

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN PARA OBTENER CERTIFICADO
DE HERMETICIDAD DE TANQUE DE PETRÓLEO DE 40,000 GALONES
EN LA CENTRAL TÉRMICA ATOCONGO – UNACEM”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

GREY VALER, JEAN ERNESTO

**Villa El Salvador
2017**

DEDICATORIA

A mi padre quien me ha apoyado incondicionalmente a lo largo de toda mi carrera, siempre estando allí y dándome fuerza, ánimo y consejos en momentos difíciles, a mi madre que siempre desea lo mejor para mí y mis hermanos dándome fuerzas y apoyándose con todo lo que tiene a su alcance y estará muy orgullosa luego de este gran paso tan importante para triunfar en la vida, como profesional y como persona.

A mi hermana por acompañarme, aconsejarme darme ánimos y fuerzas en todas las etapas de mi vida, a mi sobrina y mi hermano menor espero ser el mejor ejemplo para ellos y sigan este camino.

A mi novia, que esto que estoy alcanzado le sirva de ejemplo que con esfuerzo, constancia y empeño grandes resultados se obtienen, también agradecerle por el gran apoyo y ánimos para poder terminar este proyecto.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi familia y a todos los amigos que me han apoyado durante la carrera, que además me regalaron una estadía amena en la universidad.

Agradezco al Ing. Rolando Paz Purizaca y a la Ing. Margarita Murillo Manrique por los consejos y asesorías que con tan buena voluntad han apoyado el desarrollo de este proyecto de ingeniería.

Agradezco, aunque ya no se encuentre entre nosotros, al Ing. Martin Gonzales por sus consejos, por ser el ejemplo como persona y profesional durante toda la carrera a todos mis compañeros y a mi persona. Sus buenas enseñanzas siempre estarán presentes.

Agradecer a la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, a través de mi muy querida Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, que deja grandes huellas y enseñanzas, Voy a llevar muy alto su nombre, con orgullo y con amor a todos los lugares donde llegue a aportar el conocimiento adquirido

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.2.1 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	3
1.2.2 JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA.....	3
1.2.3 JUSTIFICACIÓN SOCIAL.....	3
1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	5
1.4.1 PROBLEMA GENERAL.....	5
1.4.1 PROBLEMA ESPECÍFICO.....	5
1.5 OBJETIVOS.....	6
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	6
1.5.1 OBJETIVO ESPECÍFICO.....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 BASES TEÓRICAS.....	8
2.2.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO.....	8
2.2.1.1 Definición.....	8
2.2.1.2 Clasificación.....	10
2.2.2 INTRODUCCION A LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS.....	22
2.2.2.1 Inspección superficial.....	23
2.2.2.2 Inspección volumétrica.....	40

2.2.2.3 Inspección de la integridad o hermeticidad	56
2.2.3 PROCESOS DE DETERIORO	66
2.2.3.1 Corrosión.....	67
2.2.3.2 Fatiga.....	76
2.2.3.3 Daño por exposición prolongada a la alta temperatura	78
2.2.3.4 Discontinuidades o defectos introducidos durante la fabricación	79
2.2.3.5 Avería en el fondo del tanque	84
2.2.3.6 Avería en las paredes del tanque	85
2.2.3.7 Avería en techos fijos.....	87
2.2.3.8 Avería en techos flotantes	87
2.2.3.9 Avería en accesorios.....	87
2.2.4 CERTIFICADO DE HERMETICIDAD	88
2.3 MARCO CONCEPTUAL	91
3. DESARROLLO DE METODOLOGÍA.....	94
3.1 CASO PRACTICO.....	94
3.1.1 MEDICIÓN DE ESPESORES	95
3.1.2 PRUEBA DE VACÍO.....	98
3.1.3 TINTES PENETRANTES.....	102
3.1.4 RADIOGRAFÍA INDUSTRIAL.....	103
3.2 PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA PREVIO A INSPECCIONES	108
3.2.1 ALCANCE	108
3.2.2 EJECUCION DE LIMPIEZA.....	108
3.2.2.1 Aislamiento del tanque	108
3.2.2.2 Protección de área de trabajo.....	108
3.2.2.3 Extracción de productos contenidos	109

3.2.2.4 Remoción de residuos en paredes y fondo	110
3.3 PROCEDIMIENTO DE ETAPA PREVIA DE PRUEBA DE HERMETICIDAD	
.....	112
3.3.1 MEDICION DE ESPESORES	112
3.3.1.1 Equipo.....	112
3.3.1.2 Acoplante.....	112
3.3.1.3 Calibración.....	113
3.3.1.4 Localización de puntos de medición	113
3.3.2 TINTE PENETRANTE	115
3.3.2.1 Alcance	115
3.3.2.2 Documentos de referencia	115
3.3.2.3 Método/materiales	115
3.3.2.4 Ejecución	116
3.3.2.4.1 Personal.....	116
3.3.2.4.2 Superficie.....	116
3.3.2.4.3 Aplicación de penetrante	117
3.3.2.4.4 Remoción de penetrante.....	117
3.3.2.4.5 Aplicación de revelador	118
3.3.2.4.6 Examinación/evaluación.....	118
3.3.2.5 Registros	121
3.3.2.6 Seguridad.....	123
3.3.3 PRUEBA DE VACIO	123
3.3.3.1 Alcance	123
3.3.3.2 Documentos de referencia	124
3.3.3.3 Método/materiales	124
3.3.3.4 Ejecución	125
3.3.3.4.1 Personal.....	125
3.3.3.4.2 Preparación superficie.....	126
3.3.3.4.3 Procedimiento	126

3.3.3.4.4 Evaluación	127
3.3.3.4.5 Limpieza	127
3.3.3.5 Registros	127
3.3.3.6 Seguridad.....	128
3.3.4 PRUEBA RADIOGRAFICA.....	128
3.3.4.1 Alcance	128
3.3.4.2 Objetivo	128
3.3.4.3 Documentos de referencia	128
3.3.4.4 Seguridad durante radiación	129
3.3.4.4.1 General.....	129
3.3.4.4.2 Áreas controladas.....	130
3.3.4.4.3 Isotopo radiactivo	131
3.3.4.5 Calificación del personal para la prueba.....	131
3.3.4.6 Equipos y materiales.....	131
3.3.4.6.1 Película radiográfica	131
3.3.4.6.2 Pantalla intensificadora.....	132
3.3.4.6.3 Iqi.....	132
3.3.4.6.4 Fuente de radiación.....	132
3.3.4.7 Requisitos del procedimiento	132
3.3.4.7.1 Calidad de radiografías	132
3.3.4.7.2 Procedimiento manual	133
3.3.4.8 Ejecución	135
3.3.4.8.1 Preparación superficie.....	135
3.3.4.8.2 Solicitud rt.....	136
3.3.4.8.3 Área controlada.....	136
3.3.4.8.4 Marcado de cordones de soldadura.....	136
3.3.4.8.5 Identificación de película.....	137
3.3.4.8.6 Marcadores de ubicación	137
3.3.4.8.7 Dirección de radiación	138
3.3.4.8.8 Manejo de películas	138

3.3.4.8.9 Técnica radiográfica	138
3.3.4.8.10 Precisión geométrica.....	140
3.3.4.8.11 Selección de iqui.....	140
3.3.4.8.12 Colocación de penetrametros.....	141
3.3.4.8.13 Numero de penetrametros.....	142
3.3.4.8.14 Soportes	145
3.3.4.9 Evaluación	145
3.3.4.9.1 Calidad de radiografías	145
3.3.4.9.2 Instalación de visualización de radiografías	145
3.3.4.9.3 Densidad radiográfica	146
3.3.4.9.4 Sensibilidad de iqi.....	147
3.3.4.9.5 Dispersión excesiva	147
3.3.4.10 Criterios de aceptación	147
3.3.4.11 Archivos adjuntos	148
3.3.4.12 Registros	148
3.4 PRUEBA DE HERMETICIDAD – HISDROSTÁTICA DE ESTANQUEIDAD	153
3.4.1 ALCANCE	153
3.4.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	153
3.4.3 EJECUCION.....	153
3.4.3.1 Personal	153
3.4.3.2 Procedimiento.....	154
3.4.3.2.1 Verificación	154
3.4.3.2.2 Captación de agua.....	155
3.4.3.2.3 Llenado de tanque	156
3.4.3.2.4 Control de estanqueidad	157
3.4.3.3 Evaluación	158
3.4.4 REGISTROS.....	158

3.4.5 SEGURIDAD.....	159
CONCLUSIONES.....	160
RECOMENDACIONES	161
BIBLIOGRAFÍA.....	162

A. LISTADO DE TABLAS

TABLA N° 1.....	97
TABLA N° 2.....	140

B. LISTADO DE FIGURAS

Figura 1.1 Clasificación de tanques.....	11
Figura 1.2 Clasificación de tanques.....	12
Figura 1.3 Contención secundaria	12
Figura 1.4 Tanque cono Arriba.....	13
Figura 1.5 Tanque cono Abajo	14
Figura 1.6 Tanque de pendiente única	15
Figura 1.7 Tanque de fondo de domo cónico o esferoide	15
Figura 1.8 Tanque de techo flotante externo	17
Figura 1.9 Tanque flotante interno - simple	18
Figura 1.10 Tanques de techo y pontón flotante	19
Figura 1.11 Techo tipo tejado (panal) sobre pontón flotante	19
Figura 1.12 Techo cónico soportado	21
Figura 1.13 Techo cónico soportado externamente	21
Figura 2.1 Proceso de aplicación PT	27
Figura 2.2 Aplicación de penetrante y revelador	30
Figura 2.3 Flujo Magnético	31
Figura 2.4 Campo con polaridad opuesta al original	31
Figura 2.5 Fisura luego de aplicación MT	32
Figura 2.6 Proceso MT	33
Figura 2.7 Aplicación MT con yugo MT	34

Figura 2.8 Una pequeña indicación de grieta en una biela que está enmascarada por un excesivo ruido visual de fondo	37
Figura 2.9 Indicación de fisuras y deformaciones en el borde de una biela	37
Figura 2.10 Barra de conexión procesada con partículas magnéticas e imagen. Antes y después de enjuague (revelado)	37
Figura 2.11 Detección de la imagen de una falla interna en una placa de espesor uniforme	42
Figura 2.12 Resultados de aplicación de RT a soldaduras de tope.....	42
Figura 2.13 Proceso de ejecución de RT	44
Figura 2.14 Configuración de Película	45
Figura 2.15 Generadores de rayos X y rayos gamma	46
Figura 2.16 Proceso de aplicación de UT	51
Figura 2.17 Proceso de aplicación de AET	54
Figura 2.18 Proceso de aplicación de NT	56
Figura 2.18 Proceso de aplicación de HT	62
Figura 3.1 Corrosión Galvánica	68
Figura 3.2 Corrosión Atmosférica	69
Figura 3.3 Corrosión Bajo Aislación	70
Figura 3.4 Corrosión Bajo tensiones	71
Figura 3.5 Picado o pitting	72
Figura 3.6 Corrosión por Dióxido de Carbono	73
Figura 3.7 Corrosión por Rendijas o Crevice	74
Figura 3.8 Erosión-Corrosión	75
Figura 3.9 Ataque Intergranular	75

Figura 3.10 Dealeado	76
Figura 3.11 Fatiga	77
Figura 3.12 Creep	78
Figura 3.13 Laminaciones / Exfoliaduras	79
Figura 3.14 Discontinuidades en soldaduras	83
Figura 3.15 J Crack	84
Figura 4.1 Medición de espesores - Casco	96
Figura 4.2 Medición de espesores fondo y techo	97
Figura 4.3 Evaluación de prueba de vacío	99
Figura 4.4 Preparativos de prueba de vacío	100
Figura 4.5 Ejecución de prueba de vacío	100
Figura 4.6 Certificado obtenido de Prueba de vacío	101
Figura 4.7 Prueba PT	103
Figura 4.8 Prueba PT	103
Figura 4.9 Distribución de placas radiográficas	104
Figura 4.10 Resultados RT	105
Figura 4.11 Resultados de prueba radiográfica	106
Figura 4.12 Distribución de placas radiográficas para tanque de petróleo	107
Figura 5.1 Localización de puntos de medición de Tanque	114
Figura 5.2 Registro de prueba PT.	122
Figura 5.3 Bosquejo para ubicación de placas	149
Figura 5.4 Reporte Radiográfico	150
Figura 5.5 Reporte Radiográfico (continuación)	151

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación lleva por título “**PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN PARA OBTENER CERTIFICADO DE HERMETICIDAD DE TANQUE DE PETRÓLEO DE 40,000 GALONES EN LA CENTRAL TÉRMICA ATOCONGO – UNACEM**”, para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista”, presentado por el bachiller Jean Grey Valer.

La estructura que hemos seguido en este proyecto se compone de 3 capítulos. El primer capítulo comprende el planteamiento del problema, donde explicamos la problemática de la Central Térmica Atocongo en la que se encuentra con respecto a los tanques que almacenan petróleo. El segundo capítulo se desarrolla el marco teórico y el marco conceptual, en donde explicamos la diversa cantidad de ensayos no destructivos que pudieran ser aplicados en tanques de petróleo, sus accesorios y estructura. El tercer capítulo corresponde al desarrollo del procedimiento de limpieza antes de empezar con las pruebas de inspección previas a la prueba de hermeticidad, como Tintes penetrantes, medición de espesores, prueba de vacío y prueba radiográfica, todos estos con sus respectivos registros para llenado. Por último finalizamos con el procedimiento de prueba de hermeticidad, en donde aplicamos una prueba tipo hidrostática de estanqueidad.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

La Central Térmica Atocongo (CTA), así como la planta de UNACEM viene utilizando tanques de almacenamiento de petróleo que han sido fabricados hace 15, 20 y hasta 50 años que no cuentan con certificados de hermeticidad y planos de diseño para poder determinar si sus especificaciones técnicas cubren los requisitos mínimos para su operación, por este motivo la mayoría no son declarados ante los entes supervisores del estado a pesar que se vienen utilizando de forma continua, y vienen generando observaciones y multas. Por otro lado estos tanques de almacenamiento vienen presentando fugas, corrosiones localizadas, los que generan trabajos de mantenimiento correctivo de alto costo y además pueden generar accidentes y siniestros de alto nivel de impacto en la planta, no solo en la etapa de operación, sino también al momento de realizar el mantenimiento debido a que se arriesga la integridad de las personas que las realizan. Además los posibles derrames de petróleo causados por las fugas de los tanques de

almacenamiento de los mismos generan residuos sólidos peligrosos que impactan no solamente contra la salud, sino también contra el medio ambiente.

Por ende no se cuentan con certificados de hermeticidad, que generarían multas, además de que han sido fabricados hasta hace 50 años y no vienen siendo inspeccionados de forma continua por lo que podrían generar paradas de planta, accidentes a las personas que trabajan alrededor y daños al medio ambiente y a la comunidad cercana

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El presente proyecto se justifica por las siguientes razones:

1.2.1. Justificación Técnica

Se elaborará el procedimiento de certificación de tanques de almacenamiento de hasta 40,000 galones según el API 650, tomando en cuenta un proceso en el que podremos descartar el uso del tanque de almacenamiento y posteriormente su posible certificación, mediante la aplicación de ensayos no destructivos (NDT) como ensayos de ultrasonido, radiográfico, prueba de fondo y tintes penetrantes en una secuencia de descarte rápido, evaluando los resultados obtenidos con respecto a los requisitos mínimos exigidos por la norma API 650.

1.2.2. Justificación Económica

Mediante el uso del procedimiento a elaborar podremos disminuir la cantidad de multas generadas a partir de las observaciones de parte del ente supervisor, además de la disminución en los costos de mantenimiento correctivos que son altos, debido a las condiciones de alto de riesgo en las que se realizan.

1.2.3. Justificación Social

Nos permitirá descartar el uso de los tanques que no cumplan con los requisitos mínimos y así evitar la generación de residuos peligrosos alrededor de la planta así como reducir el impacto que generan este tipo de residuos en las zonas de evacuación de estos, evitando la contaminación del medio ambiente.

1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Teórica:

El presente procedimiento utiliza como eje principal las teorías expuestas por Eugene F. Megyesy en “Manual de Recipientes a presión” en donde presenta los métodos de cálculo y especificaciones técnicas de los tanques de almacenamiento según el ASME Code for Pressure Vessels, sección VIII, división 1, que utiliza los mismos parámetros de diseño que el API 650 para cumplir los requisitos de diseño mínimos que tiene que cumplir el tanque de almacenamiento para obtener el certificado de operatividad, y de no ser así evaluar las modificaciones recomendadas por la misma. Por otro lado con respecto a los ensayos no destructivos utilizamos los fundamentos de Howard B. Cary en “Manuel de Soldadura Moderna Tomo 2” y Alonso R. García Miró Cueto en “Introducción a los ensayos no destructivos” donde exponen el correcto uso y las aplicaciones de éstas según sea el caso de los ensayos, además alineado con respecto a la ASNT (American Society for Nondestructive Testing). Además estas bibliografías nos permitirán establecer un dominio teórico que explique y defina los diferentes ensayos a realizar para relacionarlo plenamente con la propuesta económica que se plantee, posteriormente obtener el certificado de operatividad del tanque de almacenamiento de petróleo o descartarlo de posibles reúsos.

Espacial: El presente proyecto fue ejecutado en la Central Térmica Atocongo que provee energía eléctrica a la planta de UNACEM ubicado en la Av. Atocongo 2440, Villa María del Triunfo.

Temporal: El proyecto e investigación comprende el período de: febrero 2017 a mayo 2017.

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 PROBLEMA GENERAL

¿Cuál será el procedimiento de inspección para obtener certificado de hermeticidad de tanque de petróleo de 40,000 galones en la central térmica Atocongo – UNACEM?

1.4.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS.

- ¿Cuáles serán los criterios de aceptación del procedimiento de inspección para obtener certificado de hermeticidad del tanque?
- ¿Cuáles serán los ensayos no destructivos a utilizar en el procedimiento de inspección para obtener hermeticidad de operatividad del tanque?
- ¿Qué procesos de deterioro podría presentar el tanque a inspeccionar que evite obtener el certificado de hermeticidad?
- ¿Qué signos de fuga podría presentar el tanque a inspeccionar que evite obtener el certificado de operatividad?

1.5 OBJETIVOS.

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar el procedimiento de inspección para obtener certificado de hermeticidad de tanque de petróleo de 40,000 galones en la central térmica Atocongo – UNACEM.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los criterios de aceptación del procedimiento de inspección para obtener certificado de hermeticidad del tanque.
- Describir los ensayos no destructivos que se utilizaran en el procedimiento de inspección para obtener certificado de hermeticidad del tanque.
- Determinar los procesos de deterioro que podría presentar el tanque a inspeccionar que evite obtener el certificado de hermeticidad.
- Identificar los signos de fuga que podría presentar el tanque a inspeccionar que evite obtener el certificado de hermeticidad.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

En los últimos años se vienen difundiendo procedimientos y normas internacionales que establecen buenas prácticas para el control y mantenimiento de tanques e petróleo, así mismo en el Perú se ha venido regulando el uso, almacenamiento y mantenimiento supervisados por OSINERGMIN, que a pesar de esta función acredita a diversas empresas que certifiquen las buenas prácticas mediante controles y ensayos no destructivos que garanticen la integridad del mismo. Uno de estos controles importantes resulta garantizar la hermeticidad de tanques de almacenamiento de petróleo, y a pesar de que no se encuentran registradas investigaciones sobre el tema de forma directa, se han realizado procedimientos de ensayos no destructivos que aportan en la etapa previa de la ejecución de la prueba de hermeticidad.

En la Universidad Técnica de Ambato, Carrera de Ingeniería Mecánica existe una tesis referente como “Estudio de los métodos de ensayos no destructivos bajo la norma api

650 y su incidencia en la evaluación de juntas soldadas en tanques de almacenamiento”, AUTOR: Gonzalo Alberto Villavicencio Pérez. En donde concluye que para la evaluación de juntas de soldadura es recomendable utilizar la prueba de ultrasonido ya que por ser volumétrica se pueden encontrar defectos internos, y para la calificación superficial se recomienda el uso de tintes penetrantes.

En la Universidad Nacional de Trujillo, Carrera de Ingeniería Mecánica existe una tesis referente como “Evaluación estructural de las uniones soldadas en la construcción de calderas como medida de asegurar su resistencia mecánica”, AUTOR: Joel Rolando Quispe Infantes. En donde recomienda con suma importancia la evaluación del espesor de plancha constantemente con un equipo de ultrasonido, teniendo en cuenta que el espesor de la plancha es directamente proporcional a la presión de uso.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO

2.2.1.1 DEFINICIÓN

Un tanque de almacenamiento es un depósito, generalmente para retener líquidos y a veces gases comprimidos (tanque de gas). El término se puede usar para reservorios (lagos artificiales y estanques) y para depósitos manufacturados. El uso de la palabra tanque para los depósitos es universal en el lenguaje común.

Los tanques de almacenamiento funcionan bajo ninguna (o muy poca) presión interna, distinguiéndolos de los recipientes a presión. Los tanques de almacenamiento son a menudo de forma cilíndrica, son perpendiculares al suelo con fondos planos, y tienen un techo fijo o flotante.

Generalmente hay muchas regulaciones ambientales aplicadas al diseño y operación de tanques de almacenamiento, a menudo dependiendo de la naturaleza del fluido contenido dentro. Los tanques de almacenamiento en superficie (AST) difieren de los tanques de almacenamiento subterráneos (USTs) con respecto a las consideraciones de diseño y, por lo tanto, las regulaciones aplicables también.

Como se ha mencionado, los tanques están destinados a transportar grandes cantidades de líquido, vapor o incluso sólidos para una variedad de aplicaciones de proceso. Las aplicaciones del proceso incluyen lo siguiente, aparte de la función de almacenamiento puro:

- a. Asentamiento
- b. Mezcla
- c. Cristalización
- d. Separación de fases
- e. Intercambio de calor
- f. Reactores

Sin embargo, el almacenamiento en grandes cantidades es el propósito principal de los tanques. El almacenamiento puede ser para una red de ventas en la que debe haber suficiente stock para satisfacer la demanda sin interrupción alguna, o el almacenamiento puede ser para una planta de proceso para facilitar el funcionamiento ininterrumpido de una planta aguas abajo o almacenamiento intermedio dentro de la planta para almacenar productos por un corto tiempo de duración.^[1]

2.2.1.2 CLASIFICACIÓN

Una de las clasificaciones fundamentales empleadas en los tanques se basa en la ubicación del tanque, ya sea por encima o por debajo del terreno, cuyo diseño y características de fabricación varían drásticamente. El número de tanques sobre el suelo está muy por encima de los que están por debajo del suelo, y tienen su fondo directamente descansando sobre una base de tierra o concreto. En algunos casos específicos, los tanques se colocan en parrillas, lo que facilita la inspección periódica de las placas de fondo del tanque. La figura 2.1 nos muestra visión más amplia de las clasificaciones.

a) **Según la característica de seguridad** del tanque, generalmente para tanques pequeños.

De un solo casco, suelen ser cilíndricos con orientación vertical u horizontal, como se muestra en la figura 1.2. Los tanques horizontales están generalmente soportados por dos soportes tipo calzas. Utilizan más espacio de parcela que los tanques verticales, pero tienen la ventaja de que se pueden ver las fugas a medida que ocurren. También, el agua se puede drenar fácilmente de una válvula de drenaje situada en la parte inferior.

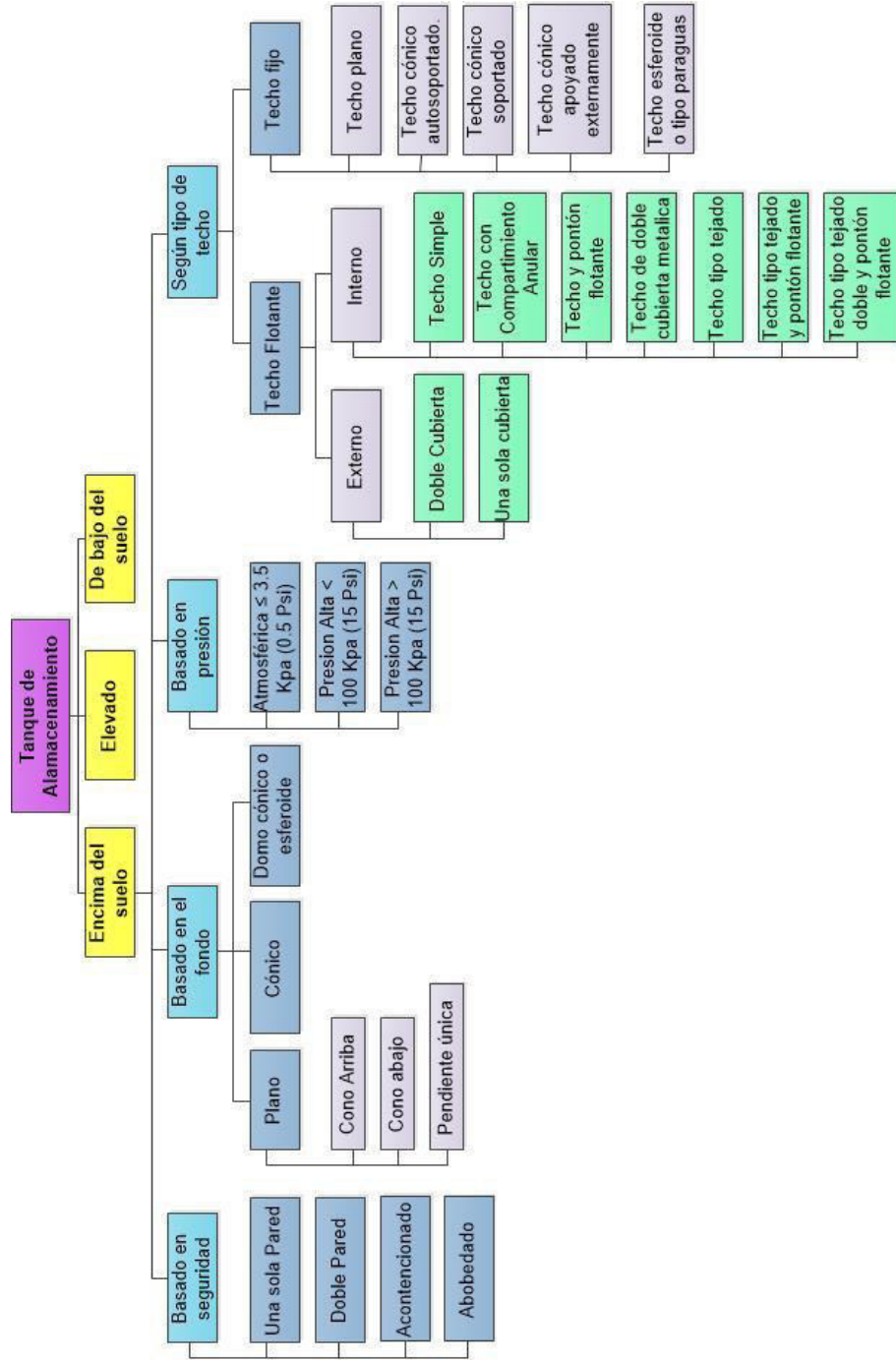


Figura 1.1 Clasificación de tanques [1]

De doble casco, son comunes tanto para aplicaciones subterráneas como subterráneas, ya que el tanque exterior puede contener una fuga del depósito interno y también sirve como un medio para detectar fugas. Normalmente son depósitos cilíndricos con orientación vertical u horizontal.

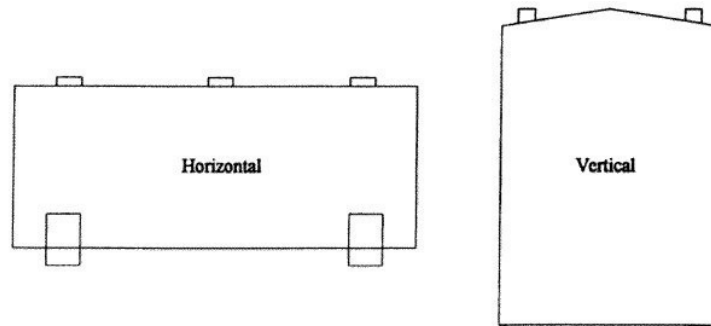


Figura 1.2 Clasificación de tanques [2]

Tanque con contención secundaria, se pueden construir con una presa de contención secundaria construida integralmente con el tanque. Pueden estar orientados tanto vertical como horizontalmente en formas cilíndricas y rectangulares, como se muestra en la figura 1.3. Los diques de contención secundarios pueden estar abiertos o cerrados. [2]

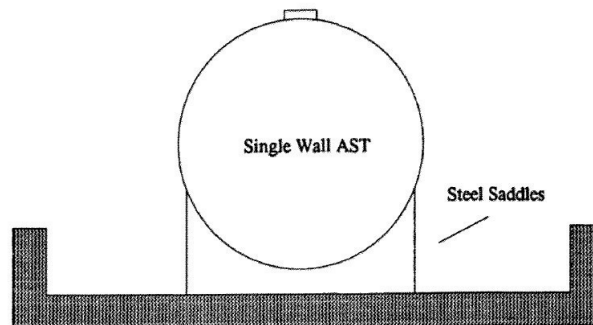


Figura 1.3 Contención Secundaria [2]

El cierre de los diques hace que el acceso al tanque de contención primario sea más difícil, pero mantiene el agua de lluvia.

b) Según fondo

Los tanques de **fondo plano**, se les denomina así debido a que se fabrican lo más cercano a plano y están subdivididos según la configuración siguiente:

- Cono arriba.- Estos fondos se construyen con un punto alto en el centro del tanque. Esto se logra coronando la cimentación y construyendo el tanque sobre la corona. La pendiente se limita a aproximadamente 1 a 2 pulgadas por cada 10 pies de recorrido. Por lo tanto, el fondo puede parecer plano, pero las existencias pesadas o el agua tienden a drenar hasta el borde, donde puede ser eliminado casi completamente del tanque, como se muestra en la figura 1.4.

