



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

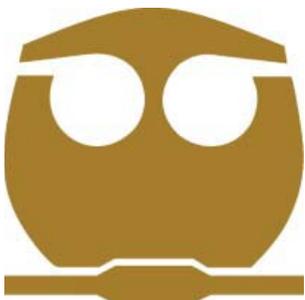
---

---

**FACULTAD DE QUÍMICA**

**“PROPUESTA DE UN PLAN DE  
INSPECCIÓN PARA TANQUES DE  
BALANCE EN EL PROCESO DE UNA  
PLANTA HIDRODESULFURADORA  
DE NAFTAS”**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**I N G E N I E R A Q U Í M I C A**  
P R E S E N T A  
**ANDREA LEAL LÓPEZ**



México D.F.

2014



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## JURADO ASIGNADO

### Profesores

Presidente: José Antonio Ortiz Ramírez

Vocal: José Agustín Texta Mena

Secretario: Modesto Javier Cruz Gómez

1er. Suplente: Joaquín Rodríguez Torreblanca

2do Suplente: Néstor Noé López Castillo

### SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

TORRE DE INGENIERÍA, UNAM

4° PISO, ALA NORTE

### ASESOR

  
\_\_\_\_\_  
Dr. Modesto Javier Cruz Gómez

### ASESOR TÉCNICO

  
\_\_\_\_\_  
Dr. Néstor Noé López Castillo

### SUSTENTANTE

  
\_\_\_\_\_  
Andrea Leal López

**PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA TANQUES DE BALANCE  
EN EL PROCESO DE UNA PLANTA HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS**

**ÍNDICE**

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
1.1. JUSTIFICACIÓN.....	12
1.2. OBJETIVO.....	12
1.2.1. OBJETIVOS PARTICULARES .....	13
1.3. HIPÓTESIS.....	13
1.4. ALCANCE .....	13
<b>2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>15</b>
2.1. SEGURIDAD INDUSTRIAL .....	15
2.1.1. Objetivos básicos de la Seguridad Industrial <sup>(1)</sup> .....	15
2.2. INSPECCIÓN TÉCNICA .....	17
2.2.1. Consideraciones para el establecimiento de la frecuencia de inspección .....	18
2.2.2. Tipos de inspecciones .....	19
2.2.2.1. Inspección externa .....	19
2.2.2.2. Inspección interna .....	21
2.2.2.3. Inspección en operación .....	21
2.3. MARCO NORMATIVO .....	22
2.3.1. Normas API para recipientes a presión .....	23
2.3.2. Código ASME para calderas y recipientes a presión .....	24
2.3.2.1. <i>ASME section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels</i> (Reglas para la construcción de recipientes a presión) .....	24
2.3.2.2. <i>ASME section VIII, Division 2: Alternative Rules for Construction of Pressure Vessels</i> (Reglas alternas para la construcción de recipientes a presión) .....	26
2.3.3. Normas NACE (National Association of Corrosion Engineers).....	26
2.3.4. Normas Oficiales Mexicanas .....	27
2.3.5. Normas de Referencia .....	27
2.4. DISEÑO DE TANQUES DE BALANCE .....	28
2.4.1. Materiales .....	28
2.4.1.1. Aceros.....	29
2.4.1.1.1. Aceros al bajo carbón .....	30
2.4.1.1.2. Aceros al bajo carbón, baja aleación .....	30

2.4.2.	Tiempo de residencia .....	32
2.4.3.	Soldadura de recipientes a presión (código ASME) .....	33
2.4.4.	Relación óptima de L/D .....	35
<b>2.5.</b>	<b>PRUEBAS DE INSPECCIÓN .....</b>	<b>38</b>
2.5.1.	PRUEBAS DESTRUCTIVAS .....	38
2.5.2.	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS .....	39
2.5.2.1.	Clasificación de las pruebas no destructivas .....	39
2.5.2.1.1.	Pruebas No destructivas Superficiales .....	40
2.5.2.1.1.1.	Inspección Visual .....	40
2.5.2.1.1.2.	Líquidos penetrantes .....	41
2.5.2.1.1.3.	Partículas magnéticas .....	43
2.5.2.1.1.4.	Electromagnetismo .....	44
2.5.2.1.2.	Pruebas No Destructivas Volumétricas.....	45
2.5.2.1.2.1.	Radiografía industrial .....	46
2.5.2.1.2.2.	Ultrasonido industrial (UT).....	47
2.5.2.1.2.3.	Emisión acústica .....	49
2.5.2.1.3.	Pruebas No Destructivas de Integridad o Hermeticidad.....	50
2.5.2.1.3.1.	Pruebas por cambio de presión.....	50
2.5.2.1.3.2.	Pruebas por pérdida de fluido.....	51
<b>2.6.</b>	<b>MECANISMOS DE DAÑO .....</b>	<b>52</b>
2.6.1.	Clasificación de mecanismos de daño .....	53
2.6.1.1.	Falla mecánica y metalúrgica .....	54
2.6.1.1.1.	Grafitización.....	54
2.6.1.1.2.	Fragilización (fase sigma).....	54
2.6.1.1.3.	Fractura por fragilización .....	54
2.6.1.1.4.	Fatiga térmica.....	55
2.6.1.1.5.	Erosión/corrosión .....	56
2.6.1.1.6.	Cavitación .....	57
2.6.1.1.7.	Fatiga mecánica.....	57
2.6.1.1.8.	Fatiga inducida por vibración .....	57
2.6.1.2.	Pérdida de espesor, local o generalizada.....	58
2.6.1.2.1.	Corrosión bajo aislamiento (CUI) .....	58
2.6.1.2.2.	Corrosión inducida microbiológicamente (MIC) .....	59
2.6.1.2.3.	Corrosión por suelo .....	59
2.6.1.3.	Corrosión a alta temperatura.....	60
2.6.1.3.1.	Oxidación .....	60
2.6.1.3.2.	Sulfuración .....	60
2.6.1.3.3.	Carburación .....	60
2.6.1.3.4.	Decarburación .....	61
2.6.1.3.5.	Corrosión por cenizas .....	61
2.6.1.4.	Falla por el entorno .....	61
2.6.1.4.1.	Fragilización por hidrógeno.....	61
2.6.1.4.2.	Corrosión por sulfuros.....	62

<b>3. METODOLOGÍA Y RESULTADOS.....</b>	<b>64</b>
3.1. Descripción del proceso de una planta hidrodesulfuradora de naftas.....	64
3.1.1. Sección de reacción.....	66
3.1.2. Sección de estabilización y fraccionamiento.....	67
3.2. METODOLOGÍA.....	71
3.2.1. Recopilación de información.....	71
3.2.1.1. Análisis de la información.....	72
3.2.2. Requisitos del personal.....	73
3.2.2.1. Requisitos del personal que realice Pruebas No Destructivas.....	73
3.2.2.2. Requisitos de seguridad para el personal.....	73
3.2.3. Clasificación del tanque con respecto al grado de riesgo.....	75
3.2.4. Oportunidad de inspección.....	77
3.2.4.1. En operación.....	77
3.2.4.2. Fuera de operación.....	78
3.2.5. Inspección externa.....	78
3.2.5.1. Análisis de resultados de la inspección visual.....	81
3.2.6. Medición de espesores.....	82
3.2.6.1. Análisis estadístico posterior a la medición de espesores.....	82
3.2.7. Detección y causa del defecto.....	84
3.2.8. Inspección interna.....	85
3.2.8.1. Análisis de resultados de la inspección interna.....	86
3.2.9. Inspección complementaria con pruebas no destructivas.....	87
3.2.10. Programación de trabajos de mantenimiento derivados de las inspecciones.....	88
3.3. Descripción del caso de estudio.....	92
Oportunidad de inspección.....	94
Inspección externa.....	94
<b>4. CONCLUSIONES.....</b>	<b>108</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>112</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>119</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Composición química de los materiales .....	30
Tabla 2. Aplicación de los materiales .....	31
Tabla 3. Criterios para el Tiempo de Residencia .....	32
Tabla 4. Tiempo de residencia conforme el servicio.....	33
Tabla 5. Eficiencia de soldaduras.....	34
Tabla 6. Clasificación de sustancias que maneja el equipo. ....	76
Tabla 7. Presión de Operación.....	76
Tabla 8. Plazos Máximos de Revisión (años).....	77
Tabla 9. Condiciones de operación del primer separador de baja presión. ....	93
Tabla 10. Especificación de diseño del primer separador de baja presión. ....	94
Tabla 11. Check list de Inspección externa del 1er separador de baja presión. ....	96
Tabla 12. Registro de medición de espesores del 1er. separador de baja presión... 99	
Tabla 13. Inspección de tornillería del 1er. separador de baja presión. ....	102
Tabla 14. Resultados de la velocidad de desgaste.....	103
Tabla 15. Resumen de los cálculos para cada grupo de diámetros que componen la unidad de control.....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Pirámide del marco legal de normatividad en México.....	22
Figura 2. Gráfica de K. Abakians .....	37
Figura 3. Fundamento de la prueba por líquidos penetrantes.....	42
Figura 4. Fundamento del prueba por partículas magnéticas.....	43
Figura 5. Aplicación típica del método de corrientes Eddy.....	44
Figura 6. Fundamento de la prueba de radiografía industrial.....	46
Figura 7. Aplicación típica del ultrasonido industrial. ....	47
Figura 8. Esquema de flujo de proceso de la planta hidrosulfuradora de naftas. 65	
Figura 9. Diagrama de Flujo de la propuesta del plan de inspección técnica para tanques de balance.....	91
Figura 10. Diagrama de inspección técnica del 1er. separador de baja presión.....	98
Figura 11. Gráfica de medición de espesores de la unidad de control 440-FA-444 CUERPO. ....	105
Figura 12. Diagrama de Flujo del plan de inspección para el primer separador de baja presión.....	111

## ACRÓNIMOS

- ❖ **AET:** Acoustic Emission Testing (prueba de emisión acústica).
- ❖ **ASME:** American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).
- ❖ **ASNT:** American Society for Nondestructive Testing Engineers (Sociedad Americana para Pruebas No Destructivas).
- ❖ **ASTM:** American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales).
- ❖ **API:** American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).
- ❖ **CUI:** Corrosion Under Insulation (corrosión bajo aislamiento).
- ❖ **GPASI:** Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial.
- ❖ **EPP:** Equipo de Protección Personal.
- ❖ **MIC:** Microbiologically Induced Corrosion (corrosión inducida microbiológicamente).
- ❖ **MT:** Magnetic Testing (partículas magnetizadas).
- ❖ **NACE:** National Association of Corrosion Engineers.
- ❖ **NMX:** Norma Mexicana.
- ❖ **PND:** Pruebas No Destructivas (Non Destructive Testing).
- ❖ **NOM:** Norma Oficial Mexicana.
- ❖ **NRF:** Norma de Referencia.
- ❖ **STPS:** Secretaria del Trabajo y Previsión Social.
- ❖ **PEMEX:** Petróleos Mexicanos.
- ❖ **VT:** Visual Testing (inspección visual).
- ❖ **PT:** Penetrant Testing (líquidos penetrantes).
- ❖ **RT:** Radiographic Testing (prueba radiográfico).
- ❖ **SIMECELE:** Sistema de MEDición y Control de Espesores en Líneas y Equipos.
- ❖ **Tr:** Tiempo de Residencia.
- ❖ **UT:** Ultrasonic Testing (prueba ultrasónica).
- ❖ **UC:** Unidad de Control.

## Glosario de términos

**Hidrodesulfuración.** En este proceso se purifica una corriente de hidrocarburos eliminándole básicamente los compuestos de azufre.

**Circuito.** Conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.<sup>(13)</sup>

**Pruebas No Destructivas (PND).** Son técnicas de inspección que se utilizan para verificar la sanidad interna y externa de los materiales, sin deteriorarlos, ni alterar o afectar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas o mecánicas.<sup>(13)</sup>

**Fecha de próxima medición de espesor (FPME).** Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.<sup>(13)</sup>

**Fecha de Retiro Probable (FRP).** Fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil estimada.<sup>(13)</sup>

**Límite de retiro (LR).** Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.<sup>(13)</sup>

**Nivel de medición.** Es el conjunto de posiciones de medición de espesores de pared que se deben efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo.<sup>(13)</sup>

**Posición o punto de medición.** Es el lugar en donde se mide el espesor de pared.<sup>(13)</sup>

**Unidad de control.** Secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea tal como de 0 a 8 mpa, de 8 a 15 mpa, de 15>mpa.<sup>(13)</sup>

**Velocidad de corrosión.** Es la velocidad con la cual disminuye el espesor de pared y se considera crítica si su valor puntual o promedio excede las 15mpa.<sup>(13)</sup>

**Vida útil estimada (VUE).** Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.<sup>(13)</sup>

# ***CAPÍTULO 1***

# ***INTRODUCCIÓN***



## 1. INTRODUCCIÓN

La inspección periódica en equipos de proceso es necesaria para determinar que sus condiciones físicas sean óptimas en aspectos de seguridad así como de operación. Por ello, es conveniente contar con planes de inspección específicos para cada equipo, considerando las condiciones particulares del equipo como parte de un proceso, que aseguren el cumplimiento y la adecuada aplicación de normas y códigos. Con la finalidad de reducir la posibilidad de falla, prevenir daños posteriores y mantener condiciones seguras de operación.

Por ello, el plan de inspección debe ser una herramienta que mediante el análisis de resultados se pueda determinar si se necesita o no realizar reparaciones o inspecciones futuras, a fin de concluir si es seguro que el equipo se encuentra en condiciones seguras para seguir operando o no.

La propuesta del plan de inspección técnica desarrollada en este proyecto es para los tanques de balance que se encuentran en operación en una planta Hidrodesulfuradora de Naftas.

Se debe tener conocimiento de las pruebas de inspección (Pruebas No Destructivas y Pruebas Destructivas) que se emplean para detectar alguna falla en el equipo, algún otro mecanismo de daño o para conocer alguna característica específica del material.

También se describen los principales mecanismos de daño que pueden presentarse en los equipos de proceso de la planta hidrodesulfuradora, los cuales comprenderán del funcionamiento del equipo y la interacción con el entorno del proceso (tanto interna como externa) y del entorno mecánico, que serán clave para la identificación de mecanismos de daño.

## **1.1. JUSTIFICACIÓN**

En la actualidad, muchos de los problemas en la industria petrolera del país están relacionados con la falla en los equipos, debido a que las plantas de refinación cuentan con una gran cantidad de recipientes a presión; los cuales se encuentran expuestos a diversos factores tanto internos como externos desde el inicio de operación, como por ejemplo un ambiente corrosivo, presiones, temperaturas, condiciones ambientales, etc., que van disminuyendo su funcionalidad y por consiguiente la seguridad.

Para mantener la instalación industrial en condiciones seguras es necesario evaluar la integridad mecánica de los equipos, con el propósito de verificar que éste puede seguir operando de forma segura para el personal que trabaja en este tipo de instalaciones, medio ambiente y para las mismas instalaciones.

Por ello, se elaborará un plan de inspección técnica para los equipos de proceso que establezca las actividades de planeación, ejecución y evaluación de dicha inspección. Que puede servir como guía para la inspección de cualquier otro recipiente a presión.

Cada plan de inspección técnica se debe realizar conforme a las necesidades de cada equipo que se va inspeccionar, debido a que las condiciones de operación, sustancias que manejan no son las mismas para cada uno de ellos. Y por lo tanto, el daño que sufra cada uno de ellos no podrá ser el mismo.

## **1.2. OBJETIVO**

Desarrollar un plan de inspección técnica para tanques de balance en una planta hidrodesulfuradora de naftas con la finalidad de poder evaluar y asegurar su integridad mecánica. Tomando como referencia normas y códigos nacionales e internacionales.

### 1.2.1. OBJETIVOS PARTICULARES

- Revisar criterios descritos en normas y códigos nacionales e internacionales referentes al diseño, fabricación e inspección de los recipientes a presión.
- Considerando la experiencia del personal del centro de trabajo, que se encuentra relacionada con la operación y mantenimiento de este tipo de recipientes, identificar las causas de deterioro en los tanques de balance en una planta de refinación (conforme a los mecanismos de daño o corrosión), de acuerdo a los métodos y materiales de construcción, y los posibles métodos de inspección para identificar dichos mecanismos.
- Proponer un plan de inspección técnica para tanques de balance en plantas de refinación estableciendo requisitos técnicos y documentales para la evaluación de la integridad mecánica de los equipos.

### 1.3. HIPÓTESIS

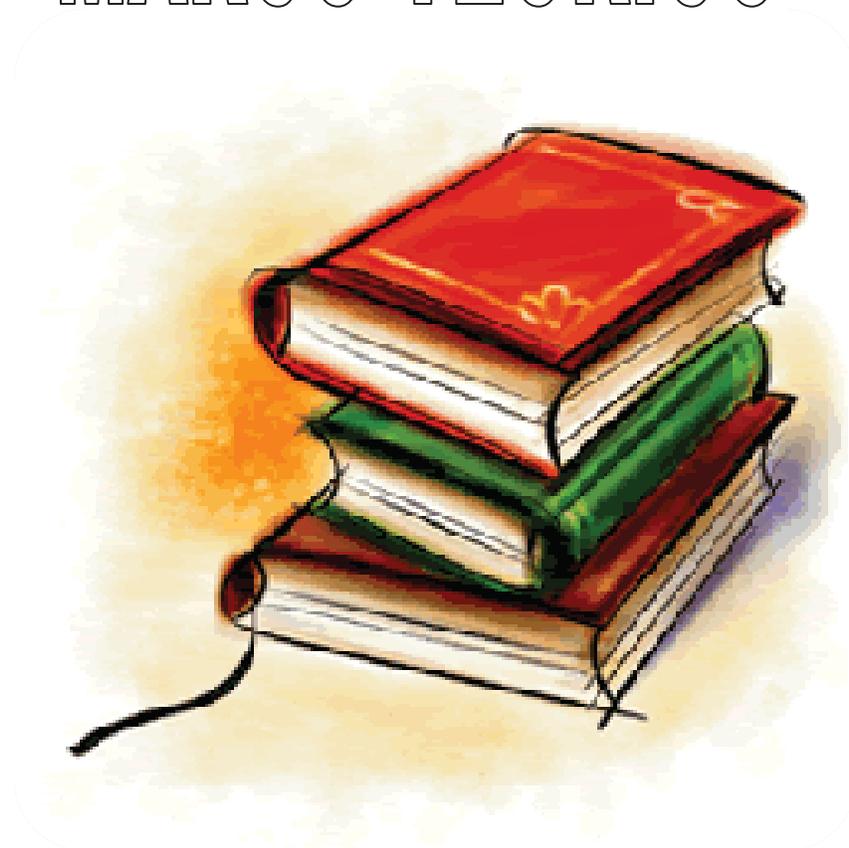
Si se desarrolla un plan de inspección técnica para tanques de balance de una planta de refinación con base en la normatividad vigente, entonces servirá para elaborar un plan de mantenimiento adecuado para corregir oportunamente fallas en los tanques de balance, resguardando así su integridad mecánica.

### 1.4. ALCANCE

El plan de inspección se aplicará a tanques de balance (recipientes a presión) de una planta hidrosulfuradora de naftas de un sistema de refinación. Con el que se establezca un procedimiento que defina la frecuencia de inspección y los registros que se deben elaborar; para minimizar los riesgos por falla de sus materiales y/o accesorios durante su operación.

## ***CAPÍTULO 2***

# MARCO TEÓRICO



## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1. SEGURIDAD INDUSTRIAL

La seguridad industrial busca evitar la lesión y muerte por accidente del trabajador y reducir los costos operativos de la producción. <sup>(1)</sup>

La regulación y aplicación de la Seguridad Industrial se hace indispensable para mejorar las condiciones de trabajo, minimizando los riesgos en la industria. Así que se hace necesario, para la industria establecer normas y programas de seguridad a fin de evitar accidentes.

Un accidente es un evento o combinación de eventos no deseados, inesperados e instantáneos, que tienen consecuencias como: lesiones al personal, daños a terceros en sus bienes o en sus personas, daños al medio ambiente, daños a las instalaciones, o alteración a la actividad normal del proceso. <sup>(22)</sup>

Se desea un lugar de trabajo que sea seguro y saludable, pero depende de lo que cada uno esté dispuesto a hacer para alcanzar dicho objetivo. <sup>(2)</sup>

Por lo tanto, la seguridad e higiene de los trabajadores constituye una de las principales bases para la preservación de la fuerza laboral, para que de esta manera las organizaciones alcancen sus objetivos de prevención definidos.

#### 2.1.1. Objetivos básicos de la Seguridad Industrial <sup>(1)</sup>

Algunos de los objetivos de la Seguridad Industrial, se enuncian a continuación:

- Evitar una lesión o muerte por accidente. Cuando ocurren accidentes hay una pérdida de potencial humano y con ello una disminución de la productividad.
- Reducción de los costos operativos de la producción.
- Mejorar la imagen de la empresa y por consiguiente la seguridad del trabajador, dando un mayor rendimiento en el trabajo.

- Contar con un sistema estadístico que permita detectar el avance o disminución de los accidentes y causas de los mismos.
- Contar con un plan de seguridad que permita a la empresa desarrollar medidas básicas de seguridad e higiene.
- Proteger los elementos de producción valiéndose de la planificación, el control, la dirección y la administración de programas.

Teniendo un ambiente sano y condiciones de seguridad en las instalaciones, el personal podrá trabajar de una mejor manera sin sentir temor por su integridad física.

El personal encargado de desarrollar e implementar normas de seguridad en la industria debe observar a detalle las instalaciones y los procesos vigentes, antes de sugerir e instruir sobre normas de seguridad e higiene. Por ello cada sector puede tener distintos niveles de peligrosidad, por esa razón se deberá contar con diferentes medios de protección.

## 2.2. INSPECCIÓN TÉCNICA

La inspección técnica, se refiere a las actividades realizadas por el personal con conocimientos para determinar si el equipo opera en condiciones seguras para su funcionamiento y si se cumplen los procedimientos de operación y los programas de mantenimiento. Efectuada con métodos establecidos, para verificar y determinar que los materiales, reparaciones, ensamble y pruebas de tuberías y equipos, cumplen con la norma o especificación aplicable. <sup>(8), (9)</sup>

La inspección permite el diagnóstico y pronóstico de fallas: facilita la detección de defectos en el periodo de formación, cuando es realizada de forma periódica; permitiendo dar seguimiento y obtener criterios acerca de los defectos que ya han sido detectados, prolongando la vida útil y contribuyendo a evitar el riesgo de que ocurran accidentes.

Todas las inspecciones, análisis y predicciones de vida de los equipos propuestos se deben realizar tomando como referencia normas y códigos nacionales como internacionales.

La inspección de los equipos, no tendría valor si no se registraran y controlaran los datos que de estas se obtienen ya que la finalidad de cada inspección es obtener información útil para la correcta planeación de trabajos de inspección y mantenimiento. El registro se debe efectuar en forma inmediata a la inspección de cada equipo, debiendo incluir todas las partes internas del mismo.

Los registros permiten establecer estadísticas y efectuar estudios que posteriormente son utilizados para nuevas programaciones, ayudando a lograr un mejor mantenimiento preventivo de las unidades y aumentar los índices de seguridad en las plantas de proceso.

El análisis sobre los registros de inspección técnica permite hacer recomendaciones al personal de operación y mantenimiento preventivo de las unidades, sobre materiales o procedimientos que deben seguirse para incrementar

la vida útil del equipo y conservar sus márgenes de seguridad; también puede permitir establecer periodos seguros de operación, indicando las fechas en que el equipo debe ser retirado de servicio, para desarrollar una nueva inspección o para que sea sustituido por el vencimiento de su vida útil.

La integridad mecánica se refiere al conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de equipos y tuberías, que cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento, para garantizar que cumplen las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores, instalaciones de los centros de trabajo y el medio ambiente. <sup>(8)</sup>

En una instalación industrial debe ser inevitable evaluar la integridad mecánica de los equipos que operan, por lo que es necesario realizar trabajos de inspección técnica, con la finalidad de:

- Eliminar los accidentes industriales.
- Mejorar la continuidad en la operación de las industrias.
- Alargar las corridas operacionales.
- Reducir los tiempos inactivos de los equipos.

