en el momento de la conversión y periódicamente después de la conversión para verificar la precisión de la medición, según la frecuencia determinada por la instalación. Se debe tener en cuenta que los óxidos o residuos pueden generar desgaste excesivo del sistema de medición, lo cual podría requerir mayor frecuencia de calibración.
- 18.3. En la primera recepción de gasohol, se recomienda llenar el tanque de 85% hasta el 90% de su capacidad.
- 18.4. Se deberá revisar el historial de problemas de presencia de agua e iniciar las medidas correctivas necesarias.

Artículo 19.- Controles para el abastecimiento de gasohol al tanque

- 19.1. Luego de la recepción de gasohol, se deberá tener especial cuidado en el control de presencia de agua en el tanque efectuando inspecciones periódicas de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza. De detectarse presencia de agua, se deberá efectuar las medidas correctivas necesarias. En el caso de tanques enterrados el control de presencia de agua, deberá ser realizado en concordancia con el Decreto Supremo N° 064-2009-EM y sus modificatorias.
- 19.2. El Procedimiento Interno de Inspección, Mantenimiento y Limpieza debe contemplar los siguientes aspectos para la correcta operación de los tanques:
 - a) Cambiar o limpiar periódicamente el filtro del sistema de despacho.
 - b) Utilizar filtros absorbentes de agua para reducir la posibilidad de expender el producto con presencia de agua.
 - c) Verificar periódicamente la presencia de agua en el tanque. Ningún nivel es aceptable.

TÍTULO CUARTO

DE LAS INFRACCIONES

Artículo 20.- Responsabilidad administrativa

Sin perjuicio de las responsabilidades civiles o penales a que hubiere lugar, constituye infracción administrativa sancionable el incumplimiento de las disposiciones del presente procedimiento.

ANEXO 2

TRANSDUCTORES PARA MEDIDORES DE ESPESORES



Funcionamiento Medidor de Espesor por Ultrasonido

Tipos de Medidores de Espesor por Ultrasonido (Introducción al Medidor de Espesor por Ultrasonido, 2015)

Los medidores de espesor por ultrasonido son herramientas sencillas para medir el espesor en una gran diversidad de materiales, tanto metálicos (ferrosos y no ferrosos) como no metálicos.

La medición del espesor de un material dado es particularmente importante cuando se analiza la **corrosión** de productos que están expuestos continuamente a la intemperie o en contacto

con el agua como, por ejemplo, postes de iluminación, embarcaciones, barras de refuerzo en concreto y prácticamente todo tipo de tubería.

En razón del principio involucrado, la técnica de medición de espesor por ultrasonido requiere una sola pared del material, por lo que es indicada en situaciones en las que no es posible acceder al lado opuesto del material que se desea medir. Por ello, también encuentra una variedad de aplicaciones de medición de espesores no necesariamente relacionada con la corrosión, sino con el **control de calidad** de productos plásticos (preformas, tuberías, tanques, embarcaciones, aislamiento de cables, etc.), cerámicos, de vidrio, de caucho y hasta en aplicaciones biomédicas, ya que puede determinar espesores de tejidos blandos, piel, grasa y paredes de vasos sanguíneos, entre otros.

De lo expuesto se desprende que podemos clasificar los medidores de espesor por ultrasonido en dos grandes grupos: **medidores de corrosión** y **medidores de precisión**.

Medidores de corrosión

Están diseñados para la medición del espesor de pared remanente en cañerías, tanques, partes estructurales y recipientes de presión que están sujetos a corrosión interna imposible de ver desde el exterior. Para ello, emplean técnicas de procesamiento de señales que están optimizadas para detectar el espesor mínimo remanente en una pieza corroída y para este propósito utilizan **transductores de elemento doble** especiales.

Medidores de precisión

Se recomiendan para todas las demás aplicaciones, por ejemplo, metales de superficie lisa, plásticos, fibra de vidrio, materiales compuestos, caucho y cerámica. Utilizan una amplia variedad de **transductores de un solo elemento** y son extremadamente versátiles, ya que en muchos casos pueden medir con una precisión mayor de la que se logra con los medidores

de corrosión, es decir, de $\pm 0,025$ mm o más. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de transductor de elemento doble usado para corrosión y otro de un solo elemento usado para mediciones de precisión.



Transductor de un solo elemento para medición de precisión y/o sobre pintura



Transductor de elemento doble para medición de corrosión

Tipos de Medidores de Espesor por Ultrasonido – Transductores

Como podemos apreciar, los medidores de espesor por ultrasonido usan distintos tipos de transductores (también conocidos como **palpadores**), componente fundamental de estos dispositivos que determinan su aplicabilidad.

Básicamente, existen dos grandes grupos de transductores para la medición por ultrasonido: los **transductores de contacto** y los **transductores de inmersión**. A continuación, profundizaremos un poco más sobre los tipos de transductores que vienen incorporados con el kit de un medidor de espesor y en qué casos se usan.