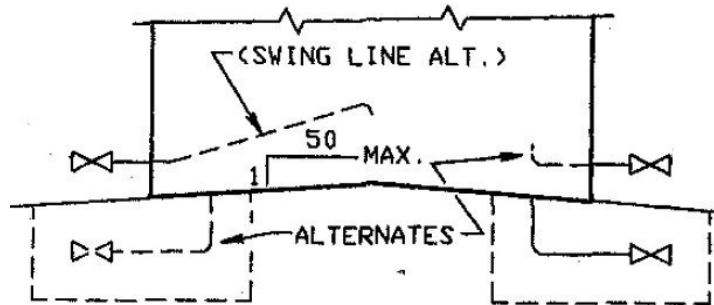


Figura 1.4 Tanque cono Arriba [3]

- Cono abajo.- El diseño con cono se inclina hacia el centro del tanque. Por lo general, hay un colector de recogida en el centro. La tubería debajo del tanque es entonces drenada a un pozo o sumidero en la periferia del tanque, resulta muy eficaz para la remoción de agua de

los tanques. El diseño es intrínsecamente más complejo porque requiere un sumidero, tubería subterránea, y un sumidero externo fuera del tanque. También es particularmente propenso a problemas de corrosión a menos que se preste una atención muy meticulosa a los detalles de diseño y construcción tales como tolerancia a la corrosión y revestimientos o protección catódica, como se muestra en la figura 1.5.

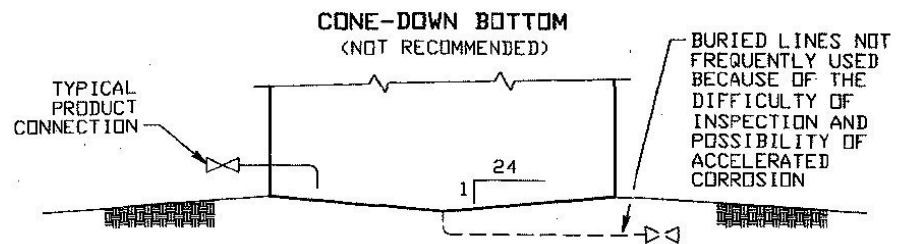


Figura 1.5 Tanque cono abajo [3]

Pendiente única.- Este diseño utiliza un fondo plano pero se inclina levemente a un lado. Esto permite que el drenaje sea dirigido al punto bajo en el perímetro, donde puede ser recolectado efectivamente. Dado que hay un aumento constante a través del diámetro del tanque, la diferencia de elevación de un lado al otro puede ser bastante grande. Por lo tanto, este diseño se limita generalmente a unos 100 pies, el diseño es generalmente como se muestra en la figura 1.6.

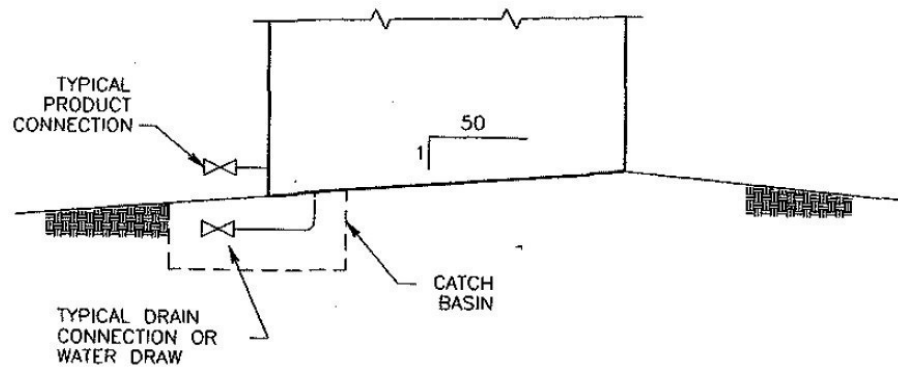


Figura 1.6 Tanque de pendiente única [3]

Los tanques de **fondo cónico** Los tanques usan a menudo un fondo cónico que proporciona el drenaje completo o aún la eliminación de los sólidos. Dado que estos tipos de tanques son más costosos, se limitan a los tamaños más pequeños y se encuentran a menudo en la industria química o en las plantas de procesamiento.

Los tanques de **domo cónico o esferoide** también proporcionan un drenaje completo y efectivo. Es costoso y difícil de construir, por lo que su uso se restringe a tamaños más pequeños.

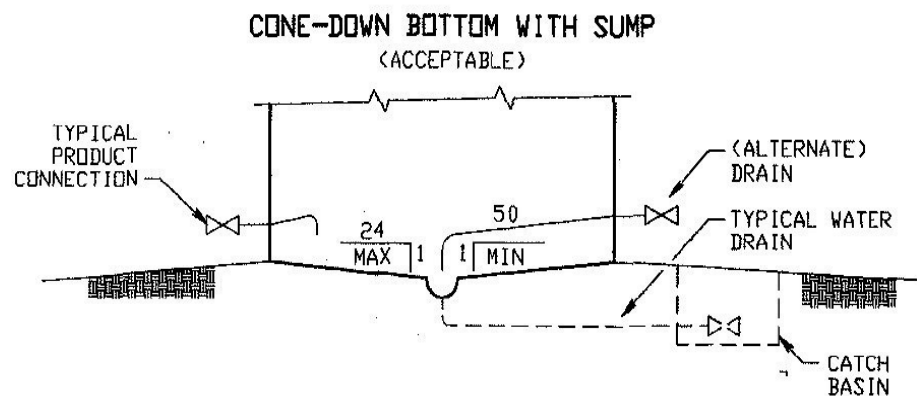


Figura 1.7 Tanque de fondo de domo cónico o esferoide [3]

c) Según presión

Estos se caracterizan según a la presión de trabajo interno de la siguiente manera:

- **Los tanques de presión atmosférica** es por mucho el más común de todos. Aunque se denominan atmosféricos, estos tanques suelen funcionar a presiones internas ligeramente por encima de la presión atmosférica, tal vez hasta la psig y generalmente sólo unas pocas pulgadas por encima. Los códigos de incendio definen un tanque atmosférico que opera desde la presión atmosférica hasta 1/2 psi por encima de la presión atmosférica. [1]
- **Los tanques de baja presión** irónicamente, la baja presión en el contexto de tanques significa tanques diseñados para una presión más alta que los tanques atmosféricos. en otras palabras, se trata de tanques de alta presión. estos tanques están diseñados para funcionar desde la presión atmosférica hasta 15 psig. [1]
- **Los tanques a presión** funcionan a una presión superior a 100 kPa (15 psig), normalmente denominados recipientes a presión. El término tanque de alta presión no es utilizado por aquellos que trabajan con estos tanques, ya que cae dentro de la categoría especializada de recipientes a presión. Las consideraciones para los recipientes a presión son totalmente diferentes, al igual que los códigos, normas y reglamentos aplicables. [1]

d) Según tipo de techo

Estos se subdividen en:

- **Techo flotante externo**, estos pueden contar con uno o dos cubiertas.

Los primeros son comunes para techos flotantes de aproximadamente 30 a 100 pies de diámetro. El techo es simplemente una cubierta de acero con un compartimento anular que proporciona flotabilidad. Los de doble cubierta están contruidos para techos flotantes muy pequeños de hasta 30 pies de diámetro. También se utilizan en diámetros que exceden los 100 pies. Son techos muy fuertes y duraderos, debido a la cubierta doble, y son adecuados para tanques de gran diámetro, el diseño y la composición se muestra en la figura 1.8.

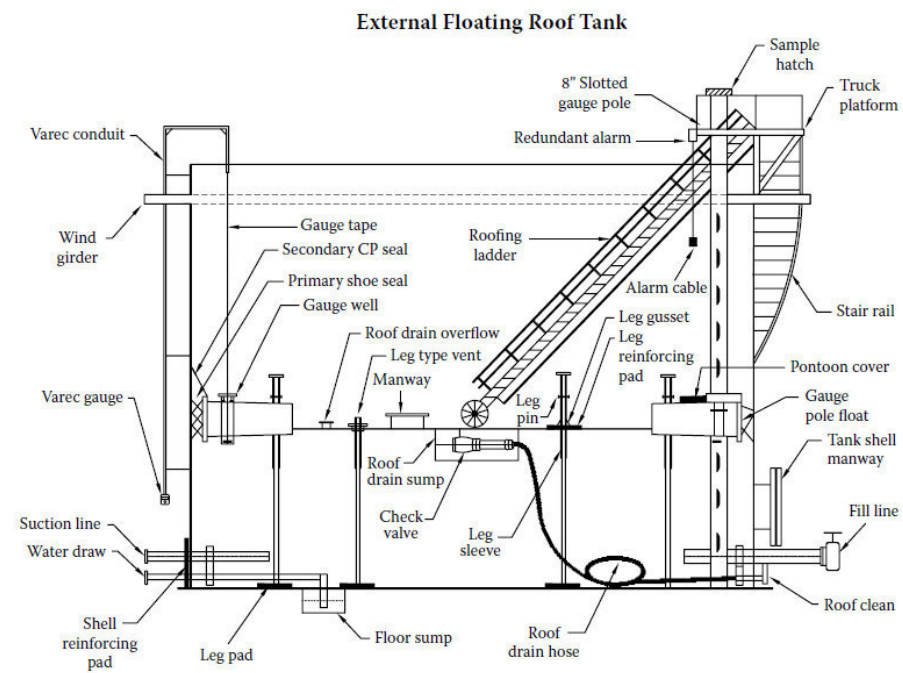


Figura 1.8 Tanque de techo flotante externo [1]

- **Techo flotante interno**, estos están subdivididos por una amplia gama:

Los tanques de **techo simple** son discos de chapa de acero con el borde hacia arriba para la flotabilidad. Estos techos son propensos a volcar y hundirse porque una pequeña fuga puede hacer que se hundan, el diseño se muestra en la figura 1.9.

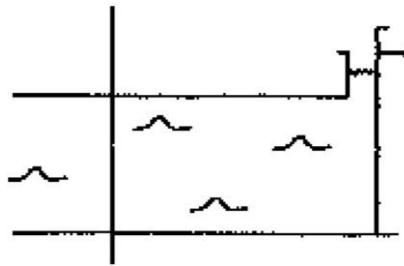


Figura 1.9 Tanque flotante interno - simple [3]

Los tanques de **techo anular** tienen compartimientos anulares abiertos en la periferia para evitar que el techo se hunda, en caso de que se produzca una fuga.

Los tanques de **techo y pontón flotante** se construyen generalmente de una piel de plancha de aluminio apoyada en una serie de pontones tubulares del aluminio. Estos depósitos tienen un espacio de vapor entre la cubierta y la superficie del líquido. El diseño se muestra en la figura 1.10.

Los tanques de **doble cubierta metálica** se construyen generalmente de una piel de plancha de aluminio apoyada en una serie de pontones tubulares del aluminio. Estos depósitos tienen un espacio de vapor entre la cubierta y la superficie del líquido. [3]

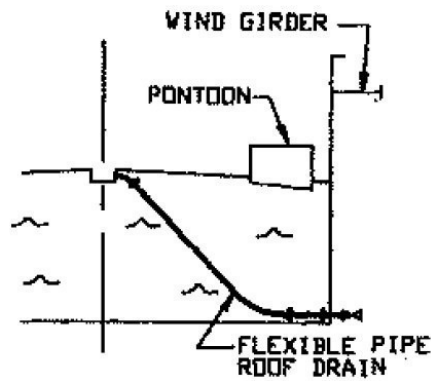


Figura 1.10 Tanques de techo y pontón flotante [3]

Los tanques de **techo tipo tejado (panal)** se construye bajo un patrón de celda hexagonal que es similar a una colmena en apariencia. El panal está pegado a las paredes de aluminio superior e inferior que la sellan. Este techo descansa directamente sobre el líquido.

Los tanques de **techo tipo tejado (panal) sobre pontón flotante** tienen su cubierta sobre el líquido, apoyada por compartimientos cerrados sobre el pontón para su flotabilidad. Estas cubiertas de tejado no están en contacto total con la superficie del líquido y normalmente están construidas de aleaciones de aluminio o acero inoxidable. El diseño se muestra en la figura 1.11.

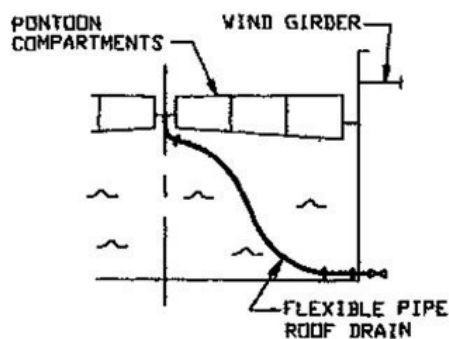


Figura 1.11 Techo tipo tejado (panal) sobre pontón flotante [3]

Los tanques de **techo tipo tejado (panal) doble sobre pontón flotante** tienen módulos de panel metálico o compuesto para compartimientos de flotabilidad. Los módulos de panel pueden incluir un núcleo de espuma de celdillas o celdas cerradas; Sin embargo, las paredes celulares dentro del módulo de panel no se consideran "compartimentos" para fines de inspección y diseño de requisitos de flotabilidad. Estos techos están en contacto total con la superficie del líquido y están contruidos típicamente de aleaciones de aluminio o de materiales compuestos aprobados por el comprador

- **Techo fijo** estos también están subdivididos por una amplia gama:

Los tanques de **techo plano** son aquellos que por la dimensión pequeña de su diámetro no requiere de soportes.

Los tanques de **techo cónico autosoportado** son aquellos que tienen techo de forma cónica pero es auto soportado debido a la rigidez que ofrece la forma del techo. [3]

Los tanques de **techo cónico soportado** se apoyan en el centro y se utiliza generalmente para tanques de tamaño mediano, por otro lado también se puede apoyar sobre varios soportes distribuidos de forma simétrica. El diseño se muestra en la figura 1.12.

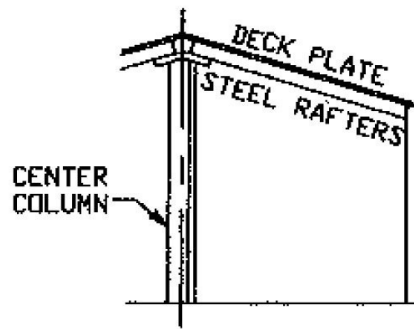


Figura 1.12 Techo cónico soportado [3]

Los tanques de **techo cónico soportado externamente** están soportados externamente incluso por medio de columnas exteriores fuera de la carcasa del tanque. El diseño se muestra en la figura 1.13.

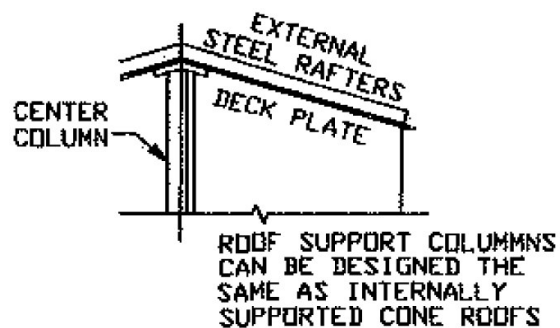


Figura 1.13 Techo cónico soportado externamente [3]

Los tanques de **techo esferoide o tipo paraguas** estos son similares a los tanques de techo de cono, pero el techo se parece a un paraguas, por lo tanto su nombre. Por lo general, se construyen a diámetros no mucho mayores de 60 pies. Estos techos de tanque pueden ser una estructura auto soportada, lo que significa que no hay soportes de columna en el inferior del tanque. [3]

2.2.2 INTRODUCCIÓN A LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)

Con el paso del tiempo los avances tecnológicos nos han permitido a realizar no destructivos, cada vez de forma mucho más sofisticada que la otra para no dañar a los equipos, o laguna parte de éste, que sometemos a prueba sin dañarlos. Los ensayos no destructivos han sido definidos como las pruebas usadas para examinar o inspeccionar una parte o material o sistema sin perjudicar la utilidad de este en un futuro (Nondestructive testing handbook, 1996). El objetivo principal de aplicar este tipo de ensayos es asegurar la integridad del producto o equipo, pronosticar futuras fallas y alargar el tiempo de vida útil al detectar en un tiempo prudente ciertos defectos o fallas que puedan ser corregidas sin mucha inversión y esfuerzo. Son métodos físicos, que no dañan o alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales del material, parte o componente sujeto a inspección. Esos métodos físicos indirectos aprovechan fenómenos como:

- La capilaridad de los líquidos
- La alteración de los campos magnéticos.
- La transmisión del sonido.
- La opacidad al paso de la radiación.

Estos se clasifican según su campo de aplicación en:

- Inspección Superficial
- Inspección Volumétrica.
- Inspección de la integridad o Hermeticidad.
- Otros métodos de inspección no destructivos.

2.2.2.1. INSPECCIÓN SUPERFICIAL

La Inspección Superficial se usa para detectar solamente discontinuidades abiertas a la superficie o a profundidades menores a 6mm y se aplican en combinación a fin de obtener resultados confiables. La inspección visual (VT) y los líquidos penetrantes (PT) detectan cualquier discontinuidad abierta a la superficie; en tanto que las partículas magnéticas (MT) y el electromagnetismo (ET) detectan discontinuidades subsuperficiales, siempre y cuando estas no sean profundas.

- a. La inspección visual (VT).- Es un método de inspección superficial que consiste en la observación de los materiales a simple vista o con la ayuda de instrumentos ópticos. Se basa en la capacidad y experiencia del inspector para detectar observaciones relevantes mediante el sentido de la vista y además este posea la mayor cantidad posible de información acerca de las características de la pieza en evaluación para evaluar e interpretar acertadamente los posibles defectos a detectar.

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

altura de llenado del recipiente. Siendo más específicos se pretende realizar una observación general de los tanques con la finalidad de que se detallen los siguientes aspectos:

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

Las averías típicas detectadas en la estructura y casco del tanque pueden ser de tres tipos: grietas, disbonding (desunión) y corrosión. Resulta complicado detectar desuniones mediante medios visuales porque es generalmente una condición interna que no se puede observar en la superficie del tanque. Por otro lado entre las condiciones de inspección externa debe centrarse a examinar la integridad mecánica y obtener la confiabilidad del equipo, sitios de corrosión (localizadas, galvánicas, picaduras, generalizadas) en las uniones soldadas, pin de arrastre, integridad de los accesorios, como son: sumidero, manholes, tubo de aforo catedral de limpieza, líneas de entrada, salida y retorno del producto almacenado.

Factores como el acceso al área a inspeccionar resultan de vital importancia para obtener resultados confiables en este tipo de prueba, además de la seguridad en cómo se realice mediante

andamios, plataformas y escaleras. Se deben acondicionar protecciones adicionales, si fuera necesarios para evitar potenciales lesiones o accidentes que pueden ser debido al mal estado de los mismos.

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

Es necesario también realizar limpieza a las zonas a inspeccionar y y liberarla de todo tipo de suciedad, contaminación u otra sustancia que pueda impedir la detección de averías importantes, sin removerlas y ocultarlas mediante técnicas abrasivas como discos de desbaste, que terminarían ocultando grietas por ejemplo, que terminan haciéndolas invisibles.

b. Líquidos Penetrantes (PT).- Son un método de Inspección Superficial de tipo físico – químico, que consiste en el uso de líquidos coloreados o fluorescentes para detectar las indicaciones de posibles discontinuidades superficiales y subsuperficiales, que siempre estén abiertas a la superficie, de los materiales. Se basa en la propiedad que tienen algunos líquidos para filtrarse a través de las discontinuidades, por efecto de la acción capilar. Mediante este

método se pueden detectar grietas, porosidades, traslapes, costuras y otras discontinuidades superficiales rápida y económicamente con un alto grado de confiabilidad. [4]

Para realizar una correcta inspección con PT, el inspector debe satisfacer estos requisitos:

- Debe definir las características de las posibles discontinuidades que se buscan y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar. De lo anterior depende qué penetrante seleccionar.
- Debe conocer las condiciones físicas de la superficie a inspeccionar. Esta circunstancia influye en la selección del penetrante.
- Debe tomar en cuenta el tipo de material con el que se fabricó la parte o componente a inspeccionar para evitar reacciones inconvenientes con las sustancias de los penetrantes (fracturas o fragilidad del material).
- Debe saber las tolerancias, de acuerdo con las normas, para aceptar o rechazar una indicación.
- Si trabaja bajo normas internacionales o de compañías, debe usar los penetrantes de los que están en las listas de proveedores aprobados o confiables de dichas normas. En caso necesario, debe solicitar al proveedor una lista de qué normas, códigos o especificaciones de compañías cubren sus productos.

- Una vez seleccionado uno o varios proveedores, no debe mezclar productos de distintos proveedores en un mismo proceso de inspección.

El siguiente esquema nos muestra el proceso de uso del PT:

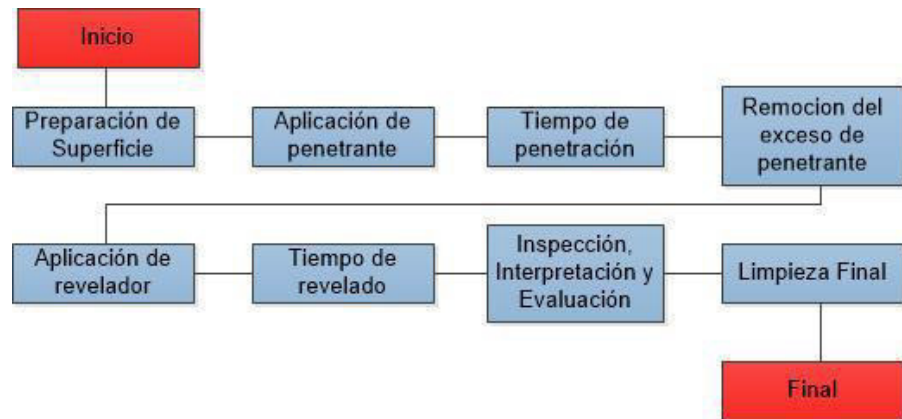


Figura 2.1 Proceso de aplicación PT [4]

- La Preparación de Superficie consiste en limpiar y eliminar de la superficie contaminantes como aceites, pinturas, grasas y grasas, etc; mediante medios químicos, mecánicos y solventes que sean afines con el penetrante para remover los contaminantes, así asegurar una vía de acceso libre a las posibles discontinuidades que el inspector pretende detectar.
- La aplicación del penetrante consiste en humedecer totalmente la superficie de la pieza o material a inspeccionar con un líquido penetrante, para que éste se introduzca en las discontinuidades abiertas a la superficie, mediante la acción capilar, para ayudar a

detectar discontinuidades. Estas se aplican por inmersión, aspersion, atomizado o rociado, brocha, pincel o rodillo.

- El tiempo de penetración es el tiempo necesario que se deja transcurrir para que el penetrante se introduzca en las discontinuidades.
- La remoción del exceso de penetrante consiste en eliminar y remover el exceso de la superficie de la pieza o material a inspeccionar para evitar que se seque, ya que puede impedir que el penetrante emerja de las discontinuidades al aplicar el revelador, estos se realiza aplicando agua mediante inmersión, rociado y brocha. En el caso de los penetrantes posemulsificables, se vacía sobre la superficie un líquido que emulsifica al penetrante y lo vuelve soluble en agua para lavarlo posteriormente. En caso se apliquen solventes para remover excesos se debe emplear un material absorbente humedecido con un solvente removedor, este no se debe remover aplicando el solvente directamente a la superficie a inspeccionar.
- La aplicación del revelador consiste en aplicar una sustancia en la superficie del material a inspeccionar, que absorbe y extrae el penetrante atrapado en las discontinuidades, tiñéndose con éste y generando indicaciones visibles al ojo humano e identificable, ya que normalmente los reveladores son de color claro y los penetrantes de color intenso (fluorescentes o contrastantes). La

acción del revelador es una combinación de efectos de solvencia (al disolver y producir con otras sustancia una mezcla homogénea), adsorción (al adherirse en la superficie de un sólido) y absorción (al ejercer atracción sobre un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas del líquido penetran en el sólido) sobre los residuos del penetrante llevándolos a la superficie de la pieza, ya que el penetrante se dispersa a través del polvo revelador. El tiempo de revelado es el tiempo que se deja transcurrir para que el revelador extraiga el penetrante de las discontinuidades, esto se da tan pronto como se evaporan los solventes y se forma la película blanca de revelador. El tiempo requerido para que aparezca una indicación es inversamente proporcional al volumen de la discontinuidad; es decir, mientras mayor es la discontinuidad, el tiempo de absorción del penetrante es menor por ende el revelador extrae más fácilmente el penetrante de discontinuidades grandes.

- La inspección, interpretación y evaluación consiste en localizar las indicaciones , distinguir las indicaciones relevantes de las no relevantes, detectar las discontinuidades, determinar su tipo y tamaño, y elegir la especificación aplicable para su evaluación para verificar el estado de la pieza o componente inspeccionado según las normativa vigente en la materia que aplique, los requisitos del cliente y su experiencia.

- La limpieza final consiste en limpiar todas las superficies del material inspeccionado del revelador y penetrante remanente verificando que ninguna sustancia quede alojada en las cavidades de las discontinuidades de la pieza, asegurando que no se acumule humedad y posteriormente corrosión; o interfiera en un proceso posterior a la inspección mediante medios químicos, mecánicos o solventes. [4]

En la figura 2.2 se visualiza el proceso de aplicación de penetrante y revelador.

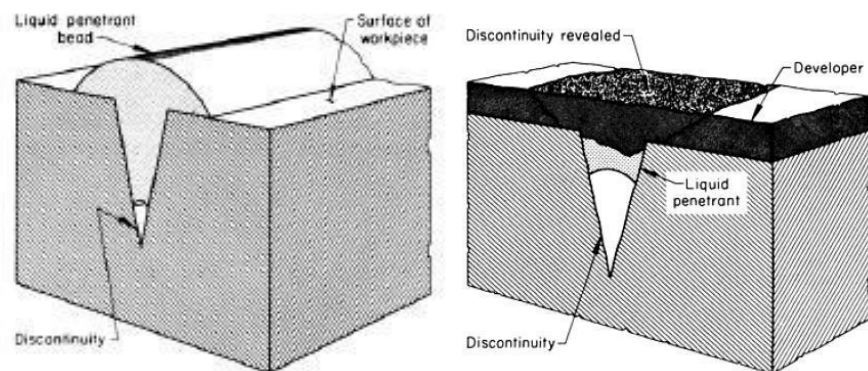


Figura 2.2 Aplicación de penetrante y revelador [5]

c. Partículas Magnéticas (MT).- Son un método de Inspección Superficial de tipo físico, que consiste en el análisis del comportamiento de los campos magnéticos de los materiales magnetizables. Las actividades e información relacionadas con los END por Partículas Magnéticas se identifican por medio de, las siglas MT (Magnetic Testing).

d. Está basado en el análisis de las distorsiones del campo magnético o de los polos en un material con características específicas, al que se le denomina ferromagnético; y en el que se generó o indujo un campo magnético artificialmente.

Si un material ferromagnético se magnetiza, su campo magnético es homogéneo a lo largo de todo su cuerpo, como se muestra en la figura 2.3.

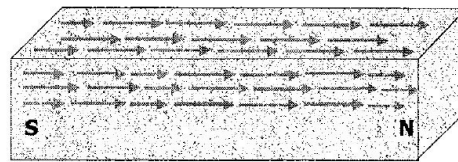


Figura 2.3 Flujo Magnético [4]

Esta característica se puede "ver" al rociar sobre el material un polvo ferromagnético, al que se le llama partículas magnéticas. Por influencia del campo magnético, las partículas se acomodan a lo largo de la superficie de todo el material, de acuerdo con el polo norte y el polo sur del campo magnético. [4]

Sin embargo, si el material tiene una discontinuidad, ésta interrumpe el campo magnético o lo distorsiona y provoca que se genere otro campo con una polaridad opuesta a la del campo original:

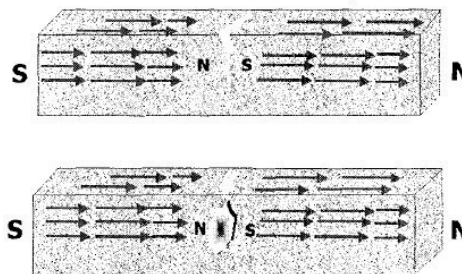


Figura 2.4 Campo con polaridad opuesta al original [4]

Las partículas magnéticas se acumulan en torno a la discontinuidad y la dibujan, por así decirlo. Esto permite detectar visualmente lo que era imposible para el ojo humano:

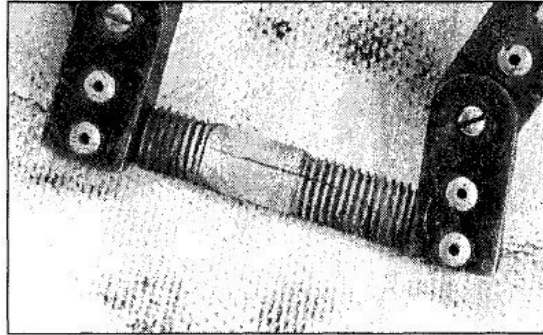


Figura 2.5 Fisura luego de aplicación MT [4]

Las MT permiten detectar grietas, porosidades, traslapes, costuras y otras discontinuidades superficiales y subsuperficiales de los materiales, siempre que estén a una profundidad máxima aproximada de 6 mm (1/4 in), rápida y económicamente con un alto grado de confiabilidad. [4]

Para realizar una correcta inspección con MT, el inspector debe satisfacer estos requisitos:

- Definir las características de las posibles discontinuidades que se buscan y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar. De lo anterior depende el tipo de partículas magnéticas que se debe seleccionar.
- Se debe conocer las condiciones físicas de la superficie a inspeccionar y las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; ya que de esto depende el tipo de

corriente, las partículas magnéticas a emplear y, en caso necesario, el medio de eliminar el magnetismo residual que quede en la pieza.