### **2.2.1. Consideraciones para el establecimiento de la frecuencia de inspección**

Una adecuada inspección técnica da como resultado una correcta aplicación de los métodos de mantenimiento, los cuales tratan de conservar la integridad de los diferentes equipos en condiciones operacionales seguras y eficientes, además de asegurar la integridad del personal de operaciones, y tratar de disminuir las posibles pérdidas económicas que trae consigo el paro de planta, falla de algún equipo u otras situaciones semejantes.

Se deben considerar varios factores para determinar los periodos de inspección en un recipiente sujeto a presión, estos pueden ser:

- Naturaleza del producto contenido.
- Resultados de revisiones anteriores.
- Tolerancias y rangos de corrosión del material del que está fabricado el tanque.
- Si se cuenta con sistema preventivo de corrosión.
- Métodos y materiales de construcción y reparación.
- Ubicación (también como los situados en áreas de alto riesgo o aisladas).
- Cambios en el modo de operación (frecuencia de ciclo de llenado o vaciado del tanque).
- Cambios de servicio.

### **2.2.2. Tipos de inspecciones**

Para asegurar la integridad del tanque de balance, diferentes tipos de inspección y monitoreo pueden ser adecuadas para su aplicación, dependiendo de las circunstancias y del recipiente a presión, estas incluyen:

#### **2.2.2.1. Inspección externa** <sup>(6), (10)</sup>

Una revisión visual efectuada en el exterior del recipiente sujeto a presión con el fin de identificar condiciones que podrían impactar la capacidad del recipiente para mantener su integridad o condiciones que comprometan la integridad de su estructura, por ejemplo: soldaduras, soportes, escaleras, plataformas, etc. Esta revisión puede ser realizada mientras el equipo está en servicio o fuera de operación.

A través de la inspección externa se puede determinar la condición de la superficie exterior del equipo de proceso, aislamiento, pintura, revestimiento, puntos calientes, evidencias de fugas, vibración, estado de soldaduras, refuerzos y

soportes, posibilidad de expansión y alineación general del recipiente sobre sus soportes.

Se debe inspeccionar e investigar todo signo de pérdidas o falla para que en su caso sea identificado su origen, los testigos de placas de refuerzo deben quedar abiertos para evidenciar fugas y no permitir presurización de la cámara entre refuerzo y recipiente, así mismo se verificará la existencia de pérdidas de material por deformación y ampollamiento.

Los siguientes componentes de los recipientes sujetos a presión serán inspeccionados para evaluar su integridad mecánica, no son todas, pero incluyen las características más comunes de algunos recipientes:

- Cimentación.
- Soportes.
- Contravientos.
- Escaleras, pasillos, barandales y plataformas.
- Tornillos de anclaje.
- Boquillas y accesorios.
- Aislamiento exterior.
- Envolvente y casquetes.
- Soportes de acero.
- Boquillas.
- Conexiones a tierra.
- Equipo auxiliar.
- Revestimientos de protección y aislamiento.
- Superficies metálicas externas.
- Testigo de corrosión.
- Líneas.
- Instrumentación.

La inspección externa deberá incluir la calibración ultrasónica de espesores y la periodicidad de estas mediciones será en función del resultado del análisis estadístico de las mismas. En el capítulo 3, se explicará lo que establece la Guía para el Registro, Análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores (DG-GPASI-IT-00204), la cual forma parte del marco normativo actual de PEMEX Refinación.

#### **2.2.2.2. Inspección interna** <sup>(6), (10)</sup>

La inspección interna se refiere a la inspección efectuada en el interior del recipiente a presión usando inspección visual y/o pruebas no destructivas. Como una forma de verificación del estado y existencia de daños en las partes sujetas de presión y otras partes internas.

Uno de los objetivos de la inspección interna es detectar el deterioro que no pueden ser ubicado con el monitoreo regular en las inspecciones externas.

Antes de iniciar la inspección interna se deberá realizar una revisión de los documentos previos con el personal de las instalaciones antes de ingresar al interior del equipo con la finalidad de determinar y conocer las áreas que han sufrido deterioro.

#### **2.2.2.3. Inspección en operación** <sup>(6)</sup>

Se refiere a la inspección realizada desde el exterior del recipiente a presión, mientras se encuentra en servicio, usando pruebas no destructivas; para establecer los límites operativos de presión convenientes para una operación continua. El recipiente podrá, o no, estar en funcionamiento mientras que la inspección se lleva a cabo.

### 2.3. MARCO NORMATIVO

Conforme la teoría constitucional mexicana, la jerarquía normativa en el sistema jurídico mexicano, parte de la norma suprema o fundamental, esto es la Constitución Política, y a partir de tal base se desarrolla todo el sistema jurídico mexicano (Figura 1), en donde se ubican posteriormente las leyes, reglamentos, normas, códigos, etc.



Figura 1. Pirámide del marco legal de normatividad en México.

Por ello es importante que el personal a cargo de la inspección requiera de un adecuado conocimiento de las normas, códigos y especificaciones para la construcción y mantenimiento de líneas y equipos en operación; además del

conocimiento del proceso y de las unidades que se encuentran bajo su responsabilidad. También de conocer los procedimientos y técnicas necesarias para prevenir, detectar y controlar el desgaste de los equipos.

A continuación se muestra un breve resumen de las normas y códigos, donde se revisaron criterios referentes al diseño, fabricación e inspección de los recipientes a presión bajo los cuales se desarrollará el plan de inspección técnica para los tanques de balance.

### 2.3.1. Normas API para recipientes a presión <sup>(6)</sup>

**API STANDARD 510:** *Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration.* (Código de inspección de recipientes a presión: para lo referente a inspección, evaluación, reparación y alteración).

Este código de inspección cubre: la inspección en servicio, reparación, modificación y las actividades de recalificación de los recipientes a presión y de los dispositivos de seguridad para el alivio de presión.

Este código de inspección se aplica a todos los recipientes de proceso de refinación y químicos, que han sido puestos en servicio, a menos que estén específicamente excluidos en el punto 1.2.2., de esta norma, esto incluye a:

- a) Recipientes a presión contruidos de acuerdo con un código de construcción aplicable.
- b) Recipientes a presión contruidos sin un código de construcción: recipientes a presión no fabricados bajo un código de construcción reconocido y no cumplir con ningún estándar reconocido.
- c) Recipientes a presión contruidos y aprobados de acuerdo a una jurisdicción especial sobre la base de la aceptación de diseño, fabricación, inspección, pruebas e instalación.
- d) Recipientes a presión que fueron fabricados bajo un código de construcción reconocido, pero han perdido su placa de identificación o estampado.

El Código ASME y otros códigos de construcción están escritos para la nueva construcción, sin embargo, la mayoría de los requisitos técnicos para el diseño, soldadura, pruebas no destructivas y materiales, se pueden aplicar a la inspección, reparación y modificación de los recipientes a presión en el servicio.

Si un artículo no puede seguir el Código ASME, debido a su nueva orientación de construcción, los requisitos para el diseño, materiales, fabricación, e inspección deben cumplir con API 510 y no al Código ASME. Si los recipientes en servicio cubren los requisitos del Código ASME y API 510 o si hay un conflicto entre los dos códigos, los requisitos de API 510 tendrán prioridad.

### **2.3.2. Código ASME para calderas y recipientes a presión <sup>(11)</sup>**

#### **2.3.2.1. ASME section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels (Reglas para la construcción de recipientes a presión)**

Se establecen los requerimientos para el diseño, fabricación e inspección y para la obtención de la certificación autorizada del ASME para los recipientes que operan a presiones superiores a 15 psig.

Con base a esto se ha dividido en:

- ❖ Subsección A. Parte UG que cubre los requerimientos generales.
- ❖ Subsección B: Requerimientos de fabricación.
  - Parte UW: para recipiente que serán fabricados con soldadura.
  - Parte UF: para recipientes que serán fabricados por forjado.
  - Parte UB: para recipientes que serán fabricados utilizando un material de relleno no ferroso a este proceso se le denomina “brazing”.
- Subsección C. Requerimientos de materiales

- Parte UCS: para recipientes construidos con acero al carbón y de baja aleación.
- Parte UNF: para los construidos con materiales no ferrosos.
- Parte UCI: para los construidos con hierro fundido.
- Parte UCL: Para los construidos con una placa "clad" integral o con recubrimiento tipo "lining".
- Parte UCD: Para los construidos con fierro fundido dúctil.
- Parte UNT: Para los construidos con aceros ferríticos con propiedades de tensión mejoradas por tratamiento térmico.
- Parte ULT: Para los construidos con materiales con esfuerzos permisibles más altos a bajas temperaturas.

Limitaciones de la división 1:

- ❖ La presión deberá ser menor a 3000 psi.
- ❖ Calentadores tubulares sujetos a fuego.
- ❖ Recipientes a presión que sean parte integral de componentes de sistemas de tubería.
- ❖ Sistemas y componentes de tuberías.
- ❖ Recipientes para menos de 454.3 litros (120 galones) de capacidad de agua, que utilizan aire como elemento originador de presión.
- ❖ Tanques que suministran agua caliente bajo las siguientes características:
  - Suministro de calor no mayor de 58,600 W (200,00 Btu/h).
  - Capacidad de 454.3 L (120 galones).
  - Temperatura de agua de 99 °C (210 °F).
  - Recipientes sujetos a presión interna o externa menor de 1.0055 Kg/cm<sup>2</sup> (15 psi).
  - Recipientes que no excedan de 15.2 cm (6 pulgadas) de diámetro.

**2.3.2.2. ASME section VIII, Division 2: Alternative Rules for Construction of Pressure Vessels** (Reglas alternas para la construcción de recipientes a presión)

Es la continuación de la anterior, solo que en este apartado maneja que la presión se puede obtener de una fuente directa o indirecta, o una combinación de ambas.

Estas normas proporcionan una alternativa a los requisitos mínimos para recipientes a presión bajo normas de división 1.

Con respecto a la norma anterior (división 1) que da los requisitos sobre materiales, diseño, método de prueba no destructiva, los cuales son más rigurosos.

La división 2 norma a los recipientes que se instalan en una ubicación fija, para un servicio específico donde la exploración y el mantenimiento se realizan durante toda la vida útil del recipiente.

**2.3.3. Normas NACE (National Association of Corrosion Engineers)**

NACE International se estableció como una organización comprometida con el control y la prevención de la corrosión. Desde sus inicios como un pequeño grupo de ingenieros, se centró en la protección catódica. Se ha convertido en el líder mundial en el desarrollo de la prevención de la corrosión y las normas de control, la certificación y la educación. Los miembros de NACE International todavía incluyen ingenieros, así como muchos otros profesionales que trabajan en una variedad de áreas relacionadas con el control de la corrosión.

#### 2.3.4. Normas Oficiales Mexicanas <sup>(8), (27)</sup>

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), son regulaciones técnicas de carácter obligatorio. Regulan los productos, procesos o servicios, cuando éstos puedan constituir un riesgo para las personas, animales y vegetales así como el medio ambiente en general, entre otros.

A continuación se hace una breve descripción de la Norma Oficial Mexicana 020:

**NOM-020-STPS-2011**, *Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - funcionamiento – condiciones de seguridad.*

Establece los requisitos de seguridad para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas en los centros de trabajo, a fin de prevenir riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones.

#### 2.3.5. Normas de Referencia <sup>(14)</sup>

Las Normas de Referencia (NRF), son elaboradas por las entidades de la administración pública para aplicarlas a los bienes o servicios que adquieren, arrienden o contratan, cuando las normas mexicanas o internacionales no cubran los requerimientos de las mismas o sus especificaciones resulten obsoletas o inaplicables.

**NRF-028-PEMEX-2010**, *Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.*

Esta Norma de Referencia es para la especificación, diseño, cálculo, fabricación, construcción, inspección, exámenes y pruebas, de recipientes metálicos sujetos a una presión de operación diferente a la atmosférica y hasta una presión de diseño interna o externa de 20 MPa (204 Kg/cm<sup>2</sup>).

## 2.4. DISEÑO DE TANQUES DE BALANCE <sup>(3), (11), (15)</sup>

Los recipientes de balance, tienen como objetivo el proporcionar un tiempo de residencia, generalmente a corrientes de líquidos, entre dos operaciones del proceso.

Al encontrarse entre estas dos operaciones del proceso, se debe procurar conservar las mismas condiciones de presión y temperatura, para evitar gastar energía para preparar la carga para la siguiente operación y dar continuidad al proceso.

Para el diseño de un recipiente a presión se deben tomar en consideración ciertas características para su diseño y construcción, las cuales son dadas por el cliente al que se le va a fabricar, como son:

- Tipo de fluido que va a contener.
- Condiciones de operación: presión y temperatura a la cual estará sometido.
- Volumen o capacidad de almacenamiento.
- Materiales de construcción.
- Tipo de cabezales.
- Accesorios operativos.
- Sistemas de seguridad, etc.

En el diseño es conveniente conocer o establecer el modo más probable de daño o de falla y realizar una evaluación de la significación de los resultados del análisis de esfuerzos con base en el comportamiento del material, el cual debe incluir los efectos ambientales de servicio como son los de corrosión y fragilización.

### 2.4.1. Materiales <sup>(3), (19)</sup>

La selección de un material adecuado para la construcción de los recipientes, es uno de los principales problemas en su diseño, ya que define muchos de los

parámetros involucrados, como son: su dureza estructural, resistencia a la temperatura, resistencia a la corrosión, costo del material, etc.

El conocimiento del comportamiento del material no sólo es importante para evitar fallas, además permite optimizar económicamente la selección y cantidad de material empleado.

En la mayoría de diseños en ingeniería, trata de evitar deformaciones permanentes, por ello es importante que el material ofrezca una ductilidad alta, no solo por razones de fabricación sino también para reducir esfuerzos locales elevados por deformación plástica.

Un alto porcentaje de las fallas en recipientes a presión son causadas por la localización de esfuerzos altos en discontinuidades estructurales como boquillas, aberturas de acceso, soldaduras y elementos de fijación.

A continuación se describe en forma muy breve, las opciones disponibles de materiales usados en la construcción de recipientes:

#### **2.4.1.1. Aceros**

Los aceros han adquirido una importancia exclusiva debido a su resistencia para soportar cargas dinámicas. Dependiendo de su composición, tratamiento térmico y maquinado: el acero variará en sus propiedades.

La mayoría de los aceros tienen un contenido de carbono de entre 0.1% y 1%, pero en los aceros estructurales, no debe de exceder 0.7%. Con mayor contenido de carbono, el acero gana resistencia, pero pierde ductilidad. En los aceros de aleación no debe exceder 0.2%.

### 2.4.1.1.1. Aceros al bajo carbón

El acero al bajo carbón, con un contenido de carbón menor a 0.25%, comúnmente llamado acero al carbón. Son dúctiles y, por lo tanto, fácilmente rolados y formados en las diferentes formas usadas para la fabricación de recipientes.

Estos aceros son fácilmente soldados para dar juntas de resistencias uniformes relativamente libres de esfuerzos localizados. La resistencia a la tensión final se encuentra entre 55000 y 65000 psi. Sin embargo la resistencia a la tensión y el contenido de carbón no pueden ser especificados ya que uno es función del otro.

### 2.4.1.1.2. Aceros al bajo carbón, baja aleación

Los aceros al bajo carbón de baja aleación se usan en la fabricación de recipientes. El contenido de carbón no debe ser superior a 0.2% y los elementos de aleación, no deben exceder el 12% y son: níquel, cromo, molibdeno, vanadio, boro y cobre.

La resistencia a la corrosión de estos aceros no es significativamente mayor que la del acero al carbón, en el caso de las soluciones de ácidos o bases. El cromo es el elemento más efectivo para mejorar la resistencia a la oxidación. El níquel es el elemento más usado para mejorar la ductilidad a baja temperatura.

En las Tablas 1 y 2 se muestran la composición química y aplicaciones del material (respectivamente) del acero al carbón, baja aleación:

**Tabla 1. Composición química de los materiales** <sup>(26)</sup>

Especificación	Composición Química % peso (máximo)							Límite Elást. Ksi Mín.	Última Tensión Ksi Mín.	% De Elong. 2" Mín.
	C	Mn	P	S	Si	Cd	V			
SA-285C	0.28	0.9	0.035	0.035	0.4	0.02	–	30	55-75	27
SA-455	0.33	0.85/1.20	0.035	0.035	0.4	0.02	–	35	70-90	15
SA-516 Gr. 60	0.27	0.9	0.035	0.035	0.15/0.40	0.02	–	33	60-80	20
SA-516 Gr. 70	0.31	1.2	0.035	0.035	0.15/0.40	0.02	–	38	70-90	17

*ksi= miles de libras/ pulg<sup>2</sup>*

Tabla 2. Aplicación de los materiales <sup>(19)</sup>

ACERO AL CARBON Y DE BAJO CONTENIDO DE ELEMENTOS DE ALEACIÓN*				
Forma	Composición Nominal	Especificación		Aplicación
		Número	Grado	
Placa	C	SA-283	C	Calidad estructural. Para recipientes a presión usarse con limitaciones.
	C	SA-285	C	Calderas para servicio estacionario y otros recipientes a presión.
	C-Si	SA-515	55	Principalmente para servicio a temperaturas media y alta.
	C-Si	SA-515	60	
	C-Si	SA-515	65	
	C-Si	SA-515	70	Para servicio a temperaturas moderada y baja.
	C-Si	SA-516	55	
	C-Si	SA-516	60	
	C-Mn-Si	SA-516	65	
C-Mn-Si	SA-516	70		
Bridas y accesorios	C-Mn-Si	SA-105		Para servicio a alta temperatura.
	C-Si	SA-181	I	Para servicio general.
	C-Mn	SA-350	LF1	Para servicio a baja temperatura.
	C-Mn-Si		LF2	
Tubería	C-Mn	SA-53	LF1	Para servicio general.
	C-Mn	SA-106	LF2	Para servicio a alta temperatura.
Tornillería	1Cr-1/5 Mo	SA-193	B7	Para servicio a alta temperatura; tornillos pasantes de 2 1/2 pulg. de diámetro o menos.
		SA-194	2H	Para tuercas para servicio a alta temperatura.
		SA-307	B	Tornillo de máquina para uso general.

\*Datos de los materiales de uso frecuentes tomados de las normas ASME, secciones II y VIII.

### 2.4.2. Tiempo de residencia<sup>(3)</sup>

Los recipientes de balance se dimensionan basándose en el tiempo de residencia, tiempo en el cual, bajo condiciones normales de operación, se vacía el contenido del equipo.

El tiempo de residencia depende del tiempo ante un cambio en el proceso. Un tiempo muy largo da dimensiones muy grandes, un tiempo muy corto da lugar a la pérdida de flexibilidad de operación.

Por ello, el tiempo de residencia debe ser el mínimo requerido para proporcionar flexibilidad de operación, y suficiente para detectar y corregir una falla menor, sin tener que detener el proceso.

El tiempo de residencia necesario entre la detección y corrección del problema depende tanto de la experiencia del personal de operación, como el grado de sofisticación de la instrumentación de la planta.

A continuación se presentan criterios y recomendaciones (Tabla 3) para los tiempos de residencia de líquidos, basadas en personal experimentado y una planta con instrumentación adecuada.

**Tabla 3. Criterios para el Tiempo de Residencia**

<b>PERSONAL</b>	<b>FACTOR</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN</b>	<b>FACTOR</b>
<b>Con experiencia</b>	1.0	Buena Instrumentación	1.0
<b>Completamente entrenado</b>	1.2	Instrumentación Estándar	1.2
<b>Sin experiencia</b>	1.5	Mala instrumentación	1.5

Multiplicarse ambos factores al tiempo de retención seleccionado según la tabla de servicios (Tabla 4).

**Tabla 4. Tiempo de residencia conforme el servicio**

SERVICIO	Tr (min)
Alimenta a una unidad de proceso dada pero recibe el líquido de otra unidad que está ligada a un cuarto de control separado.	20
Alimenta a una unidad pero el tanque de balance recibe el líquido de una unidad de proceso ligada al mismo cuarto de control.	15
Alimenta una unidad de proceso pero recibe el líquido desde fuera del límite de baterías.	15
Alimentación a una torre ligada a un cuarto de control separado.	12
Alimentación a una torre ligada al mismo cuarto de control.	8
Alimentación por gravedad hacia fuera del límite de baterías o directamente a un tanque de alimentación para otra unidad.	3
Alimentación por bombeo hacia fuera del límite de baterías.	5

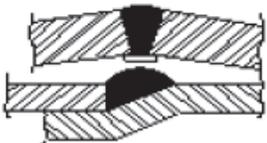
Cabe destacar que tales criterios pueden diferir de los recomendados por otros autores, o por la experiencia personal de cada uno; por ello, la determinación de las características de un tanque de balance debe realizarse en consenso con personal calificado.

### **2.4.3. Soldadura de recipientes a presión (código ASME)<sup>(11)</sup>**

La soldadura es el procedimiento más usado actualmente en la fabricación de recipientes a presión y para comprobar si una soldadura ha sido bien aplicada, se usan varias técnicas de inspección, entre las cuales están los líquidos penetrantes, ultrasonido y radiografía. Esta última es la más utilizada, pudiendo ser total (al 100%) o por puntos.

La eficiencia de las soldaduras se muestra en la Tabla 5, en la cual se dan los diferentes valores de la eficiencia (E) que deben ser empleados en los cálculos de acuerdo con el tipo de unión.

**Tabla 5. Eficiencia de soldaduras**

NORMA AW-12 (ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, División 1)		Eficiencia de la unión cuando la junta es examinada por radiografía		
Tipo de uniones	Descripción de uniones	Al 100%	Por puntos	Sin
	Soldadura a tope unida con soldadura por ambos lados, o bien por otro método con lo cual se obtenga la misma calidad del metal de aporte en ambos lados de la superficie soldada. Si se usa la solera de respaldo, deberá quitarse después de aplicar la soldadura y antes de radiografiar.	1.00	0.85	0.70
	Soldadura simple a tope con solera de respaldo la cual permanecerá en el interior del recipiente.	0.90	0.80	0.65
	Unión simple por un solo lado sin solera de respaldo.	--	--	0.6
	Unión traslapada con doble filete	--	--	0.55
	Unión traslapada con filete sencillo y tapón de soldadura	--	--	0.50
	Unión traslapada con filete sencillo sin tapón de soldadura	--	--	0.45

#### 2.4.4. Relación óptima de L/D <sup>(3), (19)</sup>

La selección de un valor adecuado para la relación L/D (Longitud/Diámetro) de un recipiente de balance en un determinado servicio, resulta afectada por los siguientes factores:

1. Las consideraciones de proceso son predominantes sobre las de costo, es decir, la forma de un tanque puede fijarse por los requerimientos que resulten de tiempos de residencia del líquido especificado, áreas de flujo de vapor mínimas, velocidades de asentamiento, etc. Muy a menudo la relación L/D se fija por las limitaciones del plano de distribución y especificaciones del cliente.
2. Puede ser difícil construir y operar (problemas de mantenimiento) tanques con diámetros inferiores a 2 ft, especialmente si van a contener elementos internos, tales como mamparas, eliminadores de niebla, etc.
3. Las relaciones óptimas L/D no tienen tanto significado en el caso de tanques con internos complejos como lo tienen para los tanques más simples.

Las consideraciones de costos dictan una relación óptima L/D para cualquier volumen del tanque. Los criterios que se dan a continuación, llevarán en la mayor parte de los casos prácticos a costos de diseño “mínimos”:

1. La relación L/D de todos los tanques de proceso deben estar dentro del rango  $1 < L/D < 5$ , mientras más cercana este del punto medio: 3, es mejor.

La relación óptima de L/D puede hallarse mediante la siguiente forma (la presión se considera limitada a 1000 lb/pulg<sup>2</sup>) y se suponen cabezas elipsoidales:

$$F = \frac{P}{CSE}$$

En donde:

- $P$  es la presión de diseño (lb/pulg<sup>2</sup>).
- $C$  es el margen por corrosión (pulg).
- $S$  es el valor de esfuerzo del material (lb/pulg<sup>2</sup>).
- $E$  es la eficiencia de la unión por soldadura.

