

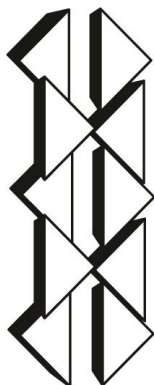


**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
DE MEDICIÓN Y CONTROL DE
ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS
(SIMECELE) EN UN PROCESO DE
HIDRODESULFURACIÓN DE
COMBUSTIBLE”**

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
B E A T R I Z I R A I S A R I A S M O R A



Asesor: Dr. M. Javier Cruz Gómez

México, D.F. 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



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: I.Q. René de la Mora Medina

Vocal: Dr. M. Javier Cruz Gómez

Secretario: Dr. Néstor Noé López Castillo

1er. Suplente: M. en C. Ana Lilia Maldonado Arellano

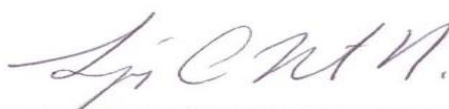
2do Suplente: I.Q. Delfino Galicia Ramírez

ASESOR




Dr. M. Javier Cruz Gómez

ASESOR TÉCNICO



Dr. Néstor Noé López Castillo

SUSTENTANTE



Beatriz Irais Arias Mora

Contenido

INTRODUCCIÓN	4
1. MARCO TEÓRICO.....	8
1.1. Seguridad industrial en plantas de refinación.....	8
1.1.1. Integridad mecánica.....	11
1.2. MARCO NORMATIVO	18
1.2.1. Análisis de DG-SASIPA-IT-0204.....	19
1.3. Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)..	37
1.3.1. Objetivo del sistema.....	38
1.3.2. Fases de implementación del SIMECELE	38
1.3.3. Criterios de homologación	40
2. DEFINICIÓN DEL CASO.....	41
2.1. Descripción del proceso.	41
2.2. Información recopilada	45
3. METODOLOGÍA.....	46
3.1. Creación de censo de circuitos y unidades de control.....	46
3.1.1. Recopilación de la información.	46
3.1.2. Identificación y censo de circuitos	47
3.1.3. Identificación y censo de unidades de control.....	51
3.2. Actualización en campo y digitalización.....	57
3.3. Captura de información al SIMECELE	60
3.4. Análisis de la información y estrategia propuesta para la continuidad del trabajo	63
3.5. Creación de reportes del avance de la implementación.....	69
3.6. Capacitación al personal del centro de trabajo	69
4. EVALUACIÓN DE LAS FASES DE IMPLEMENTACIÓN	71
CONCLUSIONES	76
BIBLIOGRAFÍA.....	93

INTRODUCCIÓN

La industria por su naturaleza implica riesgos relacionados directamente con operaciones unitarias que incluyen el manejo, almacenamiento y procesamiento de sustancias que son perjudiciales para la salud y el medio ambiente.

La Seguridad Industrial es una realidad compleja, que abarca desde una problemática estrictamente técnica hasta diversos tipos de efectos humanos y sociales.

La propia complejidad de la Seguridad Industrial aconseja su clasificación o estructuración sistemática. Se estructura según tres niveles relativos de ámbito cubierto.

- Seguridad laboral u ocupacional
- Seguridad de los productos industriales
- Seguridad de los procesos y las instalaciones industriales concretas (empresas, servicios, instalaciones,...)⁽¹⁾

Dentro de la seguridad en los procesos industriales se encuentra el análisis de riesgos vinculados a los accidentes, que pueden tener un importante impacto ambiental y perjudicar a regiones enteras, aún más allá de la empresa donde ocurre el siniestro y pérdidas económicas.

Los riesgos de equipos e instalaciones, son condiciones de peligro para los trabajadores y causa de muchos accidentes, esta condición hace imprescindible la integridad mecánica, la cual es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo el equipo de proceso sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido, y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente, todo esto utilizando los criterios basado en datos históricos, normas y regulaciones organizacionales, nacionales e internacionales como OSHA (Occupational Safety and Health Administration), ASME (Society of Mechanical Engineers), ANSI (American National Standards Institute), ISO (International Organization for Standardization), API (American Petroleum Institute), NRF (Normas de referencia), entre otras.