- Debe saber las tolerancias, de acuerdo con las normas, para aceptar o rechazar una indicación.
- Si trabaja bajo normas internacionales o de compañías, debe usar las partículas magnéticas de las que están en las listas de proveedores aprobados o confiables de dichas normas. En caso necesario, debe solicitar al proveedor una lista de qué normas, códigos o especificaciones de compañías cubren sus productos.
- Una vez seleccionado uno o varios proveedores, no debe mezclar productos de distintos proveedores en un mismo proceso de inspección.[4]

La siguiente figura 2.6 nos muestra el proceso de uso del MT:

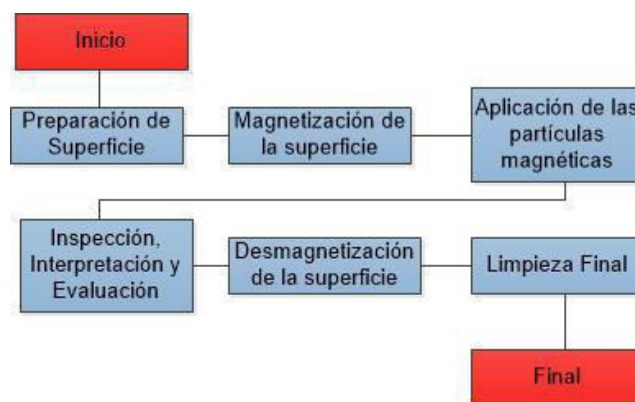


Figura 2.6 Proceso MT [4]

- La preparación de la superficie consiste en verificar la permeabilidad magnética del material y evaluar si se puede

magnetizar lo suficiente como para inspeccionarlo con MT, si fuera necesario se desmonta o cubre las aberturas u orificios de la pieza y posteriormente se realiza la limpieza de contaminantes de la superficie como aceites, pinturas, óxidos, grasas, etc. De ésta manera asegurar que ningún contaminante oculte posibles discontinuidades mediante el uso de medios químicos, mecánicos y con solventes.

- La magnetización consiste en imantar la pieza o componente en inspección para que, al aplicar las partículas magnéticas, éstas se distribuyan sobre la superficie de la pieza o componente en inspección de acuerdo con los campos magnéticos del material y los tracen. Esto se efectúa al poner la pieza o componente en inspección en contacto con una fuente de energía magnética o electromagnética como imanes permanentes, electroimanes y corrientes eléctricas como muestra la figura 2.7.

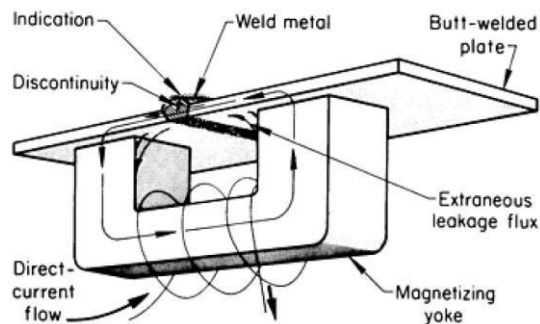


Figura 2.7 Aplicación MT con yugo MT [5]

El tipo de magnetización se selecciona en base a factores como el tipo de pieza, su infraestructura y el tipo de discontinuidades que se requiere detectar y su localización.

Para magnetizar el material a inspeccionar se puede aplicar corriente eléctrica alterna (para discontinuidades de tipo superficiales) o rectificadas de media onda (para discontinuidades de tipo superficiales y subsuperficiales) y el campo magnético puede tener orientación longitudinal donde se utilizan yugos o bobinas (para discontinuidades de tipo superficiales), o circular donde se usan cabezales o puntas de contacto (para discontinuidades de tipo superficiales y subsuperficiales: paralelas al eje mayor de la pieza o radiales en los extremos)

- La aplicación de las partículas magnéticas consiste en depositar esta sustancia sobre la superficie del material en inspección para que las partículas magnéticas atraen las posibles discontinuidades del material en inspección para facilitar su detección, mediante su color hay cinco tipos de partículas magnéticas y cada una tiene una función específica como contrastantes de color oscuro (negro o azul) para discontinuidades muy pequeñas y cerradas, de color claro (gris o blanco) para inspeccionar piezas recién maquinadas, de color roja para superficies oscuras y fluorescentes para obtener mayor sensibilidad en la detección de las discontinuidades, éstas partículas también se distinguen por su estado físico, ya sean

secas(estas se aplican al mismo tiempo que se pasa la corriente eléctrica en el material en inspección para detectar discontinuidades relativamente grandes) y en suspensión(antes de pasar la corriente eléctrica para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas), estos pueden ser aplicados con rociador o perilla de hule . Previamente al aplicar las partículas magnéticas, para facilita la detección de discontinuidades, el elemento se baña con un medio de contraste blanco, similar al usado en PT, pero tiene mayor adherencia.

- La inspección, interpretación y evaluación consiste en localizar, distinguir las indicaciones relevantes de las no relevantes, detectar las discontinuidades, determinar su tipo y tamaño y elegir la especificación aplicable para su evaluación. Tener en cuenta que las indicaciones o signos de la inspección se efectúan en parte durante la inspección de la magnetización y continua el tiempo necesario después de que las partículas magnéticas se hayan estabilizado, estas surgen por la retención de las partículas magnéticas en donde el campo magnético sufrió alteraciones, en base a esto se puede determinar la existencia de discontinuidades así como su forma, tamaño y localización. La revelación resultados suelen mostrarse como en las figuras 2.8, 2.9 y 2.10.



Figura 2.8 Una pequeña indicación de grieta en una biela que está enmascarada por un excesivo ruido visual de fondo [5].

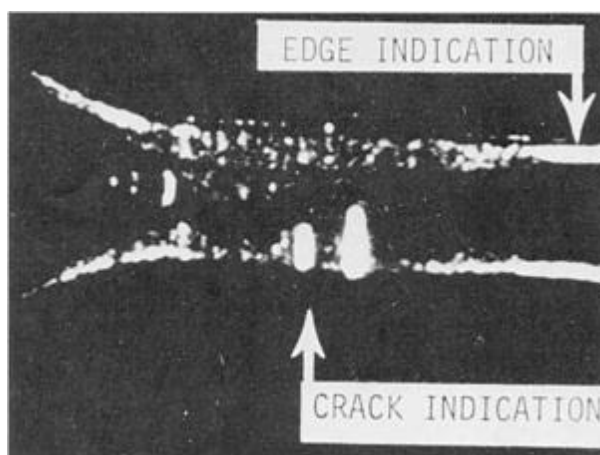


Figura 2.9 Indicación de fisuras y deformaciones en el borde de una biela [5].

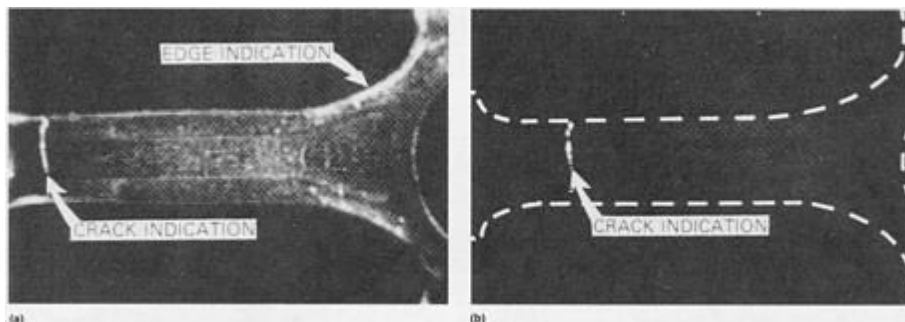


Figura 2.10 Barra de conexión procesada con partículas magnéticas e imagen. Antes y después de enjuague (revelado) [5].

- La desmagnetización de la superficie consiste en eliminar la magnetización residual que algunos materiales presentan tras la inspección, esto se realiza para evitar que el magnetismo residual afecte el funcionamiento o el procesamiento posterior de las piezas o componentes en inspección. Se efectúa aplicando un campo magnético al material en inspección que se reduce de intensidad paulatinamente. Así mismo, se cambia de dirección de forma alternada, hasta que el magnetismo residual en el material queda dentro de los límites de aceptación. Para este proceso se recomienda que si se emplea corriente alterna, la superficie se magnetice con corriente alterna. De manera similar, si se magnetiza con corriente rectificada, se debe desmagnetizar con corriente rectificada.
 - La limpieza final consiste en limpiar todas las superficies del material en inspección de las partículas magnéticas y el medio de contraste si éste se usó y verificar que ninguna partícula quede alojada en cavidades de las discontinuidades de la pieza o material en inspección. Esto se puede realizar mediante medios químicos, mecánicos o solventes.[4]
- e. Electromagnetismo (ET).- También es conocido como Corrientes de Eddy o corrientes de Foucault, consiste en el análisis de las variaciones de los campos electromagnéticos inducidos en un material. Se aplican para la detección de anomalías superficiales o

próximas a la superficie en objetos de prueba, estos deben ser eléctricamente conductores y ser capaces de un contacto uniforme por una sonda de corriente de Foucault.

El proceso general de la aplicación empieza cuando la sonda de corriente de Foucault se pone en contacto con el objeto de ensayo; en la sonda se induce un campo magnético alterno mediante una corriente alterna en la bobina de la sonda; el flujo de corriente de Foucault se induce en el objeto de prueba; la magnitud y fase del flujo de corriente inducida es detectada por una bobina secundaria en la sonda o por cambio de inductancia en la sonda; un cambio localizado en el flujo de corriente inducida indica la presencia de una discontinuidad (grieta) en el objeto de prueba. El tamaño (longitud) de la grieta se indica por el alcance del cambio de respuesta a medida que se examina la sonda a lo largo del objeto de prueba.

Se requiere equipo especial y sondas especializadas para realizar la inspección. El desarrollo del procedimiento, los artefactos de calibración y los controles del proceso son necesarios para asegurar la reproducibilidad de la respuesta en el objeto de prueba seleccionado. El método es un proceso de inspección de volumen y por lo tanto pierde la resolución cerca de los bordes y en los lugares de cambio de geometría no uniforme.

El escaneo manual se realiza utilizando instrumentos que tienen una lectura de aguja (deflexión) o de osciloscopio. La interpretación del

operador se realiza mediante el reconocimiento de patrones, la magnitud de la señal y la respectiva posición de exploración manual. Las variaciones en la lectura del instrumento y las variaciones en el escaneado pueden ser significativas. No se proporciona ningún registro permanente de inspección.

La exploración automatizada se realiza utilizando un escáner instrumentado que realiza un seguimiento de la posición de la sonda y de la detección automatizada de señal (fase y amplitud) de tal manera que se puede generar un mapa de respuesta de la superficie del objeto. La resolución del sistema de inspección depende en cierta medida de la fidelidad del índice de exploración y del filtrado y procesamiento de señales que se aplican en la detección de señales. Un mapa de exploración y/o un informe comentado pueden ser generados por sistemas automatizados de scannig de corriente de Foucault y de instrumentación. [6]

2.2.2.2. INSPECCIÓN VOLUMÉTRICA

Esta clasificación de métodos son aquellos que se usan para comprobar la integridad de un material en su interior, y detectar discontinuidades internas que no son visibles desde la superficie de la pieza. Estos métodos deben considerarse como complementarios entre sí, ya que cada uno es especialmente sensible a un tipo determinado de indicación; ya que al darles uso de en conjunto las discontinuidades localizadas en el interior del material se detectan y evalúan con mucha precisión. [4]

a. Radiografía Industrial (RT).- Consiste en exponer un material a la radiación electromagnética, tenga una longitud de onda corta o larga y de alta energía, con rayos x o gamma, éste absorbiendo o atenuando la radiación electromagnética. Esta absorción es proporcional a la densidad, espesor, y configuración del material en inspección. La radiación que traspasa el material se registra en un medio como una película radiográfica. La radiación electromagnética afecta la emulsión fotográfica de la película del mismo modo que lo hace la luz, al revelar la película radiográfica, las zonas de mayor densidad aparecen en tonos claros y las de menor densidad, en tonos oscuros. Una discontinuidad aparece como una indicación en tonos oscuros. La imagen que la radiación genera en el medio de registro es la información en la que se basa la evaluación e interpretación de los resultados de este tipo de ensayo. Además se debe tener en cuenta antes que los rayos X se emiten mediante un alto potencial eléctrico y los rayos gamma mediante la desintegración atómica espontánea de un radioisótopo.

La siguiente figura 2.11 muestra un esquema básico de un ensayo radiográfico:

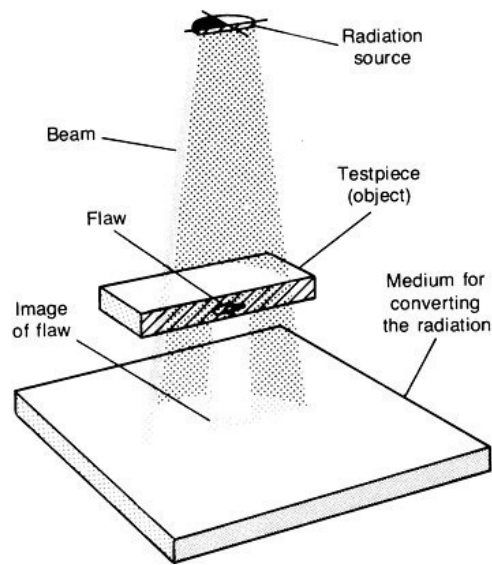


Figura 2.11 Detección de la imagen de una falla interna en una placa de espesor uniforme [5].

Así mediante este método podemos detectar discontinuidades en el interior de un cuerpo y además variaciones en su estructura interna o en su configuración física, así mismo obtenemos información para asegurar la integridad y confiabilidad de un producto. Las siguientes imágenes muestran discontinuidades detectadas con RT:

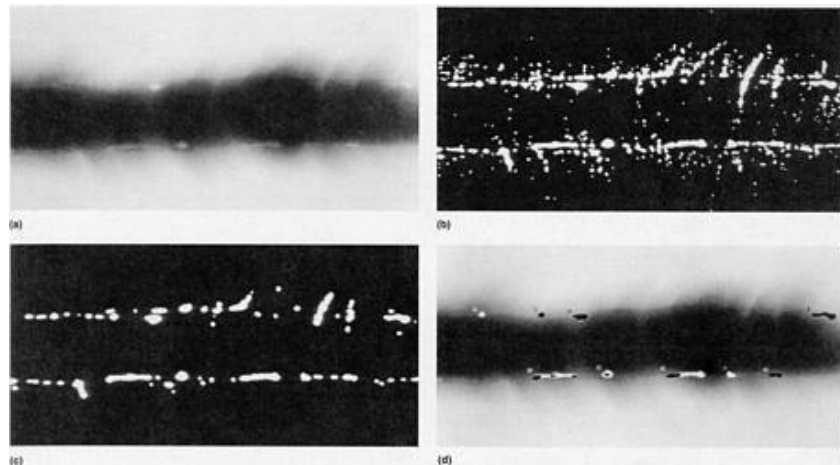


Figura 2.11 Resultados de aplicación de RT a soldaduras de tope(A) Imagen original. (B) Imagen binaria. (C) Imagen binaria después de la reducción del ruido. (D) Imagen original con defectos identificados. [5].

Para ejecutar una inspección con RT, el inspector debe satisfacer los siguientes requisitos:

- Debe definir las características de las posibles discontinuidades que se buscan y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar.
- Debe tomar en cuenta el tipo de material del que está fabricada la parte o componente a inspeccionar y otros aspectos como son las condiciones físicas de la superficie a inspeccionar, el tipo de metal, su configuración y el espesor de la pared a radiografiar. De lo anterior depende la selección del radioisótopo o el kilovoltaje que se use durante la inspección.
- Debe aplicar todas las medidas obligatorias de seguridad radiológica (distancia física entre el inspector y la fuente, barreras de protección y tiempo de exposición), que eviten que el inspector sufra dosis de radiación innecesarias.
- Debe vigilar, si usa película radiográfica, que ésta cumpla con los requisitos de densidad radiográfica y de calidad de la imagen.
- Debe saber las tolerancias, de acuerdo con las normas, para aceptar o rechazar una indicación.
- Si trabaja bajo normas internacionales o de compañías, debe usar los equipos y materiales que están en las listas de proveedores aprobados o confiables de dichas normas. En caso necesario, debe

solicitar al proveedor. una lista de qué normas, códigos o especificaciones de compañías cubren sus productos.

En materia de equipos y materiales se utilizan fuentes de radiación (rayos X o gamma), consola de controles de la fuente (radiómetro), pantallas intensificadoras, indicadores de imagen, película radiográfica o medio de registro y accesorios.

La siguiente figura 2.13 nos muestra el proceso de uso del RT:

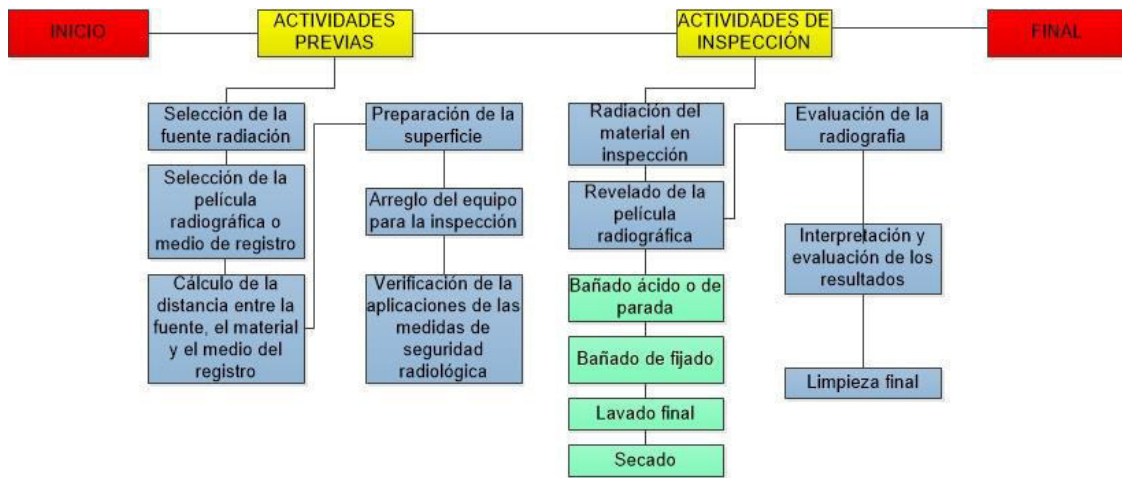


Figura 2.13 Proceso de Ejecución de RT [4]

- La fuente de radiación se escoge en base a los aspectos físicos del elemento a inspeccionar (tipo de metal, configuración, espesor de la pared a radiografiar. Así poder escoger los rayos X o gamma; el kilovoltaje o el radioisótopo adecuado respectivamente.
- La película radiográfica se escoge en base a la relación que existe entre el tipo de medio de registro o película radiográfica, o si se prefiere cinta de video analógico o digital, y el tiempo necesario de exposición a la radiación electromagnética, ya sea X o gamma.

La película radiográfica es una hoja delgada de plástico o acetato transparente, cubierta por uno o ambos lados de una emulsión de bromuro de plata, protegida por una capa de gelatina como se muestra en la figura. Estas se escogen según la sensibilidad adecuada para detectar discontinuidades, de acuerdo a su densidad, configuración y composición. La figura 2.14 nos muestra la configuración de las películas utilizadas.

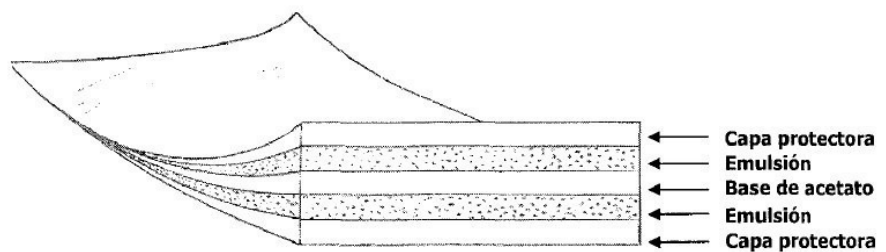
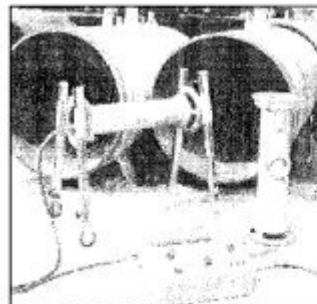


Figura 2.14 Configuración de Película [4]

- El cálculo de la distancia entre la fuente de radiación y el material en inspección y el medio de registro consiste en determinar las distancias que separaran unos de otros para encontrar resultados confiables durante la inspección.
- Se debe limpiar la pieza a evaluar mediante agua y jabón, elementos mecánicos como escobillas circulares y solventes ligeros para eliminar óxidos, grasas, aceites, etc.
- El arreglo del equipo para inspección consiste en ubicar el equipo en la distancia calculada previamente con respecto a la película radiográfica del lado opuesto del material en inspección mediante cintas métricas, vernier o micrómetro según sea el caso.

- La verificación de aplicación de las medidas de seguridad radiológica consiste en controlar el tiempo mínimo indispensable de emisión de las dosis de radiación para el inspector o el operario del equipo de rayos X o gamma para evitar impactos en la salud al estar innecesariamente expuesto a la radiación electromagnética, esto mediante el uso de barreras provisionales como cintas de señalización, letreros o un ambiente adecuado según sea el caso.
- La radiación del material en inspección consiste en emitir la radiación electromagnética por un tiempo de determinado con el propósito de que este atraviese el material y genere una imagen virtual del cuerpo y esta imagen se registre en un medio. En caso se emitan rayos X al término de la emisión se apaga el aparato y si emitimos rayos gamma al termino se guarda la capsula en su contenedor. En la figura 2.15 se muestra los equipos generadores.



Generador de rayos X



Contenedor de radioisótopos

Figura 2.15 Generadores de rayos X y rayos gamma [4]

- El revelado de la imagen consiste en convertir la imagen virtual en una imagen real con el objetivo de obtener el registro material útil, para su interpretación posterior. Esto mediante el baño ácido

o de parada, baño de fijado, lavado final y secado, proceso similar al proceso fotográfico de película fotosensible.

- Durante la evaluación de radiografía se comprueba si ésta cumple con los requisitos de calidad mínimos según el estándar que se esté utilizando, tales como son la densidad radiográfica y calidad de imagen evaluando su densidad radiográfica según su grado de “ennegrecimiento”, es decir la cantidad de luz que puede pasar de un lado a otro de ésta que debe encontrarse entre 2 y 4, dependiendo de la fuente utilizada, para asegurar que la calidad de la imagen es suficiente y confiables para interpretar resultados acertadamente. Posteriormente se guardan en un portapelículas para protegerlas y a la pantalla de luz. Además se utilizan filtro que son laminas delgadas de metal que se colocan al frente al haz de la radiación para reducir la sobreexposición en zonas muy delgadas de piezas con diferentes pesos, cuando no es posible modificar el kilovoltaje de la fuente de radiación y reducir el socavado de la imagen radiográfica producido por la radiación secundaria.
- Atraves de la interpretación y evaluación de resultados debemos localizar y distinguir indicaciones relevantes de las no relevantes, detectar discontinuidades y su magnitud para compararlos según la especificación aplicable.

- Finalmente se retiran todas las sustancias que queden en la superficie del material, similar al que se empleó en su etapa de preparación.

Por otro lado se debe tener en cuenta las siguientes limitaciones:

- Este método no se recomienda en elementos de geometrías complicadas y debe ser accesible por lo menos por dos lados.
 - Se debe asegurar que la emisión de rayos deben ser directamente orientada al objeto en un 100% para obtener resultados confiables.
 - Debemos asegurar una distancia delimitada prudente y el bloqueo de acceso de personas a la misma de forma estricta.
 - No se recomienda el uso de este método para el caso de discontinuidades de tipo laminar.
- b. Ultrasonido Industrial (UT).- Se basa en la capacidad de un material para transmitir el sonido y la interacción del sonido con el material en inspección, sometiéndose sus partículas vibran a la misma frecuencia que el ultrasonido, propagándose en forma de onda ultrasónica que se caracteriza por un transporte de energía y no de masa. Esto significa que cuando un elemento se encuentra en equilibrio elástico y se le aplica cierta cantidad de energía, las partículas superficiales comunican la energía recibida a las partículas vecinas. La vibración que atraviesa un material se comporta de

manera distinta si el material es uniforme o si tiene discontinuidades microscópicas, fracturas, inclusiones, fracturas, porosidades en el interior de su cuerpo y variaciones en su estructura interna o física. Además se pueden determinar daños por servicio como mediciones de espesor de pared, extensión y profundidad de daños por corrosión o erosión en la pared interna del material, extensión de los daños por hidrogeno Mediante esta herramienta podemos asegurar la integridad y confiabilidad de productos como la calidad y adherencia de uniones aceros bimetálicos.[4]

Para ejecutar una inspección con UT, el inspector debe satisfacer los siguientes requisitos:

- Debe definir las características de las posibles discontinuidades que se buscan y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar.
- Debe tomar en cuenta el tipo de material del que está fabricada la parte o componente a inspeccionar y otros aspectos como son las condiciones físicas de la superficie a inspeccionar, el tipo de metal, su configuración y su espesor. De esta información depende la técnica a emplear.
- Debe saber las tolerancias, de acuerdo con las normas, para aceptar o rechazar una indicación.
- Si trabaja bajo normas internacionales o de compañías, debe usar los equipos y materiales que están en las listas de proveedores

aprobados o confiables de dichas normas. En caso necesario, debe solicitar al proveedor una lista de qué normas, códigos o especificaciones de compañías cubren sus productos.

De igual modo, el equipo ultrasónico debe cumplir con estos requisitos:

- La ganancia del equipo debe ser de por lo menos 60 db; esto es, que pueda amplificar las señales del orden de 1 000 veces como mínimo.
- La ganancia debe estar calibrada en pasos discretos de 2 db.
- La pantalla, sea de tubo de rayos catódicos o digital, debe tener una retícula grabada graduada en valores no menores del 2% del total de la escala.
- El ruido del instrumento (señal de fondo) no debe exceder del 20% del total de la escala vertical cuando la ganancia esté al máximo de operación.
- En el caso de los medidores con lectura digital o analógica, la repetitividad del instrumento debe ser de 5% como mínimo.
- El equipo debe ser revisado y, en caso necesario, recalibrado por un taller de servicio autorizado por el fabricante. Esto es indispensable si se trabaja con base en códigos o normas de aceptación internacional como AWS o ANSI/ASME. Antes de adquirir un equipo es recomendable visitar al proveedor y

comprobar que cuenta con la licencia por parte del fabricante para dar el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo al equipo. [4]

La siguiente figura 2.16 nos muestra el proceso de uso del UT:

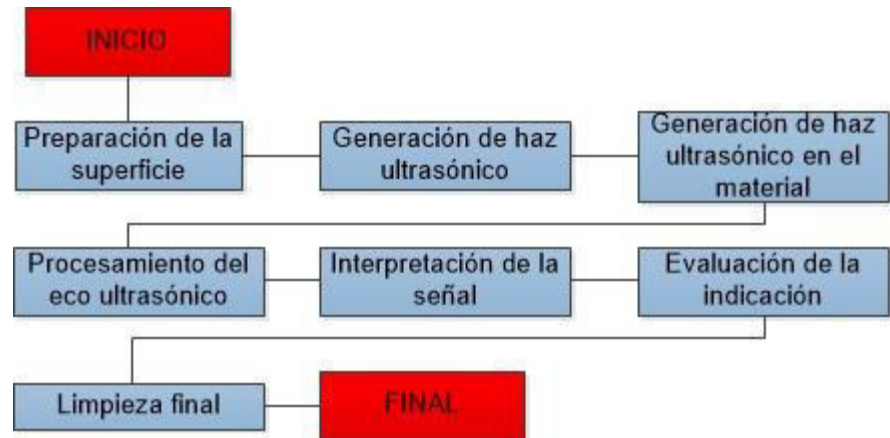


Figura 2.16 Proceso de aplicación de UT [4]

- El propósito de preparar la superficie consiste en asegurar que sobre esta no hayan contaminantes que puedan interferir en la detección de las posibles discontinuidades al generar indicaciones falsas o dañen partes del equipo como el palpador. Esto se realiza mediante limpieza mecánica como escobillas circulares, agua y jabón o solventes ligeros que eliminen óxidos, grasas, aceites, etc.
- Mediante la generación del haz ultrasónico se convierte energía eléctrica en mecánica mediante la generación de pulsos eléctricos convertidos a vibraciones mecánicas o ultrasonido a través de un cable coaxial hasta el transductor que se coloca en la pared frontal y posteriormente realiza un recorrido en el interior del material

inspeccionado, detectando que hayan discontinuidades en el interior de la pieza o elemento, hasta llegar a la pared final o posterior porción de éste regresa al origen en forma de un eco. Previo a la generación ultrasónica se debe aplicar acoplantes en estado líquido más o menos viscoso, que se utilizan como un medio acústicamente conductor interpuesto entre el material que se inspecciona y el palpador. Esto ayuda debido a que el aire y los gases que puedan rodear el ambiente en el que se realice la inspección atenúan fuertemente el sonido, eliminándose el espacio de aire entre el palpador y la muestra, el acoplante contribuye a conservar la intensidad de la energía de la onda ultrasónica.

- El procesamiento del eco ultrasónico es la conversión de éste en una imagen interpretable, mediante pulsos eléctricos que viajan por el cable coaxial de vuelta al equipo convirtiéndolo en señales de forma oscilograma.
- La interpretación de la señal consiste en localizar las indicaciones registradas en el oscilograma del equipo ultrasónico distinguiendo las relevantes de las no relevantes para detectar las posibles discontinuidades que se encuentren en la pieza.
- La evaluación de las indicaciones consiste en definir si las discontinuidades detectadas pueden generar impactos en la calidad u operatividad del elemento inspeccionado, comparándola

con la normativa vigente en la materia para la aceptación o rechazo, los requisitos del cliente y la experiencia propia del inspector.

- La limpieza a realizar se realiza de la misma forma que en la preparación.