En la Figura 2, se muestra la gráfica de K. Abakians, con la capacidad deseada del recipiente, se recorre hasta la línea que representa el valor calculado de  $F$ ; a partir de la intersección, se avanza verticalmente y se obtiene el valor de  $D$ .

$$\text{Longitud del recipiente} = \frac{4V}{\pi D^2}$$

En donde:

- $V$  es el volumen del recipiente (ft<sup>3</sup>).
- $D$  es el diámetro interior del recipiente (ft).

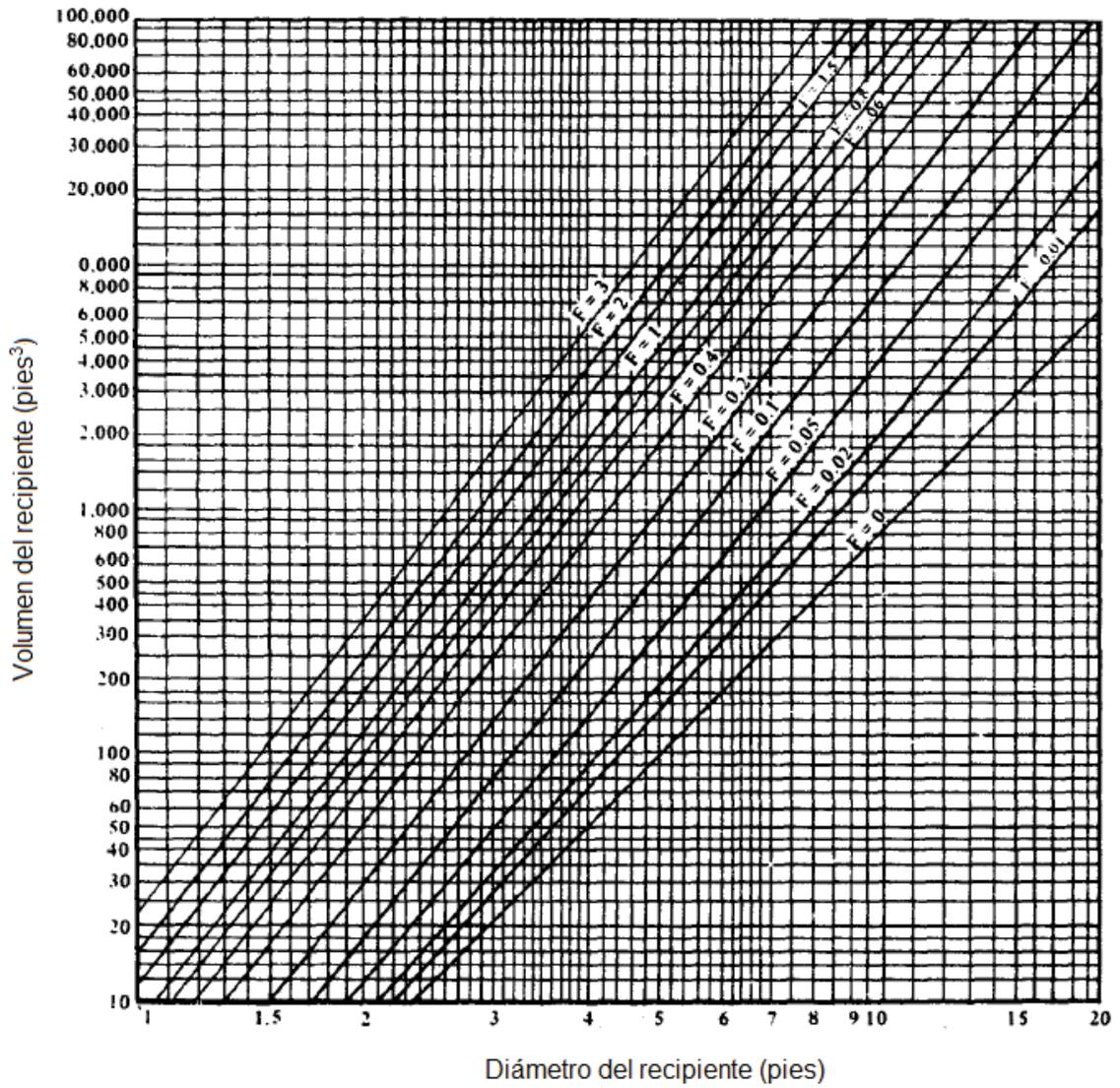


Figura 2. Gráfica de K. Abakians <sup>(19)</sup>

## 2.5. PRUEBAS DE INSPECCIÓN

### 2.5.1. PRUEBAS DESTRUCTIVAS <sup>(3)</sup>, <sup>(24)</sup>

El objetivo principal de las pruebas destructivas es determinar cuantitativamente el valor de ciertas propiedades mecánicas de los materiales, como su resistencia mecánica, la tenacidad o la dureza, etc.

El uso de las pruebas destructivas involucra el daño del material: trata de la aplicación de métodos físicos directos que alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales de un material, o componente que se encuentre sujeto a inspección.

Este tipo de pruebas se empleará para conocer alguna característica muy específica del material o soldadura, o cuando los resultados de los pruebas no destructivas indiquen la necesidad de realizar alguna de ellas.

Para la obtención de muestras para realizar pruebas destructivas, se deberá proceder de acuerdo a lo establecido en el código ASME sección VII, Div. 2, Parte AM<sup>(3)</sup>. Una vez obtenidos las muestras de prueba, las pruebas destructivas que se pueden efectuar son los siguientes:

- Resistencia a la tracción. Para determinar resistencia a la ruptura, límite elástico, módulo de elasticidad, etc., de acuerdo a lo establecido en el método ASTM-E-8.
- Resistencia a la compresión. De acuerdo al método ASTM-E-9.
- Prueba de impacto. De acuerdo al método ASTM-E-23.
- Prueba de dobles. De acuerdo al método ASTM-E-190.
- Prueba de fluencia-fatiga. De acuerdo al método ASTM-E-2714.

Debido al desarrollo de nuevas tecnologías y la optimización de los productos o los requisitos de seguridad, como es el caso de la industria petroquímica, se tuvieron que imponer nuevas condiciones de inspección, en las que se estableció la necesidad de verificar hasta en un 100% los componentes críticos.

Esto planteó un problema, que consistía en buscar otras técnicas de inspección diferentes a la inspección visual; con las cuales se verificara la integridad de los componentes sin destruirlos y que también fuera posible medir alguna propiedad física del material y que estuviera relacionada con las características críticas del componente sujeto a inspección; es decir, se inició la aplicación de los Pruebas No Destructivas, PND.

### **2.5.2. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS <sup>(20)</sup>**

Las pruebas no destructivas (PND), son la aplicación de métodos físicos indirectos, como es la transmisión del sonido, la opacidad al paso de la radiación, etc., que tienen la finalidad de verificar la sanidad de las piezas examinadas.

Cuando se aplican este tipo de pruebas no se busca determinar las propiedades físicas correspondientes de la pieza, sino verificar su homogeneidad y continuidad. Por lo tanto, estas pruebas no sustituyen a las pruebas destructivas, sino que las complementan.

Las pruebas no destructivas, no alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales de un material; ni inutilizan las piezas que son sometidas a los ensayos.

#### **2.5.2.1. Clasificación de las pruebas no destructivas <sup>(12)</sup>**

Existe una variedad de pruebas no destructivas que han sido utilizados por décadas y con el paso del tiempo se han desarrollado nuevas formas de detectar discontinuidades.

En la actualidad existen técnicas establecidas en la práctica Recomendada SNT-TC-1A. Pero de acuerdo con la Norma NMX-B482-1991 (vigente en nuestro país) solo se contemplan nueve métodos divididos en 3 grupos:

- Pruebas No Destructivas Superficiales.
- Pruebas No Destructivas Volumétricos.
- Pruebas No Destructivas de Integridad o Hermeticidad.

#### **2.5.2.1.1. Pruebas No destructivas Superficiales**

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad superficial de los materiales inspeccionados. Por tal razón su aplicación es conveniente cuando es necesario detectar discontinuidades que están en la superficie, abiertas a ésta o a profundidades menores de 3 mm.

- Inspección Visual (VT)
- Líquidos penetrantes (PT)
- Partículas magnéticas (MT)
- Electromagnetismo (ET)

##### **2.5.2.1.1.1. Inspección Visual <sup>(21)</sup>**

Esta técnica aporta información acerca de las características de la pieza examinada, útil para una buena interpretación de indicaciones de otras PND. Cuando se aplica correctamente se pueden detectar problemas que pudieran ser mayores en los pasos subsecuentes de producción o durante el servicio, por lo cual es siempre recomendable como auxiliar o paso previo a otras pruebas no destructivas.

El principal requisito de la inspección visual es un examen de la agudeza visual cercana y lejana y de ser necesario, el uso de lentes por parte del inspector, este deberá emplearlos para toda labor de inspección e interpretación de indicaciones. En algunos casos es necesario el examen de discriminación cromática, para comprobar la capacidad de detección de pequeñas variaciones de color, para la determinación de variaciones de un tono de color o la apreciación de un color particular en aplicaciones especiales.

El inspector requiere aprender que tipo de discontinuidades pueden detectarse visualmente y cuáles son las que aparecen con más frecuencia a partir de ciertas condiciones; también involucra el conocimiento que tenga en cuanto a la pieza que esté en examen, las formas de daño que sufre y las condiciones de operación.

Las principales ventajas de la inspección visual son:

- Que casi todo puede ser inspeccionado, en cierto grado. Se emplea en cualquier etapa de un proceso productivo o durante las operaciones de mantenimiento preventivo o correctivo.
- Puede ser de bajo costo, siempre y cuando sea realizada correctamente.
- El equipo requerido es relativamente simple.
- Se requiere un mínimo de entrenamiento.
- Puede tener un amplio alcance en usos y beneficios.

Y sus principales desventajas de la inspección visual son:

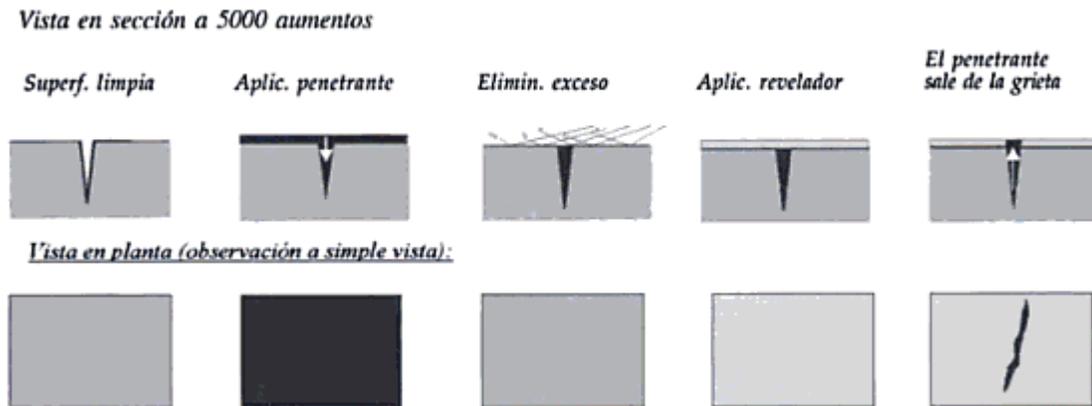
- La calidad de la inspección dependerá de la experiencia y conocimiento del inspector.
- Solamente pueden ser evaluadas las condiciones superficiales.
- Se requiere una fuente efectiva de iluminación.
- Es necesario el acceso a la superficie que requiere ser inspeccionada.

#### **2.5.2.1.1.2. Líquidos penetrantes <sup>(4)</sup>**

Esta prueba permite la detección de discontinuidades en materiales sólidos no porosos, siempre que las discontinuidades se encuentren abiertas a la superficie.

La prueba por líquidos penetrantes se basa en que un líquido, aplicado sobre la superficie limpia de la pieza, penetre en las discontinuidades que afloran a la superficie, debido principalmente al efecto capilar, de forma que al limpiar el exceso de líquido de la superficie, quede solamente el líquido introducido en las

discontinuidades (Figura 3). Una vez transcurrido un tiempo prudencial desde la aplicación del revelador, el operador debe proceder a examinar la muestra ensayada para buscar las posibles indicaciones producidas. Esto se hace bajo luz natural si se trata de penetrantes coloreados, o bajo luz negra, en el caso de que se haya empleado penetrantes fluorescentes.



**Figura 3. Fundamento de la prueba por líquidos penetrantes**

Una de las limitaciones de la prueba de líquidos penetrantes, es que puede aplicarse a materiales ferromagnéticos, pero existen diversas razones por las que se recomienda emplear la prueba de partículas magnéticas.

La aplicación de la prueba por líquidos penetrantes, en general es menos compleja, ya que no se requiere el uso de equipos complicados o costosos; pero no hay que caer en el error de pensar que su ejecución deba de ser menos cuidadosa.

Por la naturaleza de la prueba, no puede extraerse de sus resultados una información cuantitativa acerca del tipo y tamaño de las discontinuidades; pero esos resultados, junto con la experiencia del operador, pueden ayudar a resolver de manera satisfactoria el problema de la interpretación.

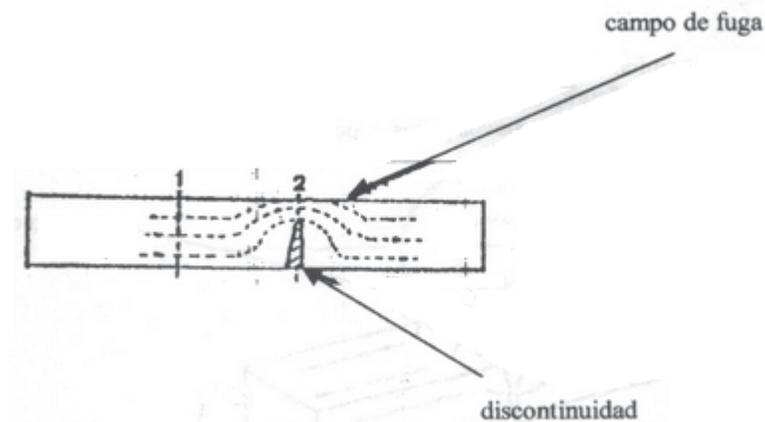
En este caso como en todos los problemas de inspección de productos metálicos es importante conocer el proceso y la historia del material.

### 2.5.2.1.1.3. Partículas magnéticas

La inspección por partículas magnéticas sirve para detectar discontinuidades e impurezas no solo superficiales sino también subsuperficiales en materiales ferromagnéticos.

El método involucra la magnetización del área a ser examinada, la aplicación de partículas ferromagnéticas a la superficie formarán indicaciones sobre la superficie donde fisuras y otras discontinuidades causen distorsión en el campo magnético normal. Estas indicaciones son usualmente características del tipo de discontinuidad que es detectada, llegando a ser fisuras, solapes, costuras, y laminaciones.

Se basa en el hecho de que cuando una pieza es magnetizada, las discontinuidades que son aproximadamente perpendiculares a la dirección del campo magnético producirán un escape del campo de fuga de la superficie de la pieza (Figura 4).



**Figura 4. Fundamento del prueba por partículas magnéticas**

La presencia del campo de fuga y de la discontinuidad, se detecta aplicando partículas ferromagnéticas finamente divididas sobre la superficie de la pieza en prueba, las que son atraídas y retenidas en los campos de fuga. Esta

aglomeración de partículas “dibuja” la discontinuidad e indican su localización, tamaño, forma y extensión.

Las partículas magnetizables pueden ser aplicadas sobre la superficie como partículas secas o como una suspensión en un líquido como agua o queroseno.

#### 2.5.2.1.1.4. Electromagnetismo

El electromagnetismo, anteriormente llamado Corrientes de Eddy o de Foucault, se emplea para inspeccionar materiales que sean electroconductores, siendo especialmente aplicable a aquellos que no son ferromagnéticos, que se basa en el efecto de inducción electromagnética.

Un campo magnético crea perturbaciones eléctricas en forma de corrientes Eddy, que cambian de forma. El cambio de forma puede traducirse en señales eléctricas que pueden registrarse. Las pruebas de corriente Eddy ayudan a detectar irregularidades en la superficie (Figura 5).

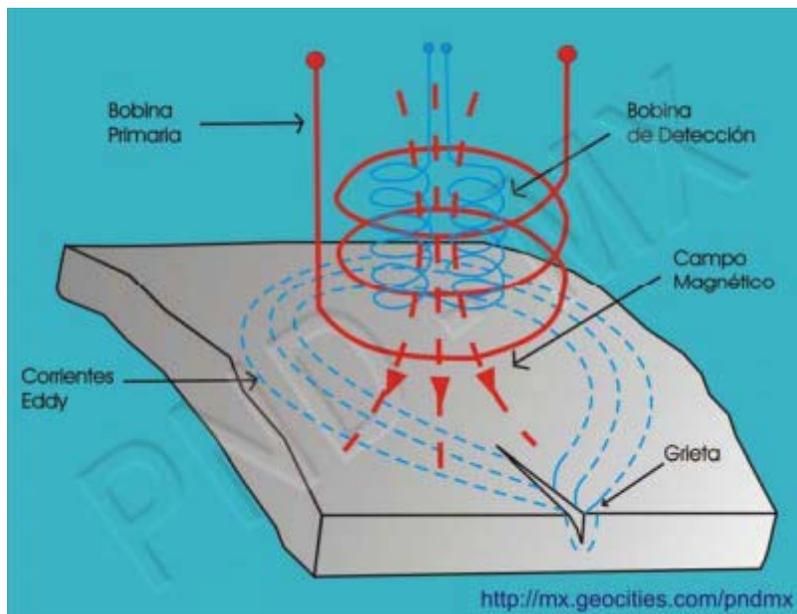


Figura 5. Aplicación típica del método de corrientes Eddy.

Se emplea un generador de corriente alterna que se conecta a una bobina de prueba, que en su momento produce un campo magnético. Si la bobina se coloca cerca de un material que es eléctricamente conductor, el campo magnético de la bobina, inducirá una corriente eléctrica en el material inspeccionado. A su vez, esta corriente generará un nuevo campo magnético, pero de signo contrario. En el momento en que la corriente de la bobina se vuelve cero, el campo magnético secundario inducirá una nueva corriente eléctrica en la bobina. Este efecto se repetirá cuantas veces la corriente cambie de fase (al pasar de positivo a negativo y viceversa).

Es predecible que el electromagnetismo se generará entre conductores adyacentes en cualquier momento en que fluya una corriente alterna. Por otra parte, las variaciones de la conductividad eléctrica, permeabilidad magnética, geometría de la pieza o de su estructura metalúrgica, causan modificaciones en la corriente inducida del material sujeto a inspección.

#### **2.5.2.1.2. Pruebas No Destructivas Volumétricas**

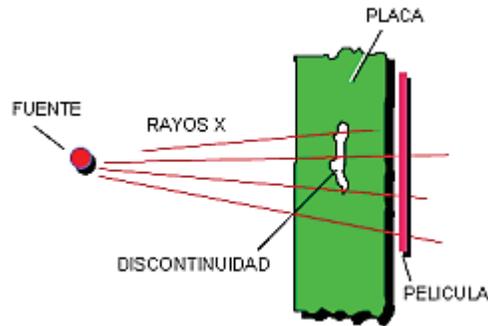
La aplicación de las pruebas no destructivas volumétricas permite conocer la integridad de un material en su espesor y detectar discontinuidades internas que no son visibles en la superficie de la pieza; este tipo de inspección se realiza por medio de cualquiera de las siguientes pruebas:

- Radiografía industrial (RT)
- Ultrasonido industrial (UT)
- Emisión acústica (AET)

Estos métodos pueden considerarse complementarios entre sí: cada uno es especialmente sensible para apreciar un tipo determinado de anomalías; por lo que la combinación correcta de las técnicas arriba mencionadas permitirá detectar y evaluar correctamente las indicaciones que pudieran encontrarse en el interior de un material.

### 2.5.2.1.2.1. Radiografía industrial <sup>(24)</sup>

La radiografía industrial se basa en la propiedad de las radiaciones ionizantes de atravesar los materiales opacos a la luz. El resultado es la obtención de una imagen del objeto ensayado sobre una película radiográfica (Figura 6).



**Figura 6. Fundamento de la prueba de radiografía industrial.**

La radiografía industrial, puede ser aplicada a casi todos los materiales. Proporciona un registro permanente, del estado interno del objeto examinado; permitiendo ver la naturaleza de la discontinuidad.

El procedimiento que normalmente se sigue para obtener una radiografía se describe a continuación:

Conocer algunas características del material que se va a examinar, como son: tipo del metal, su configuración, el espesor de la pared a ser radiografiada, etc. Todo ello con el fin de seleccionar el radioisótopo o el kilovoltaje más adecuados.

Se deben calcular las distancias entre el objeto y la película, para obtener la nitidez deseada. También se selecciona la película con características que permitan una exposición en un tiempo razonable y calidad de imagen óptima.

Se procede a poner en práctica las medidas de seguridad radiológica en la zona en la que se va a efectuar la radiografía con el fin de evitar una sobredosis al personal que pueda estar laborando cerca de la zona de inspección.

Posteriormente, se hace el arreglo para colocar la fuente a la distancia calculada con respecto al objeto y se coloca la película radiográfica del otro lado de éste para registrar la radiación que logre atravesar al material sujeto a inspección.

Esta radiación provoca la impresión de la película radiográfica, que corresponde al negativo de una fotografía.

Al realizar la inspección, los indicadores de calidad de imagen se eligen normalmente de manera que el espesor de éstos represente aproximadamente el 2% del espesor de la parte a inspeccionar <sup>(5)</sup>.

### 2.5.2.1.2.2. Ultrasonido industrial (UT)

El método de ultrasonido se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales. En la figura 7, se muestra un sensor o transductor acústicamente acoplado en la superficie de un material.

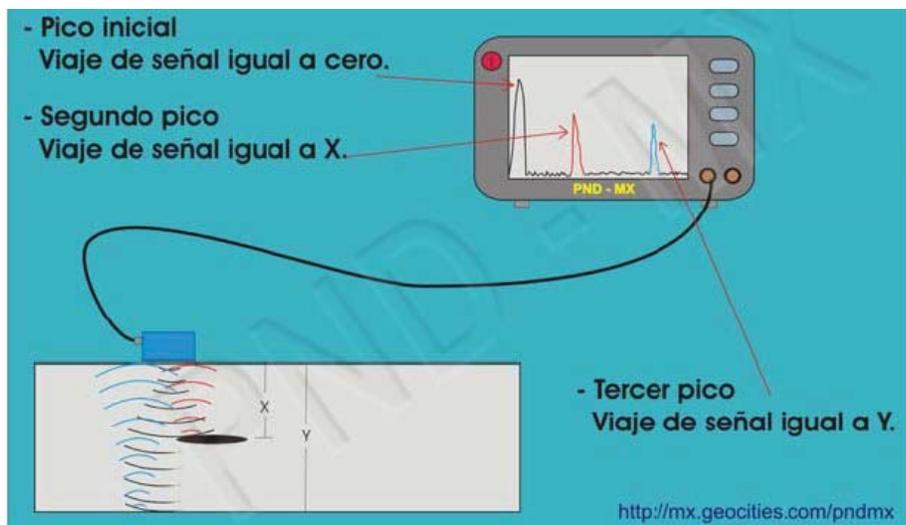


Figura 7. Aplicación típica del ultrasonido industrial.

Este sensor, contiene un elemento piezoeléctrico (el cual funciona también como detector), cuya función es convertir pulsos eléctricos en pequeños movimientos o vibraciones, las cuales a su vez generan sonido, con una frecuencia en el rango de los megahertz (inaudible al oído humano).

El transductor conocido como “palpador”, se coloca sobre la superficie de la pieza a examinar, mediante un líquido llamado “acoplante”, cuya función es la de proveer un medio de transmisión del sonido entre la superficie de la pieza y el palpador, ya que el aire atenúa fuertemente las vibraciones sonoras.