Un sistema de integridad mecánica bien definido debe asegurar la continuidad del proceso, la reducción de los impactos por fallas operacionales, los peligros y los accidentes en planta.

Una de las medidas preventivas que se toman en planta comprende garantizar mediante inspección técnica, la integridad mecánica de líneas de tuberías y equipos, la cual se ejecuta periódicamente para identificar los mecanismos de deterioro

activos y determinar con base a la evaluación si son aptos para las condiciones de operación actuales, estableciendo los programas de la inspección o monitoreo; o en su caso que no son conveniente para operar a las condiciones actuales, y entonces puedan reclasificarse o remplazarse. Este procedimiento permite asegurar la continuidad del proceso, dar cumplimiento a las regulaciones ambientales en materia de contaminación atmosférica, la reducción de los impactos por fallas operacionales como situaciones de riesgo que deriven en accidentes.

Una de las posibles formas de clasificación de los trabajos de inspección podría ser:

- Inspección basada en tiempo
- Inspección basada en estado
- Inspección basada en riesgo

La inspección basada en estado es de relevancia para los fines de este proyecto dado que el desarrollo del mismo implica la implementación de un sistema de inspección técnica que permite garantizar la integridad mecánica de líneas y equipos de proceso.

En años anteriores se había visto que en el tema de inspección técnica en la industria de refinación de petróleo se presentaban puntos de mejora, ya que se observan muchas variantes en cuanto a la interpretación de la normatividad y por ende en los resultados de las inspecciones realizadas, así mismo, la administración de la información se podría considerar como obsoleta debido a que se utilizaba un sistema de archivos en papel, lo cual presenta el problema de que puedan extraviarse y o se encuentren en aéreas de riesgo para su integridad física.

Evaluaciones en instalaciones de refinación de petróleo en México referidas al proceso de inspección técnica en líneas y equipos muestran deficiencia en la administración de información técnica, datos inconsistentes en cuanto a los resultados de inspección, entre otros detalles.

En el presente documento se describe en el capítulo 3, el proceso de la implementación de un sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) en una planta de hidrosulfuración de combustible, el cual funciona como una herramienta para la administración de información técnica fundamentado en la normatividad vigente descrita en el capítulo 1. Consiste de una serie de módulos de software para la generación y consulta de la información; así como para la administración y control del trabajo de inspección. En el capítulo 4, se plantearán puntos de mejora al momento de aplicar las fases ya establecidas que conforman la implementación del mismo. Se basa en la experiencia obtenida en campo durante los proyectos de implementación del mencionado sistema.

OBJETIVOS:

GENERAL

Llevar a cabo la implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos SIMECELE en una planta de hidrosulfuración de combustible.

PARTICULARES

1. Aplicar la metodología a seguir para un proceso de implementación de un sistema de administración de integridad mecánica, considerando el caso particular del SIMECELE en una planta de hidrosulfuración de combustible.
2. Establecer el censo de circuitos y unidades de control en los que se puede clasificar un proceso de hidrosulfuración de combustible, así como establecer las variantes de acuerdo a las configuraciones de campo, por ejemplo la instalación de nuevos tramos de tubería, tipos de arreglo, etc.
3. Proponer puntos de mejora en las fases de implementación del SIMECELE.

HIPÓTESIS

La implementación del SIMECELE en una planta hidrosulfuradora de combustible (Diesel) va a garantizar un buen manejo de la información, facilitará la interpretación de los datos de inspección además de predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor por debajo de los límites permisibles para tomar las medidas necesarias con el fin de prevenir fallas.

A través de la experiencia en la implementación del SIMECELE será posible detectar cuáles son las fases que sugieren puntos de mejora.