Por otro lado se debe tener en cuenta las siguientes limitaciones:

- Las características estructurales del material pueden dificultar la inspección y sus resultados.
- La inspección se podría dificultar cuando la microestructura es muy burda.
- No se recomienda la aplicación de piezas con geometrías complejas, espesores muy delgados o configuraciones irregulares.
- No se recomienda la evaluación en zonas cercanas a la cara frontal del material.

c. Emisión Acústica (AET).- Es la clase de fenómeno que produce ondas elásticas transitorias generadas por un cambio de energía que se da en un material al tener una deformación. El objetivo principal de una evaluación de este método alternativo, es realizar un control volumétrico al 100% para localizar y controlar las fuentes de emisión acústica causados por el crecimiento o evolución de defectos y/o discontinuidad en el material generado por un esfuerzo aplicado. Las propiedades y la condición estructural del material, el tipo y la

amplitud de esfuerzo aplicado, y la velocidad de la aplicación de esfuerzo son factores significativos que afectan la evaluación. [5]

Las ondas acústicas son captadas por sensores adecuados, colocados en la superficie del componente bajo examen, que convierten el movimiento en la superficie del material en una señal eléctrica. Mediante este método podemos hallar deformaciones plásticas, grietas por fatiga, corrosiones, fragilización por hidrogeno, ebullición, cavitaciones, fugas, monitoreo de crecimiento de grietas. [5]

La siguiente figura 2.17 nos muestra el proceso de uso del AET:



Figura 2.17 Proceso de aplicación de AET (Fuente propia)

- La puesta a punto del equipo consiste en la instalación de sensores sobre la superficie de la estructura a inspeccionar. La colocación y distribución de los sensores se determina en base a pruebas de atenuación, las cuales consisten en la colocación de uno o más sensores y generar intencionalmente una fuente de emisión acústica a diferentes distancias del sensor. Mientras se simula la fuente de emisión acústica, su intensidad es registrada y

se construye una gráfica de atenuación, representando en el eje Y la intensidad en dB_{ae} y en el eje X la distancia. Con este tipo de gráficas se determina la distancia máxima a la cual el transductor puede captar una señal de buena intensidad y así determinar el espaciamiento adecuado entre sensores. Después, se fija el nivel de detección adecuado para filtrar la mayor parte del ruido ajeno a la estructura. [5]

- Durante la etapa de adquisición de datos la estructura gradualmente se va sometiendo a carga, hasta sobrepasar la máxima carga previamente aplicada en servicio. Durante este proceso de carga, la adquisición de datos es continua y no debe detenerse, ya que cualquier interrupción puede ser perjudicial para la etapa de análisis de datos.
- El análisis de datos se realiza mediante la construcción de gráficas de correlación, gráficas de tipo histórico y de distribución. Con ayuda de estas gráficas se realiza la interpretación de datos y, los defectos o las emisiones detectadas son identificadas y clasificadas de acuerdo a su severidad y/o intensidad.
- En base a esta clasificación, se procede a dar recomendaciones. Por ejemplo, si después del análisis e interpretación de datos no se encontraron señales indicativas de defectos severos la recomendación puede ser, una próxima inspección dentro de un período no mayor a tres o cuatro años. Por otro lado, si se han

encontrado señales indicativas de defectos severos o en desarrollo, la recomendación sería una inspección inmediata, mediante métodos tradicionales no destructivos, en las áreas que presentaron este tipo de actividad. [5]

2.2.2.3. INSPECCIÓN DE LA INTEGRIDAD O HERMETICIDAD

a. Prueba Neumática.- Es un ensayo de estanqueidad en la que el medio de ensayo es un gas, generalmente nitrógeno o aire. Normalmente aplicado a líneas de tuberías.

La siguiente figura 2.18 nos muestra el proceso de uso del NT:

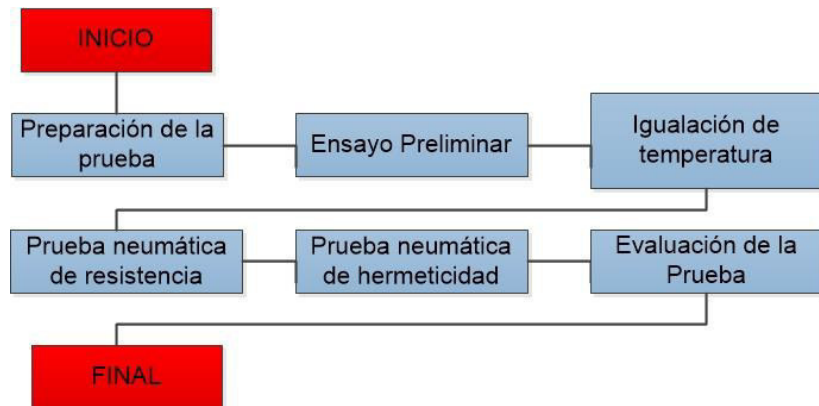


Figura 2.18 Proceso de aplicación de NT (Fuente propia)

- La preparación consiste en cerciorarse en que todos los medios de escape del gas aplicar no tenga fugas, por lo tanto se debe examinar toda la línea de tubería que esté debidamente tapada y soportada para prevenir daños en las instalaciones adyacentes en caso de rompimiento de juntas o uniones. Además se debe retirar las válvulas de venteo o seguridad de operación normal del sistema, manómetros, válvulas de control, purgadores, accesorios e instrumentos que

puedan ser dañados durante los ensayos a presión de resistencia, deberán ser removidas de la línea, aisladas mecánicamente o bien sustituidas por un carretel temporario, y las válvulas de control deben ser aperturadas en su totalidad. Las líneas acopladas a la línea a ensayar deberán ser aislados mediante bridas ciegas. Asimismo se debe verificar la fuente, la presión y caudal disponible, temperatura y limpieza del gas de ensayo aplicar.

- El objetivo del ensayo preliminar es detectar grandes pérdidas. Una vez enterradas las tuberías debe ser presurizada gradualmente hasta una presión manométrica de 7 kg/cm² o 50% de la presión de resistencia, la que fuese menor, para esto se deberá operar el sistema de tal manera que todas las válvulas del cabezal de ensayo estén abiertas antes de comenzar la inyección del fluido de presurización. Esto es que se deberá abrir en último término la válvula de salida del recipiente de gas inerte a presión. Se deberá producir el barrido del aire existente dentro de la cañería, mediante el pasaje de un scraper impulsado por el fluido de ensayo, debiendo estar abierto uno de los venteos del cabezal de recepción, de manera de asegurar el llenado en forma continua a presión y caudal constante. Una vez llegado el scraper a su alojamiento en el cabezal de recepción, se procederá al cierre de la válvula de venteo y a la presurización de la cañería. Esta presión deberá ser mantenida por 10 minutos, tiempo durante el cual los puntos de perdida deben ser detectados. En ningún caso se deberá

mantener abierta la válvula de salida del recipiente a presión de gas inerte, cuando esté cerrada la válvula que vincula al cabezal de ensayo con el sistema de cañerías. En caso de detectar pérdidas, se deberá aliviar la presión del sistema, repararlas y repetir el ensayo preliminar para verificar las reparaciones. En caso de no ser encontrada ninguna pérdida, se dará continuidad a la prueba neumática.

- Previo a la evaluación de la presión interna del tramo a ensayar, se deberá lograr la igualación de la temperatura entre el gas inerte y el entorno de dicho tramo. A tal fin se esperará el tiempo necesario a efectos de lograr la nivelación térmica, la cual dependerá entre otras cosas, del diferencial de temperatura existente, del tipo de suelo y del ciclo de expansión del gas inerte envasado. Los tramos expuestos a la intemperie, deberán estar protegidos convenientemente contra fluctuaciones térmicas debido a factores climáticos que puedan afectar el ensayo.
- Luego de retirado todo el personal del área de prueba, la presión de prueba preliminar debe ser aumentado gradualmente hasta un valor del 60 % de la presión de resistencia. Esa elevación de presión debe ser realizada en escalones de 20 % de la presión de resistencia, permitiendo intervalos de tiempo entre etapas de modo de que la presión sea ecualizada en todo el sistema. Una vez alcanzado el valor de 60 % de la presión primaria, el sistema debe permanecer en este

valor durante 10 minutos, verificando la estabilidad de la presión con los manómetros. En caso de que la pérdida de presión exceda el 10 % de la presión de resistencia, el sistema debe ser despresurizado hasta el valor de presión de prueba preliminar de modo de verificar perdidas. En caso de que la pérdida de presión sea menor al 5 % al fin de los 10 minutos, esta debe ser aumentada en etapas de 10 % del valor de la presión de resistencia, hasta alcanzar esta última. Al fin de cada etapa de elevación de presión, la válvula de admisión de gas de prueba debe ser cerrada, previo al cierre de la válvula del recipiente a presión de gas inerte. El comportamiento de la presión debe ser observado durante 5 minutos. El próximo aumento se deberá realizar una vez que no se verifique caída de presión a la finalización de dicho tiempo. En caso de ocurrir caída de presión, se deberá realizar otra prueba preliminar. El valor de la presión de resistencia será 1,5 veces el valor de presión de diseño del tramo a ensayar. Los valores de presión durante el ensayo deberán ser medidos y registrados mediante una balanza de peso muerto y un registrador gráfico de presión y de temperatura. Dicho instrumental deberá contar con la certificación del Ente de fiscalización de las pruebas, o por otro Ente habilitado a tal efecto. El tiempo de mantenimiento mínimo del sistema a la presión de resistencia será de 8 hrs. Transcurrido el tiempo de mantenimiento, se procederá a

despresurizar el sistema hasta la presión de hermeticidad, mediante la apertura de la válvula de venteo del cabezal de ensayos.

- Como presión de prueba de hermeticidad se adoptará la correspondiente al 90% de la presión establecida para la prueba de resistencia. De igual manera que en el caso anterior, los valores de presión durante el ensayo deberán ser medidos y registrados mediante una balanza de peso muerto y un registrador gráfico de presión y de temperatura. Dicho instrumental deberá contar con la certificación del Ente de fiscalización de las pruebas, o por otro Ente habilitado a tal efecto. El tiempo de mantenimiento mínimo del sistema a la presión de hermeticidad será de 24 hrs. Finalizada la prueba, se procederá a despresurizar el sistema hasta un valor de presión a determinado por el propietario.
- Para la evaluación de la prueba, esta se considerará aprobada si la presión se mantiene constante a lo largo de toda la prueba, excepto por las variaciones debidas a la influencia de la temperatura. No se dará por aprobada la prueba hasta tanto se verifique que el punto de rocío de la cañería en ensayo sea menor a 60 mg/m³. Y se rechazará En caso que durante la prueba no se mantenga constante la presión (excepto variaciones por temperatura) o que haya razones para poner en duda la validez de la misma, el constructor debe extender o repetir la prueba de acuerdo con las instrucciones dadas por el inspector a cargo.

b. Prueba Hidrostática.- Es un ensayo de estanqueidad en la que el líquido empleado normalmente el agua es el medio de prueba.

Para realizar una correcta inspección con HT, el inspector debe satisfacer estos requisitos:

- Se debe verificar que todos los trabajos hayan sido concluidos, de igual manera se debe garantizar por parte del propietario que todas las soldaduras hayan sido inspeccionadas y evaluadas de acuerdo a lo estipulado en el código API 650 última edición.
- Además se debe identificar el alcance de la prueba de presión para todos los diagramas de proceso del proyecto.
- Todos los amarres temporales y sujetadores de la alineación de las planchas se quitarán por completo y los soportes de suelda deberán ser esmerilados.
- En el caso de que sea necesario, el cliente propietario debe garantizar que los trabajos de tratamiento térmico post soldadura se ha ejecutado satisfactoriamente en el tanque de almacenamiento a probar.
- Antes de la prueba, todas la bridas, bocas, boquillas y orificios por debajo del nivel de agua deben sellarse utilizando bridas ciegas, tapones, válvulas de corte o cabezales.
- En cuanto sea posible, se llevará a cabo una inspección interna del tanque para chequear la instalación de todos los acoples internos

así como el estado de limpieza, antes de las pruebas hidrostáticas del tanque de almacenamiento.

- La calidad apropiada del agua para la prueba hidrostática debe inspeccionarse previamente y debe estar certificada por un organismo competente, esto es parte de las responsabilidades del propietario.
- Todas las placas de refuerzo de los tanques de almacenamiento deberán ser probadas mediante la ejecución de pruebas neumáticas a 15 lb/in², antes de empezar el llenado del mismo.

La siguiente figura 2.19 nos muestra el proceso de uso del HT:

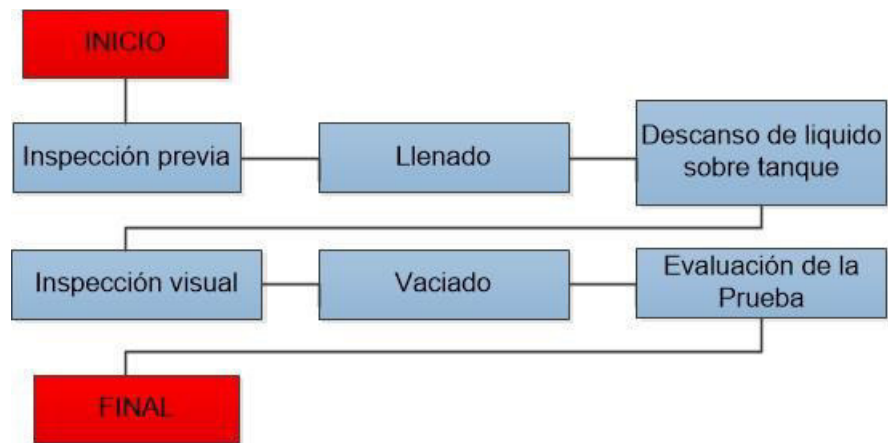


Figura 2.19 Proceso de aplicación HT (Fuente propia)

- La inspección previa consiste en revisar la nivelación topográfica del piso debido al llenado del tanque durante la prueba hidrostática, esta debe ser contrastada según el ítem 7.3.6 del código API650 última edición.

- El tanque debe llenarse con agua a través de la tubería de acceso o mediante una conexión provisional que debe ser inspeccionada periódicamente durante el período de llenado. El llenado se efectúa en cuatro etapas de modo que la altura se divide en cuatro partes aproximadamente iguales, a menos que el propietario indique lo contrario en las especificaciones del proyecto. Una vez llenada la primera parte, el 25% de los niveles establecidos, deben chequearse y documentarse. Si los niveles están dentro de los límites especificados en el Código API 650, la prueba puede continuar. Lo mismo se repite para los niveles del 50% y 75%.
- Se deja descansar al tanque de almacenamiento por un período de 24 horas, luego de esto se inspeccionan los niveles nuevamente registrando los valores correspondientes, entonces, se procede con el llenado de la parte final de la misma manera. Una vez que se alcanza el nivel de llenado máximo, se deja descansar el agua por 24 horas. Los valores iniciales y finales son verificados y documentados. Toda superficie de contacto hermética tal como bocas, ingresos, boquillas y cualquier otra conexión debe inspeccionarse visualmente para comprobar que no exista ningún tipo de fuga del fluido de prueba.
- El vaciado del tanque se lleva a cabo en base a la tabla especificada en el ítem 7.3.6.5 del Código API 650 última edición. Una vez que el tanque está vacío, después de la prueba

hidrostática, los niveles correspondientes deben inspeccionarse y analizarse.

- La prueba hidrostática es aprobada si no se presentó una fuga del fluido de prueba después de llenar con agua hasta el nivel de la prueba y durante el tiempo de ésta. Se otorga la aprobación final después de evaluar todos los datos de nivel obtenidos durante la prueba.

c. Cámara de vacío.- La prueba con cámara de vacío se realiza para detectar fugas de producto a través de la soldadura o por picaduras en las láminas del piso del tanque. La cámara de vacío es un ensayo que permite detectar si las uniones soldadas muestran estanqueidad. Esto quiere decir que no deben existir discontinuidades que permitan que el sistema filtre.

Para ejecutar esta prueba es necesario con los siguientes equipos y materiales:

- Una caja de pruebas de aproximadamente 150 mm (6 pulgadas) de ancho por 750 mm (30 pulgadas) de largo con una ventana transparente en la parte superior, que ofrece una visibilidad adecuada para ver el área bajo control durante las pruebas.
- Un vacuómetro Calibrado y Certificado.
- Un motor eléctrico con capacidad de generar hasta 90 PSI de vacío.

- Una solución de película de jabón comercial o solución de detección de fugas.

Por otro lado se deben verificar cumplir los siguientes requisitos antes de realizar la prueba:

- Los límites de temperatura de la superficie del material será 4°C(40° F) y 52°C(125°F), a menos que la solución de la película está demostrado que funciona a temperaturas fuera de estos límites, ya sea por pruebas o recomendaciones del fabricante.
- La mínima intensidad de la luz necesaria en el punto de examen y evaluación de fugas es de 1000 lux (100 fc).
- Realización de un examen visual de la parte inferior y las soldaduras antes de realizar la prueba de la caja de vacío.
- Verificación de la condición de la caja de vacío y de su junta de sellos.
- Para la succión del aire debe proporcionarse las conexiones y válvulas convenientes.
- Conexión de la caja de vacío al motor eléctrico.
- Conexión del vacuómetro para medir la presión de vacío.

La aplicación de la solución de jabón al cordón de soldadura y seguidamente la caja debe ser colocada sobre la superficie a inspeccionar aplicándosele el vacío hasta llegar a la presión de succión requerida 5psi. En ese instante se cierra la válvula para

mantener esta presión hasta el término de la inspección del cordón durante 5 segundos como mínimo.

Se considera inaceptable la presencia de fuga a través del espesor que es indicado por la formación continua o el crecimiento de una burbuja (s) de espuma, producido por el aire que pasa por el espesor. La presencia de una fuga de gran abertura, indicado por una burbuja que estalla o rápida respuesta o escupir a la configuración inicial de la caja de vacío es inaceptable. Las fugas serán reparadas y volverse a analizar.

2.2.3 PROCESOS DE DETERIORO Y AVERÍAS

Existen una serie de factores que bien sea actuando aisladamente o combinados provocan alteraciones que podrían provocar derrames causados por la corrosión, grietas en las soldaduras, válvulas de alivio de presión o de vacío que no funcionan adecuadamente, sistemas de venteo diseñados incorrectamente, y protección inadecuada contra electricidad estática causados por mecanismos de daño en servicio que pueden eventualmente llevar a la falla de un tanque como:

- Fatiga: alto ciclo, bajo ciclo, térmica superficial, por impacto, corrosión, fricción, propagación de fisuras.
- Corrosiones: generalizada, localizada, ataque químico directo, galvánica, rendijas, picado, intergranular, selectiva, corrosión-erosión, corrosión bajo tensiones, microbiológicas, bajo aislación, etc. [7]

- Termofluencia y relajación.
- Corrosión-Fatiga
- Fatiga-Termofluencia
- Daño por hidrogeno
- Desgaste: adhesivo, abrasivo, corrosivo, deslizamiento, rodadura, cavitación, fricción.
- Ataques superficiales: por gases o líquidos

2.2.3.1. Corrosión

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. La velocidad de corrosión es influenciada por variables dependientes del material (composición química, propiedades metalúrgicas, etc.) y como la corrosión es un mecanismo de ataque superficial, se ve también influenciada por variables dependientes de la formación de películas superficiales en el metal (resistencia eléctrica, espesor, composición, presencia de defectos, etc.), todo esto dependerá de cada particular combinación de material específico / medio corrosivo. A continuación se describen los tipos de corrosión comunes en recipientes de almacenamiento.[7]

Corrosión Galvánica: Se presenta 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 dado por: la diferencia de potencial entre los metales disimiles, la conductividad eléctrica del circuito y la relación de áreas. La figura 3.1 nos muestra efectos de la corrosión galvánica. La mejor prevención es un buen diseño que evite contacto entre metales disimiles. Otras alternativas de protección posible incluye el agregado de inhibidores al medio corrosivo y eliminación del contacto eléctrico con la utilización de juntas dieléctricas.[7]

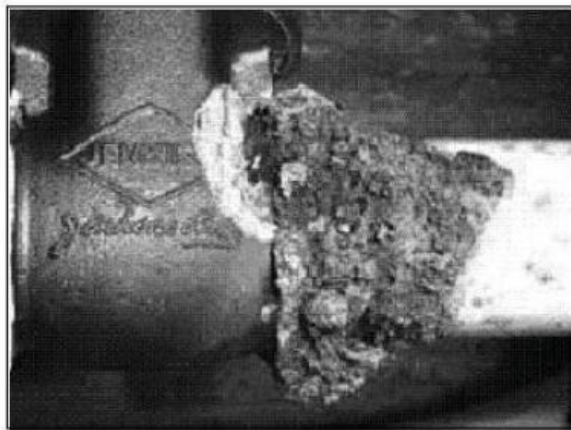


Figura 3.1 Corrosión Galvánica [7]

Corrosión Atmosférica: Es el tipo de corrosión común en tanques atmosféricos y equipos expuestos a la superficie. La pérdida de espesor es uniforme, siendo considerada la más benigna ya que es predecible. Las variables más importantes en el proceso son el tipo de atmosfera (industrial, marina y rural), la humedad relativa, la

temperatura ambiental y la presencia de sales, sulfuros y suciedad. La figura 3.2 nos muestra efectos de la corrosión atmosférica. El método más eficaz es el uso de una buena preparación superficial y la aplicación de revestimiento apropiados. [7]



Figura 3.2 Corrosión Atmosférica [7]

Corrosión Bajo Aislación (CUI): El efecto de la presencia de la aislación es en primera instancia mecánica ya que provee un espacio anular en el cual el agua o la humedad se puede mantener en contacto con el metal durante periodos 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 SCC (“stress corrosión cracking”, Corrosión bajo tensiones), estos son generados por cambios frecuentes de temperatura frío/caliente, parte inferior de los recipientes, zonas donde la barrera mecánica de protección atmosférica se encuentre

deteriorada o rota, venteos, las terminación de aislación de bridas, recipientes operando entre -4° y 121°C de aceros al carbono donde las condiciones de operación pueden causar condensación de humedad (paradas), equipos sujetos a recibir salpicaduras de agua o vapor, equipos de trabajo intermitente con temperaturas por encima de 100°C , etc. La figura 3.3 nos muestra efectos de la corrosión bajo aislación. El método de mitigación consiste en incluir protección superficial mediante recubrimientos apropiados para las condiciones de trabajo. [7]



Figura 3.3 Corrosión Bajo Aislación [7]

Corrosión Bajo Tensiones (SCC): 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. La figura 3.4 nos muestra efectos de la corrosión bajo tensiones. Solo la combinación específica de un

material y un medio específico producen SCC, así como un medio que produce SCC en un metal puede no producirlo en otro. [7]

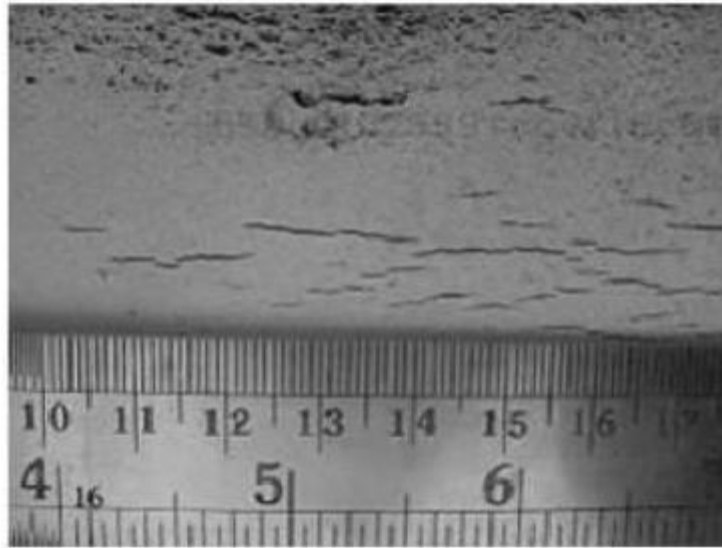


Figura 3.4 Corrosión Bajo tensiones [7]

Estas fisuras pueden ser intergranulares o transgranulares, y en general son muy ramificadas. Los más típicos son:

- SCC por aminas.
- PASCC (Polythionic Acid SCC)
- SCC por cloruros.
- Corrosión-Fatiga
- SCC cáustico
- SCC por amoníaco
- SCC por carbonatos

Picado o Pitting: Es una de las formas corrosivas mas peligrosas. Ocurre en áreas muy pequeñas de superficie, pero como el ataque es muy rápido produce perforación de la pared metálica. El

ataque ocurre por la acción de determinados iones (Cl , SO_4), como se muestra en la figura 3.5, 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.). [7]

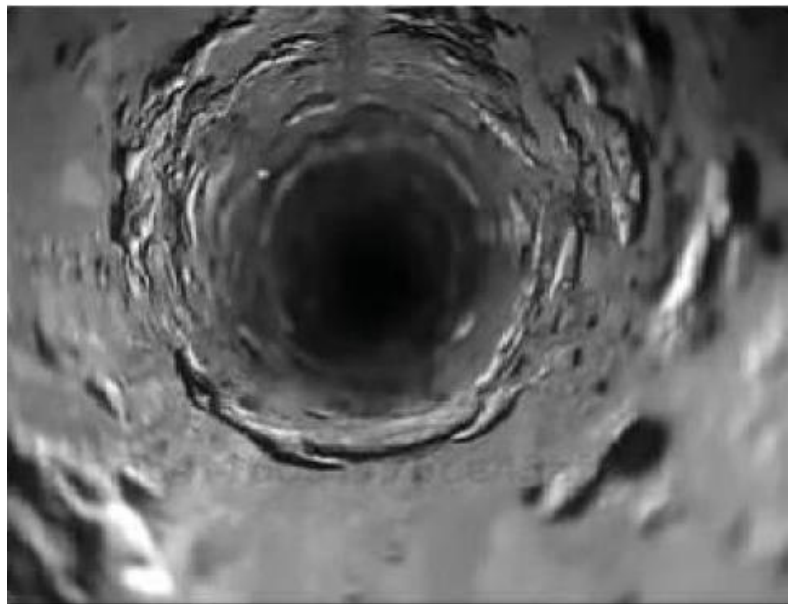


Figura 3.5 Picado o Pitting [7]

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, como se muestra en la figura 3.6. 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. [7]

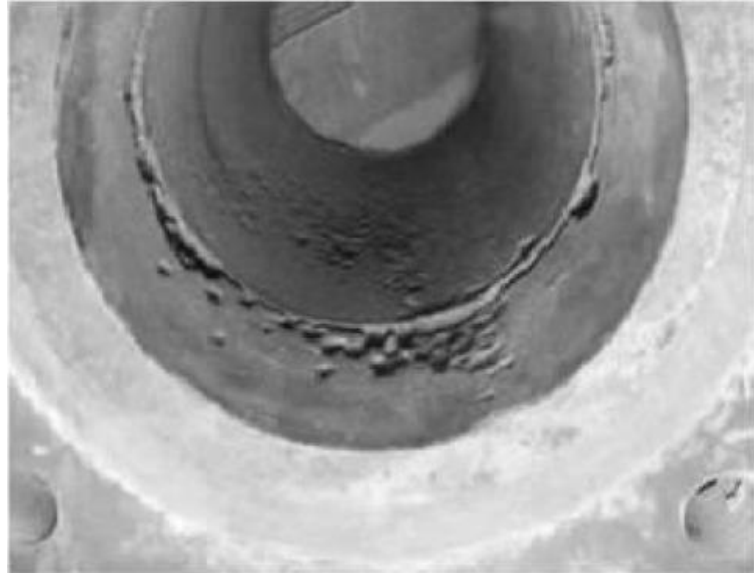


Figura 3.6 Corrosión por Dióxido de Carbono [7]

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 (CO_2 y H_2S), productos de la degradación de las aminas, sales calientes de aminas estables (HSAS) y otros contaminantes. [7]

Corrosión por Rendijas o Crevice: Ocurre en presencia de espacios pequeños confinados (gaps), como se muestra en la figura 3.7, donde el medio corrosivo puede llegar a tener distintas concentraciones que en el seno del medio. [7]



Figura 3.7 Corrosión por Rendijas o Crevice [7]

Erosión-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. La erosión-corrosión se caracteriza por formar sobre la superficie marcas con forma de “herradura de caballo” en la dirección del flujo, como se muestra en la figura 3.8. Las áreas más propensas a sufrir este mecanismo son aquellas con alta velocidad de flujo y alta turbulencia. Las formas de mitigación son: utilizar aleaciones resistentes a la corrosión y/o alterar los procesos para reducir la corrosividad. [7]

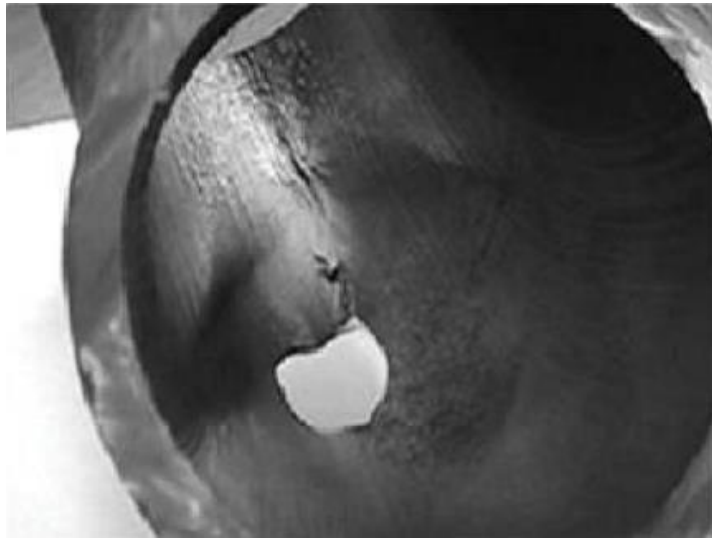


Figura 3.8 Erosión-Corrosión [7]

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 de material, como se muestra en la figura 3.9. Los aceros inoxidable y las aleaciones de níquel son los materiales más susceptibles. La forma de prevenirlo es usar aceros de baja aleación estabilizados con elementos que forman carburos que no sean de cromo, o utilizando tratamiento térmico post soldadura. [7]

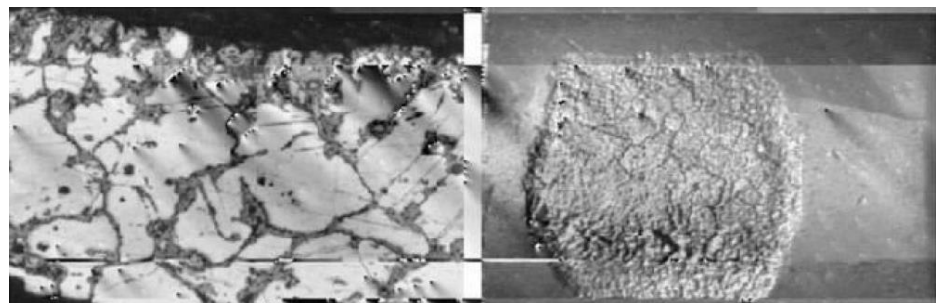


Figura 3.9 Ataque Intergranular [7]

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 15% de zinc. Cuando se remueve el zinc queda una matriz porosa y débil de cobre. En la imagen 9.10 se muestra una fuga que apareció durante una prueba hidrostática. [7]

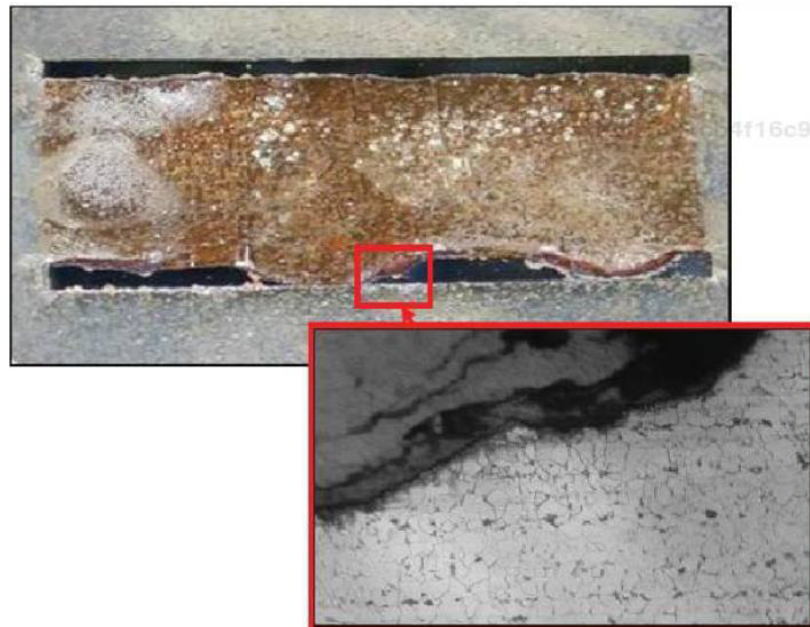


Figura 3.10 Dealeado [7]

2.2.3.2. FATIGA

La 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 o vibraciones cíclicas, y típicamente se encuentran por debajo de la tensión de fluencia del material.