El sonido o las vibraciones, en forma de ondas elásticas, se propaga a través del material hasta que pierde por completo su intensidad o hasta que topa con una interfase, es decir, algún otro material tal como el aire o el agua y, como consecuencia, las ondas pueden sufrir reflexión, refracción, distorsión, etc. Lo cual puede traducirse en un cambio de intensidad, dirección y ángulo de propagación de las ondas originales.

La inspección mediante ultrasonido se basa en la dirección de eco producido por una grieta o discontinuidad de tipo planar, cuando incide sobre ella una onda sonora de frecuencia ultrasónica. <sup>(5)</sup>

El ultrasonido permite detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que varían de 0.25 a 25 MHz.

Las ventajas del ultrasonido industrial son:

- Detecta discontinuidades internas y externas.
- Puede determinarse la localización y tamaño del defecto.
- Tiene alta sensibilidad y poder de penetración.
- Los resultados son obtenidos al momento de realizar la prueba.

Pero presenta las siguientes limitaciones:

- Requiere que la discontinuidad pueda reflejar la onda ultrasónica, lo cual depende de la geometría y el material.
- Se requiere de una superficie más o menos plana y lisa para poder acoplar el palpador.
- La interpretación de resultados requiere experiencia y conocimientos amplios.

#### **2.5.2.1.2.3. Emisión acústica** <sup>(25)</sup>

Se basa en la captación de las ondas acústicas que producen los microfenómenos dinámicos provocados por los defectos de los materiales. Por ejemplo: es capaz de detectar fisuras, efectos de la corrosión (incluyendo fisuras producidas por la misma corrosión o fluencias localizadas, dislocaciones cristalinas, fragilización por disolución de gases, marcas o estrías, problemas de laminación, etc.) sin necesidad de desarmar, limpiar o introducir algún elemento dentro del sistema ensayado.

Esta tecnología utiliza sensores capaces de detectar las señales de alta frecuencia emitidas por el deterioro en una estructura bajo esfuerzo, que pueden ser el resultado de una concentración excesiva de esfuerzos, crecimiento de grietas o fisuras, y/o corrosión.

Las pruebas por emisión acústica (AET) se realizan generalmente mediante un aumento controlado del esfuerzo o durante cambios controlados de temperatura, cuando los esfuerzos térmicos son significativos.

A diferencia de otras pruebas:

- Monitorea integralmente todo el elemento o equipo.
- Su empleo lleva a una reducción importante en los costos de mantenimiento, a la vez que multiplica la información disponible sobre la

integridad del elemento o equipo en la planta y minimiza el tiempo muerto de inspección.

- La AET establece la ubicación e importancia de la falla activa en cada caso, pero la real dimensión de la misma podrá ser determinada (complementariamente), mediante el uso de otras Pruebas No Destructivas tales como: ultrasonido, radiografía, partículas magnéticas, etc.
- Toma unas horas aplicarlo, pero ningún otro método comparable puede proporcionar una inspección "volumétrica total".
- A diferencia de la Prueba Hidráulica, no deja secuelas. Es más, la prueba de emisión acústica ejecutada "durante" la prueba hidráulica puede detectar las discontinuidades producidas durante el esfuerzo aplicado por la presión del fluido.

La información resultante se digitaliza y almacena, lo que proporciona un registro permanente de los resultados. Ello permite reanalizar en cualquier momento el equipo o instalación que nos ocupa.

#### **2.5.2.1.3. Pruebas No Destructivas de Integridad o Hermeticidad**

Son aquellas en las que se comprueba la capacidad de un componente o de un recipiente para contener un fluido (líquido o gaseoso) a una presión superior, igual o inferior a la atmosférica, sin que existan pérdidas apreciables de presión o de volumen del fluido de prueba en un periodo previamente establecido.

Este tipo de inspección se realiza por medio de cualquiera de las siguientes pruebas:

##### **2.5.2.1.3.1. Pruebas por cambio de presión<sup>(16)</sup>**

Se emplean para determinar: si existen flujos de fuga aceptables, determinar si existen condiciones peligrosas, para detectar componentes y equipo defectuoso. Pudiendo obtener una indicación de fuga relativamente exacta al conocer el

volumen y presión del sistema y los cambios de presión respecto al tiempo en que se provoca la fuga. Entre las que se encuentran las pruebas:

- Hidrostática
- Neumática

#### 2.5.2.1.3.2. Pruebas por pérdida de fluido

Se utiliza para comprobar la estanqueidad de muestras por medio de aplicación de presión desde el interior del equipo, dentro de la zona de aire entre el líquido y la tapa, etc.; como son las pruebas por:

- Cámara de burbujas
- Detector de halógenos
- Espectro de masas

Los métodos tradicionales de detección de fugas como la caída de presión, prueba de la burbuja, prueba ultrasónica, el rociado de solventes, líquidos penetrantes, etc., están muy por debajo de la sensibilidad y eficacia de la prueba con helio.

## 2.6. MECANISMOS DE DAÑO <sup>(15)</sup>

En la industria de la fabricación de los recipientes a presión existen muchos y diferentes materiales, los cuales, según sus propiedades mecánicas y metalúrgicas pueden ser asignados a un servicio en específico, pero cuando se trata de equipos, los cuales van a estar sometidos a temperaturas y presiones elevadas, estos materiales se enfrentan a esfuerzos cíclicos mecánicos de tensión y compresión; lo que produce fatiga en puntos críticos, como son las uniones de soldadura a lo largo del cuerpo del recipiente y las uniones tapa-cuerpo, en donde pueden presentarse defectos.

Los defectos hacen que la vida útil del equipo disminuya, ya que conforme pasa el tiempo de servicio, la corrosión producida por el fluido que contenga, las condiciones ambientales, los defectos superficiales que se encuentren en el material y las uniones soldadas, etc., son capaces de producir el deterioro del material haciendo posible la aparición de grietas, laminaciones y ampollamiento en el mismo.

Existen diversas condiciones que pueden ser la causa de falla en el servicio de los equipos de proceso, como son:

- El diseño (estructura de entallas, situación de uniones o configuración de cordones de soldadura).
- Material (selección y manejo de los materiales base y soldadura).
- Defectos del material base (producidos por el proceso de fabricación).
- Montaje (soldadura, tratamientos térmicos, limpieza del recipiente a presión durante el montaje en taller o en obra).

Comprender el funcionamiento del equipo y la interacción con el entorno del proceso (tanto interna como externa) y el entorno mecánico es la clave para la identificación de los mecanismos de daño.

Los especialistas de proceso pueden proporcionar información útil (por ejemplo, el espectro de las condiciones del proceso, los puntos de inyección) para ayudar a los especialistas en materiales en la identificación de mecanismos de daño creíbles.

### **2.6.1. Clasificación de mecanismos de daño <sup>(15)</sup>**

Los mecanismos de daño se pueden originar de manera electroquímica, química, mecánica o una combinación de las tres, produciendo un deterioro en los equipos.

El daño puede ocurrir de manera uniforme a través de una pieza del equipo, o puede ocurrir localmente, dependiendo del mecanismo que se esté presentando.

El daño uniforme es aquella que se produce con el adelgazamiento uniforme producto de la pérdida regular del metal superficial. Mientras que el daño localizado es aquel que ocurre en pequeñas zonas o áreas del metal, constituyendo la forma más peligrosa de daño.

El daño que ocurre de manera uniforme puede ser inspeccionado y evaluado en el sitio conveniente, ya que se espera que los resultados puedan ser representativos.

En la norma API 571, se describen los mecanismos de daño que comúnmente afectan a los equipos instalados en plantas petroquímicas, los cuales se clasifican en 4 tipos:

- Falla mecánica y metalúrgica.
- Pérdida de espesor, local o generalizada.
- Corrosión a alta temperatura.
- Falla por el entorno.

### **2.6.1.1. Falla mecánica y metalúrgica**

#### **2.6.1.1.1. Grafitización**

Es un cambio en la microestructura de ciertos aceros al carbón y aceros 0.5Mo, después estar en operación a largo plazo de entre 800 °F a 1100 °F (425 °C a 593 °C), que puede conducir a una falla mecánica. Los carburos que se encuentran dentro de la ferrita se cristalizan y forman grafito en forma de nódulos.

Se presenta en una distribución aleatoria en todo el acero, lo que causa una muy baja resistencia a la tracción a temperatura ambiente.

Los factores que más afectan a la grafitización son: el estrés, la temperatura y el tiempo de exposición. La grafitización no se observa comúnmente. Algunos metales son más susceptibles que otros, por qué no se conoce bien.

La metalografía en sitio es un método para detectar grafitización.

#### **2.6.1.1.2. Fragilización (fase sigma)**

Formación de una fase metalúrgica conocida como la fase sigma puede resultar en una pérdida de tenacidad o la fractura en algunos aceros inoxidable como resultado de la exposición a alta temperatura. En aleaciones susceptibles, el factor principal que afecta a la formación de fase sigma es el tiempo de exposición a temperatura elevada. Es un cambio metalúrgico que no es evidente, y sólo se puede confirmar mediante un examen metalográfico y pruebas de impacto.

Los daños aparecen en forma de grietas, especialmente en las soldaduras o en áreas de alta contención.

#### **2.6.1.1.3. Fractura por fragilización**

La fractura por fragilización es la repentina fractura rápida bajo estrés (residual o aplicado) donde el material presenta poca o ninguna evidencia de ductilidad o deformación plástica. Las aleaciones de bajo carbón y otros aceros ferríticos

podrán ser susceptibles a fracturas por fragilización a temperaturas ambiente o menores.

La mayoría de las fracturas por fragilización han ocurrido en la primera aplicación de un nivel particular de esfuerzo (que es, la primera prueba hidrostática o sobrecarga). Se debe poner especial atención a aceros de baja aleación (especialmente el material 1/4 Cr-1/2 Mo), debido a que ellos son propensos a fragilización por temperatura, y los aceros inoxidables ferríticos.

O pueden ser resultado de excesivos esfuerzos cíclicos que están a menudo por abajo del esfuerzo de cedencia estática del material. En algunos casos, las fracturas podrán ser inducidas por esfuerzos por presión, mecánicos o térmicos.

Los métodos de PND preferidos para detectar fracturas por fatiga incluyen pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, corrientes Eddy y ultrasonido. La técnica de emisión acústica podrá ser usada para detectar la presencia de fracturas que son activadas por pruebas de presión. Se debe entender que las fracturas por fatiga probablemente causen fallas de recipientes antes de ser detectadas por cualquier prueba no destructiva. Por este motivo es importante que desde el diseño y construcción se prevenga este tipo de falla.

#### **2.6.1.1.4. Fatiga térmica**

Es el cambio estructural permanente que se produce en un material sometido a tensiones térmicas repetidas o fluctuantes. Carga cíclica causada por ciclos térmicos. El craqueo es a menudo mayor por oxidación.

Causada por un cambio de temperatura actuando en contra de una restricción externa o interna. Bajo ciclo de fatiga y fallos térmicos, pueden estar caracterizados por múltiples sitios de iniciación, fracturas transversales, una cuña de óxido de llenado de la grieta o fractura transgranular. También, puede implicar tasas diferenciales de aleación de expansión/contracción.

Afecta a todos los materiales de construcción de recipientes a presión. Ocurre en puntos de mezcla de corrientes frías y calientes.

#### **2.6.1.1.5. Erosión/corrosión**

La erosión es la eliminación acelerada mecánica del material de la superficie, como resultado del movimiento relativo entre, o el impacto de los sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de los mismos. La erosión-corrosión es una descripción para el daño que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión mediante la exposición de la superficie del metal a la corrosión adicional bajo la acción combinada de la erosión y la corrosión, causando la pérdida acelerada del material.

Se caracteriza por surcos, indicaciones redondeadas, ondas y valles en un patrón direccionado. Las áreas erosionadas tienen generalmente brillo o apariencia brillante, sintiéndose pulidas e irregulares. Afecta a todos los metales y aleaciones.

La erosión se presenta en áreas de flujo turbulento, tal como:

- En la parte baja de válvulas de control, especialmente donde ocurre flasheo o cavitación.
- En la parte baja de orificios.
- En cualquier punto en cambios de dirección de flujo, tales como orificios, toberas de entrada y salida de recipientes, rejillas, conexiones de aeración, termopozos, toberas de vapor, internos de separadores ciclónicos, sellos de rejillas, internos de intercambiadores, deflectores faltos de pigmentación y columnas de mezclado.

Para la inspección de áreas sospechosas de daños corrosión-erosión se podrán usar cualquier prueba no destructiva que cuantifiquen espesores tales como métodos ultrasónicos y corrientes Eddy. La detección acústica (similar a la tecnología del radar) también podrá ser usada para detectar discontinuidades.

#### **2.6.1.1.6. Cavitación**

La cavitación es una forma de erosión causada por la formación y colapso instantáneo de innumerables burbujas diminutas de vapor. El colapso de las burbujas ejerce fuerzas de impacto severas, que pueden resultar en la pérdida de metal conocido como cavitación. Las burbujas pueden contener la fase de vapor del líquido, aire u otro gas arrastrado en el medio líquido.

#### **2.6.1.1.7. Fatiga mecánica**

Se produce cuando un componente está expuesto a esfuerzos cíclicos durante un período prolongado, a menudo resulta en falla repentina e inesperada. Estas tensiones pueden surgir de cualquier carga mecánica o ciclos térmicos y son típicamente muy por debajo del límite elástico del material.

Se caracteriza por la propagación gradual de grietas hasta que la sección transversal se ha reducido de modo que ya no puede soportar la carga máxima aplicada. "Cristalización" a menudo llamado equivocadamente progreso de la grieta, por lo general se indica por la aparición de "marcas de playa." La mayoría de las grietas de fatiga en los miembros de soldados inician en un borde de soldadura o en la terminación cerca de un refuerzo u otros accesorios, tales como las placas de refuerzo. Se observó que las estrías circulares emanan desde el origen o punto de la concentración del esfuerzo.

#### **2.6.1.1.8. Fatiga inducida por vibración**

Una forma de fatiga mecánica en la que las grietas se producen como resultado de la carga dinámica debido a las vibraciones, golpe de ariete, o el flujo de fluido inestable. Por lo general parten de áreas de concentración de esfuerzos tales como ranuras, bordes afilados, surcos, etc. Afecta a todos los materiales de construcción.

### 2.6.1.2. Pérdida de espesor, local o generalizada

#### 2.6.1.2.1. Corrosión bajo aislamiento (CUI)

Es una corrosión localizada que se produce en la interfase de una superficie de metal y la superficie del aislamiento. Puede ser una forma particularmente severa de corrosión debido a la dificultad en la detección, debido al lugar donde se produce. Las inspecciones para la corrosión bajo aislamiento generalmente no se realizan con regularidad debido al problema de remoción y sustitución de aislamiento y el costo de mano de obra.

API 571 especifica las siguientes áreas que son susceptibles a CUI:

- Zonas expuestas a bruma debido al rocío de torres de enfriamiento.
- Zonas expuestas a los venteos de vapor.
- Zonas expuestas a sistemas de diluvio.
- Las áreas sujetas a los derrames de proceso, la entrada de humedad o vapores ácidos.
- Recipientes de acero al carbón, incluyendo aquellos aislados para protección del personal, que funcionan entre 25 °F y 250 °F (-4 °C y 120 °C). CUI es particularmente agresivo, donde las temperaturas de operación provocan la condensación y reevaporación de la humedad atmosférica.
- Recipientes de acero al carbón que normalmente operan en servicio por encima de 250 °F (120 °C), pero son de uso intermitente.
- Recipientes de acero inoxidable austenítico que operan entre 150 °F y 400 °F (60 °C y 204 °C). Estos sistemas son susceptibles a la corrosión bajo tensión por cloruros.
- La vibración tiene una tendencia a causar daño al revestimiento del aislamiento que proporciona una ruta de acceso para la entrada de agua.
- Remontar los sistemas de tuberías de vapor que pueden experimentar fugas de rastreo, especialmente en los accesorios de los tubos debajo del aislamiento.

- Sistemas con revestimientos deteriorados y/o envolturas de tuberías.
- Lugares en los que se han retirado los tapones de aislamiento para permitir la medición de espesores en tuberías con aislamiento deben recibir atenciones especiales.

Los métodos para poder inspeccionar daños por CUI, incluye la remoción del aislamiento y una inspección visual. Apoyándose en las pruebas no destructivas como son radiografía, ultrasonido industrial y electromagnético.

#### **2.6.1.2.2. Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)**

Ciertos organismos vivos primarios podrán influenciar corrosión en alguna de estas formas: modificando directamente la tasa de corrosión; permitiendo el desarrollo de una corrosión ambiental al metal; o produciendo células de concentración electrolítica principalmente al contacto o fracturas por corrosión. Este tipo de corrosión podrá resultar en picaduras severas en recipientes bajo tierra.

Durante las inspecciones internas, las superficies deberán de estar limpias para la inspección de recipientes. Durante inspecciones externas, las pruebas no destructivas que se podrán emplear serán aquellas que cuantifiquen espesores tales como métodos ultrasónicos, corrientes Eddy. La detección acústica podrá ser usada para detectar discontinuidades.

#### **2.6.1.2.3. Corrosión por suelo**

Si el sistema enterrado tiene una protección catódica apropiada determinada por monitoreo, la excavación solo será requerida si existe evidencia de daño del recubrimiento o revestimiento.

En los casos de interfases concreto-aire y suelo-aire para recipientes enterrados sin protección catódica, se deberán buscar evidencias de ingreso de humedad o de que el sellado en la interfase se ha deteriorado.

Cuando se trata de tanques parcialmente enterrados se deberán inspeccionar internamente para evaluar la corrosión externa.

Una inspección adecuada deberá de incluir el chequeo de daños en el recubrimiento y la medición de la profundidad de picaduras. Si se nota corrosión significativa, la medición de espesores y excavaciones serán requeridos para calcular dónde está localizada la corrosión en la interfase S/A.

### **2.6.1.3. Corrosión a alta temperatura**

#### **2.6.1.3.1. Oxidación**

El oxígeno reacciona con el acero al carbón y otras aleaciones a alta temperatura, convirtiendo el metal a óxido. Con mayor frecuencia el oxígeno existente en el aire circundante (aproximadamente 20%) se utiliza para la combustión en calentadores y calderas alimentadas.

#### **2.6.1.3.2. Sulfuración**

La corrosión del acero al carbón y otras aleaciones que resulten de su reacción con los compuestos de azufre en ambientes de alta temperatura. La presencia de hidrógeno acelera la corrosión.

#### **2.6.1.3.3. Carburación**

El carbono es absorbido en un material a temperatura elevada mientras está en contacto con un material carbonoso o ambiente de carburización. El proceso depende del material, el carbono puede reaccionar en el metal para formar carburos que tienden a fragilizar el material o, en aceros de baja aleación, actuar como un agente endurecedor potencial si los materiales son sometidos a un ciclo térmico apropiado.

#### **2.6.1.3.4. Decarburación**

Pérdida de carbón de la superficie de una aleación ferrosa y es usualmente el resultado de una oxidación limitada por alta temperatura.

Cuando el carbón es removido de la superficie del acero, la capa superficial se convierte en hierro puro, mostrando entonces baja resistencia a la tensión, dureza y esfuerzos por fatiga.

La decarburización podrá ser localizada solo por exámenes metalúrgicos, siendo más frecuente encontrada en aceros ferríticos y en servicios de vapor e hidrógeno.

#### **2.6.1.3.5. Corrosión por cenizas**

Corrosión por cenizas volátiles se acelera cuando el desperdicio de materiales de alta temperatura que se produce cuando los contaminantes presentes en los depósitos de combustible se funden en las superficies metálicas de los calentadores, calderas y turbinas de gas. La corrosión se produce normalmente con aceite combustible o carbón que está contaminado con una combinación de azufre, sodio, potasio y/o vanadio. Las sales resultantes fundidas (escorias) disuelven el óxido de la superficie y mejora el transporte de oxígeno a la superficie para reformar el óxido de hierro a expensas de la pared del tubo o componente.

#### **2.6.1.4. Falla por el entorno**

##### **2.6.1.4.1. Fragilización por hidrógeno**

En condiciones de alta temperatura y presión, el hidrógeno molecular se disocia en hidrógeno atómico, el cual puede penetrar la microestructura del metal. Las fracturas ocurren debido al sobreesfuerzo. La susceptibilidad al ataque se incrementa al incrementar el contenido de carbón.

Fragilización por hidrógeno puede ocurrir durante la fabricación, soldadura, o de los servicios que pueden cargar el hidrógeno en el acero en una solución acuosa, corrosiva, o un ambiente gaseoso.

El grado de fragilización por hidrógeno es altamente dependiente del nivel de resistencia del acero; los aceros de granos gruesos son más susceptibles de ataque que los aceros de grano fino.

Los métodos ultrasónicos tales como el método de dispersión trasera, el método de relación de velocidades y análisis de espectros de frecuencia, son usados para detectar ataques por hidrógeno a altas temperaturas. También se pueden aplicar replicas metalográficas de la superficie interna del recipiente.

#### **2.6.1.4.2. Corrosión por sulfuros**

La corrosión por sulfuros a altas temperaturas es típicamente manifestada por una pérdida general de material.

Para la inspección de áreas sospechosas de daños por corrosión por sulfuros se podrán usar pruebas no destructivas que cuantifiquen espesores tales como métodos ultrasónicos, corrientes Eddy. La detección acústica podrá ser usada para detectar discontinuidades.

En mecanismos de daño causadas por fallas por el entorno, se le pueden realizar inspecciones con pruebas no destructivas de superficies como líquidos penetrantes o partículas magnéticas húmedas fluorescentes o exámenes ultrasónicos. Métodos como corrientes Eddy son apropiados para la detección de fracturas superficiales o sub-superficiales. En algunos casos, la prueba de emisión acústica podrá ser apropiada.

## ***CAPÍTULO 3***

# METODOLOGÍA Y RESULTADOS



### 3. METODOLOGÍA Y RESULTADOS

#### 3.1. Descripción del proceso de una planta hidrodesulfuradora de naftas.

A continuación se da una breve descripción del proceso de hidrodesulfuración de naftas (Figura 8).

La finalidad de la planta Hidrodesulfuradora de Naftas es la hidrogenación catalítica de compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno presentes en la carga, obteniéndose productos desulfurados para su integración a otras plantas.

La planta se diseñó para procesar una mezcla de dos corrientes de naftas, la primera constituida por naftas ligeras producidas en las plantas hidrodesulfuradoras de destilados intermedios y la segunda constituida de naftas primarias mezcla de nafta estabilizada y sin estabilizar.

En la planta se obtienen dos corrientes como productos principales, la primera de nafta deshexanizada que se envía como carga a las plantas reformadoras de naftas, la segunda corriente constituida de pentanos-hexanos que se envía a complementar la carga a la planta isomerizadora de pentanos-hexanos.

Como subproductos de la planta se obtienen: Gas Licuado de Petróleo (LPG) amargo que se envía a endulzamiento a la Unidad Recuperadora de Vapores, así como una corriente de Gas Amargo que se integra a la red de gas combustible de la Refinería, previo endulzamiento de la misma.

La planta está constituida por dos secciones:

- Sección de reacción.
- Sección estabilización y fraccionamiento.