La homologación de criterios garantizará el cumplimiento de la normatividad vigente y dará lugar a una manera de trabajo paralela en instalaciones de refinación de petróleo.

ALCANCE

Se llevará a cabo la implementación del SIMECELE en la planta hidrosulfuradora de diesel HDD y cubriendo todos los circuitos de proceso de líneas y equipos.

Se cubrirán las actividades de implementación, además de capacitar al personal del centro de trabajo, para así homologar los criterios necesarios, dando cumplimiento

a la normatividad vigente con base en los manuales de implementación desarrollados en la torre de ingeniería para dicho proceso.

JUSTIFICACIÓN

La Seguridad Industrial, Salud y la Protección al Medio Ambiente, es compromiso de funcionarios y empleados de la industria, buscando la eliminación de accidentes, enfermedades laborales y de todo aquello que afecte los procesos productivos y el medio ambiente.

Una de las medidas preventivas que se toman en planta comprende garantizar, mediante inspección técnica, la integridad mecánica de líneas de tuberías y equipos, la cual se ejecuta periódicamente para identificar los mecanismos de deterioro activos y determinar con base a la evaluación si son aptos para las condiciones de operación actuales, estableciendo los programas de la inspección o monitoreo; o en su caso que no son convenientes para operar a las condiciones actuales y, entonces, puedan reclasificarse o remplazarse. Este procedimiento permite asegurar la continuidad del proceso, dar cumplimiento a las regulaciones ambientales en materia de contaminación atmosférica, la reducción de los impactos por fallas operacionales como situaciones de riesgo que deriven en accidentes.

Por lo anterior es necesario considerar el desgaste de tuberías (líneas) y equipos de proceso ya sea por la operación normal de los mismos o por algún otro factor como condiciones ambientales no consideradas o mal diseño del proceso. Ante esta problemática la Facultad de Química de la UNAM desarrolló el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). Este desarrollo tecnológico fue elaborado con objeto de mejorar el control de la información, incrementar la efectividad y eficiencia, en los procesos de inspección técnica de líneas y equipos de proceso.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Seguridad industrial en plantas de refinación

Los principales riesgos en la industria están vinculados a los accidentes, que impactan en la seguridad y salud de los trabajadores; los daños a las instalaciones, pueden perjudicar a regiones enteras, aún más allá de la empresa donde ocurre el siniestro así como de pérdidas económicas y daños al medio ambiente. ⁽²⁾

La seguridad industrial en el concepto moderno significa más que una simple situación de seguridad física, es una situación de bienestar personal, un ambiente de trabajo idóneo, una economía de costos importantes y una imagen de modernización y filosofía de vida humana en el marco de la actividad laboral contemporánea. ⁽²⁾

La prevención de accidentes es un elemento importante para la seguridad industrial. En el diseño y la operación de las plantas, se presta rigurosa atención a la seguridad. Muchas tareas de la industria petrolera requieren que se esté en contacto con equipos o productos potencialmente peligrosos: es crucial que se dé asesoramiento sobre la seguridad, se capacite a los trabajadores y, sobre todo, se promueva la conciencia de la seguridad en todos. Una de las formas para prevenir accidentes en planta es a través de la evaluación de la integridad mecánica de la instalación, esta se determina a partir de trabajos de inspección técnica, los cuales generan información que debe ser administrada y analizada correctamente para que sea útil.

En los últimos años, la industria petrolera ha centrado su enfoque en la administración segura de los procesos, como resultado de las consecuencias derivadas de accidentes catastróficos causados por fallas en el control de equipos y tuberías o por el deterioro de los materiales con los cuales están construidos(as). Cada año, los accidentes graves en la industria petrolera cuestan muchas vidas así como miles de millones de dólares en pérdidas, un importante impacto ambiental y lesiones a los individuos afectados. ⁽²⁾

En México la empresa paraestatal que se encarga de administrar las actividades referidas al petróleo es Petróleos Mexicanos (PEMEX), que en consecuencia de múltiples exigencias de compañías aseguradoras y transnacionales, implantó en Octubre de 1998 al 2005 el Sistema integral para la administración de la seguridad y protección ambiental (SIASPA).