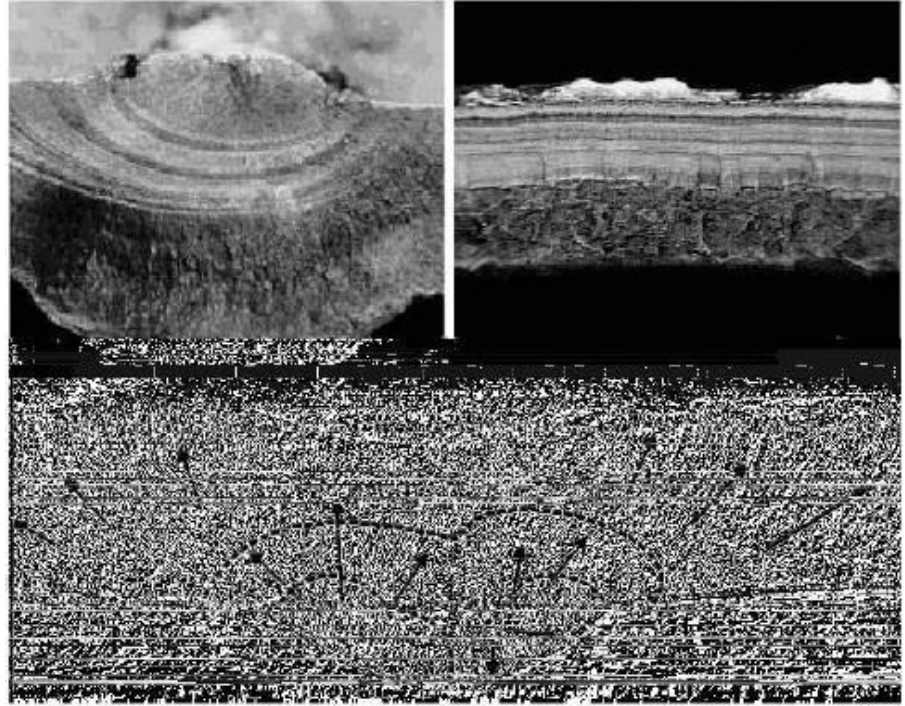


Figura 3.11 Fatiga [7]

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 las propagaciones por fatiga, las marcas de playa en las superficies menos rugosas señalan posiciones sucesivas del frente de

fisura. Esto permite individualizar el o los sitios de iniciación de la propagación, tal como se muestra en la figura 3.11. [7]

2.2.3.3. DAÑO POR EXPOSICIÓN PROLONGADA A ALTA TEMPERATURA

A las altas temperaturas los componentes pueden deformarse lenta y continuamente bajo carga menor a la tensión de la fluencia del material. Esta deformación, dependiente 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. Generalmente un incremento cercano a 120°C o un incremento de 15% de tensión puede disminuir la vida remanente a la mitad o menos dependiendo de la aleación. La adecuada selección de los materiales para servicio a alta temperatura es un factor esencial en el diseño resistente al creep. Este fenómeno puede conducir a excesivas deformaciones plásticas o culminar en la rotura de un elemento estructural, tal como se muestra en la figura 3.12. [7]

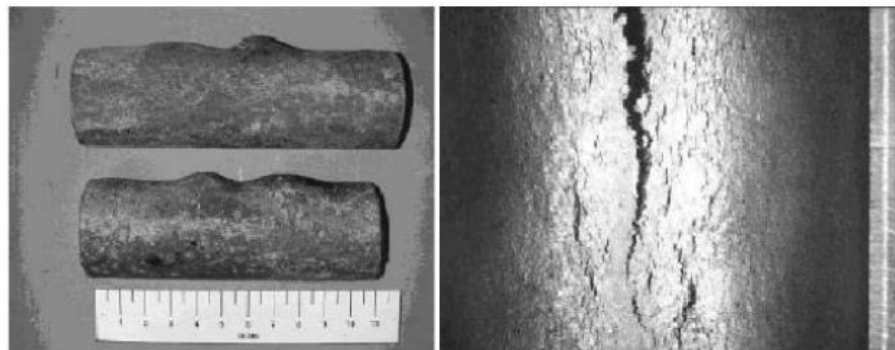


Figura 3.12 Creep [7]

2.2.3.4. DISCONTINUIDADES O DEFECTOS INTRODUCIDOS DURANTE LA FABRICACIÓN DEL TANQUE

a) Laminaciones / Exfoliaduras

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, formando una discontinuidad dentro del material, como se muestra en la figura 3.13.



Figura 3.13 Laminaciones / Exfoliaduras [7]

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. [7]

b) Discontinuidades en soldaduras

Una fracción importante de las fallas en equipos a presión se inicia en discontinuidades en las soldaduras, que se transforman en defectos mediante algún mecanismo de daño durante el servicio posterior como:

- **Desalineación de componentes:** Cuando los ejes de dos componentes no están en la misma línea o cuando una cara de estos es distinta, la otra, se produce desalineaciones entre los componentes.
- **Desalineación de Soldadura de Doble Arco Sumergido:** En el proceso de soldadura de doble arco sumergido las “puntas” deben estar perfectamente alineadas, este proceso se hace mediante calibración del sistema. Estas puntas pueden con el transcurso del tiempo o por golpes desalinearse, produciendo soldadura desalineada y con una morfología no deseada. Por este motivo a veces las puntas no llegan a la raíz de la soldadura produciendo faltas de fusión.
- **Inclusiones o Escoria:** Son los óxidos no metálicos que se encuentran a veces en forma de inclusiones alargadas y globulares en los cordones de soldadura. Durante la formación del depósito y la subsecuente solidificación del metal de la soldadura, tienen lugar muchas reacciones químicas entre los materiales (fundente), o

con la escoria producida. Algunos de los productos de dichas reacciones son compuestos no metálicos, solubles solo en cierto grado en el metal fundido. Debido a su menor densidad, tienden a buscar la superficie exterior del metal fundido, salvo que encuentren restricciones para ello.

- Porosidad: Son huecos globulares, libre de todo material sólido, que se encuentra con frecuencia en los cordones de soldadura. En realidad, los huecos son una forma de inclusión de que resulta de las reacciones químicas que tienen lugar durante la aplicación de la soldadura. Difieren de las inclusiones de escoria en que contienen gases y no materia sólida. Los gases que forman los huecos se derivan de los gases liberados por el enfriamiento del metal de la soldadura, como consecuencia de la reducción de solubilidad al descender la temperatura y de las reacciones químicas que tienen lugar dentro de la propia soldadura.
- Falta de fusión: Se produce cuando el material de aporte no funde el material base, quedando una discontinuidad entre el material base y el de aporte.
- Falta de Penetración: Esta expresión es utilizada al detectar que el material depositado y el metal base no

se funde en forma integral en la raíz de la soldadura. Puede ser ocasionada porque la cara de la raíz de la soldadura de ranura no alcance la temperatura de fusión a toda su altura, o porque el metal de la soldadura no llegue a la raíz de una soldadura de filete, y deje el hueco ocasionado por el punteo del metal de la soldadura desde un miembro al otro.

- Rechupe: Esto sucede cuando la soldadura es de gran tamaño y no hubo buen proceso de enfriado, por lo que la parte central se contrae y se “rechupa” hacia adentro.
- Socavadura: El término describe la eliminación por fusión de la pared de una ranura de soldadura en el borde una capa o cordón, con la formación de una depresión marcada en la pared lateral en la zona a la que debe unirse por fusión la siguiente capa o cordón. También describe la reducción de espesor en el metal base, en la línea en que se unió por fusión el último cordón de la superficie. Esto se pudo haber ocasionado por alto amperaje y arco demasiado largo.

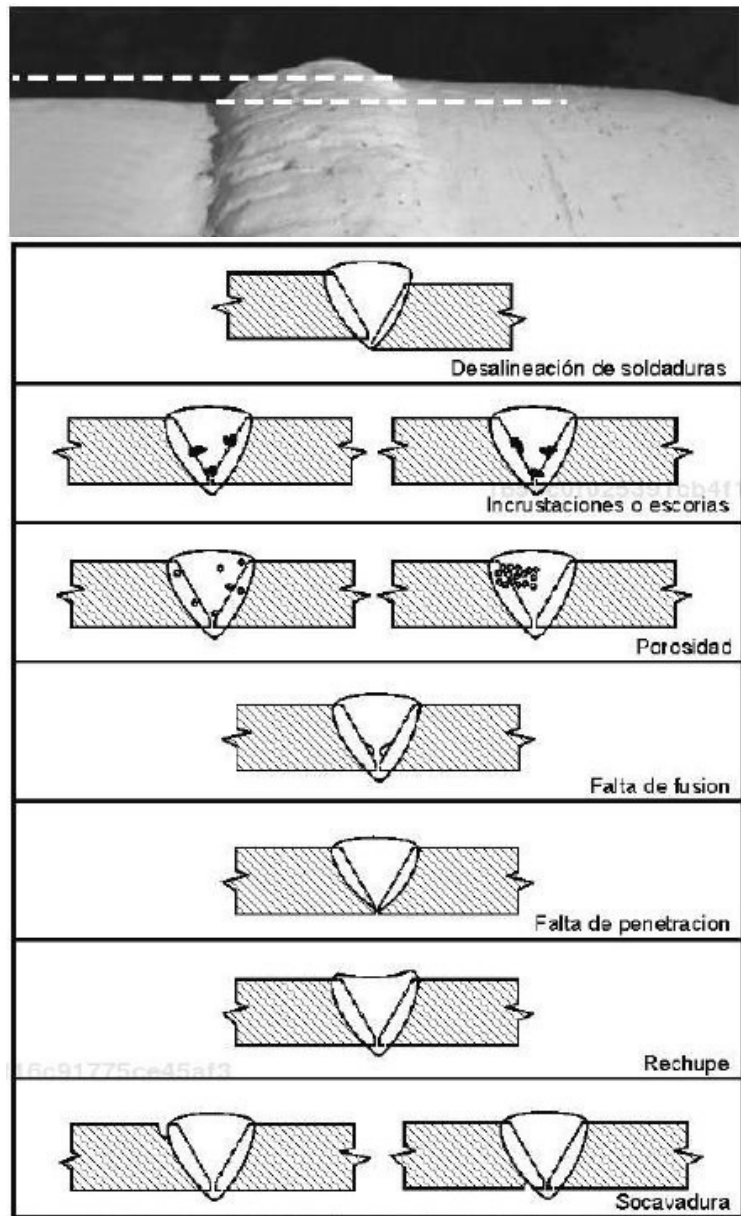


Figura 3.14 Discontinuidades en soldaduras [7]

- J Crack: Este mecanismo de daño es particular de las soldaduras ERW. En caso que las chapas que conformaran el caño tengan laminaciones o exfoliaduras en los bordes a unir, estos al abrirse en el

proceso de soldadura, se configuran en forma de “J”, como se muestra en la figura 3.15. [7]

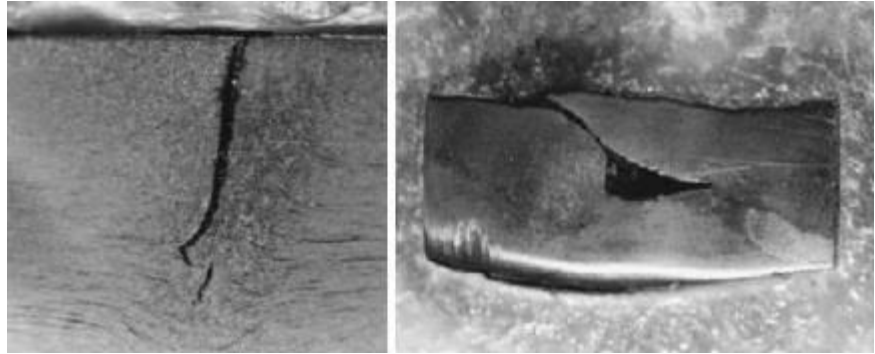


Figura 3.15 J Crack [7]

Este tipo de averías pueden afectar diferentes zonas del tanque como en el basamento, fondo, paredes, techo y accesorios. Según el lugar al que afecte las averías se clasifican en:

2.2.3.5. Avería en el fondo del tanque

a) El interior del fondo del tanque puede verse afectado por la corrosión, ésta se presenta especialmente en su cara superior y de diversas formas:

- Pitting generalizado: Su origen se debe a la presencia del agua decantada en el fondo del tanque. Cuando el pitting es profundo, la corrosión es severa y puede originar una disminución de espesor del fondo del tanque de gran importancia.
- Las corrosiones en uniones de chapas son un tipo de corrosión que afecta a soldaduras o los roblones de

unión de chapa. Provoca grietas por las que se fuga el producto.

- Perforaciones pasantes Las corrosiones localizadas en ciertas áreas se convierten en perforaciones y posteriormente en agujeros pasantes. Estos agujeros provocan la pérdida del producto que existe en el interior del tanque. Este tipo de perforaciones se origina en los puntos de apoyo de las patas de los techos y pantallas flotantes. Lo mismo puede ocurrir en los puntos bajo las bocas de medición si no se dotan de una placa de refuerzo.

b) En el exterior de fondo del tanque Su origen está en la presencia del agua en contacto con la chapa y a la acidez del suelo. Es una corrosión difícil de medir y controlar ya que no puede verse, una forma de evitarla es instalando un sistema de protección catódica.

2.2.3.6. AVERÍA EN LAS PAREDES DE TANQUES

a) Paredes Internas

- En virola inferior: Su origen se debe a la presencia de agua en decantación no drenada adecuadamente en el fondo del tanque. Esta corrosión es muy intensa en la parte inferior de la primera virola del tanque y va acompañada de una considerable pérdida de espesor.

- En virola intermedia: Su origen se debe a la oxidación originada por condensación del agua ambiental y al arrastre de óxido por la pantalla al oscilar la altura del líquido en el tanque. En tanques con pantalla flotante y techo flotante se presenta, generalmente, una disminución de espesor en las virolas comprendidas en el tercio superior del tanque.

b) Paredes Externas

- En virola inferior: Este tipo de avería se debe a una corrosión localizada que provoca pérdidas de espesor. Su causa se debe a una acumulación agua-tierra-arena que cubre hasta 20 cm. por encima de la unión fondo-envolvente.
- En virolas intermedias y superiores: No son frecuentes ya que normalmente los tanques están pintados.
- En paredes de tanques calorifugados: Se produce corrosión por la impregnación en agua de la manta aislante. Esta impregnación tiene su origen en la penetración en forma de agua de lluvia si la coronación del calorifugado no es estanca y en la impregnación por capilaridad desde el terreno si no es estanco el cierre inferior o hay acumulación de tierra mojada en la primera virola.

2.2.3.7. AVERÍAS EN TECHOS FIJOS

a) Asentamientos parciales del techo.

Su origen está en la cesión de parte de la estructura soporte del techo debido a sobrecargas dinámicas externas, sobretensiones en la estructura o depresiones internas del tanque.

b) Corrosión externa de la chapa.

Puede presentarse en forma de corrosión localizada provocando posteriormente la perforación de la chapa o bien en forma de pitting localizado en un área determinada.

2.2.3.8 AVERÍAS EN TECHOS FLOTANTES

Puede hundirse la pantalla flotante por perforación del velo o por errores de operación al sobrellenar el tanque y chocar la pantalla con las estructuras portantes del techo sin funcionar las alarmas de detección de sobrellenado. También puede deteriorarse el cierre ocasionándose pérdidas por evaporación.

2.2.3.9 AVERÍAS EN ACCESORIOS

a) Corrosión exterior:

Están expuestos a la corrosión escaleras, barandillas y sistemas de ventilación.

b) Averías en equipos de medida:

Pueden ocasionar averías si no suministran la información necesaria al área de operaciones.

c) Averías por agentes atmosféricos:

El hielo es el mayor enemigo, afectando principalmente al Sistema de Protección contra Incendios.

2.2.4 CERTIFICADO DE HERMETICIDAD

Se define como el documento emitido por una Entidad Acreditada que, basado en un Informe de Inspección, garantiza que un Sistema de Tanques Enterrados (STE) cumple con las normas de hermeticidad correspondientes.

De acuerdo a lo señalado por el Ministerio de Energía y Minas, la mayoría de los tanques enterrados de quince (15) años o más de antigüedad constituyen un alto riesgo a la contaminación del agua y del suelo, habida cuenta que fueron construidos de acero con poca o nula protección contra la corrosión. Las condiciones naturales que inducen la corrosión incluyen suelos salinos, suelos húmedos o suelos ácidos, ocasionando que los referidos tanques se oxiden y que ocurran fugas de combustible. Esta exigencia se aplica conjunto de instalaciones que comprendan a tanques, tuberías y conexiones que se encuentren por debajo de la superficie.

Para obtener el certificado es necesario aplicar pruebas de inspección de hermeticidad de tanques enterrados, ya que a través de esta deberá detectarse por lo menos un Índice de Fuga promedio de 0.1 galón por hora (0.3785 litros por hora). Las tecnologías a utilizar en estas pruebas pueden

estar incluidas en la lista de la NWG (National Work Group) o pueden ser otras que cumplan con los niveles de rigurosidad de los siguientes protocolos:

- a) EPA/530/UST90/ 004 “Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: Volumetric Tank Tightness Testing Methods”.
- b) EPA/530/UST90/ 004 “Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: No Volumetric Tank Tightness Testing Methods”.

La certificación para tanques y sistemas enterrados nuevos es vigente por 03 años, contados desde la fecha de obtención del Certificado, siempre y cuando cumplan con lo siguiente:

- Tanques y líneas metálicos con protección catódica que cumplan por lo menos con lo señalado en el API RP 1632 en su versión más actualizada.
- Contar con equipos para prevención de derrames y sobrellenado.
- Control diario de inventarios, como mínimo con una precisión de 0.5%, establecida en la Práctica Recomendada en la norma API 1621 Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets, o norma similar o equivalente.
- Tener instalado un detector automático de fugas de línea, de acuerdo a lo indicado en los artículos 5 y 6 de la presente Norma. Posteriormente, la periodicidad para la obtención del Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE deberá

determinarse mediante la evaluación de la matriz de riesgo especificada en el Anexo N° 1.

Los Operadores de los STE nuevos deberán presentar a OSINERGMIN un Informe de Índice de Riesgo del STE de acuerdo al Anexo N° 1 de la presente norma, a través del cual se establecerá cuándo se realizará la primera prueba de inspección de hermeticidad del STE. El Informe de Índice de Riesgo del STE deberá estar suscrito por el operador del STE y la persona natural o jurídica inscrita en el registro de OSINERGMIN, encargada de su elaboración.

Asimismo, los operadores de los STE nuevos deberán cumplir con lo siguiente:

Instalar en los tanques y líneas metálicos un sistema de protección catódica que cumplan por lo menos con lo señalado en el API RP 1632 en su versión más actualizada.

Contar con equipos para prevención de derrames y sobrellenado.

Realizar el control diario de inventarios, como mínimo con una precisión de 0.5%, establecida en la Práctica Recomendada en la norma API 1621 Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets, o norma similar o equivalente.

Posteriormente, cada vez que se realice la prueba de inspección de hermeticidad del STE, se deberá elaborar el Informe de Índice de Riesgo del STE que establezca la fecha en que se deberá realizar la

siguiente prueba de inspección de hermeticidad del STE. Dicho informe deberá ser presentado a OSINERGMIN en un plazo no mayor de treinta (30) días calendario de efectuada la prueba de inspección de hermeticidad del STE. La prueba de inspección de hermeticidad del STE sólo podrá ser realizada por una Entidad Acreditada, la que emitirá el Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE.

Para sistemas de tanques existentes la vigencia del certificado dependerá de los resultados del informe del índice de riesgo de STE de acuerdo al Anexo N°1, efectuada por una entidad acreditada.

2.3 MARCO CONCEPTUAL

- **Anillo de concreto.-** Aro perimetral de hormigón sobre el que se apoya el tanque para evitar hundimiento en el terreno y corrosión de las planchas de piso del tanque.
- **Boquilla.-** Orificio practicado en un tanque para la entrada y/o salida de un fluido o la instalación de un instrumento de medición, generalmente son bridadas o roscadas. Todos los tanques de almacenamiento deberán estar provistos de boquillas.
- **Brida.-** Elemento mecánico para acoplamiento de tuberías y accesorios por medio de espárragos, que facilita el armado y desarmado de las mismas.
- **Corrosión.-** Deterioro de un material a consecuencias de un ataque electroquímico por su entorno. La corrosión se produce cuando el metal es atacado y su superficie se corroe, es decir se produce un deterioro en el cuerpo de material que hace que se degrade y la superficie no se puede recuperar.

- **Cubeto.-** Es el área alrededor del tanque diseñada para contener hasta el 10% más de la capacidad máxima del tanque. En caso de haber más de un tanque dentro del cubeto, el mismo deberá ser capaz de contener la capacidad máxima del tanque más grande, más el 50% de la capacidad total de los tanques restantes. Dicho cubeto estará delimitado por un muro o dique. Los tanques de 10.000 m³ de capacidad o mayores deberán ubicarse en cubetos individuales.
- **Ensayos no Destructivos.-** Es cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales.
- **Inspección interna.-** Es una inspección completa, realizada por un inspector autorizado, a todas las áreas internas accesibles del tanque.
- **Inspección externa.-** Es una inspección realizada por un inspector autorizado, para evaluar todas las condiciones técnicas de un tanque sin suspender la operación.
- **Inspector autorizado.-** Es aquel que cuenta con acreditaciones solicitadas por la norma referenciada en cada procedimiento establecido.
- **Integridad operativa.-** Capacidad del sistema para desempeñar la función para la cual fue diseñado, en forma segura y confiable, sin afectar la seguridad de las personas y el medio ambiente.
- **Oxidación.-** Es una reacción química donde un metal o un no metal ceden electrones y por tanto aumenta su estado de oxidación. Es un fenómeno que se produce sobre la superficie del material, que puede ser retirado con un pulido o lijado sin ningún deterioro. La oxidación es el proceso previo a la corrosión.

- **Protección catódica.**- Es una técnica para controlar la corrosión galvánica de una superficie de metal convirtiéndola en el cátodo de una celda electroquímica.
- **Mezcladores:** Son hélices accionadas por un motor externo que giran dentro de la masa de producto que se utilizan para mantener uniforme la masa de hidrocarburos dentro del tanque.
- **Muesca (ranura).**- Pérdida de material (voluntaria o involuntaria) en la pared del equipo producida por golpe o rozamiento de un objeto agudo.
- **Sello de techo flotante:** Consiste en una banda de desgaste resistente a la abrasión, que se coloca a lo largo del perímetro de la cúpula o techo, para sellar el espacio anular, comprendido entre la cúpula o techo y la pared interna del tanque y que se encarga de minimizar las fugas de gases en la unión entre el techo flotante y la envolvente del tanque.
- **Tanque atmosférico vertical.**- Recipiente metálico diseñado para almacenar o procesar fluidos líquidos a presión atmosférica o presión interna relativamente baja.
- **Techo o cúpula fija.** Cubierta superior apoyada sobre la estructura interna del tanque y perimetralmente en la pared de la envolvente; se emplean para contener productos no volátiles o de bajo contenido de ligeros (no inflamables) debido a que al disminuir la columna del fluido, se va generando una cámara de aire que facilita la evaporación del fluido, lo que es altamente peligroso.

CAPITULO III

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

El desarrollo del presente procedimiento consta en recopilar toda la información del tanque brindada por el propietario del área en donde se encuentra ubicado el tanque a inspeccionar, luego pasar a una etapa previa a la aplicación de la prueba de hermeticidad, debido a que es necesario garantizar la integridad del tanque al ser llenado por agua durante 24 horas, y la prueba de hermeticidad. Además se describe el caso de la ejecución de la etapa previa en uno de los tanques de la Central Térmica Atocongo.

3.1. CASO PRÁCTICO

- **ZONA INSPECCIONADA** : Casco, Techo y Fondo
- **ALTURA:** 5600 mm.
- **DIÁMETRO:** 6000 mm
- **MATERIAL:** Acero al Carbono
- **UBICACIÓN:** CENTRAL TERMICA ATOCONGO – UNACEM S.A.A
- **AÑO DE FABRICACIÓN:** 2002

- **CAPACIDAD:** 40,000 Galones
- **ALMACENAMIENTO:** Petróleo R6

3.1.1. MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO

La medición de espesores se realizó por muestro en el cuerpo cilíndrico del tanque, dicho ensayo se efectúa aplicando por contacto directo sobre la superficie, un transductor normal de un equipo de Ultrasonido digital directa (Pulso- Eco). Para la obtención de un acoplamiento optimo se utilizó grasa, entre el transductor y la superficie del material en evaluación, de esta forma evitar la interferencia de las ondas ultrasónicas.

La ubicación de cada uno de los puntos de medición de espesores efectuados al tanque vertical, en la figura 15.

ELEMENTO INSPECCIONADO: Tanque vertical N°3.

PUNTOS MEDIDOS: 360 Puntos, ver Figura 4.1. y 4.2

NORMA APLICADA: API 653-Edicion 2005

EQUIPO USADO: Equipo de Medición de espesores por Ultrasonido, marca MITECH, con Transductor normal 5MHz.

ACOPLANTE: Grasa.

CONDICIÓN DE LA SUPERFICIE: Buena, pulida

Los resultados de la medición de espesores ejecutada al tanque se muestran en la figura 4.1, donde se visualizan el desgaste en cada paño del tanque. Según la TABLA N°1 mostrada en el cuerpo cilíndrico presenta un espesor mínimo localizado de 2.13 mm, el cual presenta un desgaste de 57.14% considerando como espesor nominal mayor encontrado de 4.97mm.

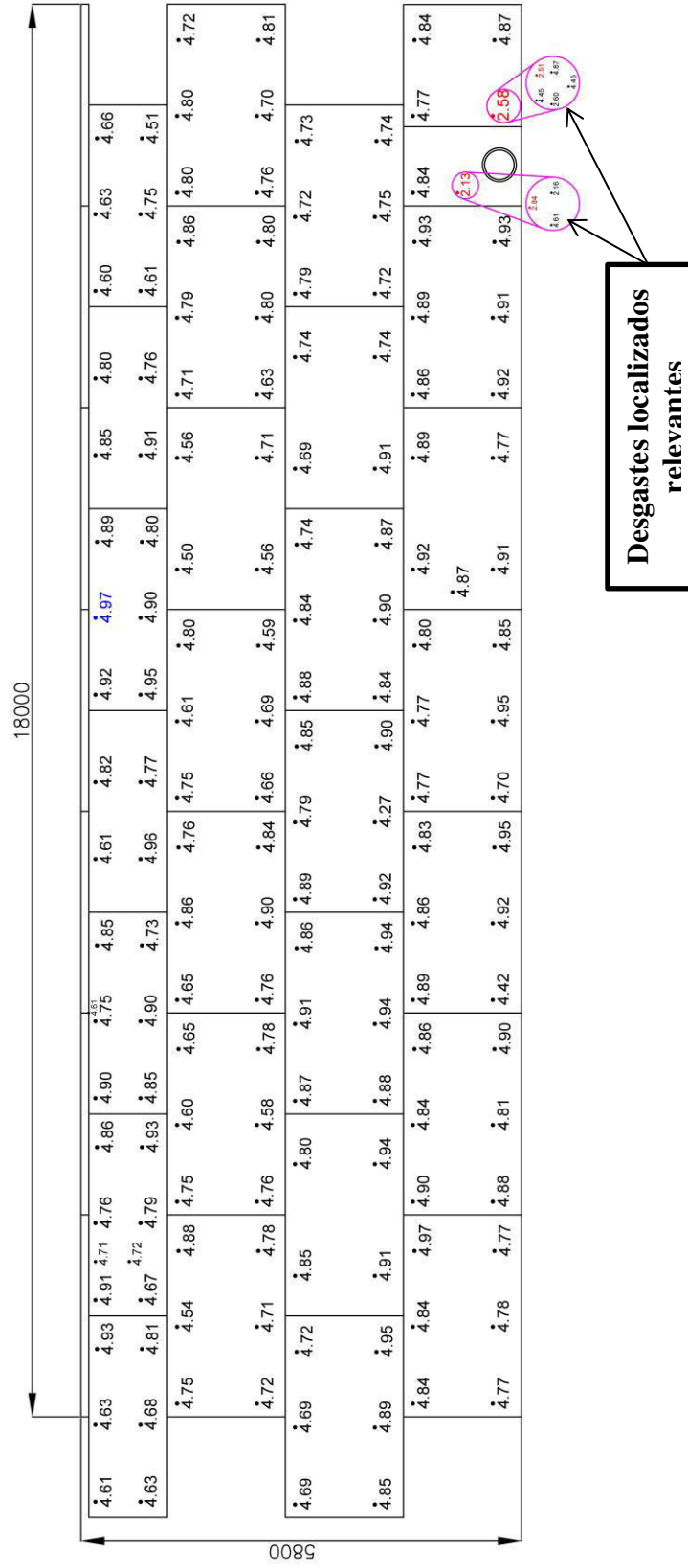


Figura 4.1 Medición de espesores - Casco

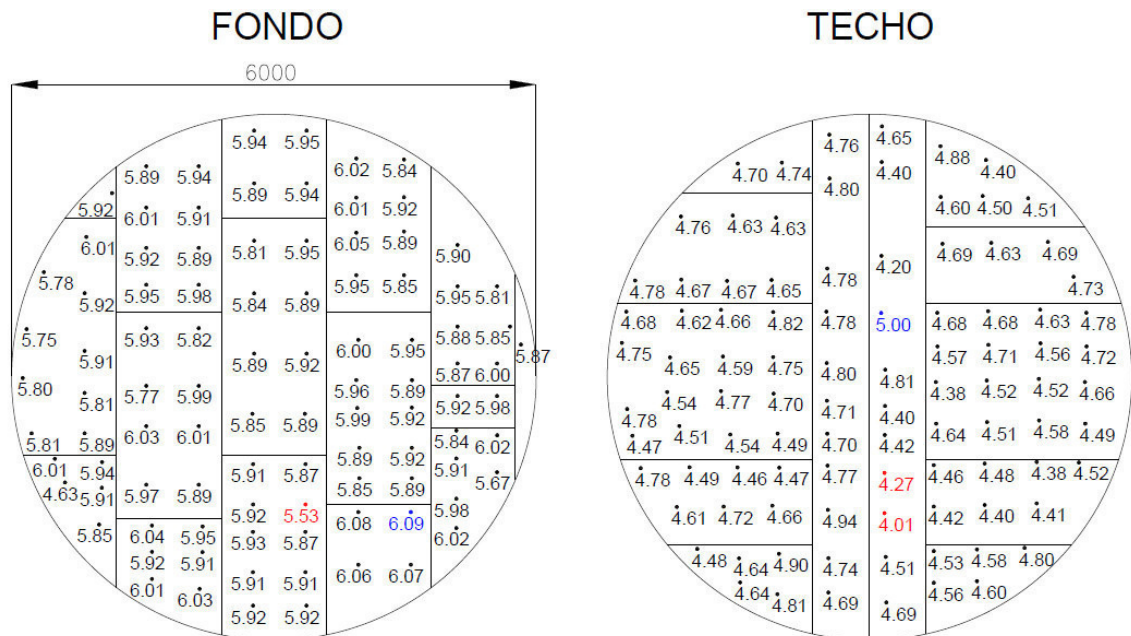


Figura 4.2 Medición de espesores fondo y techo

MEDICIÓN DE ESPESORES (mm)			
SECTOR	ESPESORES		
	Mayor	Mínimo	Desgaste
C. Cilíndrico	4,97	2,13	57,14%
Techo	5,00	4,01	19,80%
Fondo	6,09	5,53	9,2%

TABLA N°1: Medición de espesores del caso práctico

En el techo presenta un espesor mínimo localizado de 4.01 mm, el cual presenta un desgaste del 19.8% considerando como espesor nominal mayor de 5.00mm.