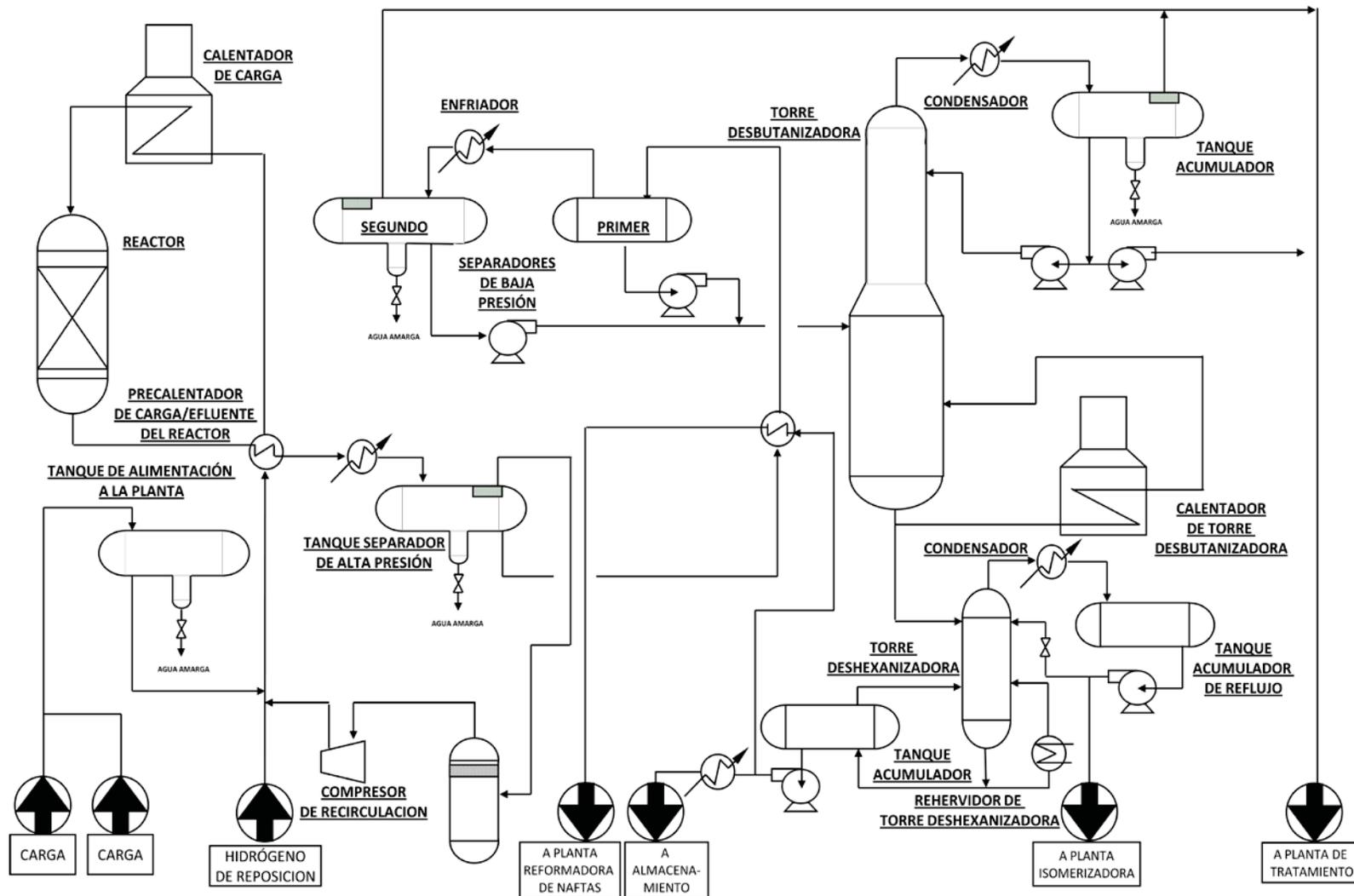


Figura 8. Esquema de flujo de proceso de la planta hidrodesulfuradora de naftas.

### 3.1.1. Sección de reacción

En esta sección se efectúa la eliminación de compuestos de azufre y nitrógeno, fundamentalmente, mediante la reacción de hidrogenación en el reactor de lecho catalítico.

La alimentación está constituida por una mezcla de dos corrientes, la primera procedente de tanques de almacenamiento, la cual se envía hacia el tanque de alimentación a la planta, previo mezclado en línea con la corriente de naftas ligeras procedente de los domos de las torres fraccionadoras de las plantas hidrodesulfuradoras de destilados intermedios.

A partir del tanque de alimentación a la planta, la nafta se envía hacia el precalentador de carga/efluente del reactor, previa mezcla con la corriente de hidrógeno de recirculación proveniente de la descarga del compresor de recirculación de hidrógeno, donde se vaporiza totalmente para efectuar la reacción en el reactor.

Debido a que las reacciones de hidrodesulfuración son extremadamente exotérmicas se produce un incremento en la temperatura en la corriente del reactor, así como una caída de presión. Posteriormente, el efluente del reactor se enfría parcialmente intercambiando calor con la corriente de carga en el precalentador de carga/efluente del reactor

El hidrógeno de reposición procedente de la Planta Reformadora de Naftas se recibe del Límite de Baterías, se enfría, para recibirse finalmente en el tanque separador de alta presión.

A partir del tanque separador de alta presión, la corriente gaseosa rica en hidrógeno y ligeros se envía hacia el tanque de succión al compresor. La finalidad del tanque de succión al compresor es remover los líquidos arrastrados por el gas de recirculación y garantizar la correcta operación del compresor de recirculación de hidrógeno.

La corriente de descarga del compresor se mezcla con la corriente de nafta de Carga para mantener la relación hidrógeno/hidrocarburo adecuada a la entrada del precalentador de carga/efluente del reactor.

Periódicamente se inyectará en la línea, agua de lavado en el circuito desde el efluente del reactor hasta el tanque separador de alta presión con el objeto de eliminar las incrustaciones de sales de amonio que pudieran depositarse en el mismo.

El agua amarga se colectará en la pierna del tanque separador de alta presión y se enviará al tanque de agua amarga.

Eventualmente podrá usarse hidrógeno de alta pureza como hidrógeno de reposición a la planta.

### **3.1.2. Sección de estabilización y fraccionamiento**

Esta sección tiene la finalidad de eliminar incondensables y hacer la separación de los diferentes productos en la torre de destilación.

La corriente de hidrocarburos líquidos desulfurados proveniente del tanque separador de alta presión, se envía a precalentamiento hacia el primer enfriador del efluente del reactor donde se calienta.

La corriente efluente del precalentador se recibe en el *primer separador de baja presión* a una temperatura de 160 °C y 11.2 kg/cm<sup>2</sup> man., de donde la corriente vapor se enfría, condensando parcialmente los componentes pesados arrastrados en la corriente, hasta una temperatura de 38 °C, con lo cual se condensa una mayor cantidad de componentes pesados en la fase líquida y se obtiene una corriente más rica de ligeros en la fase vapor.

A partir del segundo separador de baja presión, la corriente gaseosa constituida por gas amargo se envía a integrarse a la corriente de gas amargo que se obtiene

como destilado de la torre desbutanizadora. Así mismo, a esta corriente se le integra la corriente de gas de purga del circuito de reacción para finalmente tener la mezcla completa, que constituye el total de gas amargo y sea enviada a endulzamiento en otras plantas.

La corriente de hidrocarburos líquida a partir del segundo separador de baja presión se envía como alimentación a la torre desbutanizadora.

Eventualmente en caso de que exista arrastre de agua hasta el segundo separador de baja presión, esta se eliminará a partir de la pierna a control de flujo hacia el tanque de aguas amargas.

La corriente de hidrocarburos líquidos a partir del primer separador de baja presión, se envía hacia la torre desbutanizadora.

La torre desbutanizadora tiene la finalidad de sacar como producto de fondo una corriente de nafta desbutanizada, y como productos de domo, una corriente de LPG amargo y una corriente de gas amargo.

La corriente de vapor que sale del domo de la torre, constituido en su mayor parte por ligeros y LPG, se envía al condensador de la torre desbutanizadora, el cual es un condensador parcial, el efluente del mismo se recibe en el tanque acumulador de reflujo de la torre desbutanizadora; a partir del mismo, la corriente de gas se envía a integrarse al cabezal de gas amargo para su envío a endulzamiento en otra planta.

En caso de una sobrepresión del tanque acumulador de reflujo de la torre desbutanizadora actuará el control de rango escalonado enviando gas amargo hacia el desfogue, esto hasta que se normalice la presión en el acumulador, al cabo de lo cual cerrará esta válvula y se continuará con el envío normal de gas amargo a tratamiento.

El destilado líquido, acumulado en el tanque acumulador de reflujo de la torre desbutanizadora, se divide en dos partes; una de ellas como reflujo de la torre. La otra parte de líquido se envía, previo enfriamiento en el enfriador de LPG amargo a endulzamiento en otra planta.

Eventualmente es posible que tenga arrastres de agua, estos se colectaran en la pierna del tanque acumulador de reflujo de la torre desbutanizadora y se enviarán al tanque de aguas amargas.

Operativamente, para una carga pobre en butanos o sin butanos, difícilmente se esperará obtener LPG como destilado líquido, solo se obtiene gas amargo en el domo como destilado vapor y gasolina desbutanizada en los fondos de la torre desbutanizadora, esta última es la carga a la torre deshexanizadora.

Del total de la corriente de fondos de la torre desbutanizadora, una parte es enviada a control de flujo como carga al rehervidor de la torre desbutanizadora, obteniéndose un efluente, el cual, regresa al fondo de la torre desbutanizadora.

El resto de la corriente de fondos se envía directamente a precalentar el efluente del reactor en el precalentador, con lo cual, la corriente se enfría y previo control de nivel de la torre desbutanizadora, se envía como carga a la torre deshexanizadora.

La torre deshexanizadora tiene como finalidad separar como productos de domos la corriente rica en n-pentano y n-hexano, la cual constituye la carga a la planta de isomerización de pentanos-hexanos, y obtener por los fondos la gasolina deshexanizada la cual se enviará normalmente como carga a la nueva planta reformadora de naftas o eventualmente a almacenamiento, previo enfriamiento.

La corriente de vapores del domo de la torre deshexanizadora se envía al condensador de la torre deshexanizadora, donde la corriente condensa totalmente al enfriarse. El condensado, constituido básicamente por n-pentanos y n-hexanos, se recibe en el acumulador de reflujo de la torre deshexanizadora.

El destilado líquido acumulado en el tanque acumulador de reflujo de la torre deshexanizadora, constituido de n-pentanos y n-hexanos, se divide en dos partes; la primera se maneja como reflujo. La otra parte del destilado líquido se envía normalmente como carga a la planta de isomerización, y de manera eventual a almacenamiento.

## 3.2. METODOLOGÍA

### PROPUESTA DEL PLAN DE INSPECCIÓN TÉCNICA

La propuesta del plan de inspección para tanques de balance en el proceso de una planta Hidrodesulfuradora de Naftas, es el siguiente:

#### 3.2.1. Recopilación de información

Cada centro de trabajo debe contar con un expediente de información de los equipos que conforman la planta; en donde se encuentran los datos relacionados con el historial de servicio de cada uno de ellos.

Antes de realizar alguna actividad para la inspección se deberá hacer una solicitud y recopilación del expediente del equipo que se va a inspeccionar.

El expediente de información debe contar con los siguientes documentos:

- Descripción del proceso del cual forma el equipo.
- Balance de materia.
- Fechas de inicio de operación.
- Diagramas de Flujo de Proceso (DFP's).
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's).
- Hoja de "especificación de diseño", diagramas mecánicos (que contiene información con respecto a las características de construcción del tanque como: sus dimensiones, materiales, tipo de tapas, condiciones de operación (presión y temperatura).
- Ubicación del equipo (planos actualizados).
- Dibujos de inspección técnica.
- Características del producto almacenado (clasificación de riesgos: rombo), conforme a la NOM-018-STPS-2000.
- Reportes de paros (por emergencia y programados), cambios de servicio, inspecciones anteriores (exteriores y/o interiores, por pruebas no

destruictivas, por pruebas destruictivas, etc.), registros de medición de espesores, de trabajos de mantenimiento, modificaciones, fallas y/o desviaciones registradas; acumulados durante la vida del equipo de proceso.

En caso que no se cuente con el expediente: se debe indicar en la especificación de los servicios que se están realizando, del incumplimiento de entrega de la información; para posteriormente planificar que actividades se deben realizar para obtener la información necesaria.

En el caso de que no se cuente con el expediente del equipo, puede hacerse una evaluación de las condiciones de operación y estado de otro equipo que tenga características similares o iguales al equipo que se va a inspeccionar.

O programar pruebas por pruebas destruictivas y/o no destruictivas con la finalidad de identificar el material y sus características: para generar un expediente, siempre y cuando se cumplan códigos y normas por las que se rige el centro de trabajo.

#### **3.2.1.1. Análisis de la información**

De la información obtenida se debe hacer un análisis de los datos recopilados, para conocer las características del equipo de proceso en particular. Y conocer las zonas que han sufrido algún tipo de daño, cuáles han sido las reparaciones realizadas y son las zonas que están en observación.

De igual manera se analizará información cualitativa que consistirá en anécdotas, opiniones, interpretaciones, descripciones, etc., del personal de operación o mantenimiento que haya dejado un reporte como prueba que hizo tal observación y si se llegó a dar seguimiento.

También se contará con información cuantitativa que se refiere a la información que puede ser transformada en números, como la información de medición

preventiva de espesores, donde se aplica el análisis de datos descrito en la norma DG-SASIPA-IT-0204 Rev. 7 para obtener los valores de FPME, FRP y VUE (se hace referencia al punto 3.2.6.1.).

Esto permitirá al responsable de la recepción de la información, tener el conocimiento básico con respecto al diseño, variaciones en las condiciones de operación, paros o fallas que ha presentado el equipo, que servirán como apoyo para elaborar el plan de inspección acorde a las necesidades que identifique para el equipo de proceso que se va a inspeccionar.

A través del análisis, se debe tener una idea clara de las zonas que se encuentran propensas o han sufrido algún tipo de daño, y cuáles son las reparaciones que se le han hecho al equipo.

### **3.2.2. Requisitos del personal**

#### **3.2.2.1. Requisitos del personal que realice Pruebas No Destructivas**

El personal que realice las pruebas no destructivas, revise los resultados de tales pruebas y que elabore el plan de inspección (el responsable del área de seguridad) debe estar capacitado y calificado como mínimo nivel II de acuerdo con la Práctica Recomendada SNT-TC-1A (Práctica Recomendada para la Calificación y Certificación de Personal en Pruebas No Destructivas) o la Norma Mexicana NMX B-482 (Capacitación, Calificación y Certificación de Personal en Ensayos no Destructivos).

#### **3.2.2.2. Requisitos de seguridad para el personal**

Es necesario que el equipo inspector conozca qué requisitos se deben cumplir para poder ingresar a las instalaciones. Estos requisitos pueden ir desde la facilitación de pases o identificaciones hasta el empleo de prendas y/o equipos de protección personal que sean necesarios para la visita en campo. Principalmente, es la empresa inspeccionada la que determinará las medidas de seguridad a

adoptar para garantizar la integridad física de los inspectores y el control de acceso de los mismos a las instalaciones.

Es importante revisar que el lugar donde se encuentran localizados los tanques cuenten con las señalizaciones de advertencia correspondientes (tóxico, corrosivo, inflamable, etc., conforme a NOM-018-STPS-2000), de obligación (utilización de equipo de protección personal) y de prohibición (si el acceso es restringido, no fumar, etc.).

El Equipo de Protección Personal (EPP), es importante para llevar a cabo una inspección, no solo por cuestión de cumplir con una condición de trabajo sino que es esencial para el resguardo de la salud y vida del personal.

El EPP deberá ser el adecuado a los riesgos de los que haya que protegerse, y corresponda a las condiciones existentes en el lugar de trabajo; a continuación se muestra los principales elementos que conforman el EPP:

- Casco con barbiquejo.
- Lentes de seguridad.
- Tapones para oídos u orejeras.
- Mascaras protectoras o mascarillas.
- Overoles y delantales.
- Guantes.
- Zapatos de seguridad.

Se recomienda que el personal de seguridad haga una previa evaluación de la actividad que va a realizar, que incluya la identificación y evaluación de los peligros o riesgos; para establecer qué tipo de equipo de protección personal es en verdad el apropiado para dicha tarea.

### 3.2.3. Clasificación del tanque con respecto al grado de riesgo

En la Norma AVII-14, *Periodos Máximos Permisibles para la Inspección de Recipientes a Presión en Plantas de Proceso*, establece que los recipientes de las plantas de proceso diseñados para trabajar a presión y contruidos de acuerdo con el código "ASME Boiler and Pressure Vessel Code", Volumen VIII; bien sea que continúen prestando los servicios para los que fueron diseñados, o bien que hayan cambiado de servicio de acuerdo con la Norma de Seguridad PEMEX AVII-6 "Reglamento para la Revisión de Recipientes a Presión cuando Cambian de Servicio"; requieren una revisión periódica para efectuarles los trabajos de mantenimiento preventivo que resulten necesarios.

El objeto de esta norma es establecer un criterio uniforme para la revisión periódica de los recipientes, dentro de ciertos plazos máximos, de acuerdo con la información estadística que se ha obtenido del censo de esta clase de equipo en la Institución.

Para determinar la frecuencia de inspección, dependerá de factores que pueden determinar la magnitud del riesgo, que implicaría la falla mecánica o fugas del tanque de balance o de otro equipo de proceso, como los que se mencionan en el punto 2.2.1.

Desde el punto de vista de las propiedades de las sustancias que manejan, se clasifican en 4 clases distintas, las cuales se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6. Clasificación de sustancias que maneja el equipo.**

Sustancias	Clase	Características	Ejemplo
<b>Inflamables</b>	A	Aquellas que se manejan a temperaturas superiores a su punto de inflamación.	Hidrocarburos ligeros y gran parte de sus derivados.
	B	Aquellas que tiene una acción dañina sobre el organismo humano, si ocurre contaminación del ambiente de éstas.	Ácido clorhídrico, fluorhídrico y sulfhídrico, derivados halogenados de los hidrocarburos, alcoholes, aldehídos y cetonas, amoniaco, óxidos orgánicos y semejantes.
<b>Combustibles</b>	C	Aquellas que se manejan a temperaturas menores a su punto de inflamación.	Queroseno, gasóleo, y el residuo cuando se encuentra a temperatura ambiental.
<b>Inofensivos</b>	D	Aquella que en sí es inofensiva.	Agua, vapor de agua, aire, nitrógeno, CO <sub>2</sub> , etc.

La posibilidad de que ocurra una fuga en un recipiente, depende fundamentalmente de la corrosión que sufran sus paredes. Por lo tanto, la frecuencia de la revisión de los recipientes debe determinarse en función de la información de que se disponga con relación a la corrosión registrada.

La magnitud de las fugas y el riesgo de falla del equipo, aumenta con la presión de operación. Es por eso que se agrupan los recipientes en tres grupos de acuerdo a la presión de trabajo (Tabla 7).

**Tabla 7. Presión de Operación.**

	Presión de Operación	
	Kg/cm <sup>2</sup>	lb/pulg <sup>2</sup>
Baja	0-21	0-300
Media	21-41	300-600
Alta	>42	>600

En la Tabla 8 se muestran los plazos máximos permisibles entre dos inspecciones sucesivas en función a la sustancia que maneja, la temperatura y la presión de operación de los recipientes sujetos a presión.

**Tabla 8. Plazos Máximos de Revisión (años).**

Plazos Máximos de Revisión (años)						
Sustancia	Inflamables o dañinas		Combustibles		Inofensivos	
Presión de operación	Hay desgaste o no*	No hay desgaste	Hay desgaste o no*	No hay desgaste	Hay desgaste o no*	No hay desgaste
<b>Baja</b>	3**	5	4	6	4	6
<b>Media</b>	2**	4	3	5	3	5
<b>Alta</b>	1	3	2	4	2	4

\*Existen datos

\*\* Estos plazos deben reducirse a un año, si el material es autoinflamable

En algunos casos, la corrosión u otro mecanismo de daño se pueden presentar, de tal forma que resultará necesario modificar los plazos máximos de revisión (frecuencia de inspección) de la tabla anterior.

### 3.2.4. Oportunidad de inspección

Las oportunidades de inspección se podrán determinar a través de la colaboración de diferentes áreas: la de proceso, la mecánica, la de mantenimiento; por los grupos de inspección, o por el mandato de otra autoridad.

La inspección externa se puede realizar cuando el equipo se encuentre en operación o fuera de operación.

#### 3.2.4.1. En operación

Se realizará la inspección externa al equipo cuando esté en operación, esto se refiere cuando:

- El equipo no sea posible sacarlo de funcionamiento, esto lo establecerá personal de operación u otra autoridad.

- Los intervalos sean relativamente cortos, el intervalo estará en función del servicio y del estado del equipo involucrado.

#### 3.2.4.2. Fuera de operación

La inspección externa y/o interna al equipo se podrá efectuar cuando esté fuera de operación, esto se refiere cuando:

- Se tenga que hacer un paro no programado, debido a dificultades mecánicas o de proceso; donde se ve alterado el proceso durante varios días y ocasiona pérdidas en la producción y en la rentabilidad. Por lo que puede ser conveniente aprovechar ese tiempo para realizar los trabajos de inspección y/o mantenimiento.
- El equipo este fuera de funcionamiento, para la limpieza de algún accesorio.
- Se tenga que hacer paro programado, se aprovechen los periodos de mantenimiento en donde la planta se encuentre en paro total o parcial.

Los puntos anteriores podrán modificar los periodos establecidos para su inspección y, por lo tanto, disminuirán los periodos en que el equipo se tenga que sacar de operación.

Si se tiene la oportunidad de inspección se debe verificar que se elaboren los "Permisos de trabajo" necesarios para que amparen la ejecución de los trabajos preliminares, revisar e indicar las medidas de seguridad por atender y el equipo de protección personal que se debe utilizar.

#### 3.2.5. Inspección externa

Como primera etapa, debe realizarse un recorrido por el área en donde se encuentra el tanque de balance para detectar y evaluar posibles riesgos; como la falta de limpieza, obstrucciones, derrames de líquidos, etc.

Al realizar un recorrido detallado sobre las instalaciones, el personal de seguridad debe observar y determinar los medios de protección disponible, y las necesidades que deban ser atendidas prioritariamente antes de comenzar con los trabajos de inspección.

De esta manera se establecerán las medidas necesarias para prevenir accidentes.

En una inspección externa al equipo, la inspección visual (2.5.2.1.1.1) es el primer paso antes de realizar otro tipo de evaluación.

Elaborar un programa de trabajo a desarrollar por el área de Inspección y Seguridad a base de hojas de "check list" y dibujos de tal manera de llevar un orden en la revisión del tanque evitando que algún componente o accesorio del tanque quede sin revisar.

A través de la inspección visual externa se podrá determinar la condición de la superficie exterior del equipo de proceso (2.2.2.1.), la pintura, el aislamiento, identificar evidencias de fugas, si está bajo vibración, el estado de soldaduras, los refuerzos y soportes, posibilidad de expansión y alineación general del recipiente sobre sus soportes, etc.

La pintura que recubre al equipo debe ser analizada para verificar su integridad, en el caso de que la pintura se encuentre en buenas condiciones, se debe retirar la pintura en un solo punto de inspección por placa, pero si se observa que la pintura no está en buenas condiciones se deberá retirar la pintura en más puntos.

Este mismo criterio puede ser usado cuando el tanque este aislado. Si el equipo se encuentra enterrado también debe ser monitoreada para determinar su condición externa. El seguimiento se realiza a intervalos que se establezcan en base a la información del tipo de corrosión obtenida durante las actividades de mantenimiento de las tuberías conectadas adyacentemente de material similar al equipo.

Para la inspección de las soldaduras se hará la inspección visual para observar su estado físico en todas las áreas del tanque; uniones de láminas, boquillas, uniones del fondo y cuerpo, uniones del cuerpo y tapas, buscando defectos tales como; zonas con corrosión, desgaste, poros, fisuras, etc. Para obtener más datos sobre las posibles fallas en las soldaduras, se deberán utilizar pruebas no destructivas, tales como: radiografías, ultrasonido, partículas magnéticas, líquidos penetrantes, etc.

Debido a que se deben de inspeccionar lugares donde se encuentran acopladas ciertos accesorios al equipo como boquillas (líneas de entrada y salida), instrumentos de medición (LG's) y de seguridad (PSV's, alarmas de nivel, etc.), para determinar si existen fugas, golpes, corrosión, falten espárragos o se encuentren en mal estado.

Para la inspección y mantenimiento de niplería, tornillería y válvulas de relevo de presión se realizarán conforme lo establece el marco normativo actual de PEMEX Refinación.