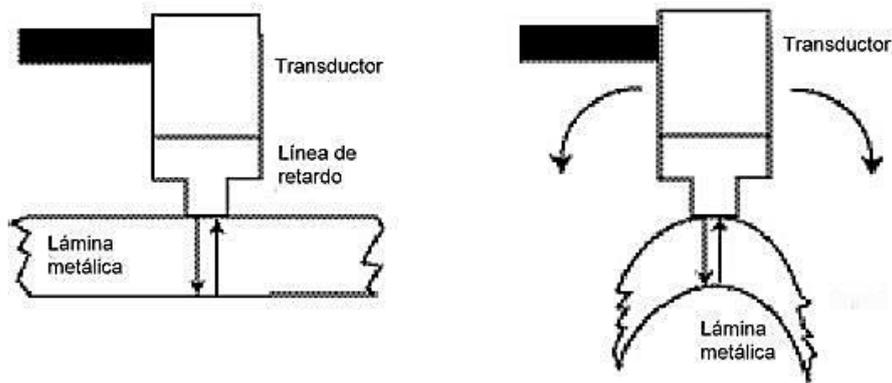
Transductores de contacto

a) Transductores de contacto directo: se emplean en contacto directo con la pieza, donde los materiales de prueba son relativamente planos y uniformes. Las mediciones con transductores de contacto directo son a menudo las más simples de implementar y, generalmente, son la primera opción para aplicaciones de medición de espesores.

Los transductores de contacto directo pueden ser de dos tipos:

- **Transductores de un solo elemento:** se usan en la mayoría de los metales y no metales que presentan paralelismo relativamente uniforme entre sus caras frontal y posterior. Dependiendo de la selección del transductor y las condiciones del material, pueden medir desde 0,13 mm hasta 380 mm en acero y plástico.
- **Transductores de elemento doble o dual:** incorporan elementos de transmisión y recepción separados, montados en una línea de retardo en un ángulo pequeño para enfocar la energía a una distancia seleccionada por debajo de la superficie de la pieza. Aunque a veces la medición con elementos duales no es tan precisa como con otros tipos de transductores, suele proporcionar un rendimiento significativamente mejor en aplicaciones de inspección de la corrosión. Por esta razón, se usan principalmente con medidores de corrosión en superficies rugosas corroídas, aunque también tienen aplicación en condiciones de alta temperatura, a través de recubrimientos, materiales delgados, resistentes al desgaste, áreas de acceso limitado, materiales difíciles de penetrar (de grano grueso/no metales), picaduras externas, tubos de calderas, tuberías de diámetro pequeño y aplicaciones de propósito general.

b) Transductores con línea de retardo: incorporan un cilindro de plástico, epoxi o sílice fundida conocido como **línea de retardo**, entre el elemento sensible del transductor y la pieza. Se usan principalmente para mediciones en materiales delgados (por ejemplo, láminas metálicas), donde es importante separar la recuperación del pulso de excitación de los ecos de fondo. Una línea de retardo se puede usar también como aislante térmico, protegiendo el transductor sensible al calor del contacto directo con piezas calientes, y su forma también puede adaptarse para optimizar el acoplamiento del sonido en espacios confinados o con curvas pronunciadas, como vemos en la figura siguiente.

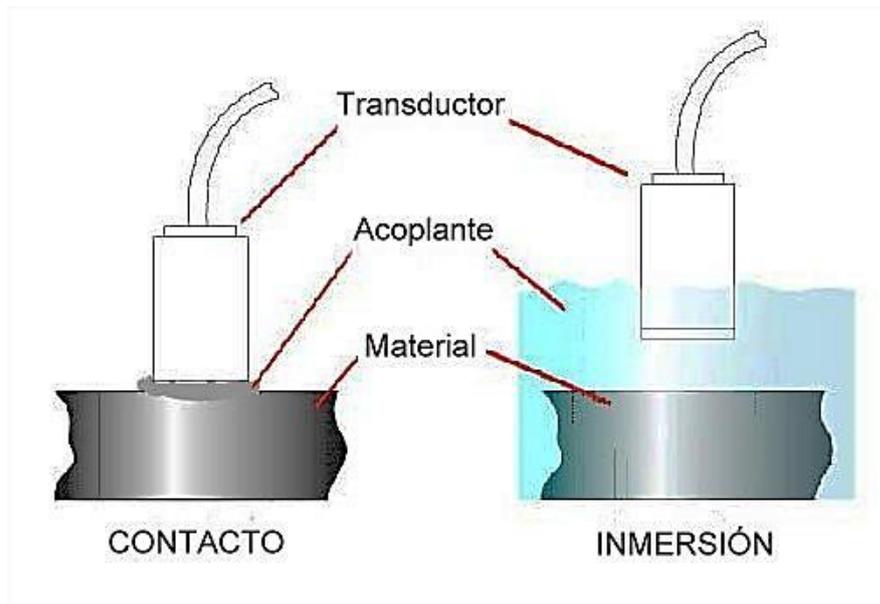


Tipos de Medidores de Espesor por Ultrasonido – Transductores Aplicación

Transductores de inmersión

A diferencia de los anteriores, estos transductores no hacen contacto de ningún tipo con la pieza a medir, sino que por lo general, tanto el transductor como la pieza están sumergidos en un fluido (que actúa, además, como acoplante) y se usan con mayor frecuencia en un sistema de escaneo automático. Los métodos de inmersión convencionales tienen el transductor y la pieza sumergidos en el tanque de inspección. Pueden usarse en la medición en línea o en proceso de productos en movimiento, en mediciones digitalizadas o en la optimización del acoplamiento en radios agudos, surcos o canales.