El SIASPA es un medio para dar cumplimiento a la política de seguridad industrial y protección ambiental de PEMEX, garantizando los más altos niveles de seguridad industrial y reduciendo al mínimo aceptable los impactos al medio ambiente, así como protección de la seguridad y salud de todos aquellos que participan de manera directa o indirecta en sus operaciones tales como trabajadores, empleados, contratistas, visitantes y de las comunidades cercanas a los centros de trabajo, además de la protección a las mismas instalaciones.

El Sistema para la Administración Integral de la Seguridad, Salud y la Protección Ambiental (SSPA) recoge las experiencias de éxito acumuladas por el SIASPA de cuya evolución derivó. Su desarrollo inició en el 2006.

El sistema PEMEX-SSPA se integra por 14 subsistemas de los cuales destaca el Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP) para los fines de este proyecto en términos de documentar la inspección técnica.

El SASP se basa en la aplicación de las doce Mejores Prácticas Internacionales en Seguridad, Salud y Protección Ambiental (MPI's), bajo un proceso de disciplina operativa y de aplicación única.

Las doce mejores prácticas internacionales MPI's son las siguientes:

1. Compromiso visible y demostrado.
2. Política de seguridad, salud y protección ambiental.
3. Responsabilidad de línea de mando.
4. Organización estructurada.
5. Metas y objetivos.
6. Altos estándares de desempeño.
7. Papel de la fundación de seguridad, salud y protección ambiental.
8. Auditorías efectivas.
9. Informes y análisis de incidentes.
10. Capacitación y entrenamiento continuo.
11. Comunicaciones efectivas
12. Motivación progresiva.

El subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos se define como la aplicación de controles administrativos (sistemas, procedimientos, auditorías y evaluaciones) a los procesos. Estos controles ayudan al personal a identificar, comprender y controlar los riesgos del proceso y administrarlos para que puedan eliminarse.

La importancia de aplicación de este subsistema deriva de la preocupación y demanda de una buena administración de la seguridad como resultado de las consecuencias derivadas de accidentes catastróficos e impactos al medio ambiente ocasionados por fallas en el control de materiales o sustancias peligrosas.

A continuación se muestra en la tabla 1-1 algunos ejemplos de las consecuencias que derivan de accidentes catastróficos.

Tabla 1-1 Accidentes industriales

Accidentes industriales en el mundo			
Lugar	Año	Evento	Consecuencia
Fixborough (Inglaterra)	1974	Fuga de ciclohexano, por ruptura de una línea de bypass, y posterior explosión.	28 muertes \$292 mm
Tacao (Venezuela)	1982	Incendio en la planta eléctrica durante la carga de combustóleo.	145 muertes, 500 heridos \$70mm
Sn. Juanico (México)	1984	Explosión tipo BLEVE por rotura de tubería de transporte de gas LP.	450 muertes \$25mm
Bhopal (India)	1984	Fuga de isocianato de metilo en una fábrica de pesticidas, ocasionando una nube toxica.	3000 muertes, más de 10000 heridos
Chernobil (Rusia)	1986	Explosión del hidrógeno por sobrecalentamiento del núcleo de un reactor nuclear y posterior contaminación por radiación.	31 muertes, 5000 personas evacuadas 780km ² declarados inhabitables.
Challenger (EU)	1986	Explosión por falla de una junta tórica (junta sellada).	7 muertes, mmd en perdidas
Phillips 66 (EU)	1989	Serie de explosiones ocasionadas por fuga en el reactor de polietileno.	23 muertes \$1000mm
Exxon Valdez (Alaska)	1990	Fuga de petróleo crudo por choque de un barco transportador con arrecife.	Impacto ecológico.
Cactus (Mexico)	1996	Explosión por fuga de gas.	7 muertes, 46 lesionados, \$200md

Dentro de la estructura de este sistema, cada centro de trabajo o instalación que procesa, maneja, transporta, distribuye, entrega, utiliza o almacena sustancias peligrosas, debe desarrollar, implantar y evaluar un programa detallado para la Administración de la Seguridad de sus Procesos, adecuando a su estructura organizacional específica; recursos y necesidades.