Para el caso de la niplería se realizará conforme al *Procedimiento de Revisión de Niplería en Plantas en Operación, GPEIT-IT-0201* y al *Procedimiento para el control de desgaste de niplería, GPEI-IT-4200*. Para tornillería: *Procedimiento para efectuar la Revisión de la Tornillería de Tuberías y Equipos en las Instalaciones de PEMEX Refinación, GPASI-IT-0903*. Mientras que para las válvulas de relevo de presión: *Procedimiento para la Inspección, Mantenimiento y Prueba de Válvulas de Relevo de Presión, DG-GPASI-IT-0207*.

Se debe prestar atención a las soldaduras usadas para unir los componentes (por ejemplo en placas de refuerzo). El inspector podrá detectar la ausencia o presencia de discontinuidades superficiales, su orientación en relación a las soldaduras, porosidades superficiales y posiblemente otras deformaciones.

Si se encuentra alguna distorsión en el equipo, puede que sea necesario hacer un chequeo detallado de los contornos o dimensiones principales del recipiente para comparar estos contornos y dimensiones con los detalles del diseño original.

En caso de que se encuentren anomalías significativas, se deben reportar en forma inmediata al representante del centro de trabajo, con la finalidad de evaluar y establecer las acciones correctivas del nivel que lo amerite. Asimismo, el tipo de anomalía encontrada y ubicación del área donde se presente.

La inspección visual es fundamental para decidir la aplicación y éxito de otras pruebas no destructivas que sirvan de complemento a tal inspección.

En el anexo A, se presenta un formato que contiene las principales características a inspeccionar del recipiente, un *check list*, para registrar las observaciones encontradas en esta inspección.

Un especialista en corrosión puede ser consultado cuando sea necesario para aclarar los posibles mecanismos de daño y lugares donde pueden ocurrir.

#### **3.2.5.1. Análisis de resultados de la inspección visual**

El personal que realice la inspección tiene la responsabilidad de informar si encuentra alguna anomalía como una fuga u otro tipo de riesgo en el equipo, para su atención.

La inspección visual minuciosa del equipo da un gran panorama de cuáles son las necesidades que tiene cada equipo, a través del análisis de lo que se observó se debe determinar el tipo de inspección que se requiere para complementarla, la posible extensión del área y qué tipo de limpieza se requiere para la inspección.

Si se detecta alguna anomalía en la inspección visual, se deberá programar inspecciones complementarias con pruebas no destructivas; para identificar y evaluar las desviaciones.

Las inspecciones complementarias deben efectuarse conforme a lo dispuesto en documentos normativos del centro de trabajo o en normas internacionales.

### **3.2.6. Medición de espesores**

La inspección externa debe estar acompañada de una inspección por ultrasonido empleando la técnica de medición de espesores, usada para determinar la condición interna y el espesor remanente de la pared de un equipo de proceso

Los registros y controles correspondientes, se realizarán conforme se establece en el "Procedimiento para el Registro, Análisis y Programación de la Medición de Espesores DG-GPASI-IT-204".

Con el cual se podrá detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor que se encuentren debajo de los límites permisibles, que puedan afectar la integridad mecánica de los equipos. Que ayuden para la toma de decisiones para establecer las medidas necesarias para prevenir posibles fallas en el proceso.

La periodicidad de esta inspección dependerá del análisis estadístico que se obtenga en la medición de espesores o cuando se considere necesario.

#### **3.2.6.1. Análisis estadístico posterior a la medición de espesores**

En cada centro de trabajo de PEMEX Refinación utilizan un software que sirve para la administración y control de la información de los trabajos de inspección conocido como SIMECELE (Sistema de MEDición y Control de Espesores en Líneas y Equipos); que incluye:

- Calibración de espesores en líneas y equipos.
- Inspección visual de líneas.
- Inspección de tornillería.
- Inspección de niplerías.

El SIMECELE consiste en una serie de módulos para la generación, administración y consulta de la información. Que fue desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-SASIPA-IT-204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

También incluye una aplicación capaz de capturar los datos obtenidos directamente en campo a través de un medidor ultrasónico de espesores, facilitando la identificación de los puntos que se están midiendo y también el análisis de los datos de dicha toma, respecto al historial.

Una vez que se hayan medido todos los niveles de la unidad de control y capturado la información de la planta; el SIMECELE efectuará el cálculo para determinar la velocidad de corrosión, la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME), fecha de retiro probable (FRP), con respecto con las mediciones anteriores; en el anexo B se muestran las ecuaciones correspondientes.

A través de este análisis se verá la velocidad de corrosión y su desviación que existe con respecto al espesor original, también podrá ser posible localizar puntos donde existan altos grados de corrosión.

Cada una de las irregularidades encontradas durante la inspección visual externa y del análisis estadístico de la medición de espesores, deben ser reportadas a mantenimiento para su corrección a la brevedad posible.

En caso de no poderse corregir en operación y requieran para su ejecución que el equipo esté fuera de servicio, se deberán incluir en el programa de la reparación general.

### 3.2.7. Detección y causa del defecto

Si en la inspección externa se detectó alguna anomalía en la superficie del equipo, lo siguiente es determinar cómo, cuándo y donde ocurrió la falla. Y si ocurrió de manera uniforme a través de una pieza del equipo, o localmente, dependiendo del mecanismo de daño que se esté presentando.

El mecanismo de daño que ocurre de manera uniforme puede ser inspeccionado y evaluado en cualquier sitio conveniente, ya que se espera que los resultados puedan ser representativos de la condición completa del equipo.

Mientras que el mecanismo de daño que ocurre localmente requiere de un esfuerzo mayor en la inspección, debido a que puede involucrar un área más amplia, a fin de asegurar que el daño localizado ha sido detectado.

Se sugiere entrevistar a los operadores con respecto al historial del equipo, el periodo de trabajo del equipo y si hubo fallas anteriormente.

Preparar un croquis del equipo con dimensiones y tomar fotos para garantizar un registro completo.

Las pruebas destructivas y no destructivas servirán para determinar la naturaleza de la falla (Anexo C). Con estas pruebas se puede conocer el nivel de degradación del material en recipientes con larga vida en servicio.

Si la anomalía es la soldabilidad del material, se tendrá que averiguar si es posible soldar porciones de la parte que requiere reparación.

Se debe determinar la causa de una fractura para decidir si la reparación por soldadura planificada es correcta. Porque posiblemente la reparación por soldadura (manteniendo invariable el diseño), conducirá muy probablemente a otra falla idéntica.

### 3.2.8. Inspección interna

La amplitud de los plazos que deben separar una inspección de la siguiente, depende de factores que determinan la magnitud del riesgo que corren las instalaciones y el personal, con respecto a la posibilidad de que aparezca una fuga o falla mecánica; en el punto 2.2.1 se muestran cuáles son estos factores.

La frecuencia de la revisión del equipo debe determinarse en función de la información que se disponga con relación a la corrosión registrada.

Cuando no existen mediciones directas del desgaste, la corrosión puede preverse tomando en cuenta las características físicas y químicas del material manejado y del material del recipiente.

Al realizar una inspección interna, el equipo deberá estar fuera de operación y se deberán realizar los preparativos de seguridad necesarios para abrir el equipo y acceder al interior. Realizar pruebas de explosividad, determinación de gases, tóxicos, sustancias ácidas, etc. Estas pruebas deberán ser del tipo y en la cantidad necesaria de acuerdo al fluido que el tanque haya almacenado, debiendo estar totalmente libre con los rangos permitidos de cualquier sustancia explosiva o agresiva para permitir el acceso del personal. Los preparativos para abrir el equipo se deben de registrar en un formato (Anexo D).

Se debe contemplar una inspección visual minuciosa en el interior del equipo, poniendo especial atención en las áreas donde se espera encontrar corrosión generalizada, picadura u otro mecanismo de daño. El alumbrado debe ser el suficiente para permitir una buena inspección.

Se debe recordar que ciertas áreas se corroen mucho más rápido que otras, de acuerdo al tipo de servicio y condiciones a las que operan, estas áreas deberán estar previamente identificadas como parte del resultado del análisis hecho en los primero puntos.

Si en la inspección realizada al equipo se detectan defectos inadmisibles entonces se debe estudiar con más profundidad la naturaleza o causa del mismo, para determinar mediante qué pruebas no destructivas son efectivos para la detección de esas fallas.

Una vez realizada la inspección visual interna, si se cree necesario se solicitará una limpieza adicional o remoción de los componentes internos para la inspección detallada o para reparaciones, el procedimiento de reparación será expedido por un inspector superior con experiencia en consulta con el ingeniero en recipientes a presión. Con base a las normas y códigos aplicables del centro de trabajo.

La inspección durante operación podrá sustituir a una inspección interna cuando el tamaño o la falta de acceso haga que físicamente sea imposible, cuando no sea posible sacarlo de operación o que mediante el análisis de espesores muestre que el índice de corrosión sea menor a las 15 milésimas de pulgada por año y que su vida útil estimada es mayor a 10 años.

#### **3.2.8.1. Análisis de resultados de la inspección interna**

Se deberán revisar los registros previos del tanque de balance a inspeccionar.

Los datos que se puedan recolectar de tanques de balance que tengan un servicio similar servirá en la localización y análisis de corrosión en los otros tanques que van a ser inspeccionados.

Con base al análisis, se debe tener una idea del tipo de corrosión que se espera encontrar y su localización, se debe recordar que ciertas áreas se corroen mucho más rápido que otras, de acuerdo al tipo de servicio que en él operan.

De la inspección visual interna resultarán recomendaciones, las cuales se evaluarán, se realizarán o se programarán.

De todas las actividades realizadas durante la inspección se deben ir haciendo un registro en un formato (Anexo E); en este formato se tendrán los trabajos básicos derivados de la inspección, sin embargo no se encuentra limitada a ellos.

Consultar las normas y códigos aplicables.

### **3.2.9. Inspección complementaria con pruebas no destructivas**

Actualmente existen diversos métodos para la inspección de los equipos de proceso, donde los más usados son las pruebas no destructivas.

Se programarán inspecciones si se considera necesario para complementar la inspección visual y la de medición de espesores.

Las pruebas no destructivas que se empleen, serán evaluadas para asegurar que puedan identificar adecuadamente el mecanismo de daño y la severidad del daño.

Teniendo en cuenta:

- ¿Qué se busca detectar?
- ¿Cuándo se recomienda aplicar el prueba?
- ¿Con que frecuencia?
- ¿Qué zonas o puntos se ensayarán?
- ¿Cuál es el método (o métodos más convenientes)?

Las pruebas no destructivas no son de aplicación general sino de aplicación específica de acuerdo al tipo y al estado del material en el que se realizará la prueba.

Si los mecanismos de falla están bien definidos, las técnicas (PND) podrán ser aplicadas desde la parte externa del recipiente, mientras la planta está en operación.

Esta información es importante para alargar el tiempo de servicio del tanque de balance o como una herramienta de planeación para futuras interrupciones.

Es importante que las herramientas y equipos usados en la inspección de los equipos a presión sean revisados y calibrados antes de su uso, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y de acuerdo al procedimiento específico de la prueba no destructiva que se va a emplear.

### **3.2.10. Programación de trabajos de mantenimiento derivados de las inspecciones**

Se elaborará un programa de los trabajos que surjan de las inspecciones (ya sea de la inspección externa o interna, o de ambas), para lo cual es necesario aprobar y jerarquizar cada actividad de dichos trabajos en función de grado de riesgo que representan las anomalías a corregir.

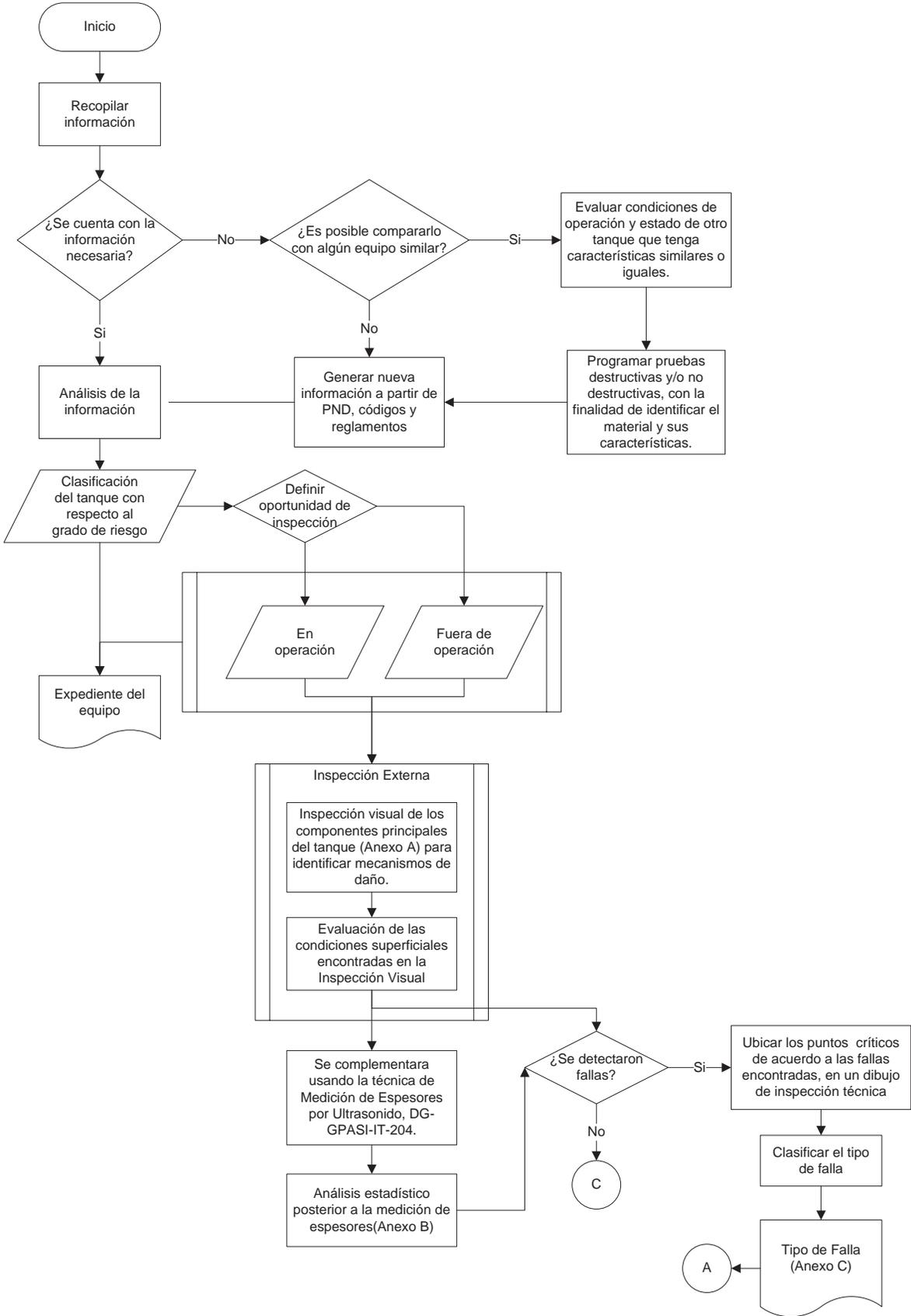
La programación de los trabajos que se realizarán para el mantenimiento deberán hacerse tomando en cuenta las oportunidades de entrega de los equipos o instalaciones para su mantenimiento (paro programado del equipo o planta).

Es responsabilidad del ingeniero de inspección encargado del área, llevar el seguimiento de los trabajos derivados de las inspecciones.

La documentación de las reparaciones deberá ser guardada en el expediente del equipo. Anexar todos los dibujos, croquis, planos y fotografías que se utilizaron para la localización de los aspectos importantes de la inspección. Registrar los datos referentes a los trabajos, que describan la condición del equipo antes de la reparación como también las reparaciones realizadas. También es importante registrar los datos referentes a la localización, dimensiones y especificación de los materiales utilizados así como las características de las pruebas que se efectuaron para la recepción de los trabajos.

Quien evaluará la calidad de los trabajos de mantenimiento, debe tener presente las normas y/o especificaciones y los criterios prácticos para garantizar la confiabilidad del trabajo realizado.

En la Figura 9, se muestra el diagrama de flujo de la propuesta del plan de inspección técnica para los tanques de balance en el proceso de una planta hidrodesulfuradora de naftas.



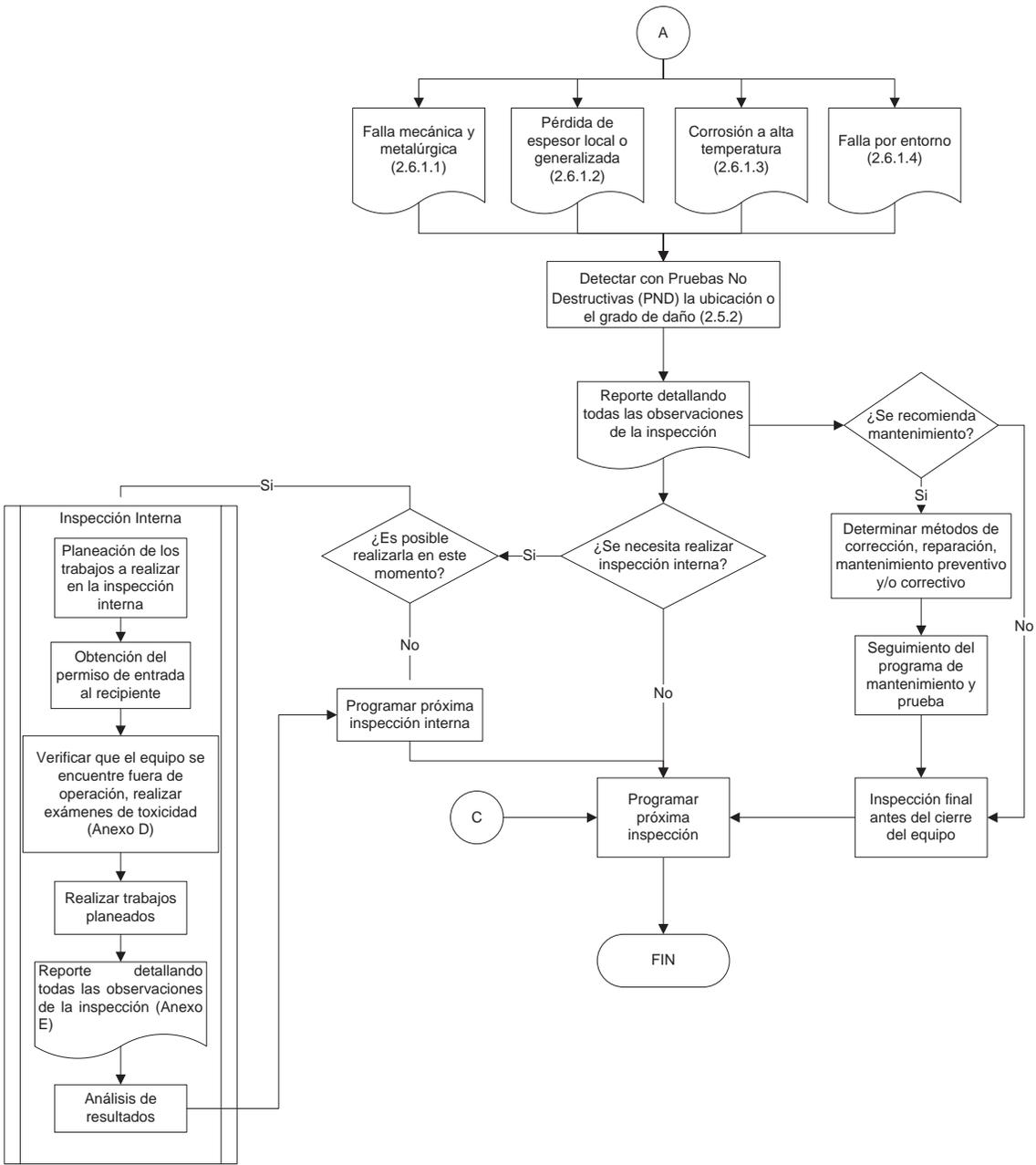


Figura 9. Diagrama de Flujo de la propuesta del plan de inspección técnica para tanques de balance.

### 3.3. Descripción del caso de estudio

Conforme a la propuesta del plan de inspección técnica descrita en el punto 3.2, enfocado a un tanque de balance, como caso de estudio se seleccionó el primer separador de baja presión, de una planta Hidrodesulfuradora de Naftas, debido a que cuenta con la información necesaria para poder evaluar su integridad mecánica.

#### Recopilación de la información

Uno de los primeros pasos del plan de inspección, fue la solicitud y recopilación de información necesaria para realizar el análisis preliminar del equipo, que fue solicitada al Ingeniero de Seguridad responsable del sector.

A continuación se enlistan los documentos que fueron proporcionados por el personal de la planta hidrodesulfuradora de naftas:

- Descripción del proceso (ver punto 3.1).
- 1 Diagrama de flujo de proceso.
- 23 Diagramas de tubería e instrumentación.
- Catálogo de líneas.
- Catálogo de especificación de materiales.
- Lista de equipos.
- Hojas de diseño mecánico.
- Plot plan de la planta.
- Expediente de información de cada equipo, que tiene asociado:
  - Diagramas de inspección técnica.
  - Expediente de medición de espesores.
  - Reportes de inspección visual de niplería y tornillería.

### Análisis de la información

El primer separador de baja presión, forma parte de la sección de estabilización y fraccionamiento. Donde la corriente efluente del precalentador se recibe en el primer separador de baja presión a una temperatura de 160 °C y 11.2 kg/cm<sup>2</sup> man., de donde hay dos corrientes de salida, una de ellas es la corriente vapor (gas amargo) que se manda a enfriamiento, donde se condensan parcialmente los componentes pesados arrastrados en la corriente. La segunda es la corriente de hidrocarburos líquidos la cual se envía hacia la torre desbutanizadora. (Tabla 9).

**Tabla 9. Condiciones de operación del primer separador de baja presión.**

Condiciones de Operación				
Descripción	Unidades	Corrientes		
		Entrada	Salida	Salida
Servicio	-	Hidrocarburos, Ácido Sulphídrico	Gas amargo (H <sub>2</sub> S)	Hidrocarburos
Estado	-	Líquido	Vapor	Líquido
Presión de operación	Kg/cm <sup>2</sup> G	11.2	11.2	11.2
Temperatura de operación	°C	176.0	176.0	176.0

### Inicio de operación

El tanque de balance, inició operaciones en el año de 2000.

### Planos y especificación de diseño

Las propiedades químicas y físicas de todas las partes del primer separador de baja presión, cumplen con los requisitos de las especificaciones de materiales del Código ASME para calderas y recipientes a presión. El diseño y mano de obra se ajustan a las normas ASME, Sección VIII, División 1. En la Tabla 10, se muestra la especificación de diseño del primer separador de baja presión.

**Tabla 10. Especificación de diseño del primer separador de baja presión.**

Especificación de Diseño			
Descripción	Unidades	Cuerpo	Tapas
<b>Servicio</b>	-	Hidrocarburos, Ácido Sulhídrico	
<b>Especificación de material</b>	-	SA516 Gr. 70	SA516 Gr. 70
<b>Espesor nominal (cuerpo/tapas)</b>	mm	19.0	23.0
<b>Diámetro interno (tubería: diámetro externo)</b>	mm	2900.0	2900.0
<b>Presión de diseño</b>	Kg/cm <sup>2</sup> G	14.5/F.V	14.5/F.V
<b>Temperatura de diseño</b>	°C	191.0	191.0
<b>Prueba de presión hidrostática</b>	Kg/cm <sup>2</sup> G	18.85	18.85
<b>Examinación radiográfica (cuerpo/tapas)</b>	-	Completo	Completo
<b>PWHT (Tratamiento Térmico Post- Soldadura)</b>	-	Si	Si
<b>Regulación aplicada (sellos, lejes, etc.)</b>	-	Sello ASME "U"	
<b>Largo del cuerpo o altura (TL a TL)</b>	mm	8690.0	
<b>Aislamiento</b>	mm	38	38
<b>Eficiencia de la unión</b>	-	1.00	1.00

### Oportunidad de inspección

Se realizó la inspección externa al equipo cuando estaba en operación, debido a que el tanque no era posible sacarlo de funcionamiento.