La figura de abajo muestra las diferencias entre transductores de contacto y transductores de inmersión.



Tipos de Medidores por Ultrasonido – transductores de contacto y transductores de inmersión

¿Qué modos de medición ofrecen los medidores por ultrasonido?

Como ya señalamos, el principio de un medidor por ultrasonido se basa en medir el tiempo de vuelo, es decir, el tiempo que insume el trayecto de una onda ultrasónica en una pieza cuando se usan transductores de contacto y de inmersión. El tipo de transductor y los requerimientos específicos de la aplicación determinarán la elección del modo de medición del tiempo de vuelo.

Los modos comunes de medición por ultrasonido son tres:

Modo 1 – Pulso Eco

Generalmente denominado modo **pulso-eco**, mide el intervalo de tiempo entre el pulso de emisión y el primer eco de fondo. Es el más común y el más recomendado, en el que se basa

la mayoría de los medidores que emplean transductores de contacto, ya sean de elemento simple o doble. Tiene la ventaja de ofrecer, normalmente, la mayor capacidad de espesor máximo, y puesto que sólo se requiere un único eco de fondo, tiene mejor capacidad de penetración en materiales difíciles, como piezas de fundición, plásticos de baja densidad y caucho. La desventaja es que el espesor mínimo medible es mayor que en otros modos y la precisión puede ser ligeramente inferior debido a las variaciones en el acoplamiento. Además, los transductores de contacto directo asociados con el Modo 1 se pueden usar únicamente en materiales cuya temperatura de superficie está por debajo de 50 °C, por lo que no es posible la medición a altas temperaturas.

Modo 2 – Eco Eco

Mide el intervalo de tiempo entre el primer eco de interfaz (después del pulso de excitación) y el primer eco de fondo. Normalmente, este modo requiere transductores con línea de retardo o de inmersión y es el más usado en mediciones en radios agudos cóncavos o convexos, en espacios confinados (mediante transductores con línea de retardo o de inmersión), en la medición en línea de materiales en movimiento (mediante transductores de inmersión) y en mediciones a alta temperatura (mediante transductores con línea de retardo a alta temperatura). La desventaja principal del Modo 2 es que el espesor máximo está limitado por la longitud de la línea de retardo.

Cuando el Modo 2 se aplica a medidores de corrosión con transductores de elemento dual, se obtiene el modo conocido como **eco-eco** o modo **sobre pintura**. Este modo se usa, típicamente, para medir el espesor de metales bajo una capa relativamente fina de pintura, resina o revestimiento no metálico similar, sin incluir el espesor del recubrimiento. Puesto que únicamente los metales producen múltiples ecos de fondo, el intervalo de tiempo medido entre dos ecos de fondo representa solamente el espesor del metal.

Modo 3

Mide el intervalo de tiempo entre dos ecos de fondo sucesivos tras el primer eco de interfaz (después del pulso de excitación). Por lo general, este modo ofrece la medición de mayor precisión y mejor resolución de espesor mínimo en una aplicación determinada, a expensas de la penetración. Su uso más común es en transductores con línea de retardo o de inmersión, cuando los requisitos de precisión y/o resolución no se pueden cumplir en los Modos 1 o 2. Sin embargo, el Modo 3 sólo se puede usar en materiales que producen ecos de fondo múltiples y limpios, típicamente en materiales de baja atenuación, como metales de grano fino, vidrio y la mayoría de las cerámicas. También ofrece la ventaja de ignorar recubrimientos metálicos finos, como la pintura, cuando se mide el espesor de metales recubiertos.

Si bien también existen otras técnicas avanzadas, por ejemplo, las mediciones patentadas ThruCoat™ y ThruPaint™, los modos de medición más habituales que encontraremos en los medidores de precio medio son los de pulso-eco (Modo 1) y eco-eco (Modo 2).

Precisamente el modo usado determina el **rango de medición** del instrumento, esto es, el intervalo entre el espesor máximo y mínimo que puede medir en un material, con un transductor y una configuración dados. Así, por ejemplo, muchos medidores tienen un rango típico de 0,6 a 500 mm en el método pulso-eco (Modo 1) y de 2,5 a 25 mm en el método eco-eco (Modo 2).

El rango de medición y la exactitud del aparato, sumados a las condiciones de medición (temperatura, espesor, tipo y geometría de material, etc.) y los transductores a usar son factores decisivos a la hora de elegir un medidor de espesor por ultrasonido.