En el fondo presenta un espesor mínimo de 5.53mm, el cual representa un desgaste de 9.2% considerando como espesor nominal mayor de 6.09 mm.

3.1.2. PRUEBA DE VACÍOPRUEBA DE VACÍO

La prueba de Vacío, está orientado a la estandarización de los parámetros de ejecución de esta técnica, adecuándolo a nuestros requerimiento y necesidades basados en la Norma API 650 – 210, en la evaluación de soldaduras a traslape y a tope principalmente, ya sea en las etapas de la fabricación, mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo de tanques a presión o de almacenamiento, nos permitirá detectar y evaluar la integridad de las juntas soldadas a fondo.

ELEMENTO INSPECCIONADO: Tanque vertical N°3.

LONGITUD INSPECCIONADA: 32810mm. Figura 4.3

NORMA APLICADA: API 650-10 Art. 8.6 Welded Steel Tanks for Oil Storage.

EQUIPO USADO:

- Una campana de vacío de 150mm (6in.) de ancho por 750mm (30in) de largo con empaquetadura de caucho con los bordes abierto del fondo abierto.
- Un motor eléctrico, capaz de generar un vacío de mínimo de 21Kpa – 5 Kpa.
- Un vacuómetro calibrado y solución jabonosa.
- La prueba de vacío se realizó en las juntas de soldadura mostradas en la figura 4.3, en la figura 4.4 y 4.5 se aprecia el ensayo realizado.

No se detectaron defectos en las uniones soldadas del fondo del tanque, y se constató que el dial del vacuometro se mantuvo estable. Por consiguiente, el fondo del tanque mantiene hermeticidad y se encuentra en condiciones de operatividad. Por tal

motivo en la figura 4.6 se visualiza el certificado aceptado de prueba de vacío de la prueba realizada.

**GRAFICA DE LA PRUEBA DE VACIO EN EL FONDO
DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO N° 3**

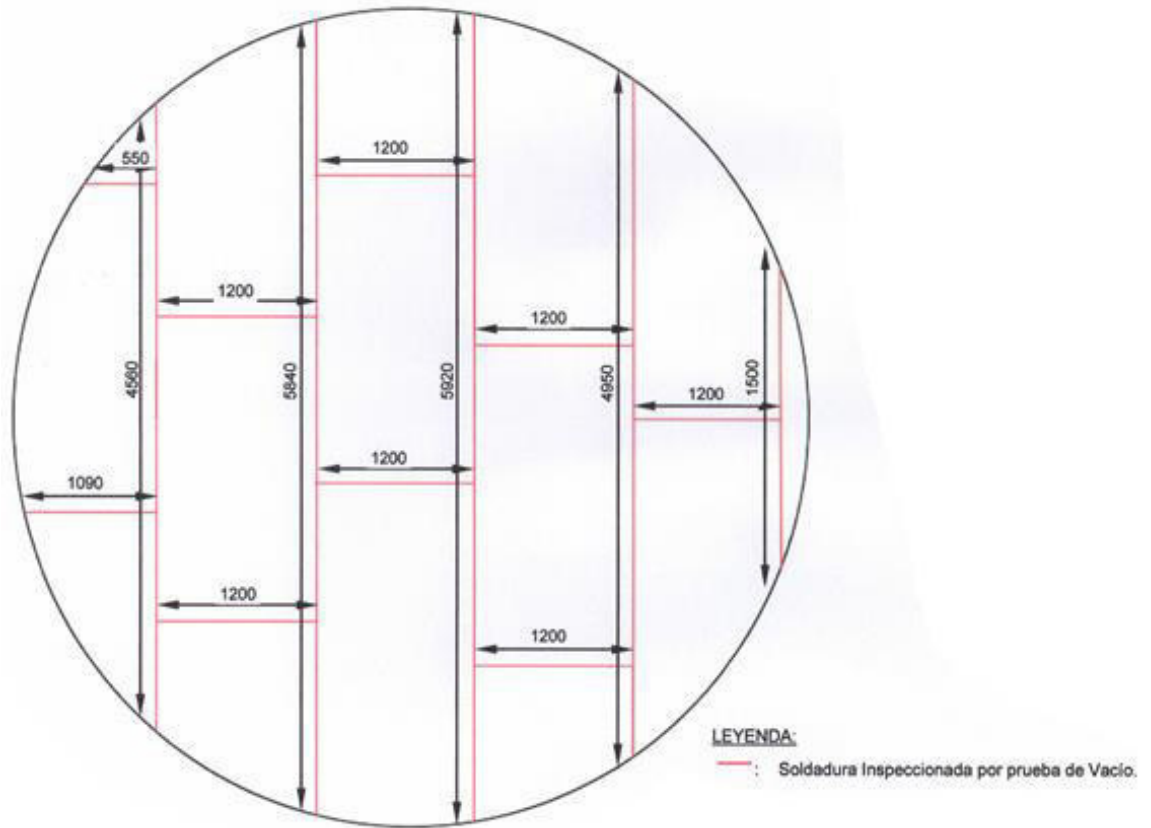


Figura 4.3 Evaluación de prueba de vacío en el fondo del tanque



Figura 4.4 Preparativos de prueba de vacío



Figura 4.5 Ejecución de prueba de vacío

CERTIFICADO DE PRUEBA DE VACIO N° PV-060-2017

Por la presente Certificamos haber ejecutado la Prueba de Vacío al fondo de 01 Tanque de Almacenamiento de Petróleo N° 3, de las siguientes características:

DATOS DEL TANQUE

Propietario : UNACEM S.A.A.
Fabricante : NO INDICA
Año de Fabricación : NO INDICA
Serie/Código : TANQUE VERTICAL DE ALMACENAMIENTO DE PETROLEO N° 3
Forma : CILINDRICO
Material : ACERO AL CARBONO
Espesor Cuerpo Cilíndrico : 4.97 mm (Espesor Nominal Asumido)
Espesor Fondo : 6.09 mm (Espesor Nominal Asumido)
Diámetro : 6000 mm
Altura Cuerpo Cilíndrico : 5600 mm

CONDICIONES DE PRUEBA

Procedimiento Aplicado/Norma : API STANDARD 650 - 8.6.
Presión de Prueba : - 10.0 inHg. (5.0 Psi)
Material utilizado : Espuma.

OBSERVACIONES

Durante la ejecución de la Prueba de Vacío, no se detectaron defectos en las uniones soldadas del fondo del tanque, y se constató que el dial del vacuometro se mantuvo estable. Por consiguiente el tanque mantiene hermeticidad y se encuentra en condiciones de operatividad.

FECHA DE EJECUCION : 18/02/2017
LUGAR DE EJECUCION : Planta de UNACEM S.A.A.
SOLICITADO POR : MANTENIMIENTO Y SUPERVISION S.A.
APLICACIÓN/USO : Almacenamiento de Petróleo.

Se expide el presente CERTIFICADO a solicitud de: MANTENIMIENTO Y SUPERVISION S.A.

Lima, 23 de Febrero del 2017.


ICOT SAC.
SIMON ESPINOZA TINTAYA
Gerente General

Figura 4.6 Certificado obtenido de Prueba de vacío

3.1.3. TINTES PENETRANTES

Se aplicó un líquido sobre la superficie limpia de la pieza y así penetre en las discontinuidades que afloran a la superficie debido al efecto capilar, de forma que, al limpiar el exceso de líquido de la superficie, quede solamente el líquido introducido en las discontinuidades. Al salir posteriormente ese líquido ayudado normalmente por la acción de un agente denominado revelador, señala sobre la superficie las zonas en las que existen discontinuidades.

ELEMENTO INSPECCIONADO: Tanque vertical N°3.

LONGITUD INSPECCIONADA: 18850mm.

NORMA APLICADA: ASTM SE 165-12 “Standard Test for Liquid Penetrant Examination”, API 650 – SECCION 8 (Methods of inspecting Joints) 12th Edition – Addendum 2016, ANSI/ASME Section V ed. 2015 Article 6 “Liquid penetrant examination”, ANSI/ASME Section VIII Div. 1 Ed. 2015 Apendix 8 “Methods for Liquid penetrant”.

CONDICIÓN DE LA SUPERFICIE: Buena, pulida, de acuerdo a ASTM E-165-12. El resultado de tintes penetrantes nos mostró indicaciones relevantes con presencia de socavación externa, porosidad y falta de fusión en el primer anillo (fondo). En las figuras 4.7 y 4.8 se aprecian los defectos encontrados.

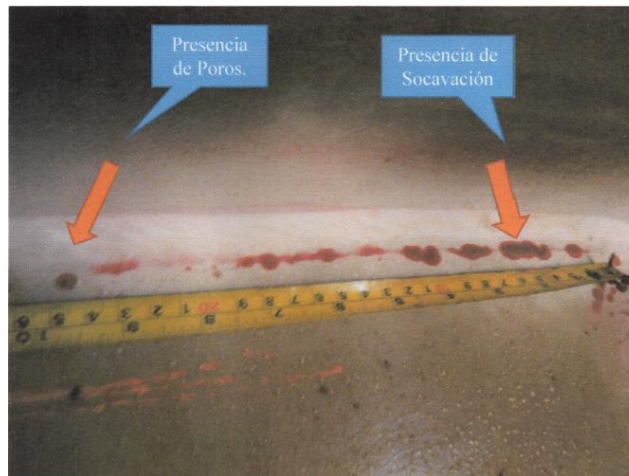


Figura 4.7 Prueba PT

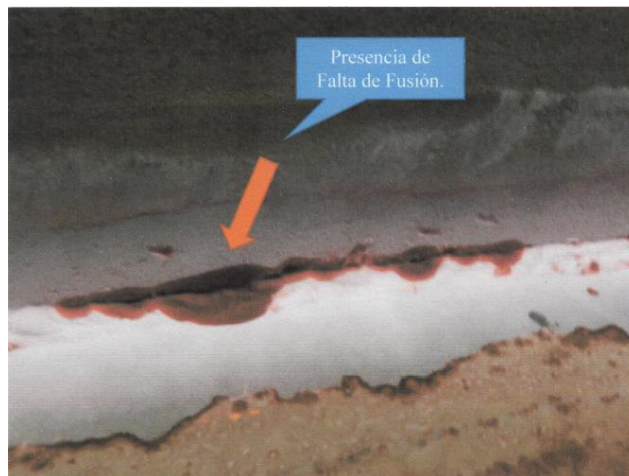


Figura 4.8 Prueba PT

3.1.4. RADIOGRAFÍA INDUSTRIAL

El procedimiento consiste en medir la calidad de las soldaduras industriales, a través de la manipulación de material radioactivo, una vez que se saca una placa, se revela, observa y evalúa determinando si la soldadura contiene alguna evidencia de una discontinuidad.

ELEMENTO INSPECCIONADO: Cuerpo Cilíndrico 4 anillos.

CANTIDAD DE PLACAS: 32 Placas Radiográficas, en la figura 4.9 y 4.12 se aprecia la distribución de la misma.

NORMA APLICADA: API 653 – SECCION 12 Apéndice F (Inspección y Ensayos), ASTM E 94 – 10, Standard Guide for Radiographic Examination, ASNT/SNT-TC-1^a Ed. 2011 “Recommended written practice”.

EQUIPO USADO: SPEC 150/SERIE: 0396

PROCEDIMIENTO USADO: ICOT-PRO-CC-008

El resultado de la prueba por Radiografía Industrial se muestra en el REPORTE N° 2583-17 en la figura 4.10 y 4.11.

Según el reporte de radiografía industrial presenta indicaciones relevantes de tipo: Porosidad agrupada, porosidad dispersa, socavado interno, penetración incompleta y cordón irregular. Todas las placas radiográficas tomadas se encuentran **No Aceptados** según la norma de calificación referenciada. Tomando en cuenta los resultados se decidió no continuar con la prueba hidrostática de estanqueidad, ya que la estructura interna del casco del tanque no garantiza que soporte la presión de llenado ejercida durante la prueba.



Figura 4.9 Distribución de placas radiográficas



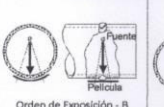
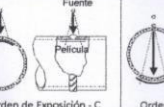
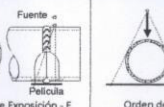
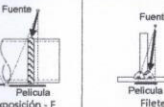
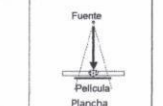

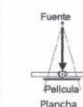
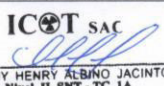
 ICOT SAC INSPECCIONES Y CONTROLES TÉCNICOS Jr. Fedorovich Stravinsky N° 115 San Borja Telf./Fax (511)-2246791 - LIMA - PERU	SISTEMA DE GESTION DE LA CALIDAD		ICOT-REG-CC-014																																																																																																																																																							
	REPORTE DE RADIOGRAFIA INDUSTRIAL		VERSION	01																																																																																																																																																						
			F. APROB.	28/12/2015																																																																																																																																																						
		PAGINA	1 DE 1																																																																																																																																																							
FABRICANTE: ---			REPORTE Nº: 2583 - 17																																																																																																																																																							
SOLICITANTE: MANTENIMIENTO Y SUPERVISION S.A.			FECHA : 23 / 02 / 2017																																																																																																																																																							
SST: ---			PÁGINA : 01 de 03																																																																																																																																																							
TRABAJO / OBRA: JUNTAS SOLDADAS EN TANQUE DE PETROLEO N° 3 / PLANTA DE UNACEM																																																																																																																																																										
INFORMACION TÉCNICA																																																																																																																																																										
CRITERIO DE ACEPTACIÓN - NORMA	API STANDARD 653 Edition 2014	SELECCIÓN DE ICI	ASTM 1B																																																																																																																																																							
MUESTREO	Muestreo	POSICIÓN DE ICI	Lado de Fuente																																																																																																																																																							
MATERIAL BASE	Acero al Carbono	HILO ESENCIAL	Ø 0.41 (mm)																																																																																																																																																							
ESPESOR DE MATERIAL BASE	4.97 (mm / Asumido) + 4.70 (Backing x 2)	PELÍCULA UTILIZADA	Agfa D7 con Pb																																																																																																																																																							
TIPO ISÓTOPO – TAMAÑO DE FOCO	Iridio 192 – 3.1 mm	PANTALLA DE Pb (ambos lados)	0.13 mm																																																																																																																																																							
ACTIVIDAD DE LA FUENTE	32 Ci	DIMENSION DE PELÍCULA	90 x 350 mm																																																																																																																																																							
DISTANCIA FUENTE - PELÍCULA	450 mm	PROCESO DE REVELADO	Manual																																																																																																																																																							
TIEMPO DE EXPOSICIÓN	02:11 (min:seg)	TEMPERATURA DE REVELADO	22°C																																																																																																																																																							
TÉCNICA RADIOGRÁFICA	Pared Simple	TIEMPO DE REVELADO	5 Minutos																																																																																																																																																							
CALIDAD RADIOGRÁFICA	2 – 2T	DENSIDAD DE PELÍCULA	2 - 4																																																																																																																																																							
PROCEDIMIENTO N°	ICOT-PRO-CC-008	PROYECTOR / MARCA / SERIE:	SPEC 150 / 0396																																																																																																																																																							
TÉCNICA DE EXPOSICIÓN UTILIZADA: PLANCHA																																																																																																																																																										
																																																																																																																																																										
																																																																																																																																																										
																																																																																																																																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>ISOMÉTRICO – IDENTIFICACIÓN</th> <th>SOLDADOR</th> <th>DISCONTINUIDAD</th> <th>CALIFICACIÓN</th> <th>OBSERVACIONES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>TANQUE N° 3 / P1</td><td>-</td><td>Ba, Ac, C, D</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>2</td><td>P2</td><td>-</td><td>I, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (0 a 180) mm</td></tr> <tr><td>3</td><td>P3</td><td>-</td><td>I, Aa, Ea</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (0 a 260 y Cruce) mm</td></tr> <tr><td>4</td><td>P4</td><td>-</td><td>Ba, Ac, Eb</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>5</td><td>P5</td><td>-</td><td>Ba</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (Cruce - 120 a 150) mm</td></tr> <tr><td>6</td><td>P6</td><td>-</td><td>Ba</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (110 a 290) mm</td></tr> <tr><td>7</td><td>P7</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>8</td><td>P8</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>9</td><td>P9</td><td>-</td><td>I, Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>10</td><td>P10</td><td>-</td><td>I, Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>11</td><td>P11</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (0 a 200) mm</td></tr> <tr><td>12</td><td>P12</td><td>-</td><td>Fa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>13</td><td>P13</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>14</td><td>P14</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>15</td><td>P15</td><td>-</td><td>Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (100 a 300) mm</td></tr> <tr><td>16</td><td>P16</td><td>-</td><td>Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>17</td><td>P17</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (100 a 160 y Cruce) mm</td></tr> <tr><td>18</td><td>P18</td><td>-</td><td>Ba, Ac</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>19</td><td>P19</td><td>-</td><td>Ba, Ac</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (0 a 70 y 260 a 320) mm</td></tr> <tr><td>20</td><td>P20</td><td>-</td><td>Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (0 a 170) mm</td></tr> <tr><td>21</td><td>P21</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>22</td><td>P22</td><td>-</td><td>Ba, Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar de: (30 a 80 y 150 a 190) mm</td></tr> <tr><td>23</td><td>P23</td><td>-</td><td>Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> <tr><td>24</td><td>P24</td><td>-</td><td>Aa</td><td>NO ACEPTADO</td><td>Reparar: (Todo)</td></tr> </tbody> </table>						ISOMÉTRICO – IDENTIFICACIÓN	SOLDADOR	DISCONTINUIDAD	CALIFICACIÓN	OBSERVACIONES	1	TANQUE N° 3 / P1	-	Ba, Ac, C, D	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	2	P2	-	I, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 180) mm	3	P3	-	I, Aa, Ea	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 260 y Cruce) mm	4	P4	-	Ba, Ac, Eb	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	5	P5	-	Ba	NO ACEPTADO	Reparar de: (Cruce - 120 a 150) mm	6	P6	-	Ba	NO ACEPTADO	Reparar de: (110 a 290) mm	7	P7	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	8	P8	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	9	P9	-	I, Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	10	P10	-	I, Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	11	P11	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 200) mm	12	P12	-	Fa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	13	P13	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	14	P14	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	15	P15	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (100 a 300) mm	16	P16	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	17	P17	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (100 a 160 y Cruce) mm	18	P18	-	Ba, Ac	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	19	P19	-	Ba, Ac	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 70 y 260 a 320) mm	20	P20	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 170) mm	21	P21	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	22	P22	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (30 a 80 y 150 a 190) mm	23	P23	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)	24	P24	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
ISOMÉTRICO – IDENTIFICACIÓN	SOLDADOR	DISCONTINUIDAD	CALIFICACIÓN	OBSERVACIONES																																																																																																																																																						
1	TANQUE N° 3 / P1	-	Ba, Ac, C, D	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
2	P2	-	I, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 180) mm																																																																																																																																																					
3	P3	-	I, Aa, Ea	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 260 y Cruce) mm																																																																																																																																																					
4	P4	-	Ba, Ac, Eb	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
5	P5	-	Ba	NO ACEPTADO	Reparar de: (Cruce - 120 a 150) mm																																																																																																																																																					
6	P6	-	Ba	NO ACEPTADO	Reparar de: (110 a 290) mm																																																																																																																																																					
7	P7	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
8	P8	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
9	P9	-	I, Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
10	P10	-	I, Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
11	P11	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 200) mm																																																																																																																																																					
12	P12	-	Fa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
13	P13	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
14	P14	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
15	P15	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (100 a 300) mm																																																																																																																																																					
16	P16	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
17	P17	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (100 a 160 y Cruce) mm																																																																																																																																																					
18	P18	-	Ba, Ac	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
19	P19	-	Ba, Ac	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 70 y 260 a 320) mm																																																																																																																																																					
20	P20	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 170) mm																																																																																																																																																					
21	P21	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
22	P22	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (30 a 80 y 150 a 190) mm																																																																																																																																																					
23	P23	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
24	P24	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)																																																																																																																																																					
NOMENCLATURA DISCONTINUIDADES																																																																																																																																																										
Aa Porosidad Agrupada	C Falta de Fusión	Da Concavidad interior de raiz	Eb Fisura Transversal	I Cordon irregular																																																																																																																																																						
Ac Porosidad Dispersa	D Penetración Incompleta	Db Concavidad exterior	Fa Socavado interno	Sd Sin discontinuidad																																																																																																																																																						
Ae Porosidad alineada en raiz	De Penetración excesiva	Dh Descentramiento High-Low	Fb Socavado externo																																																																																																																																																							
Ba Escoria entre cordones	K Rechupe de raiz	Ea Fisura Longitudinal	T Inclusión de Tungsteno																																																																																																																																																							
LUGAR Y FECHA DE EJECUCION		INSPECCIONADO POR		EVALUADO POR																																																																																																																																																						
Planta de UNACEM – Villa María del Triunfo, 17 y 18 de Febrero del 2017.		 JHONY HENRY ALBINO JACINTO Nivel II SNT - TC IA																																																																																																																																																								

Figura 4.10 Resultados RT


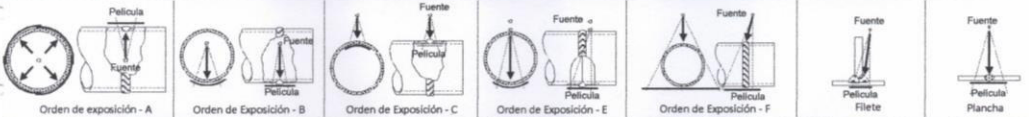

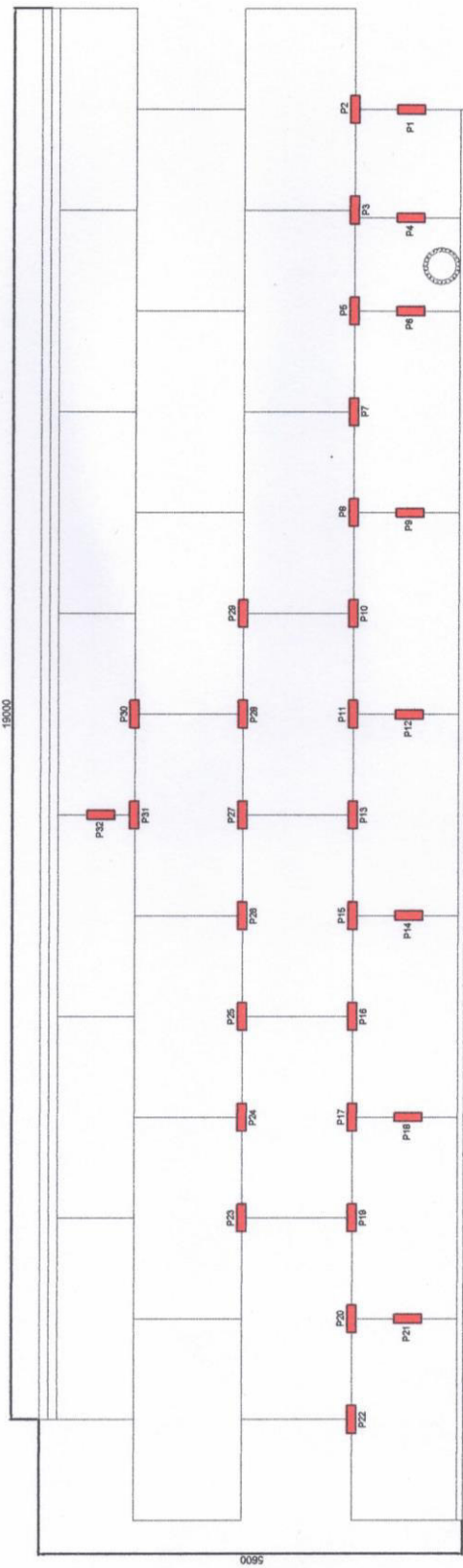
 <p>ICOT SAC INSPECCIONES Y CONTROLES TÉCNICOS Jr. Fedorovich Stravinsky N° 115 San Borja Telf./Fax (511)-2246791 - LIMA - PERU</p>	SISTEMA DE GESTION DE LA CALIDAD		ICOT-REG-CC-014		
	REPORTE DE RADIOGRAFIA INDUSTRIAL		VERSION	01	
			F. APROB.	28/12/2015	
			PAGINA	1 DE 1	
FABRICANTE: ---		REPORTE N°: 2583 - 17			
SOLICITANTE: MANTENIMIENTO Y SUPERVISION S.A.		FECHA : 23 / 02 / 2017			
SST: ---		PÁGINA : 02 de 03			
TRABAJO / OBRA: JUNTAS SOLDADAS EN TANQUE DE PETROLEO N° 3 / PLANTA DE UNACEM					
INFORMACION TÉCNICA					
CRITERIO DE ACEPTACIÓN - NORMA	API STANDARD 653 Edition 2014	SELECCIÓN DE ICI	ASTM 1B		
MUESTREO	Muestreo	POSICIÓN DE ICI	Lado de Fuente		
MATERIAL BASE	Acero al Carbono	HILO ESENCIAL	Ø 0.41 (mm)		
ESPESOR DE MATERIAL BASE	4.97 (mm / Asumido) + 4.70 (Backing x 2)	PELÍCULA UTILIZADA	Agfa D7 con Pb		
TIPO ISÓTOPO – TAMAÑO DE FOCO	Iridio 192 – 3.1 mm	PANTALLA DE Pb (ambos lados)	0.13 mm		
ACTIVIDAD DE LA FUENTE	32 Ci	DIMENSION DE PELÍCULA	90 x 350 mm		
DISTANCIA FUENTE - PELÍCULA	450 mm	PROCESO DE REVELADO	Manual		
TIEMPO DE EXPOSICIÓN	02:11 (min:seg)	TEMPERATURA DE REVELADO	22°C		
TÉCNICA RADIOGRÁFICA	Pared Simple	TIEMPO DE REVELADO	5 Minutos		
CALIDAD RADIOGRÁFICA	2 – 2T	DENSIDAD DE PELÍCULA	2 - 4		
PROCEDIMIENTO N°	ICOT-PRO-CC-008	PROYECTOR / MARCA / SERIE:	SPEC 150 / 0396		
TÉCNICA DE EXPOSICIÓN UTILIZADA: PLANCHA					
					
ISOMÉTRICO – IDENTIFICACIÓN	SOLDADOR	DISCONTINUIDAD	CALIFICACIÓN	OBSERVACIONES	
1	TANQUE N° 3 / P25	-	Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
2	P26	-	Aa, Ea	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
3	P27	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
4	P28	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
5	P29	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar de: (0 a 100 y 220 a 310) mm
6	P30	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
7	P31	-	Aa, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
8	P32	-	Ba, Aa	NO ACEPTADO	Reparar: (Todo)
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
NOMENCLATURA DISCONTINUIDADES					
Aa Porosidad Agrupada	C Falta de Fusión	Da Concavidad interior de raíz	Eb Fisura Transversal	I Cordon irregular	
Ac Porosidad Dispersa	D Penetración Incompleta	Db Concavidad exterior	Fa Socavado interno	Sd Sin discontinuidad	
Ae Porosidad alineada en raíz	De Penetración excesiva	Dh Descentramiento High-Low	Fb Socavado externo		
Ba Escoria entre cordones	K Rechufe de raíz	Ea Fisura Longitudinal	T Inclusión de Tungsteno		
LUGAR Y FECHA DE EJECUCION		INSPECCIONADO POR		EVALUADO POR	
Planta de UNACEM – Villa María del Triunfo, 17 y 18 de Febrero del 2017.		 JHONNY HENRY ALBINO JACINTO Nivel II SNT - TC 1A			

Figura 4.11 Resultados de prueba radiográfica



NOMENCLATURA:
 [Red Box] : Placa Radiográfica
 PXXX : Numero de Placas

NOTA:
 Medidas en Milímetros

Figura 4.12 Distribución de placas radiográficas para tanque de petróleo

3.2. PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA PREVIO A INSPECCIONES

3.2.1. ALCANCE

- Esta instrucción es aplicable a todo el personal capacitado que participe o colabore en realizar una limpieza manual del interior del tanque de almacenamiento de hidrocarburos.
- Este procedimiento aplica para tanques con espacios circundantes reducidos, con techo fijo que contengan todo tipo de crudos o derivados del petróleo como fuel oíl pesado, o productos refinados.