### Inspección externa

En compañía del personal del sector, se hizo un recorrido por la planta hidrodesulfuradora de naftas, con la finalidad de que se establecieran las medidas de seguridad necesarias para la prevención de accidentes, las cuales fueron:

- El uso de EPP (casco con barbiquejo, lentes de seguridad, tapones para oídos, ropa de algodón con el logo visible de la institución, guantes y botas de seguridad).
- Tener el pase para el ingreso a la refinería y la cartilla de seguridad.

- Prohibido deambular fuera del área de trabajo.
- Solicitar diariamente el permiso de trabajo, para poder ingresar a la planta.
- Registrar en la bitácora la hora de entrada y salida de la planta.
- Reportar cualquier anomalía (fuga en alguna tubería o equipo) que se encontrara en campo al ingeniero de seguridad.

Posteriormente se hizo la inspección externa al primer separador de baja presión, la cual consistió en la inspección visual, en la Tabla 11 se muestra el registro de la condición de la superficie del exterior del equipo de proceso conforme al anexo A. En la tabla se muestra que no presenta ninguna anomalía en alguno de los componentes del equipo, de la cual se amerite alguna acción correctiva.

Tabla 11. Check list de Inspección externa del 1er separador de baja presión.

INSPECCIÓN EXTERNA									
		CENTRO DE TRABAJO:							
		SECTOR:							
		PLANTA:		HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS					
TAG DEL EQUIPO:		FA-444		SERVICIO:					
CAPACIDAD:				RECUBRIMIENTO:		NO	SI	TIPO:	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C):		176		PRESIÓN DE OPERACIÓN (kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> ):		11.2			
TEMPERATURA DE DISEÑO (°C):		191		PRESIÓN DE DISEÑO (kg <sub>f</sub> /cm <sup>2</sup> ):		14.5			
SE ENCUENTRA EN OPERACIÓN		NO	SI						
FECHA DE ELABORACIÓN DEL PROGRAMA:									
FECHA DE INICIO DE TRABAJOS:				FECHA DE TÉRMINO DE TRABAJOS:					
	CONCEPTO	N/A	SI	NO		CONCEPTO	N/A	SI	NO
CIMENTACIÓN Y SOPORTERÍA	Presenta fracturas			X	ASLAMIENTO EXT. CUERPO	Cuenta con aislamiento exterior		X	
	Presenta asentamientos	X				El estado general es bueno		X	
	Presenta hundimientos			X		Presenta fracturas			X
	Las bases presentan fracturas			X		Presenta crecimientos biológicos			X
	Desprendimientos de concreto	X				Presenta penetración de humedad			X
	Pintura en buen estado		X			El estado de la pintura exterior es buena	X		
	La placa metálica en buen estado		X		ENVOLVENTE Y CASQUETE	La envoltura presenta corrosión			X
	Están completos		X			Los casquetes presentan corrosión			X
	Presentan corrosión			X		Las soldaduras presentan fisuras	X		
	La siletas soldadas al cuerpo están bien	X				Presentan corrosión las placas			X
	La conexión a tierra está bien		X			Se aprecian deformaciones en la envoltura			X
	Los contravientos en buen estado	X				Se aprecian deformaciones en los casquetes			X
PLATAFORMAS	La plataforma superior está en buen estado		X		LÍNEAS	Edo. de las líneas de entrada y salida es bueno		X	
	Presenta corrosión			X		La soportería está bien		X	
	Está completa		X			Su pintura está en buen estado		X	
	La soportería de la plat. está en buen estado		X			Presenta corrosión			X
	Sus soldaduras con el cuerpo están bien		X			Presenta fugas			X
	Presenta fracturas			X		Presenta vibración			X
BOQUILLAS	El estado es bueno		X		VÁLVULAS DE SEGURIDAD	Están instaladas las válvulas de seguridad		X	
	Presenta corrosión			X		Están dentro del periodo de revisión		X	
	Las soldaduras presentan fisuras			X		Tienen válvula piloto			X
	Solapas de refuerzo están en buen estado	X				Presentan fugas por las bridas			X
	Existen fugas			X		Presenta corrosión		X	
BRIDAS	Los espárragos y tuercas están completos		X			La placa de datos está visible		X	
	En buen estado los espárragos		X			Cuenta con bloqueos			X
	Las bridas están en buen estado		X			Cuenta con junta de expansión			X
	Los empaques de las bridas en buen estado		X			Es bueno el estado de la junta de expansión	X		
	Libraje adecuado		X			Cuenta con sistema de drene del posible sello	X		
	Presentan fugas las niplerías	X			El estado general de las válvulas es bueno			X	
CONEXIONES Y NIPLERÍA	Presentan corrosión las niplerías	X			Presentan fugas			X	
	Están cubiertos de hielo	X			Presentan corrosión		X		
	Las conexiones y niplerías están en buen estado	X			Estado de protección contra incendios es bueno	X			
	Existen fugas por los testigos	X							
INSTRUMENTACIÓN	Presentan fugas	X			OTROS				
	El estado físico es bueno	X							
	Las soldaduras presentan fisuras	X							
N/A: NO APLICA      SI      NO									
RECOMENDACIONES:									
AUTORIZÓ				REALIZÓ			APROBÓ		
NOMBRE Y FIRMA				NOMBRE Y FIRMA			NOMBRE Y FIRMA		

## Medición de espesores

En el expediente del equipo, contiene el diagrama de inspección técnica (Figura 10) y el registro de medición de espesores por ultrasonido, que el personal del centro de trabajo realizó al primer separador de baja presión.

El circuito E 033 que lleva el nombre 440-FA-444 del censo de unidades de control de líneas y equipos del SIMECELE, tiene tres unidades de control:

- 440-FA-444 CUERPO.
- 440-FA-444 LG 014 AB.
- 440-FA-444 PSV 8701 AB.

En el diagrama de inspección técnica, se indican las soldaduras y los niveles de medición de la unidad de control: 440-FA-444 CUERPO, el cual cuenta con 16 niveles de tubería los cuales se muestran en el diagrama con números arábigos dentro de un círculo y con 4 niveles de tornillería indicados con números arábigos dentro de un rectángulo.

Los datos obtenidos en la medición de espesores de la unidad de control 440-FA-444 CUERPO, que se registraron en los formatos indicados en el procedimiento DG-GPASI-IT-0204, muestran las mediciones anteriores y la más reciente (Tabla 12), siendo de octubre del 2007 y junio del 2012 respectivamente.

En la Tabla 13, se presenta la Inspección de tornillería que le realizaron conforme a lo establecido en el *Procedimiento para efectuar la Revisión de la Tornillería de Tuberías y Equipos en las Instalaciones de PEMEX Refinación, GPASI-IT-0903* al 1er. separador de baja presión, donde evaluaron el estado físico de la tornillería como leve, es decir, que se observan oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable, por lo tanto la siguiente revisión será en un lapso no mayor a 5 años.

Los niveles corresponden a los que se muestran en el siguiente diagrama de inspección técnica

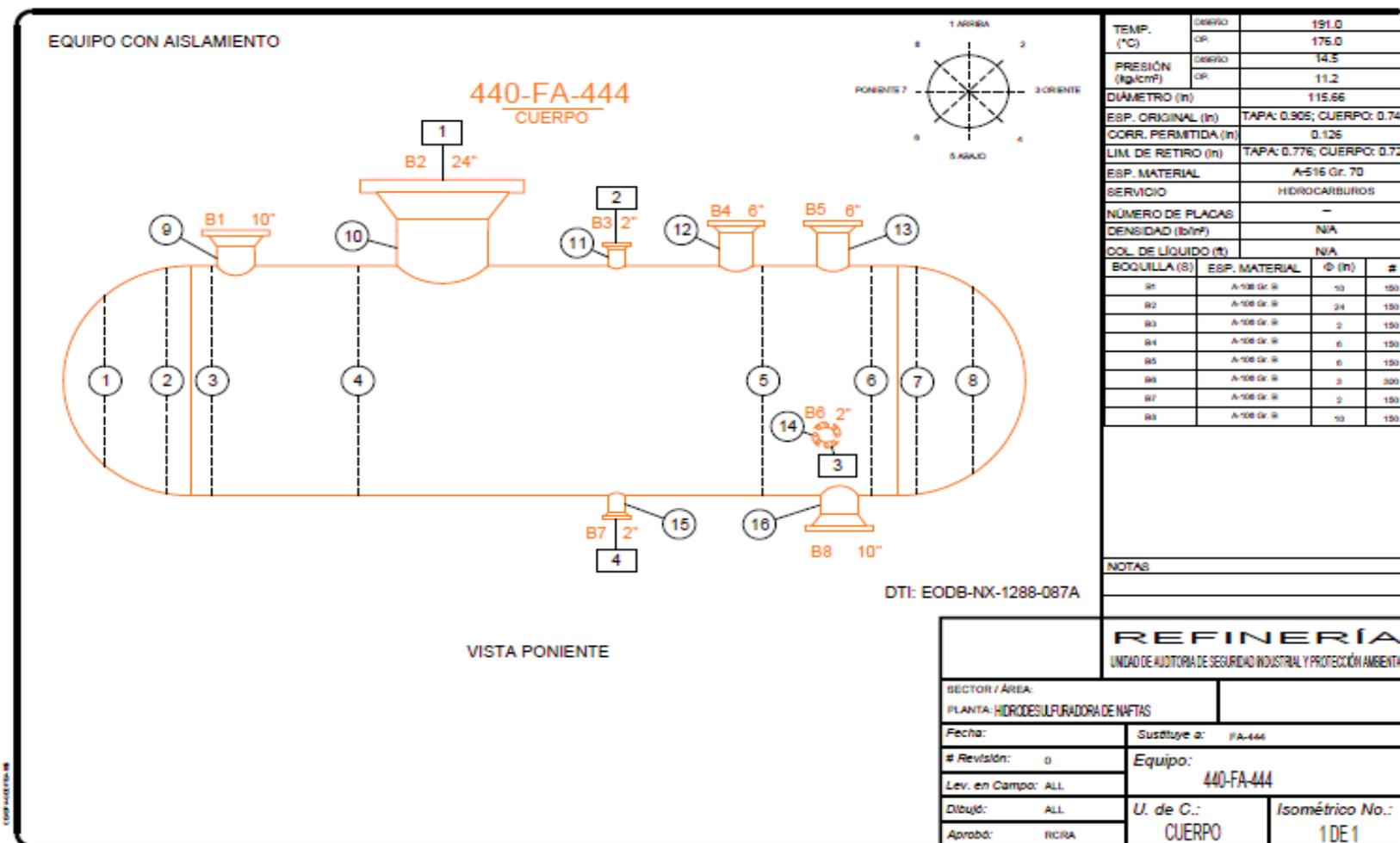


Figura 10. Diagrama de inspección técnica del 1er. separador de baja presión.

Tabla 12. Registro de medición de espesores del 1er. separador de baja presión.

REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES									
				SUBDIRECCIÓN: SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)					
				CENTRO DE TRABAJO:					
				SECTOR / ÁREA:					
				PLANTA / INSTALACIÓN: HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS I					
REGISTRO DE TODOS LOS NIVELES				CIRCUITO: CIRCUITO E 033, 440-FA-444					
				UNIDAD DE CONTROL: E 033-440-FA-444-CUERPO					
DESCRIPCIÓN				FECHA					
				OCT-2007		JUN-2012			
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM. ESPESOR NOMINAL. [mils]	LIMITE DE RETIRO [mils]	POSICIÓN	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]
1	-	776	1 (ORIENTE)	830	-	830	0.0		
			POSICIÓN 2	840	-	840	0.0		
			POSICIÓN 3	830	-	830	0.0		
			POSICIÓN 4	840	-	840	0.0		
			POSICIÓN 5	840	-	840	0.0		
			POSICIÓN 6	840	-	840	0.0		
			POSICIÓN 7	820	-	820	0.0		
			POSICIÓN 8	840	-	840	0.0		
2	-	776	1 (ORIENTE)	850	-	850	0.0		
			POSICIÓN 2	850	-	850	0.0		
			POSICIÓN 3	870	-	870	0.0		
			POSICIÓN 4	860	-	860	0.0		
			POSICIÓN 5	870	-	870	0.0		
			POSICIÓN 6	860	-	860	0.0		
			POSICIÓN 7	850	-	850	0.0		
			POSICIÓN 8	860	-	860	0.0		
3	-	725	1 (ORIENTE)	760	-	765	0.0		
			POSICIÓN 2	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 3	770	-	770	0.0		
			POSICIÓN 4	770	-	760	2.1		
			POSICIÓN 5	780	-	755	5.4		
			POSICIÓN 6	755	-	750	1.1		
			POSICIÓN 7	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 8	760	-	760	0.0		
4	-	725	1 (ORIENTE)	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 2	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 3	750	-	750	0.0		
			POSICIÓN 4	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 5		-	750	-		
			POSICIÓN 6	760	-	750	2.1		
			POSICIÓN 7	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 8	770	-	770	0.0		
5	-	725	1 (ORIENTE)	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 2	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 3		-	750	-		
			POSICIÓN 4		-	755	-		
			POSICIÓN 5		-	750	-		
			POSICIÓN 6	760	-	760	0.0		
			POSICIÓN 7	780	-	770	2.1		
			POSICIÓN 8	770	-	770	0.0		
RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN				INSPECCIONÓ:	CU-000001	CU-000001			
				REVISÓ:	RU-000002	RU-000002			
				INSTRUMENTO:	N/D	N/D			
				PALPADOR:	N/D	N/D			
				PATRÓN CALIB.:	N/D	N/D			

OBSERVACIONES: Refiérase a la hoja de observaciones en el formato "REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES"

Formato: DG-SASIPA-11-0204-2

Tabla 12. Registro de medición de espesores del 1er. separador de baja presión (continuación).

DESCRIPCIÓN				FECHA						
				OCT-2007		JUN-2012				
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM. ESPESOR NOMINAL. [mils]	LIMITE DE RETIRO [mils]	POSICIÓN	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	
6				1 (ORIENTE)	770	-	770	0.0		
				POSICIÓN 2	780	-	780	0.0		
7				POSICIÓN 3	770	-	770	0.0		
				POSICIÓN 4	780	-	780	0.0		
8				POSICIÓN 5	760	-	760	0.0		
				POSICIÓN 6	760	-	760	0.0		
9				POSICIÓN 7	750	-	750	0.0		
				POSICIÓN 8	-	-	760	-		
10				1 (ORIENTE)	870	-	870	0.0		
				POSICIÓN 2	870	-	870	0.0		
11				POSICIÓN 3	860	-	860	0.0		
				POSICIÓN 4	860	-	860	0.0		
12				POSICIÓN 5	850	-	850	0.0		
				POSICIÓN 6	870	-	870	0.0		
13				POSICIÓN 7	860	-	860	0.0		
				POSICIÓN 8	-	-	850	-		
14				1 (ORIENTE)	880	-	880	0.0		
				POSICIÓN 2	870	-	870	0.0		
15				POSICIÓN 3	880	-	880	0.0		
				POSICIÓN 4	870	-	870	0.0		
16				POSICIÓN 5	880	-	870	2.1		
				POSICIÓN 6	870	-	870	0.0		
17				POSICIÓN 7	880	-	880	0.0		
				POSICIÓN 8	860	-	860	0.0		
18				NORTE	560	-	560	0.0		
				SUR	580	-	580	0.0		
19				ORIENTE	590	-	565	5.4		
				PONIENTE	580	-	570	2.1		
20				NORTE	520	-	520	0.0		
				SUR	540	-	525	3.2		
21				ORIENTE	530	-	520	2.1		
				PONIENTE	530	-	530	0.0		
22				NORTE	320	-	320	0.0		
				SUR	330	-	330	0.0		
23				ORIENTE	330	-	330	0.0		
				PONIENTE	340	-	340	0.0		
24				NORTE	450	-	450	0.0		
				SUR	470	-	470	0.0		
25				ORIENTE	460	-	460	0.0		
				PONIENTE	440	-	420	4.3		
RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN				INSPECCIONÓ:	CU-000001		CU-000001			
				REVISÓ:	RU-000002		RU-000002			
				INSTRUMENTO:	N/D		N/D			
				PALPADOR:	N/D		N/D			
				PATRÓN CALIB.:	N/D		N/D			

OBSERVACIONES: Refiérase a la hoja de observaciones en el formato "REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES"

Formato: DG-SASIPA-IT-0204-2

**Tabla 12. Registro de medición de espesores del 1er. separador de baja presión (continuación).**

REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES									
				SUBDIRECCIÓN: SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)					
				CENTRO DE TRABAJO:					
				SECTOR / ÁREA:					
				PLANTA / INSTALACIÓN: HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS					
REGISTRO DE TODOS LOS NIVELES				CIRCUITO: CIRCUITO E 033, 440-FA-444					
				UNIDAD DE CONTROL: E 033-440-FA-444-CUERPO					
DESCRIPCIÓN				FECHA					
				OCT-2007		JUN-2012			
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM. ESPESOR NOMINAL. [mils]	LIMITE DE RETIRO [mils]	POSICIÓN	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPEOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]
13	-	257	NORTE	420	-	420	0.0		
			SUR	410	-	410	0.0		
	ORIENTE		420	-	420	0.0			
	475		PONIENTE	410	-	410	0.0		
14	-	154	NORTE	650	-	645	1.1		
			SUR	650	-	650	0.0		
	ORIENTE		650	-	650	0.0			
	655		PONIENTE	640	-	640	0.0		
15	-	154	NORTE		-	360	-		
			SUR		-	335	-		
	ORIENTE			-	340	-			
	370		PONIENTE		-	330	-		
16	-	328	NORTE	570	-	570	0.0		
			SUR	580	-	580	0.0		
	ORIENTE		590	-	590	0.0			
	585		PONIENTE	570	-	570	0.0		
RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN				INSPECCIONÓ:	CU-000001	CU-000001			
				REVISÓ:	RU-000002	RU-000002			
				INSTRUMENTO:	N/D	N/D			
				PALPADOR:	N/D	N/D			
				PATRÓN CALIB.:	N/D	N/D			

OBSERVACIONES: Refiérase a la hoja de observaciones en el formato "REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES"

Formato: DG-SASIPA-IT-0204-2



Una vez que se cargaron los datos en el SIMECELE, se procedió a realizar el análisis de espesores para obtener la velocidad de corrosión, la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME), fecha de retiro probable (FRP) de las unidades de control del equipo del primer separador de baja presión.

La unidad de control 440-FA-444 CUERPO, cuenta con 16 niveles de medición de tubería, de los cuales uno no tiene mediciones; no tiene ningún nivel crítico (donde la velocidad de corrosión es mayor a 15mpa) por lo tanto se considera al resto de los niveles normales (la velocidad de corrosión es menor a 15mpa).

Los cálculos que realizó el SIMECELE (Tabla 14), fueron los siguientes:

Velocidad de desgaste por punto ( $d_n$ ), corresponde a la ecuación 1 del anexo B, indica el desgaste puntual de cada posición de medición, en donde se determina si los niveles son críticos o normales.

Velocidad de desgaste promedio,  $D_{prom}$

$$D_{prom} = \frac{33.2}{86} = 0.4mpa$$

Velocidad de desgaste máxima ajustada ( $D_{max}$ )

$$D_{max} = 0.4 + 1.28 \frac{0.4}{\sqrt{86}} = 0.4mpa$$

**Tabla 14. Resultados de la velocidad de desgaste.**

Concepto	Unidad	Resultado
Suma de las velocidades de desgaste ( $\sum d_n$ )	mpa	33.2
Numero de velocidades de desgaste consideradas (n)	-	86
Velocidad de desgaste promedio ( $D_{prom}$ )	mpa	0.4
Velocidad de desgaste máxima ajustada utilizada ( $D_{max}$ )	mpa	0.4

A continuación se muestra un resumen de los cálculos para cada grupo de diámetros de todos los niveles que componen la unidad de control (Tabla 15), donde se obtiene la vida útil estimada (VUE) y la fecha de próxima medición de espesores (FPME).

**Tabla 15. Resumen de los cálculos para cada grupo de diámetros que componen la unidad de control.**

Grupo según diámetro	Diámetro nominal	Límite de retiro (Lr)	Espesor mínimo (ek)	Vida útil estimada (VUE)	Fecha de próxima medición de espesores (FPME)
		[inx10 <sup>-3</sup> ]	[inx10 <sup>-3</sup> ]	[años]	
1	-	776	820	100.2	Junio 2112
2	-	725	750	56.9	Mayo 2031
3	-	328	560	528.2	Junio 2112
4	-	357	520	371.1	Junio 2112
5	-	154	320	378.0	Junio 2112
6	-	257	410	348.4	Junio 2112
7	-	154	640	1106.6	Junio 2112
8	-	154	330	400.7	Junio 2112

En la tabla 15, observamos por el análisis de los puntos normales que la fecha próxima de medición de espesores sería para Junio 2112 pero estos valores están por arriba del límite para efectuar la siguiente inspección (que son 5 años). Por lo tanto si la última medición de espesores se realizó en junio del 2012, el SIMECELE programará la siguiente inspección a Junio del 2017.

La siguiente gráfica (Figura 11) muestra la medición de espesores de la unidad de control 440-FA-444 CUERPO, que contiene:

- El espesor nominal (color café),
- Límite de retiro (color rojo) y
- Los valores de las 2 mediciones de espesor: Octubre del 2007 (color morado) y junio del 2012 (color verde).

E 033-440-FA-444-CUERPO Gráfica de medición de espesores del cuerpo del equipo

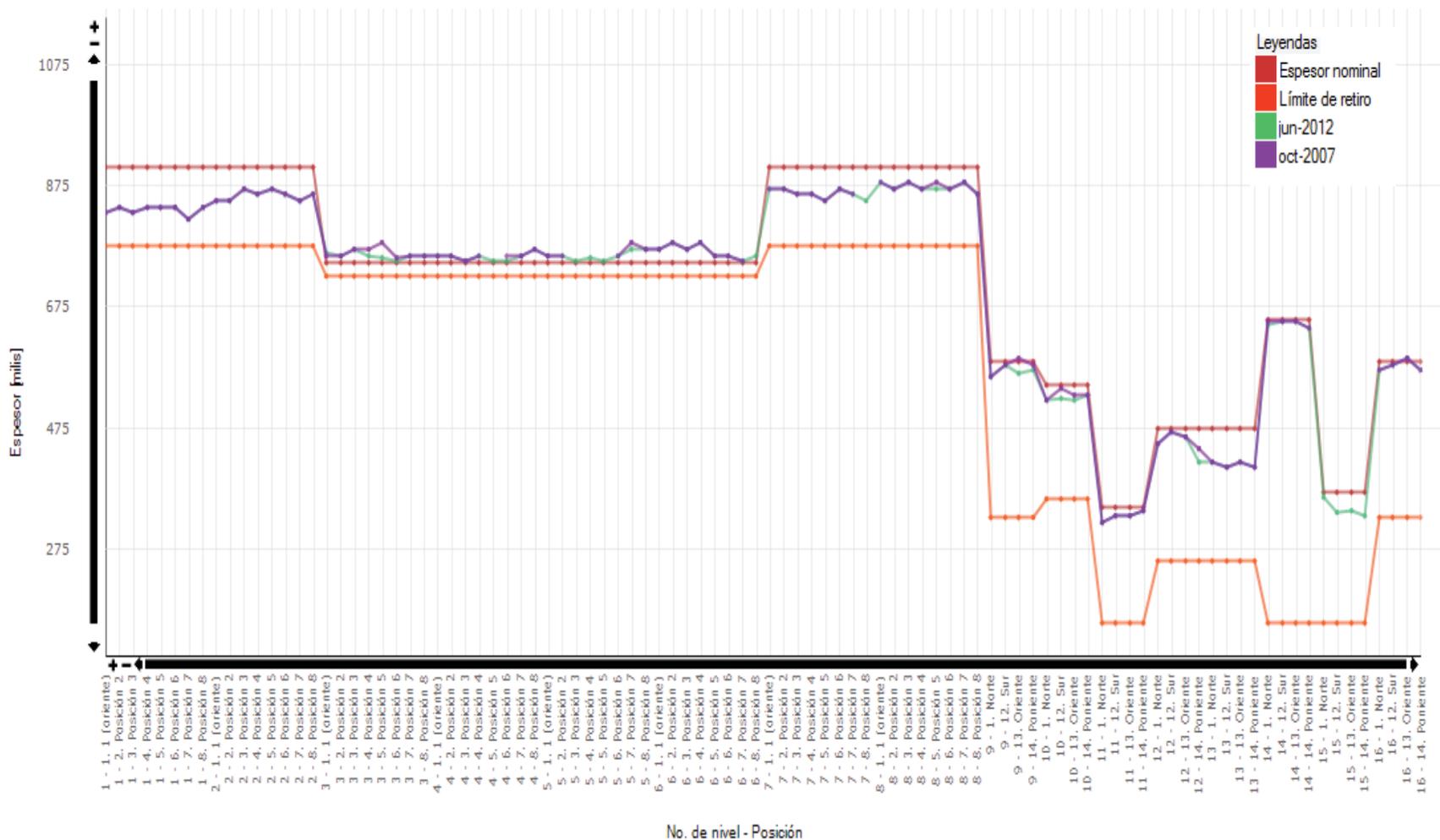


Figura 11. Gráfica de medición de espesores de la unidad de control 440-FA-444 CUERPO.