3.2.2. EJECUCIÓN DE LIMPIEZA

3.2.2.1. AISLAMIENTO DEL TANQUE

Antes del inicio de todos los trabajos relacionados con la Limpieza de Tanques que contengan todo tipo de crudos o derivados del petróleo como fuel oíl pesado, o productos refinados que pueda contener el tanque a inspeccionar, se deberá realizar la Instalación de bridas ciegas, válvulas, empaques y juntas ciegas en los conductos necesarios para aislar el tanque en su totalidad de los elementos periféricos conexos a él.

3.2.2.2. PROTECCIÓN DE AREA DE TRABAJO

Para la ejecución de esta actividad, se elabora un tapete de membrana de PVC de 1.5 mm de espesor con el fin de colocarlo en la parte inferior de la entrada hombre como medio de protección de las áreas de trabajo en caso de derrame de producto durante el proceso de extracción. Durante todo el proceso, se dará mantenimiento y limpieza periódica a dicha geomembrana a fin de evitar accidentes y contaminación en el área de trabajo.

3.2.2.3. EXTRACCIÓN DE PRODUCTOS CONTENIDOS

- Se instalaran extractores de aire en los manholes que se encuentren en el techo para extraer los gases dentro del ambiente del tanque.
- Después, el supervisor de seguridad capacitado ingresará con equipo de respiración autónoma para verificar que los niveles, tanto de explosividad, de oxígeno y de H₂S, cumplan con los parámetros establecidos en la Norma API 2015 la cual marca: Un permiso de entrada sin restricciones (es decir sin equipo respiratorio o protector para las condiciones atmosféricas existentes o potenciales en un tanque) y será autorizado por una persona calificada si el tanque presenta las condiciones siguientes:
 - Un nivel de LEL del 0%
 - Un nivel de oxígeno de 20,9 %
 - Un nivel no mayor a 10 ppm h₂s
- Verificar que los drenes aceitosos se encuentren abiertos hacia la presa API y que los drenes pluviales se encuentren cerrados, con los que cuenta el dique de contención del tanque de almacenamiento.
- Si el producto contenido en el tanque de almacenamiento es un producto aceite con sedimentos sólidos, no está permitido realizar el drenado del tanque hacia los registros aceitosos.

- Si el producto aceitoso contiene sedimentos sólidos, se procede a conectar un arreglo con reducción de 4" a 3" Ø y conector rápido a una de las válvulas de 4"Ø de dren para conectar mangueras flexibles de la unidad de presión y vacío y realizar la extracción del producto contenido en el interior del tanque de almacenamiento.
- Posteriormente al cumplir con estos parámetros se procederá a succionar el remanente por las entradas hombres laterales o superiores del tanque introduciendo la manguera de la unidad de alto vacío con personal de la contratista y personal sindicalizado.
- Durante la realización de estos trabajos se realizara limpieza continua del área y se contará con un sistema de monitoreo personal de gases explosivos, oxígeno y tóxicos, así como protección respiratoria de mascarillas con cartuchos a prueba de gases H₂S (Ácido Sulhídrico), traje de protección de cuerpo entero y un monitoreo continuo de gases tanto dentro como fuera del tanque por medio de un sistema detector multigases.

3.2.2.4. REMOCIÓN DE RESIDUOS EN PAREDES Y FONDO

- Posteriormente con el propósito de eliminar las trazas de hidrocarburos que puedan estar impregnadas en las paredes, estructura, y piso del tanque se realizará lavado con equipo de alta presión y desengrasante biodegradable por personal de la contratista y personal sindicalizado, eliminando así toda posible

ignición de estos al momento de realizar trabajos en el mantenimiento del tanque.

- El Supervisor Responsable y el supervisor de seguridad antes de entrar a ejecutar la limpieza manual, deben realizar una plática con todo el personal donde explicara las actividades que desempeñaran, la conformación de las cuadrillas y los líderes de las mismas; así como el tiempo de trabajo de cada cuadrilla que no debe exceder de 15 a 20 min. de acuerdo a los establecido en los procedimientos y disciplina operativa aplicable.
- El agua resultante de la limpieza se depositará en la presa API de la instalación, previa autorización del responsable del área asignado en la supervisión del trabajo.
- Al trabajar en espacios confinados se deben verificar las condiciones de seguridad de acuerdo al procedimiento y la disciplina operativa para trabajos en espacios confinados suministrado por el responsable del área.
- El grupo de trabajo se apegará a las especificaciones particulares para el manejo, transporte y disposición final de los residuos aceitosos acumulados en el interior de los tanques de almacenamiento de productos derivados del petróleo.

3.3. PROCEDIMIENTOS DE ETAPA PREVIA DE PRUEBA DE HERMETICIDAD

3.3.1. MEDICIÓN DE ESPESORES

3.3.1.1 EQUIPO

Se debe utilizar un equipo medidor de espesores capaz de generar una frecuencia comprendida entre 1 MHz a 5 MHz. El pulso inicial debe estar sincronizado con la lectura del instrumento y debe de existir linealidad en las lecturas para unidades de rastreo doble, la linealidad en la lectura debe garantizarse, utilizando un instrumento que tenga un ajuste automático de la trayectoria en "V" de las ondas ultrasónicas. En general, la información de la inspección ultrasónica debe ser presentada como mínimo en forma digital en una pantalla de cristal líquido o luminosa, pero que tenga una pantalla de barrido "B scan" para presentar imágenes gráficas de la señal.

Se deben utilizar unidades de rastreo de contacto directo, ya sea con cristal simple o doble y deben ser compatibles con el instrumento. La unidad de rastreo simple en inspecciones donde la superficie frontal (superficie examinada) y la posterior (superficie interna) son prácticamente paralelas. Las unidades de rastreo dobles, son para la inspección de materiales con cierto grado de corrosión en la superficie posterior o que hayan estado en servicio durante más de 5 años.

3.3.1.2 ACOPLANTE

Debe ser tal, que su viscosidad se mantenga constante durante la inspección, que no se evapore y logre un acoplamiento entre el transductor y el área examinada, eliminando el aire e irregularidades de la superficie. El

acoplante usado en la calibración del equipo debe ser el mismo que el utilizado en la medición de la superficie examinada. Durante la ejecución de la inspección ultrasónica, la capa del acoplante entre la unidad de rastreo y la parte examinada, debe permanecer constante hasta tener una lectura precisa.

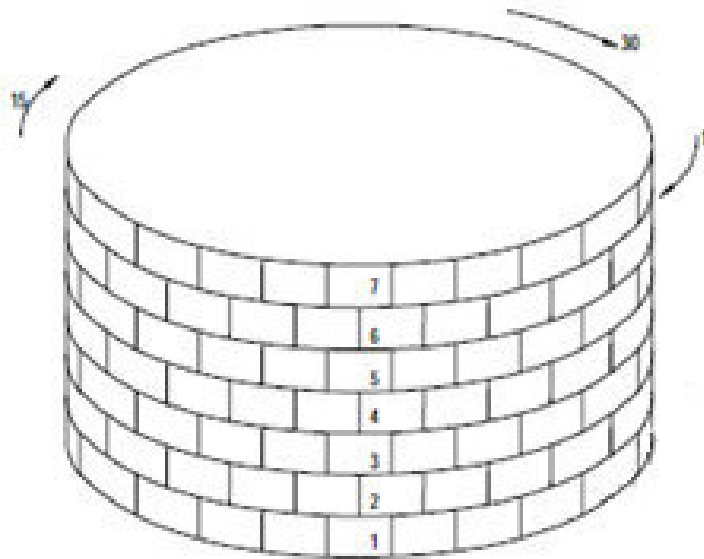
3.3.1.3 CALIBRACIÓN

El instrumento debe ser calibrado en un material con la misma velocidad de atenuación, que el material que va a ser medido. Se debe contar con los bloques de calibración necesarios para la inspección, los cuales deben estar acordes con los espesores medidos y se debe utilizar un bloque único de calibración en forma de escalera.

3.3.1.4 LOCALIZACIÓN DE PUNTOS DE MEDICIÓN

La numeración de cada placa para la localización de las zonas o puntos medidos debe ser como sigue:

- a) Los anillos se deben enumerar de abajo hacia arriba y empezando con el primer anillo.
- b) Cada placa se enumera en sentido de las manecillas del reloj, empezando con el número uno en cada anillo y con la placa más cercana al punto cardinal norte de referencia
- c) Se deben realizar de 9 a 6 lecturas por cada placa, tal como en la figura 5.1.



1	3	5	1	3	5
	7			7	
2	4	6	2	4	6
	1	3	5		
		7			
	2	4	6		
1	4	7	1	4	7
2	5	8	2	5	8
3	6	9	3	6	9

Figura 5.1 Localización de puntos de medición de Tanque

- d) De acuerdo a los resultados se evaluará si los puntos de menos espesor están propagados en el paño específico o son puntos específicos en el paño;
- e) El análisis y revisión de los espesores debe ser de acuerdo al capítulo 4.3 del API-653 o equivalente.

- f) En caso sean puntos específicos se realizara soldadura de relleno, en sea un segmento de regular magnitud se realizara la reparación según el procedimiento API 653 que se encuentra en el anexo.

3.3.2. TINTE PENETRANTE

3.3.2.1. ALCANCE

El presente procedimiento cubre la prueba PT (visible) en uniones soldadas a tope y de filete en materiales de acero al carbono, en tuberías, accesorios y en plancha que esté formen parte del tanque de petróleo a examinar.

3.3.2.2. DOCUMENTOS EN REFERENCIA

- ASME Sección V, Artículo 6. Nondestructive Examination.
- ASTM E165. Standard Test Method for Liquid Penetrant Examination.
- ASME B31.3. Process Piping.
- API 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage.
- API 1104.

3.3.2.3. MÉTODO/MATERIALES

Toda prueba PT se realizara utilizando materiales del Tipo II (examinación con penetrante visible), método C (removible por solventes), para todas las inspecciones.

Se verificará que los materiales a utilizar, estén vigentes de acuerdo a las indicaciones de caducidad del fabricante.

3.3.2.4. EJECUCIÓN

3.3.2.4.1. PERSONAL

El personal que realice las pruebas PT debe constatar mediante certificados el Nivel I o Nivel II PT de acuerdo a las practicas recomendadas en el SNT TC-1A por la ASNT (The American Society for Nondestructive Testing). Niveles I PT pueden realizar la prueba con la verificación de un Nivel II para la interpretación de indicaciones. Como mínimo estudios técnicos y 2 años de experiencia realizando este tipo de pruebas certificada.

3.3.2.4.2. SUPERFICIE

La prueba PT se realizara en superficies con una temperatura máxima de 50° C. La superficie de examinación debe ser suave y uniforme, debe estar seca y libre de salpicaduras de soldadura, escoria, óxido, pintura, grasa, etc.

Los requerimientos de limpieza se alcanzarán utilizando esmeril y escobilla, posteriormente se debe realizar una limpieza con removedor (Cleaner) del Kit de tintes penetrantes y trapo industrial libre de pelusas. Esta limpieza se realizará abarcando 1 pulgada (25,4 mm) como mínimo adyacente al pie del cordón de soldadura.

Es importante verificar que la superficie este completamente seca, después de la limpieza con el removedor, antes de la aplicación del penetrante.

3.3.2.4.3. APLICACIÓN DEL PENETRANTE

Después que la superficie de examinación ha sido limpiada, se encuentre completamente seca y este a una temperatura menor a 50°C, se aplicará el penetrante directamente al área de interés cubriéndola completamente. El área de interés corresponde al cordón de soldadura y ½ pulgada adyacente al pie de éste.

La aplicación se realizará mediante espray, directamente desde la lata del penetrante o utilizando brocha para una aplicación puntual.

El tiempo de permanencia del penetrante en la superficie de examinación será determinado en base a las condiciones de la prueba (temperatura ambiente y de la tubería), sin embargo este no debe ser menor de 5 minutos y no mayor de lo especificado por el fabricante.

En extensiones largas de superficie a examinar, la prueba se realizará en tramos de 1 metro como máximo.

3.3.2.4.4. REMOCIÓN DEL PENETRANTE

Después del tiempo de penetración requerido, el exceso de penetrante debe ser removido tanto como sea posible, mediante el uso de trapo seco libre de pelusas, repitiendo la operación hasta que la mayoría de trazas de penetrante hayan sido removidas.

Posteriormente usando trapo libre de pelusas, ligeramente humedecido con solvente, remover suavemente las trazas remanentes

sobre la superficie, evitando la remoción de penetrante de las discontinuidades. Se debe evitar el uso excesivo de removedor.

Verificar que la superficie se encuentre completamente seca, sin restos de removedor antes de la aplicación del agente revelador.

3.3.2.4.5. APLICACIÓN DE REVELADOR

El envase del removedor debe ser agitado vigorosamente antes de su aplicación sobre la superficie de prueba, para asegurar la adecuada dispersión de las partículas en suspensión.

Antes de aplicar el agente revelador directamente sobre la superficie de examinación, comprobar la eficiencia del espray aplicándolo sobre otra superficie e ir regulando la distancia adecuada para la aplicación, la cual no será menor de 12 pulgadas (30 cm). Luego aplicar el revelador desde la distancia establecida, perpendicularmente a la superficie de examinación.

Se aplicará revelador en la cantidad necesaria para cubrir completamente la superficie de prueba con una capa fina de revelador, que asegure un adecuado contraste.

Se tendrá en cuenta la dirección del viento ya que puede variar la dirección del flujo del revelador. En el caso de fuertes vientos se tomarán consideraciones especiales, tales como aislar la zona de aplicación con barreras, etc.

3.3.2.4.6. EXAMINACIÓN / EVALUACIÓN

Realizar la examinación de la superficie después de 10 minutos como mínimo de la aplicación del revelador (tiempo de revelado). Una observación cercana de la formación de discontinuidades durante la aplicación del revelador podría ayudar en la caracterización y determinación de la extensión de la (s) discontinuidad(es).

La examinación puede realizarse con luz natural o artificial, asegurando que el nivel de luminosidad sea el adecuado para no perder sensibilidad de examinación. Se recomienda una intensidad mínima de luz de 100 fc. (1000 Lx.). Las indicaciones deben ser evaluadas de acuerdo al criterio de aceptación del código de referencia. A continuación se detallan los criterios de aceptación para ASME B31.3, API 650 y API 1104.

ASME B31.3, Tabla 341.3.2: No se aceptan fisuras.

API 650, 6.4.4:

Toda superficie a ser examinada debe estar libre de:

- a. Indicaciones lineales relevantes.
- b. Indicaciones redondeadas relevantes mayores de 3/16 pulgadas (5 mm)
- c. Cuatro o más indicaciones redondeadas relevantes alineadas y separadas 1/16 pulgada (1,5 mm) o menos.

Indicaciones con una dimensión mayor a 1/16 pulgada (1,5 mm) deben ser consideradas relevantes.

Indicación lineal: Aquella que tiene una longitud mayor de 3 veces su ancho.

Indicación redondeada: Aquella de forma circular o elíptica con una longitud igual o menor de 3 veces su ancho.

API 1104, 9.5.2:

Indicaciones relevantes deben ser consideradas defectos si existe alguna de las siguientes condiciones:

- a. Indicaciones lineales caracterizadas como fisuras cráter o fisuras estrella que exceden 5/32 pulgada (4 mm) de longitud.
- b. Indicaciones lineales caracterizadas como fisuras u otras que no sean fisuras cráter o estrella.
- c. Indicaciones lineales caracterizadas como IF que excedan 1 pulgada (25,4 mm) de longitud total en 12 pulgadas (300 mm) de longitud de soldadura o el 8% de la longitud de soldadura.

Indicaciones redondeadas deben ser consideradas defectos si existe alguna de las siguientes condiciones:

- a. El tamaño de un poro individual excede 1/8 pulgada (3 mm)

- b. El tamaño de un poro individual excede el 25% del espesor del elemento más delgado de la unión.
- c. El diámetro de una agrupación de poros excede ½ pulgada (13 mm).
- d. La longitud acumulada de agrupaciones de poros exceden ½ pulgada (13 mm) en 12 pulgadas (300 mm) continuas de longitud de soldadura.

Indicaciones con una dimensión mayor a 1/16 pulgada (1,5 mm) deben ser consideradas relevantes.

Indicación lineal: Aquella que tiene una longitud mayor de 3 veces su ancho.

Indicación redondeada: Aquella de forma circular o elíptica con una longitud igual o menor de 3 veces su ancho.

3.3.2.5. REGISTROS

El registro de prueba debe contemplar al menos la siguiente información, tal como el que se muestra en la figura 5.2:

- a. Fecha de prueba.
- b. Lugar de la prueba.
- c. Elemento examinado y material.
- d. Especificaciones de los tientes: marca, tipo y método.
- e. Tiempo de permanencia del penetrante y tiempo de revelado.
- f. Criterio de aceptación.

g. Identificación de la junta, diámetro, espesor.

h. Resultado de la prueba.

LOGO DE LA COMPANÍA	CLAVE : _____ DIÁMETRO : _____ mm (pulg)			FORMATO DE INSPECCIÓN (F104)		
	SERVICIO : _____			LÍQUIDOS PENETRANTES ESPECÍFICO		
PLATAFORMA : _____						
FECHA DE INSPECCIÓN : _____						
COMPANÍA : _____						
Reporte esp. No.		Isométrico de referencia		Página de		
Características del elemento:						
No. de junta	No. elemento "A"	No. elemento "B"	D.N. mm [pulg.]	Estado de la superficie del elemento		
INFORMACIÓN GENERAL						
		Proceso de soldadura de campo:		Especificación del material del ducto:		
Tipo de recubrimiento:		Estado del recubrimiento:		Estado de la superficie del ducto:		
Espesor mínimo en zona sana mm [pulg]:		Espesor máximo en zona sana [pulg]:		Tipo de ranura:		
PARÁMETROS DE INSPECCIÓN						
Tiempo de:		Secado (min)	Penetración (min)	Secado (min)	Revelado (min)	
Tipo de penetrante:		Tipo de revelador:		Tipo de iluminación:		
CONSUMIBLES						
Líquido	Marca	Código	No. de lote			
Penetrante						
Revelador						
Removedor						
Croquis						
No. Ind	Tipo de anomalía	Ubicación (hora técnica)	Distancia SC – anomalía mm [Pulg]	Características de la anomalía		
				Longitud mm[pulg]	Ancho mm[pulg]	Diámetro mm[pulg]
NOMENCLATURA:						
No. Ind. = Número de indicación _____						
SC. = Soldadura de campo _____						
Sup. de = Superficie de inspección _____						
insp. = Pulgada _____						
Pulg. = Proceso _____						
Proc. = _____						
Observaciones:						

Figura 5.2 Registro de prueba PT.

3.3.2.6. SEGURIDAD

- a. Las pruebas de PT se realizarán en espacios abiertos, lejos de fuego abierto.
- b. Se utilizará:
 - EPP básico, es recomendable lentes de seguridad transparentes.
 - Máscara contra vapores, guantes de preferencia de jebe (de lona o cuero)
 - Cumplir con las condiciones de seguridad del propietario del tanque.
- c. Cuando sea estrictamente necesario realizar la prueba en espacios cerrados, este debe tener un medio de ventilación (forzado, si fuera necesario) adecuado; se debe monitorear el contenido de oxígeno, explosividad en ese ambiente y se realizará las coordinaciones para un permiso especial de trabajo en espacios confinados.
- d. Todos los trapos utilizados con restos de tinte serán depositados en los recipientes correspondientes, de acuerdo a las disposiciones medioambientales de la zona trabajo.

3.3.3. PRUEBA DE VACÍO

3.3.3.1. ALCANCE

El objetivo de la técnica de la caja de vacío de la prueba de fugas de burbujas es localizar fugas en un límite de presión que no se puede presurizar directamente. Esto se logra aplicando una solución líquida a un área local de la superficie limítrofe (área total) de presión y creando una presión diferencial a

través de esa zona local del límite causando la formación de burbujas a medida que el gas de escape pasa a través de la solución.

3.3.3.2. DOCUMENTOS EN REFERENCIA

- API-650 (última edición) 7.3.4 y 8.6 undécima edición.
- ASME Sec-V

3.3.3.3. MÉTODO/MATERIALES

- a. La prueba de la caja de vacío se realiza utilizando una caja con ventana visible (es decir, 6 "de ancho por 30" de largo caja metálica con una fibra de vidrio). El fondo abierto está sellado contra la superficie del tanque por una junta de goma esponja. El esquema de prueba deberá tener conexiones adecuadas, válvula necesaria y calibrador Vacuum gauge. El medidor debe tener un rango de 0 psi a 15 psi o un valor equivalente Límites de presión tales como 0 in.Hg a 30 in.Hg.
- b. El esquema de la prueba se demostrará con el bloque de prueba de la muestra por la solución de burbuja de la aplicación en el sitio antes de la conducción la prueba en el trabajo. La solución formadora de burbujas deberá producir una película que no se separe del área a ensayar y las burbujas formadas no se rompan rápidamente debido al secado al aire o baja tensión superficial, no se deben usar jabones o detergentes diseñados específicamente para la limpieza. Burbuja que forma la solución.

- c. Se puede aspirar un vacío en la caja por cualquier método conveniente, tal como conexión a un colector de admisión de gasolina o motor diesel o un expulsor de aire o bomba de vacío especial. El medidor registrará un vacío parcial de al menos 2 psi (4in Hg) (15KPa) por debajo de la presión atmosférica.
- d. Solución formadora de burbujas (la Marca / Tipo será suministrada antes de la ejecución) para ser establecida en el punto “a” para ser registrada.

3.3.3.4. EJECUCIÓN

3.3.3.4.1. PERSONAL

- a. El personal que realice este ensayo deberá ser experimentado en la realización de este método de examen y deberá estar familiarizado con este procedimiento.
- b. El operador tendrá una visión (con corrección si es necesario) para poder leer un gráfico estándar Jaeger 2 a una distancia de no menos de 12 pulgadas. Los operadores deberán revisarse anualmente para asegurarse de que cumplen este requisito.
- c. El operador deberá demostrar su competencia en la técnica de las pruebas en caja vacía, incluida la realización del examen e interpretación y evaluación de los resultados; Sin embargo, cuando el método de

examen consista en más de una operación que realiza sólo una parte de la prueba necesaria para calificar para esa parte del operador.

3.3.3.4.2. PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE

La superficie a examinar y todas las áreas adyacentes deberán limpiarse a fondo y libres de toda suciedad, grasa, pelusa, incrustaciones, flujo de soldadura, salpicaduras de soldadura, pintura, aceite y otras materias extrañas que puedan obstruir las aberturas de superficie o de otro modo con el examen.

Antes de la prueba de vacío, todas las juntas deben ser verificadas visualmente.

3.3.3.4.3. PROCEDIMIENTO

- a. La temperatura de la superficie de la pieza a examinar no debe ser inferior a 400F (50C) ni superior a 1250F (500C)
- b. La costura de soldadura en el ensayo se aplicará con una solución de burbujas para detectar fugas antes de colocar la caja de vacío.
- c. La formación de espuma se minimizará mediante la aplicación uniforme de solución de burbujas.
- d. El medidor deberá registrar al menos un vacío parcial de 21 Kpa o 3 Lbf/in² para la inspección de las juntas.

- e. Una superposición de 2" mínimo para la colocación adyacente de la caja de vacío se dará para cada examen posterior.
- f. El vacío parcial requerido se mantendrá durante al menos 10 segundos para el reloj de control de tiempo de examen que se utilizará después de alcanzar 21 KPA el vacío de designado.

3.3.3.4.4. EVALUACIÓN

- Las burbujas producidas por el aire aspirado a través de la costura soldada pueden detectar la presencia de defectos.
- Las áreas ensayadas se aceptan solamente cuando no se observa formación continua de burbujas.
- Se requiere una intensidad lumínica mínima de 1000 lux para realizar el examen.

3.3.3.4.5. LIMPIEZA

Después de la prueba, el área será limpiada completamente para las actividades adicionales que se puedan presentar luego de esta prueba.

3.3.3.5. REGISTROS

El ensayo se llevará a cabo en presencia del Ingeniero responsable de la inspección. Después de una inspección satisfactoria, se preparará un informe según el formato aprobado por Ingeniero responsable de la inspección.

3.3.3.6. SEGURIDAD

La seguridad se debe seguir según la especificación HSE durante la prueba.

3.3.4. PRUEBA RADIOGRÁFICA

3.3.4.1. ALCANCE

El alcance de este procedimiento se aplicará a todos los exámenes radiográficos realizados durante la ejecución de la inspección de tanques antes de pasar por una prueba de hermeticidad, con especial énfasis en la seguridad radiológica.

3.3.4.2. OBJETIVO

El propósito de este procedimiento es asegurar que las imágenes radiográficas producidas sean de calidad aceptable y que todos los exámenes radiográficos se realicen en una política de seguridad, según las especificaciones del proyecto, posteriormente obtener resultados de confiabilidad, así también poder decidir si se procede a las pruebas de hermeticidad, contrastando con los códigos aplicables.

3.3.4.3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- ASME V Examen no destructivo-Calderas y recipientes a presión
Código
- ASME B31.3 Tubería de proceso
- ASME IX Calificación de soldadura y refuerzo
- API 650 Tanques de acero soldado para almacenamiento de petróleo.

- SNT-TC-1A Práctica recomendada para personal de ensayos no destructivos, Calificación y Certificación.
- API 1104 Estándar para tuberías de soldadura e instalaciones relacionadas.

3.3.4.4. SEGURIDAD DURANTE RADIACIÓN

3.3.4.4.1. General

El técnico de radiología (radiólogo) deberá estar plenamente capacitado y calificado y deberá ser plenamente consciente de los peligros de la radiación.

El tejido corporal humano sufrirá graves daños si está expuesto a la radiación e incluso una pequeña cantidad de exposición diaria, con períodos de recuperación insuficientes, producirá un deterioro grave de la salud.

Siempre se tomarán todas las precauciones de seguridad posibles para evitar una exposición innecesaria.

Antes de iniciar cualquier trabajo de irradiación in situ, se establecerán procedimientos de emergencia.

Todo el personal de disciplina radiológica que esté involucrado en el trabajo con radiación ionizante deberá:

- Tomar todas las precauciones de seguridad razonables.

- No exponer a sabiendas a sí mismos o a cualquier otra persona a la radiación mayor de lo que es absolutamente necesario para los fines de su trabajo.
- Hacer el uso completo y adecuado de todos los equipos de protección personal proporcionados.
- Informar cualquier defecto al equipo radiográfico a su empleador inmediatamente después de ser descubierto.

3.3.4.4.2. Áreas controladas

La radiografía sólo se llevará a cabo en "áreas controladas" designadas y claramente identificadas. Estas áreas se identificarán y sellarán mediante el uso de lo siguiente como mínimo:

- Cinta de radiación barreras que rodean y sellan la zona controlada en su totalidad.
- Señales de advertencia de peligro de radiación en español/inglés.
- El signo deberá tener un tamaño mínimo de 450 x 450mm.
- Estos se posicionarán cada 30 metros alrededor de la periferia del área controlada.
- Luces amarillas parpadeantes para indicar el área de peligro de radiación, éstas deben colocarse adyacentes a señales de advertencia.

Bajo ninguna circunstancia el personal de disciplina no radiográfica (no clasificada) cruzará o entrará en las barreras a un área controlada.

3.3.4.4.3. Isótopo radiactivo

El contenedor en el que se alojarán los isótopos radiactivos deberá cerrarse con llave y sellarse. Se fabricarán a partir de uranio gastado o materiales similares, a las normas internacionales de seguridad.

Estos contenedores deberán volver a certificarse como seguros de usar cada 26 meses (máximo). El técnico de radiografía senior del lugar debe tener las llaves en todo momento (aparte de uso). El punto de trabajo de todos los isótopos radiactivos en el sitio debe ser registrado y conocido en todo momento.

3.3.4.5. CALIFICACIÓN DEL PERSONAL PARA LA PRUEBA

La calificación del personal de examen deberá estar de acuerdo con SNT-TC-1A RT nivel I y II de acuerdo a la ASNT, o un sistema alternativo específicamente aceptado por el propietario. Como mínimo estudios técnicos y 4 años de experiencia realizando este tipo de pruebas certificada.

3.3.4.6. EQUIPOS Y MATERIALES

3.3.4.6.1. Película Radiográfica

Las radiografías se realizarán utilizando películas radiográficas industriales que estén disponibles para satisfacer la

calidad requerida de las radiografías. AGFA / KODAK fabricó una película D4 o equivalente para materiales de 6 mm a 19 mm de espesor.

3.3.4.6.2. Pantalla Intensificadoras

La función de las pantallas intensificadoras de plomo es reducir los tiempos de exposición mediante la emisión de electrones y la radiación secundaria en reacción a la fuente de radiación primaria y, al mismo tiempo, reducir el empañamiento de la película actuando como un filtro para la absorción de radiación dispersada posterior.

Las pantallas de plomo utilizadas deberán estar limpias y en buen estado, con un grosor de 0,125 mm (delante) y 0,25 mm (trasero), y estarán en contacto directo con la película radiográfica.

3.3.4.6.3. IQI (Indicador de calidad de imagen)

El pentámetro deberá ser del tipo agujero o de alambre y consistirá en los del cuadro 1 para el tipo de agujero y los del cuadro 2 para el tipo de alambre.

3.3.4.6.4. Fuente de radiación

Iridio 192 se utilizará como fuente de radiación.

3.3.4.7. REQUISITOS DEL PROCEDIMIENTO

3.3.4.7.1. Calidad de las radiografías

Todas las radiografías estarán libres de artefactos mecánicos, químicos o de otro tipo hasta el grado en que no puedan

confundirse con la imagen de cualquier discontinuidad en el objeto radiografiado. Tales artefactos incluyen pero no se limitan a:

- Niebla
- Procesamiento de defectos como agua o marcas químicas.
- Rasguños, marcas de dedos, arrugas, manchas estáticas o rasgones
- Pérdida de detalles debido a una pobre película Contraste.
- Indicación falsa debido a pantallas defectuosas.