Con la gráfica, cada una de las mediciones obtenidas se compararon con el límite de retiro que corresponde y con el valor de la medición anterior, con la finalidad de verificar que todos los puntos presentan un comportamiento similar, efectuando a la vez la verificación inmediata de los valores “disparados”, ya sea a favor o en contra para así determinar la causa de dichos “disparos”.

En la gráfica se muestra que la medición de espesor de los niveles de medición: del 3 al 6, están por encima del espesor nominal. Esto servirá como apoyo para el ingeniero a cargo de la inspección, pueda decidir si la medición de espesor de algún nivel debe repetirse.

La segunda unidad de control del 440-FA-444: es 440-FA-444 LG 014 AB, indicador de nivel del primer separador de baja presión; tiene 35 niveles tubería, 8 de niplería y 14 de tornillería. No se le ha realizado ninguna medición de espesores y ni inspecciones visuales. Es una unidad de control donde su FPME esta vencida, que se debió realizar en Agosto del 2013.

A través de la inspección externa (Tabla 11) y del análisis estadístico posterior a la medición de espesores, se puede apreciar que el primer separador de baja presión no presenta alguna anomalía que requiera especial atención. Sin embargo es necesario que se realice con regularidad la inspección externa para descartar la existencia de algún mecanismo de daño.

## ***CAPÍTULO 4***

# CONCLUSIONES



#### 4. CONCLUSIONES

Se revisaron normas y códigos, referentes al diseño, fabricación e inspección de los recipientes a presión bajo los cuales se desarrolló la propuesta del plan de inspección técnica para los tanques de balance. Como fueron los códigos API, ASME y la normatividad de PEMEX-Refinación que existe en cuanto a la integridad mecánica.

El plan de inspección pretende ser accesible para el personal de los centros de trabajo encargados de la supervisión de la integridad de las líneas y equipos.

La propuesta del plan de inspección contiene las tareas de inspección y:

- Establece los periodos para supervisar los tanques de balance, conforme a las sustancias que maneja, presión de operación e información del equipo.
- Describe el alcance y los lugares de inspección.
- Define el tipo de inspección necesaria, ya sea externa o interna.
- Describe técnicas de Pruebas No Destructivas, PND, a través de los cuales se verifique la homogeneidad y continuidad, garantizando la integridad mecánica del equipo de proceso en condiciones de operación seguras y eficientes.
- Describe los requerimientos de limpieza de superficies necesarias para la inspección y exámenes.
- Análisis de la información (medición de espesores) y elaboración de los documentos de trabajo.

Los pasos planteados en el plan serán realizados en el orden que aparecen, excepto los pruebas complementarias (PND) que serán opcionales en dependencia de los criterios de los inspectores que ejecutan el control y se realizarán dependiendo de los resultados obtenidos en las pruebas que les anteceden.

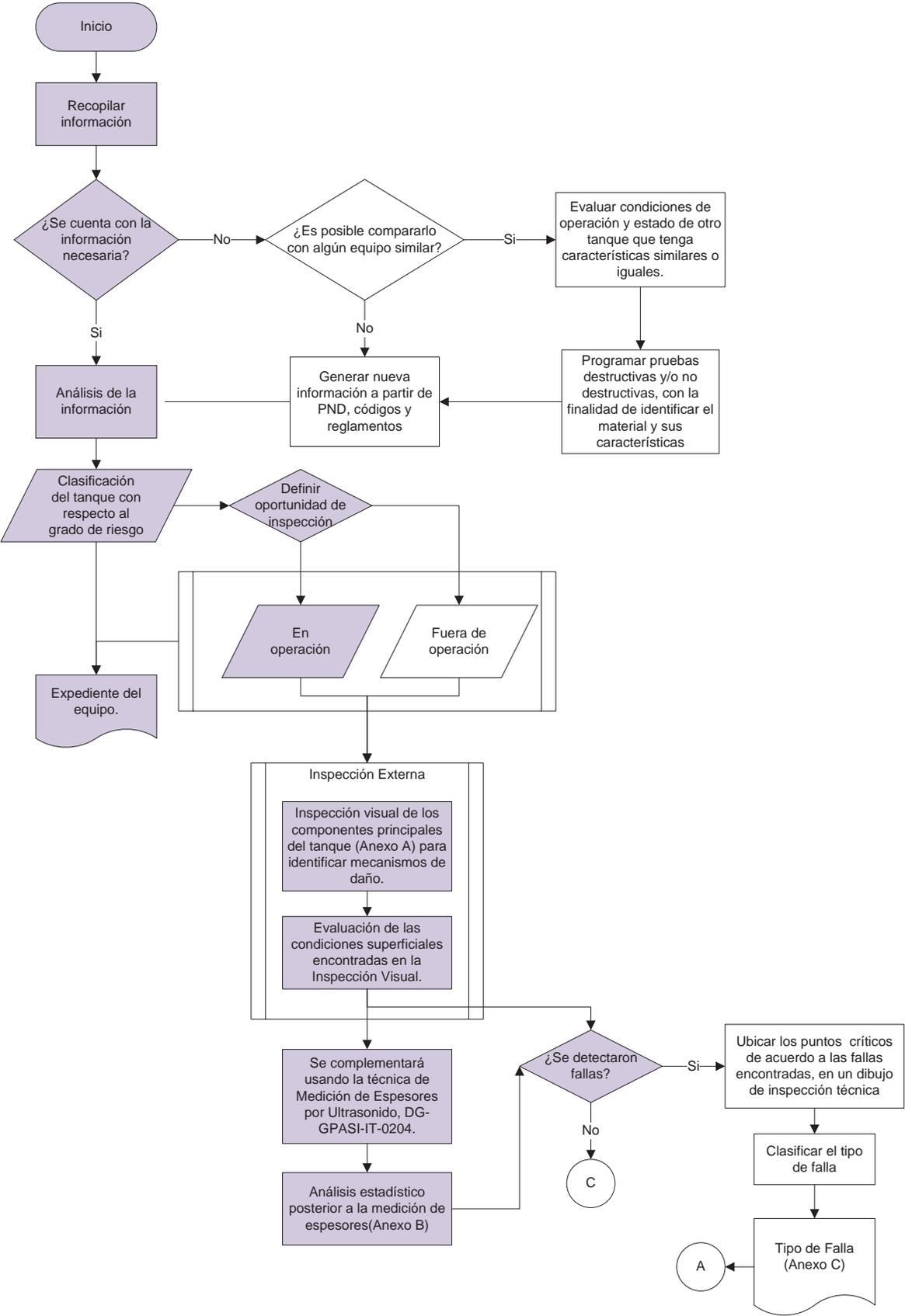
Al terminar cada una de las pruebas será necesario el análisis y discusión de los resultados de este, los cuales serán plasmados en el registro correspondiente. Como el que se realizó a la medición de espesores a través del SIMECELE.

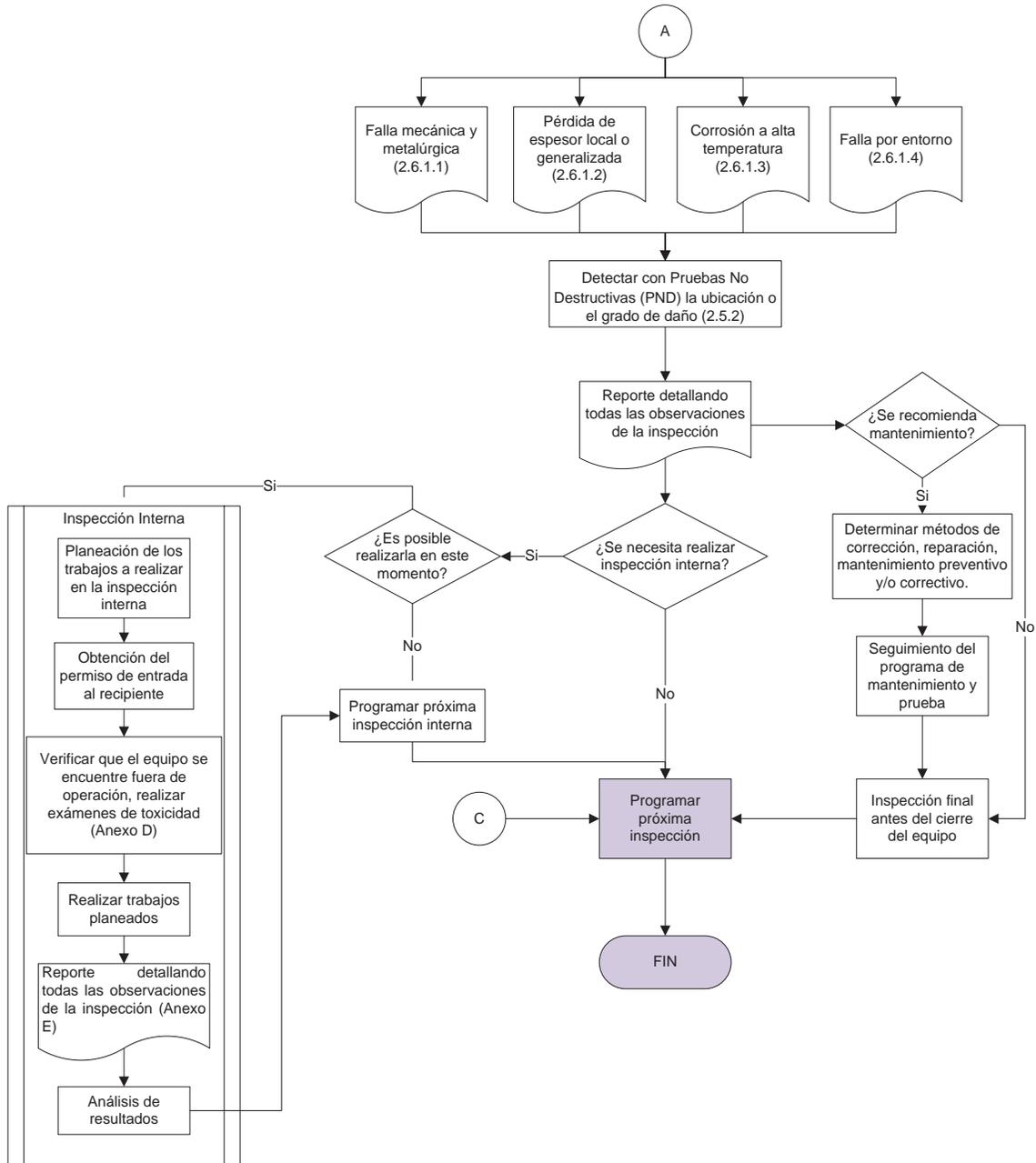
Se implementó el plan de medición al primer separador de baja presión de la planta hidrodesulfuradora de naftas. Antes de que llevara a cabo la inspección en el tanque de balance (primer separador de baja presión), fue necesario realizar una serie de gestiones previas para tratar de evitar cualquier tipo de improvisación que tuviera como consecuencia un mal procedimiento.

A continuación se muestra en el diagrama (Figura 12) la ruta que se siguió para el primer separador de baja presión (color morado) de la propuesta del plan de inspección técnica para los tanques de balance en el proceso de una planta hidrodesulfuradora de naftas descrita en el punto 3.2.

A través del análisis estadístico formal, se obtuvo que la unidad de control del primer separador de baja presión no presento valores por debajo de su límite de retiro. Esto no quiere decir que no se encuentre propensa a algún mecanismo de daño debido a las sustancias que se manejan en la planta hidrodesulfuradora; mecanismos tales como:

- Agrietamiento por fatiga resultado de esfuerzos cíclicos por presión, mecánicos (vibración excesiva en tuberías) o térmicos.
- Erosión y corrosión como resultado de la acción abrasiva de un fluido moviéndose a alta velocidad provocando la pérdida acelerada del material. Esto puede presentarse en áreas donde el flujo es turbulento como en las soldaduras, en cualquier punto donde haya cambios de dirección de flujo, tales como orificios, boquillas de entrada y salida de los recipientes.
- Corrosión bajo aislamiento ya que el separador de baja presión se encuentra forrado, para mantener las condiciones de operación.





**Figura 12. Diagrama de Flujo del plan de inspección para el primer separador de baja presión.**

La inspección permite la detección y pronóstico de zonas donde se podrían presentar fallas, debido a que facilita la detección preventiva de defectos cuando se realiza de forma periódica. También permite efectuar un historial de defectos para analizar su evolución y tomar las respectivas mediciones correctivas.



**Anexo B. Análisis estadístico para la determinación de la Vida Útil Estimada (VUE), Fecha de Próxima Medición (FPME) y Fecha de Retiro Probable (FRP). DG-SASIPA-IT-00204**

La fecha probable de medición (FPME) no podrá ser mayor de 5 años, aunque como resultado del análisis se determine una fecha mayor, cuando se cuente con una sola medición de espesores de pared completa de acuerdo a este procedimiento, la segunda o siguiente medición deberá efectuarse en un lapso de tiempo que no exceda de 3 años después de la fecha de la primera medición de espesor.

Con respecto a la velocidad de corrosión esta norma maneja el término velocidad de desgaste que a final de cuentas tiene el mismo significado que se maneja en el API 570 y la ecuación es la siguiente:

$$d = \frac{e_i - e_f}{f_f - f_i} \dots \dots \dots (1)$$

Dónde:

- $d$  = Velocidad de desgaste del punto (mpa).
- $f_f$  = Fecha de la medición más reciente de  $e_f$  (años).
- $f_i$  = Fecha de medición anterior de  $e_i$  (años).
- $e_i$  = Espesor obtenido en la fecha  $f_i$  (mils).
- $e_f$  = Espesor obtenido en la fecha  $f_f$  (mils).

Nota: mils (milésimas de pulgada) y mpa (milésimas de pulgada por año).

Para un mejor análisis estadístico esta norma establece la Velocidad de desgaste crítica, definiéndola como aquella que excede las 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), puntual o promedio, por lo que es necesario calcular la velocidad de desgaste promedio y la velocidad máxima ajustada, estas deben obtenerse con las siguientes ecuaciones:

$$D_{prom} = \frac{d_1+d_2+d_3...+d_n}{n} \dots\dots\dots(2)$$

$$D_{max} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}} \dots\dots\dots(3)$$

Dónde:

- $d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$  = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado [mpa].
- $n$  = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.
- $D_{prom}$  = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa].
- $D_{máx.}$  = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa].

Con respecto a los cálculos de velocidad de desgaste la norma realiza el siguiente análisis:

- Si la velocidad aumenta, se toma en cuenta el valor obtenido en el análisis actual.
- Si la velocidad disminuye, se toma en cuenta el valor obtenido en el análisis anterior, hasta tener cuando menos dos análisis consecutivos (análisis actual y siguiente) que confirmen el cambio observado, en cuyo caso se procede al reajuste.

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominarán “ek” y la fecha de medición correspondiente “fk”.

Vida Útil Estimada (VUE)

$$VUE = \frac{ek - Lr}{D_{max}} \dots \dots \dots (4)$$

Fecha Próxima de Medición (FPME)

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3} \dots \dots \dots (5)$$

Fecha de Retiro Probable (FRP)

$$FRP = fk + VUE \dots \dots \dots (6)$$

Dónde:

- VUE= Vida Útil Estimada (años)
- FPME= Fecha Próxima de Medición (años)
- Fecha de Retiro Probable (años)
- $Lr$  = Límite de retiro (mils).
- $ek$  = Espesor más bajo encontrado en la última medición (mils).
- $fk$  = Fecha de última medición (años).
- $D_{max}$  = Velocidad máxima ajustada (mils/año).

En caso de que el lapso entre la última medición y la fecha de próxima medición (FPME) sea menor de un año, el siguiente análisis se debe hacer comparando los datos que se obtengan en esta última fecha, con los datos de la medición anterior que corresponda, para que la diferencia de ambas sea de un año o mayor.

La fecha de próxima medición será aquella que resulte más cercana, de la calculada para los diferentes diámetros.

Anexo C. END que se utilizan para identificar algunos mecanismos de daño

Clasificación	Mecanismo de daño	Ensayos No Destructivos que se utilizan para identificar los mecanismos de daño								
		Superficie				Volumetricos			Otros	
		Prueba Visual-VT	Líquidos Penetrantes-PT	Partículas Magnéticas-MT	Electromagnetismo-ET	Radiografía-RT	Ultrasonido-UT	Emision Acústica-AE	Prueba de Dureza	Metaografía In-situ (Replica)
Falla mecánica y metalúrgica	Grafitización									
	Fragilización fase sigma									
	Fractura por fragilización									
	Fatiga térmica									
	Erosión/corrosión									
	Cavitación									
	Fatiga mecánica									
	Fatiga inducida por vibración									
Perdida de espesor, local o generalizada	Corrosión Bajo aislamiento (CUI)									
Corrosión a alta temperatura	Oxidación									
	Sulfuración									
	Carburación									
	Decarburación									
Falla por el entorno	Fragilización por hidrógeno									
	Corrosión por sulfuros									



**Anexo E. Check list, para la inspección interna**

		INSPECCIÓN INTERNA			
		CENTRO DE TRABAJO:			
		SECTOR:			
		PLANTA:			
TAG DEL EQUIPO:				SERVICIO:	
CAPACIDAD:		RECUBRIMIENTO:		NO	SI
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C):		PRESIÓN DE OPERACIÓN (kg /cm <sup>2</sup> ):		TIPO:	
TEMPERATURA DE DISEÑO (°C):		PRESIÓN DE DISEÑO (kg /cm <sup>2</sup> ):			
FECHA DE ELABORACIÓN DEL PROGRAMA:					
FECHA DE INICIO DE TRABAJOS:		FECHA DE TÉRMINO DE TRABAJOS:			
	<b>CONCEPTOS</b>	<b>CONDICIONES</b>			<b>OBSERVACIONES</b>
CUERPO	Estado general	Bueno	Malo	No se revisó	
	Corrosión	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Oxidación	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Fracturas	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Sedimentos en el fondo	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Soldaduras fisuradas	Bueno	Malo	No se revisó	
TAPAS	Estado general	Bueno	Malo	No se revisó	
	Corrosión	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Oxidación	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Fracturas	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Sedimentos en el fondo	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Soldaduras fisuradas	Bueno	Malo	No se revisó	
BOTA	Estado general	Bueno	Malo	No se revisó	
	Corrosión	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Oxidación	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Fracturas	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Sedimentos en el fondo	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Soldaduras fisuradas	Bueno	Malo	No se revisó	
BOQUILLAS	Estado general	Bueno	Malo	No se revisó	
	Corrosión	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Oxidación	Presenta	No presenta	No se revisó	
	Soldaduras fisuradas	Bueno	Malo	No se revisó	
	Estado general de la entrada hombre	Bueno	Malo	No se revisó	
	Estado de accesorios internos	Bueno	Malo	No se revisó	
OTROS					
RECOMENDACIONES					
AUTORIZÓ		REALIZÓ		APROBÓ	
NOMBRE Y FIRMA		NOMBRE Y FIRMA		NOMBRE Y FIRMA	

## BIBLIOGRAFÍA

### Libros

- (1) Ramírez Cavassa, Cesar. Seguridad Industrial. Un enfoque Integral. 2ª edición. México. Limusa. 2005.
- (2) Asfahl, C. Ray. Seguridad industrial y Salud. 4ª edición. Prentice Hall. México. 2000.
- (3) Álvarez Fuster, Constantino. Diseño de equipo: Tanques y recipientes. Facultad de Química. UNAM. 1995.
- (4) AEND. Asociación Española de Pruebas No Destructivas. Pruebas No Destructivas. Líquidos Penetrantes. Nivel II. FC Editorial. España. 150 pág.
- (5) González, Jorge Luis. Metalurgia mecánica. México. Limusa. 2003.

### Normas y Códigos

- (6) API 510. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. 9ª edición. 2006.
- (7) API 572. Inspection of Pressure Vessel (Towers, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers). 2ª edición. 2001.
- (8) NOM-020-STPS-2011. Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.
- (9) NRF-274-PEMEX-2012. Evaluación de la integridad mecánica de tuberías y equipos estáticos.
- (10) GPASI-IT-0003. Procedimiento para la inspección de recipientes a presión de almacenamiento de gas licuado del petróleo. 1986.
- (11) ASME Boiler and Pressure Vessel Code an International Code. ASME section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels. 2010.
- (12) Recommended Practice No. SNT-TC-1A, 2006 Edition, and ASNT Standard Topical Outlines for Qualification of Nondestructive Testing Personnel (ANSI/ASNT CP-105-2006).
- (13) DG-SASIPA-IT-00204, Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores. Rev. 7. 2010.
- (14) NRF-028-PEMEX-2010. Diseño y Construcción de Recipientes a Presión.

- (15) ASME PCC-3-2007, Inspection planning Using Risk- Based Methods.
- (16) NRF-150-PEMEX-2011, Pruebas Hidrostáticas de tuberías y equipo.
- (17) Norma AVII-14, Periodos Máximos Permisibles para la Inspección de Recipientes a Presión en Plantas de Proceso. PEMEX. 1970.

### Manuales

- (18) Jeffus, Larry. Manual de soldadura GTAW (TIG). Paraninfo. España. 2010.
- (19) Megyesy, Eugene F. Manual de Recipientes a Presión. Diseño y cálculo. Limusa. 1992.
- (20) Manual de introducción a los END. <http://www.sistendca.com>
- (21) Departamento Técnico. Manual de Inspección Visual. Inspección Visual Niveles I y II. Manual de instrucción. Página revisada el 24/07/2013. Disponible en: <http://sistendca.com>

### Fuentes electrónicas

- (22) Glosario siderúrgico, SIDOR. Fecha de consulta: 31/07/2013. Disponible en: <http://www.sidor.com/glosario-siderurgico.html>
- (23) Universidad CEDIP. Seguridad Industrial y ecología. Fecha de consulta: 04/08/2013. Disponible en: <http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo14.pdf>
- (24) SIEEND. Servicios de inspección, supervisión e Ingeniería. Fecha de consulta: 24/07/2013. Disponible en: [http://www.sieend.com.mx/servicios\\_radiografia\\_requisitos.html](http://www.sieend.com.mx/servicios_radiografia_requisitos.html)
- (25) Emisión acústica. Fecha de consulta: 15/08/2013. Disponible en: <http://www.qualicontrolsa.com/emision-acustica.php>
- (26) Aceros para Recipientes a Presión. Fecha de consulta: 04/09/2013. Disponible en: <http://www.nacionaldeacero.com/productos/placa/placa-ancha>.
- (27) Secretaria de Economía. Fecha de consulta: 20/01/2014. Disponible en: <http://www.economia.gob.mx/comunidad-negocios/competitividad-normatividad/normalizacion/catalogo-mexicano-de-normas>