3.3.4.7.2. Procedimiento Manual

a. Preparación

No se debe procesar más películas que no pueda acomodarse con una separación mínima de $\frac{1}{2}$ ". Las suspensiones se cargan y las soluciones se revuelven antes de iniciar el desarrollo.

b. Inicio del revelado

Inicie el temporizado y coloque las películas en el depósito de revelado. Separar a una distancia mínima de $\frac{1}{2}$ "y agitar en dos direcciones opuestas durante unos 15 segundos.

c. Revelado

El desarrollo normal es de 5 a 8 minutos a 68°F(20 °C).

d. Agitado

Cada minuto durante el desarrollo agitar la película horizontal y verticalmente, idealmente durante unos segundos. Esto ayudará a desarrollarse de manera uniforme.

e. Enjuague

Enjuagar las películas con agitando rápidamente en agua clara.

f. Fijación

Las películas no deben tocarse en el fijador. Agite los colgantes verticalmente durante unos 10 segundos y nuevamente al final del primer minuto, para asegurar una fijación uniforme y rápida. Consérvelos en el fijador hasta que se fije (Es decir al menos el doble del tiempo de limpieza), pero no más de 15 minutos en un fijador relativamente fresco. La agitación frecuente acortará el tiempo de fijación).

g. Neutralizado de Fijador

Utilice un neutralizador hipo eliminador o fijador entre la fijación y el lavado.

h. Lavado

El lavado es muy lento por debajo de 60 ° F (16 ° C). Cuando se lava a una temperatura superior a 30 ° C (85 ° F), se debe tener cuidado de no dejar las películas en el agua demasiado tiempo. Las películas se deben lavar en lotes sin contaminación de la nueva película traída del fijador. Si se presiona para aumentar la capacidad, a medida que se introducen más películas en el lavado, la película parcialmente lavada debe moverse en la dirección hacia dentro.

i. Agente Humectante

Sumerja la película durante aprox. 30 segundos en un agente humectante añadió agua clara.

j. Secado

Tome precauciones para apretar la película sobre los colgadores, de modo que no pueda tocar en la secadora. Una temperatura muy alta de secado a baja humedad puede resultar en un secado irregular y debería ser evitado.

3.3.4.8. EJECUCIÓN

3.3.4.8.1. Preparación de la superficie

Las ondulaciones de la soldadura o las irregularidades de la superficie de soldadura tanto en el interior (cuando sea accesible) como en el exterior se eliminarán mediante cualquier proceso

adecuado hasta el punto de que la imagen radiográfica resultante debida a cualquier irregularidad no pueda ocultarse o confundirse con la imagen de cualquier discontinuidad.

3.3.4.8.2. Solicitud RT

Una vez completada y aceptada visualmente una soldadura sometida a radiografía, el ingeniero de control hará una solicitud de examen radiográfico. La solicitud se inscribirá en el programa de examen radiográfico y se enviará a los técnicos radiográficos para su ejecución.

3.3.4.8.3. Área controlada

La radiografía sólo se realizará en los momentos en que el lugar de trabajo esté libre de todo el personal disciplinario no radiográfico y el área de exposición será designada como "área controlada". Antes de comenzar la exposición del isótopo, todas las precauciones, barreras y requisitos de seguridad deben ser colocadas antes de la prueba. El área en la que se exponga el isótopo se tratará como una «zona controlada» y sólo podrá entrar el personal clasificado y protegido.

Los límites de esta "zona controlada" se identificarán con barreras de cinta de radiación, señales de advertencia (en inglés y español) y luces intermitentes.

3.3.4.8.4. Marcado de cordones de soldadura

El radiólogo debe identificar la soldadura a radiografiar y marcarla.

3.3.4.8.5. Identificación de película

Cada radiografía se identificará de forma única mediante números y letras de plomo. Las letras y números de plomo no deben invadir el área de soldadura y no interferir con la interpretación de la radiografía de ninguna manera. En cada película radiográfica se mostrará como mínimo la siguiente información:

- Nombre del tanque evaluado
- Nombre de zona.
- Número de soldadura
- Número de identificación de la reparación (si procede)
- Número de identificación del soldador (si se tiene identificado)
- Fecha de la radiografía
- Espesor de la junta y diámetro

3.3.4.8.6. Marcadores de ubicación

Los marcadores de posición, que deben aparecer como imágenes radiográficas en la película, se colocarán en la pieza, no en el soporte de la exposición. Su ubicación deberá estar marcada permanentemente en la superficie de la parte radiografiada cuando esté permitida o en un mapa, de manera que el área de interés en una radiografía pueda rastrearse con precisión hasta su ubicación exacta.

3.3.4.8.7. Dirección de radiación

La dirección del haz central de radiación debe centrarse en el área de interés siempre que sea posible.

3.3.4.8.8. Manejo de películas

Se debe tener cuidado para asegurar que tanto las películas expuestas como las no expuestas se mantengan segregadas y almacenadas de tal manera que no se sometan a radiación, calor excesivo, suciedad, humos, etc.

3.3.4.8.9. Técnica radiográfica

a. Técnica de pared simple

En la técnica de pared simple, la radiación atraviesa sólo una pared de la soldadura, que es considerada para su aceptación en la radiografía.

b. Técnica de doble pared

Cuando no sea práctico utilizar la técnica de pared simple, se utilizará la técnica de doble pared.

- Visualización de una sola pared.- Para las soldaduras en los componentes, se puede utilizar una técnica en la que la radiación atraviesa dos paredes y solo se admite la soldadura en la pared lateral de la película en la radiografía. Cuando se requiere una cobertura completa para soldaduras

circunferenciales, se deben realizar al menos tres exposiciones tomadas 120 grados entre sí.

- Visualización de doble pared.- Para soldaduras en componentes de diámetro exterior nominal inferior o igual a 3.1 / 2 pulgadas, se puede utilizar una técnica en la que la radiación atraviesa dos paredes y la soldadura en ambas paredes se admite en la misma radiografía. Para la visualización de doble pared, sólo se utilizará un penetrámetro del lado de la fuente. Primeramente para las soldaduras, el haz de radiación puede estar desplazado desde el plano de la soldadura en un ángulo suficiente para separar las imágenes del lado de la fuente y de las porciones laterales de la lámina de la soldadura de modo que no haya superposición de las áreas a interpretar. Cuando se requiere cobertura completa, un mínimo de dos exposiciones tomadas 90 grados. El uno al otro se hará para cada articulación.
- Como alternativa, la soldadura puede ser radiografiada con el haz de radiación posicionado de modo que las imágenes de ambas paredes se superpongan. Cuando se requiere cobertura completa, un mínimo de tres exposiciones tomadas

a cualquiera de 60 grados. Hasta 120 grados. A 120 grados entre sí se hará para cada junta.

3.3.4.8.10. Precisión Geométrica

A menos que se especifique lo contrario en la orden de trabajo o contrato aplicable, la falta de precisión geométrica no excederá los siguientes límites:

Material	Ug
Espesor (in.)	Máximo (in.)
Menos de	0.020
2 mínimo 3	0.030
Más de 3 menos de 4	0.040
Mayor que 4	0.070

TABLA N°2: Límites de precisión geométrica

3.3.4.8.11. Selección de IQI (Indicador de calidad de imagen)

El penetrámetro de agujero diseñado con agujero esencial o diámetro de alambre diseñado debe ser como se especifica en la Tabla 3.

a. Soldar con refuerzos

El espesor en el que se basa el penetrámetro es el espesor nominal de una sola pared más el refuerzo de soldadura estimado que no exceda el máximo permitido

por la Sección de Código de Referencia. Los anillos de soporte o las tiras no se consideran parte del espesor en la selección del penetrámetro. No se requiere la medición real del refuerzo de soldadura.

b. Soldar sin refuerzos

El grosor en el que se basa el penetrámetro es el espesor nominal de pared única. Los anillos de soporte o las tiras no deben considerarse como parte del espesor en la selección del penetrámetro.

3.3.4.8.12. Colocación de Penetrámetros

a. Penetrámetros del lado de la fuente

Los penetrámetros se colocarán en el lado de la fuente de la parte examinada, excepto por la condición descrita en b.

b. Penetrámetros laterales de película

Cuando la inaccesibilidad impida la colocación manual del (de los) penetrámetro(s) en el lado de la fuente, el penetrámetro(s) se colocará en el lado de la película en contacto con la parte que se está examinando. Una letra "F" de plomo, por lo menos tan alta como el número de indicación de penetrámetro, se colocará adyacente o sobre el (los) penetrámetro(s), pero no ocultará el

agujero esencial donde se usan penetrametros de orificios.

**c. Localización del penetrámetro para soldar-
penetrámetros del agujero**

El (los) penetrametro(s) puede(n) colocarse adyacente(s) o sobre la soldadura. El(los) número(s) de identificación y, cuando se utiliza, la letra "F" de la letra principal no deberán estar en el área de interés.

**d. Localización del penetrámetro para soldar-hilo de
penetrámetros**

El(los) penetrámetro (s) se colocará sobre la soldadura de modo que la longitud de los alambres sea perpendicular a la longitud de la soldadura.

El(los) número(s) de identificación y, cuando se utiliza, la letra "F" de la letra principal no deberán estar en el área de interés.

3.3.4.8.13. Número de penetrámetros (Indicador de calidad de imagen)

Para los componentes en los que se utilicen uno o más soportes de película para una exposición, al menos una imagen de penetrámetro debe aparecer en cada radiografiado excepto como se describe en b.

a. Penetrámetros múltiples

Si se cumplen las prescripciones del punto 3.2.4.9.3 (b) utilizando más de un penetrámetro, se considerará que la zona de interés más ligera y la zona de interés más oscura son las densidades intermedias de la radiografía que se consideran de densidad aceptable.

b. Casos especiales

[I] Para los recipientes de cilindro en los que se coloca la fuente en el eje del objeto y se utilizan uno o más soportes de película para una sola exposición de una circunstancia completa, al menos tres penetrámetros deberán estar separados aproximadamente 120 grados de distancia.

[II] Para los depósitos de cilindro en los que se coloca la fuente en el eje del objeto y se utilizan cuatro o más soportes de película para una sola exposición de sección de la circunferencia, se utilizarán al menos tres penetrámetros. Un penetrámetro estará en el centro aproximado de la sección expuesta y una en cada extremo. Cuando la sección de la circunferencia expuesta supera los 240 grados. Se aplican las reglas de [I] anteriores. Pueden requerirse localizaciones adicionales de película para obtener la separación de penetración necesaria: de lo contrario, al menos una

imagen de penetrámetro aparecerá en cada radiografía.

[III] Para los recipientes esféricos, donde la fuente se encuentra en el centro del recipiente y uno o más soportes de película se utilizan para una sola exposición de una circunstancia completa, al menos tres penetrámetros deben estar espaciados aproximadamente 120 grados de distancia.

Para otras soldaduras radiografiadas simultáneamente, se colocará un parámetro adicional sobre cada soldadura.

[IV] Para segmentos de recipientes esféricos en los que la fuente está situada en el centro del recipiente y se utilizan cuatro o más soportes de película para una soldadura circunferencial, se utilizarán al menos tres penetrámetros. Un penetrámetro debe estar en el centro aproximado de la porción expuesta y una de cada extremo. Cuando la porción expuesta excede los 240 grados, se aplican las reglas de [III]. Pueden requerirse localizaciones adicionales de película para obtener el espaciamiento de penetrámetro necesario; De lo contrario, en cada radiografía deberá aparecer por lo menos una imagen de penetrámetro.

3.3.4.8.14. Soportes

Se colocará una cuña de material radiográficamente similar al metal de soldadura entre la parte y el penetrámetro, si es necesario, de modo que la densidad radiográfica en toda la zona de interés no sea más del 15% de la densidad radiográfica a través del penetrámetro.

Las dimensiones de la cuña deberán exceder las dimensiones del penetrámetro de modo que el contorno de al menos tres lados de la imagen del penetrámetro sea visible en la radiografía.

3.3.4.9. EVALUACIÓN

3.3.4.9.1. Calidad de radiografías

Todas las radiografías deberán estar libres de manchas mecánicas, químicas, de manipulación u otras, en la medida en que no se oculten y no se confundan con la imagen de cualquier discontinuidad en el área de interés del objeto radiografiado. Si existe alguna duda sobre la verdadera naturaleza de una indicación exhibida por la película, la radiografía se rechazará y volverá a realizar.

3.3.4.9.2. Instalaciones de visualización de radiografías

Las instalaciones de visualización deben proporcionar una iluminación de fondo tenue de una intensidad que no cause reflexiones molestas, sombras o deslumbramiento en la radiografía.

El equipo utilizado para visualizar las radiografías para interpretación debe proporcionar una fuente de luz variable suficiente para que el hilo designado sea visible para el rango de densidad especificado.

3.3.4.9.3. Densidad radiográfica

La densidad de la película tiene como limitación que es transmitida a través de la imagen radiográfica del cuerpo del penetrámetro del orificio apropiado o adyacente al alambre designado de un penetrámetro del alambre y el área de interés será 2.0 mínimo y 4.0 máximo. Así mismo la densidad también presenta variaciones como de tipo:

a. Generales

Si la densidad de la radiografía en cualquier lugar a través del área de interés varía más de menos 15% o más 30% de la densidad a través del cuerpo del penetrámetro de agujero o adyacente al alambre designado de un penetrámetro de alambre dentro de las limitaciones de densidad, Se utilizará para cada zona o zonas excepcionales y se tomará la radiografía.

b. Soportados

Cuando se usan soportes, se puede sobrepasar la restricción de densidad de más 30% de [a] anterior, siempre que se muestre la sensibilidad al penetrámetro requerida y no se exceda la limitación de densidad.

3.3.4.9.4. Sensibilidad IQI (Indicador de calidad de imagen)

La radiografía se realizará con una técnica de sensibilidad suficiente para mostrar la imagen del penetrámetro de agujero y el agujero especificado, o el alambre designado de un penetrámetro de alambre, que son una indicación esencial de la calidad de imagen de la radiografía. Los niveles de calidad requeridos con los penetrámetros de alambre serán equivalentes al nivel 2-2T del método E 142 / o la práctica E1025, ASME Sec V Artículo 22 para penetrámetro de tipo agujero. La tabla T-276 Artículo 2 Sec. V Proporciona una lista de varios IQI tipo de agujero y el diámetro de los alambres de EPS correspondiente (Sensibilidad Penetrameter Equivalente) con los agujeros 2T aplicables en el IQI.

3.3.4.9.5. Dispersión excesiva

Se colocará una letra "B" en la parte posterior de cada soporte de película durante cada exposición para determinar si la radiación de retro-dispersión está exponiendo la película. Si una imagen luminosa de la "B" aparece sobre un fondo más oscuro de la radiografía, la protección contra la retro-dispersión es insuficiente y la radiografía se considerará inaceptable.

3.3.4.10. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

Las radiografías se interpretarán únicamente en aquellas áreas en las que los Penetrámetro (s) hayan establecido que se ha utilizado una técnica radiográfica adecuada

Se aplicarán los siguientes criterios de aceptación según la sección de código aplicable:

- a. ASME B 31.3
- b. ASME Sec VIII Div 1 UW-51 o UW-52
- c. ASME Sec VIII Div.2 AI-510
- d. API 650 XI edición cl.8.1.5

3.3.4.11. ARCHIVOS ADJUNTOS

- a. Bosquejo mostrando marcadores de ubicación y marcadores de flecha
- b. Placa de la señal de advertencia de la radiación.
- c. Ejemplo de informe radiográfico.

3.3.4.12. REGISTROS

Al término de la inspección se deberá entregar al propietario del tanque de zona los siguientes archivos:

- a. Bosquejo, según figura 5.2

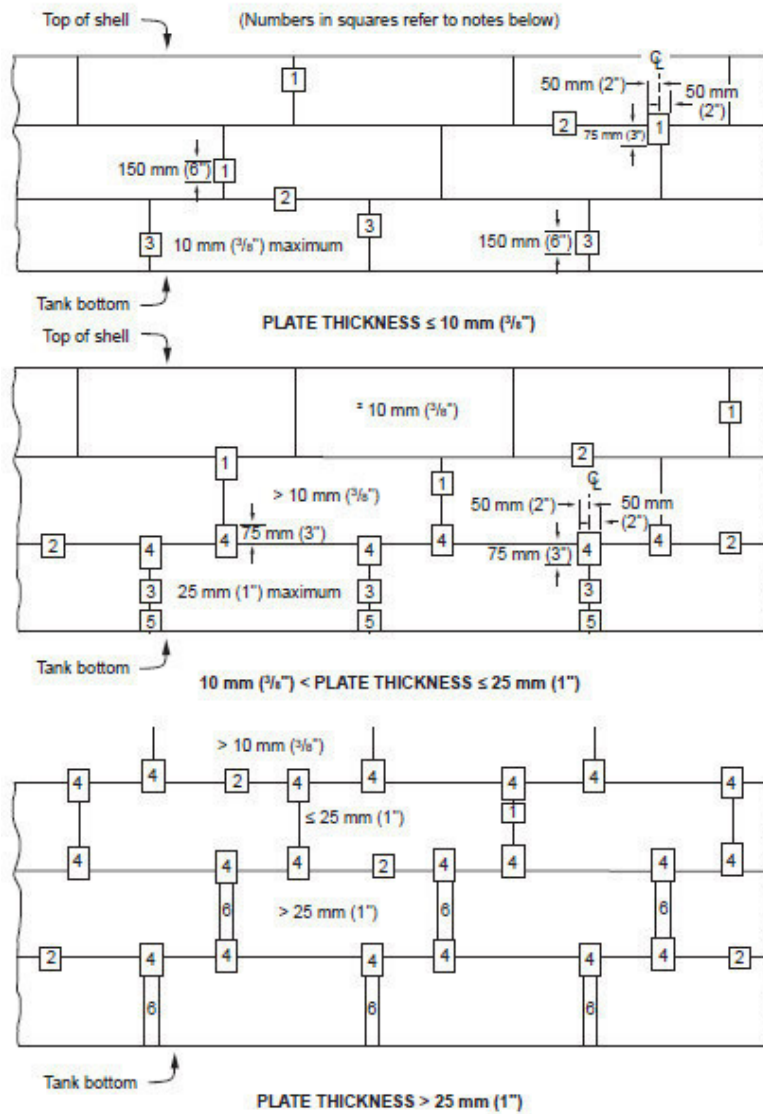


Figura 5.3 Bosquejo para ubicación de placas [8]

- b. Documentación de reparación de soldadura
- c. Película utilizada
- d. Grosor del material
- e. Fuente a la distancia de la película
- f. El registro de interpretación de la película contendrá como mínimo la siguiente información:

- Disposición de cada radiografía (aceptable o rechazada), figura 5.2.
- Si rechazado, causa para el rechazo (escoria, grieta, porosidad, LOP, LOF etc)
- Indicación de superficie verificada por examen visual (marcas de molienda, ondulación de soldadura, salpicaduras, etc.)
- Firma del revelador de la película

Se deberá llenar el formato de la figura 5.3 y 5.4 para dar por concluido la inspección radiográfica.

3.4. PRUEBA DE HERMETICIDAD - HIDROSTÁTICA DE ESTANQUEIDAD

3.4.1. ALCANCE

Este procedimiento es aplicable para la ejecución de pruebas hidrostáticas de estanqueidad en tanques de almacenamiento de hidrocarburos montados en campo y construidos bajo el código API 650 en su última edición.

3.4.2. DOCUMENTOS DE REFERENCIAS

- **Código API 650** – Welded Tanks for Oil Storage.
- **Código API 653** – Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction

3.4.3. EJECUCIÓN

3.4.3.1. PERSONAL

- a. El Supervisor Técnico será responsable de verificar y certificar que todos los puntos de inspección y pruebas se ejecuten adecuadamente y que las tolerancias sean las especificadas en el Código API 650 en su última edición. También será el responsable de registrar los resultados en los correspondientes registros.
- b. El Inspector de SSOMA será el responsable de realizar el análisis de riesgos correspondiente a cada una de las actividades y determinar las acciones a ejecutar para minimizar o reducir los riesgos en el proceso de inspección. Previo a la iniciación de las actividades procederá a confirmar las condiciones de seguridad para el personal que desarrollará el trabajo de campo.

c. Todo el personal que vaya a laborar debe tener la Inducción general y la inducción especial en campo para la actividad para este tipo de pruebas, además deben tener conocimiento del Plan de Emergencias Específico para el Sitio suministrado por el responsable del área, en donde se realizará la prueba. El personal debe estar debidamente entrenado en las tareas a ejecutar y como refuerzo, diariamente previo a cualquier actividad, se dictarán charlas de Seguridad Industrial.

3.4.3.2. PROCEDIMIENTO

3.3.3.2.1. VERIFICACIÓN

- Verificación de empaques, revisión de libraje de accesorios y en general la verificación del completamiento mecánico.
- Se revisa que todos los requisitos especificados para ensayos no destructivos se han completado y registrado toma de espesores, pruebas radiográficas, pruebas de tintas en boquillas, fondo y prueba de vacío en el fondo.
- Las superficies internas y externas del tanque deben estar exentas de elementos extraños que enmascaren la inspección. (La pintura aplicada no se considera elemento extraño).

- Las juntas soldadas deben estar libres de pintura, escorias o cualquier otro elemento extraño que dificulte la detección de fugas.
- Verificar que las boquillas y accesorios del cuerpo del tanque estén tapadas asegurando que tengan un sellado hermético.
- ya que el tanque es de techo fijo, se debe verificar que los manholes y boquillas del techo estén abiertos y que permanezcan así durante la prueba.
- El tanque no debe tener ninguna conexión a tuberías externas salvo la tubería de llenado.
- Se localiza una base de medición común y permanente donde se controla el asentamiento.
- Se toman cuatro puntos de control alrededor del tanque en puntos equidistantes (ejes del tanque 0°, 90°, 180° y 270°) para observar el comportamiento de la base como de la pestaña del tanque.

3.3.3.2.2. CAPTACIÓN DE AGUA

- Realizar medición de calidad de agua del cuerpo receptor antes y después del vertimiento.
- Identificar coordenadas del punto específico en donde realizará la captación y vertimiento de las aguas,

tiempo, volúmenes y caudales de captación y vertimiento.

- Se prohíbe la disposición de residuos líquidos en sitios no autorizados por la autoridad ambiental competente.
- Una vez finalizada las pruebas, el agua utilizada para esta actividad, se utilizara como riego para los tramos de vía a adecuar.

3.3.3.2.3. LLENADO DEL TANQUE

- a. El tanque debe ser llenado gradualmente hasta la altura del ángulo de bocel. El tanque en prueba debe inspeccionarse permanentemente durante la operación de llenado.
- b. Durante el llenado se debe verificar la estanqueidad del tanque, tanto de las juntas soldadas, como de los elementos y partes que componen el tanque.
- c. La rata de llenado del tanque no debe exceder los siguientes valores:

Primer anillo: 18” de altura por hora hasta el primer anillo más un pie de altura mínimo sobre el cordón de soldadura horizontal.

Segundo anillo o más: 12” de altura por hora, hasta el ángulo bocel.

- d. Se tomarán lecturas de hermeticidad así:

Antes de comenzar la prueba.

Al llegar a la mitad del nivel de llenado.

Al llegar al nivel de $\frac{3}{4}$ de llenado.

Al llegar al nivel máximo de llenado.

A las 24 horas de llenado.

Después de que el tanque ha sido vaciado del agua de la prueba hidrostática.

3.3.3.2.4. CONTROL DE ESTANQUEIDAD

- a. Durante el proceso de llenado permanentemente se verifica la estanqueidad del tanque detectando fugas que se presenten, en cuyo caso se efectuará la reparación según las siguientes alternativas.

Poros o grietas menores que ocasionen goteo:

Cuando se detecte este tipo de falla se marcará debidamente localizando su posición exacta y se continuará la prueba hasta su finalización. Una vez vaciado el tanque se efectuará la reparación del caso y se hace inspección con tintas penetrantes a la zona reparada.

Poros o grietas mayores:

Cuando se detecte este tipo de defecto se vacía el tanque hasta un pie por debajo de la falla localizada; se procede a la reparación y una vez terminada esta, se continúa con la prueba normalmente.

- b. El tanque lleno debe ser mantenido por lo menos 24 horas antes de desocuparlo. Durante este tiempo debe ser revisado para verificar su estanqueidad.
- c. Terminada la prueba, se baja el nivel de agua durante el tiempo que el inspector requiera para confirmar la estanqueidad.
- d. Terminada la inspección se llena el registro de prueba hidrostática La prueba es atestiguada por Interventoría.
- e. El agua drenada se dispone de acuerdo a las indicaciones dadas por SSOMA y el responsable del área.

3.4.3.3. EVALUACIÓN

- a. La prueba hidrostática es aprobada si no se vuelve a presentar fugas en la misma zona reparada o cercana a ella, luego de llenar con agua hasta el nivel de la prueba y durante el tiempo de ésta.
- b. Se otorga la aprobación final después de evaluar todos los datos de nivel obtenidos durante la prueba.

3.4.4. REGISTROS

- a. Registro de liberación para prueba hidrostática en tanques de almacenamiento.
- b. Reporte de prueba hidrostática en tanques. (El formato será proporcionado por la empresa acreditada por OSINERGMIN)

c. Prueba Hidrostática.

d. Captación de Agua.

3.4.5. SEGURIDAD

- Todo el personal estará afiliado a la administradora de riesgos profesionales.
- Disponer de los recursos humanos, técnicos y físicos para un desempeño seguro.
- Realizar los exámenes médicos ocupacionales a los trabajadores con énfasis en la evaluación de las condiciones de salud integral requeridas, en particular, para la labor que va a desempeñar.
- Realizar en forma periódica capacitación sobre aspectos relacionados con salud, higiene y seguridad industrial sobre la prueba hidrostática.
- Contar con equipo de atención de emergencias con su respectiva dotación (botiquín, camilla, etc.)
- Suministrar oportunamente el equipo de protección personal a los trabajadores, el cual debe cumplir con las disposiciones y normas legales sobre seguridad y calidad.

CONCLUSIONES

- Los criterios de aceptación de los procedimientos estarán sujetos a las normas referenciadas en cada prueba, tanto en la etapa pre y la ejecución de la prueba de hermeticidad.
- Así como se mostró la amplia gama de ensayos no destructivos posiblemente aplicables en el procedimiento de inspección de tanques de petróleo, se determinaron las pruebas necesarias en la etapa previa, tanto de tipo superficial como Tintes Penetrantes, de tipo volumétrico Prueba Radiográfica y Medición de Espesores, de tipo hermético, la Prueba de Fondo y en la etapa final la prueba Hidrostática de estanqueidad.
- Es necesario de forma obligatoria que los técnicos inspectores estén certificados y cuenten con la experiencia certificada en los procedimientos superficiales (PT nivel I y PT nivel II), volumétricos (RT nivel I y RT nivel II) y de hermeticidad, además dominen la aplicación de las mismas, ya que de este dependerá la obtención de resultados confiables así como posibles defectos ocasionados por deterioro o por defectos de fabricación ya mencionados.
- Se considera de suma importancia controlar procesos de deterioro como la expansión de corrosiones localizadas debido a la pérdida del recubrimiento superficial y al mal drenaje del agua en el exterior de la base tanque, ya que aceleraría su oxidación.
- En caso se presenten fugas en el fondo el tanque evaluado, durante la prueba de vacío, como en el casco en la prueba hidrostática de estanqueidad, deberá ser reparado inmediatamente, así como se deberá aplicar todas las pruebas de la etapa pre de prueba de hermeticidad para poder obtener posteriormente el certificado de hermeticidad.

RECOMENDACIONES

- Los equipos utilizados deben encontrarse calibrados, bajo tiempos establecidos por las normas referenciadas en cada procedimiento.
- Las aplicaciones de medidas de seguridad deberán ser completamente estrictas en la aplicación de Prueba radiográficas y en la etapa de captación y evacuación de la prueba Hidrostática de hermeticidad.
- Debido a la antigüedad de fabricación de los tanques de almacenamiento de petróleo, se recomienda que para aquellos que lleven más de 10 años en operación se aplique la prueba de vacío y la prueba radiográfica como pruebas de descarte, y en caso estas sean aprobatorias continuar con la inspección previa y posteriormente la prueba hidrostática de hermeticidad.
- Evaluar la ejecución de reparaciones menores del tanque, debido a que si se encuentran defectos distribuidos en todo el tanque, sobre todo en la zona inferior del casco, y la antigüedad de fabricación se deberá optar por el cambio del tanque de almacenamiento.
- Debido al ambiente de humedad en el que se trabaja se recomienda aplicar inspecciones visuales periódicas semanales, ya que los efectos de pérdida de recubrimiento superficial se pierden y posteriormente genera corrosión en la misma.

BIBLIOGRAFIA

- [1] PULLACORT, SUNIL. (1°Ed.). (2015). *Aboveground storage tanks*. Florida, EEUU: CRC PRESS TAYLOR & FRANCIS GROUP
- [2] DiGrado, Brian D & Thorp, Gregory A. (1°Ed.). (2004). *The Aboveground Steel Storage Tank Handbook*. New Jersey, EEUU: John Wiley & Sons, Inc
- [3] Philip E. Myers (1°Ed.). (1997). *Aboveground Storage Tanks*. New York, EEUU: McGraw-Hill.
- [4] García C. Alfonso (1°Ed.). (2007). *Fundamentos a los Ensayos No Destructivos*. México: IMENDE, AC.
- [5] Pitler, Richard K. (9°Ed.). (1992) *Nondestructive Evaluation and Quality Control as VOLUME 17 Metals Handbook*. Ohio, EE.UU: ASM International.
- [6] Rummel, Ward D. (3°Ed.). (1997) *Nondestructive Evaluation (NDE) Capabilities Data Book*. Colorado, EE.UU: D&W Enterprises, Ltd.
- [7] Ortegui, Jose L. & Rubertis, Esteban. (1°Ed.). (2008) *Daño en servicio VOLUMEN II Cañerías y recipientes a presión*. Mar de Plata: EUDEM.
- [8] American Institute of Petroleum (11°Ed.). (2008) *Welded Tanks for Oil Storage API Standard 650*, Washington D.C (EEUU).