1.1.1. Integridad mecánica

En todas las tuberías y equipos pueden irse presentando defectos en forma natural por la operación cotidiana, debido a su contacto con el fluido manejado, las condiciones físicas de suelo y la eficiencia de su protección; esto además de situaciones eventuales de daño causadas por agentes terceros. Lo usual en esto es que cuando ya se atendió un hallazgo o defecto, aparece otra situación y así sucesivamente.

La integridad mecánica se define como un conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de líneas y equipos críticos para que sea mantenida durante toda la vida de la instalación. Cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento, para garantizar que se cumplan las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores e instalaciones del centro de trabajo. ⁽³⁾

Un Sistema de Integridad Mecánica bien definido debe asegurar la continuidad del proceso, la reducción de los impactos por fallas operacionales como situaciones de riesgo que deriven en accidentes y cumplimiento a las regulaciones ambientales en materia de contaminación atmosférica. ⁽⁴⁾

El elemento de la integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad cubre la vida de las instalaciones desde la fase de diseño, fabricación, instalación o construcción, operación y mantenimiento hasta su desmantelamiento. La Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad se enfoca en asegurar que la integridad de un sistema que contenga sustancias peligrosas sea mantenida durante la vida de la instalación. Los elementos que conforman o componen la Integridad Mecánica son los siguientes:

- Aseguramiento de la Calidad de equipos.
- Procedimientos de Mantenimiento
- Capacitación de Mantenimiento
- Control de Calidad de Materiales de Mantenimiento y Partes de Repuesto
- **Inspecciones y Pruebas**
- Reparaciones y Modificaciones
- Ingeniería de Confiabilidad
- Auditorias

Los temas de mantenimiento preventivo y predictivo son importantes y necesarios para asegurar la confiabilidad de una operación segura. Tales programas ayudan a

prevenir fallas prematuras y ayudan a asegurar la operabilidad de un sistema requerido para el control de una emergencia.

Apoyándonos en el Sistema de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad podremos asegurar la calidad de los equipos nuevos, identificando los sistemas, equipos o componentes críticos. Identificando todos aquellos procedimientos de habilidades comunes o específicos además de capacitar al personal de mantenimiento para garantizar que la tarea de mantenimiento sea segura y pueda mantener la operación de los equipos en forma correcta y confiable, además de utilizar materiales y partes de repuesto con un control de calidad.

Se identifican las áreas de mejora, al ejecutar inspecciones y pruebas (como medición de espesores entre otras), analizando los datos de desempeño y fallas de los equipos para hacer las mejoras necesarias y poder incrementar la confiabilidad de los equipos.

Una de las medidas preventivas que se toman en planta comprende garantizar mediante inspección técnica, la integridad mecánica de líneas de tuberías y equipos, la cual se ejecuta periódicamente para identificar los mecanismos de deterioro activos y determinar, con base a la evaluación, si son aptos para las condiciones de operación actuales, estableciendo los programas de la inspección o monitoreo; o en su caso que no son conveniente para operar a las condiciones actuales, y entonces puedan reclasificarse o remplazarse.

Pueden ser empleadas varias técnicas para ganar un mejor entendimiento de los defectos, mismas que pueden ser divididas en los siguientes grupos.

- Inspección visual
- Monitoreo de espesores
- Detección de imperfecciones
- Identificación de la aleación.
- Detección de fugas
- Pruebas de dureza
- Pruebas destructivas

Los puntos que se cubren generalmente son los siguientes:

1. Establecer un programa de Inspecciones y Pruebas.
 - 1.1 Desarrollar un equipo de trabajo para relacionar el programa con las metas.

- 1.2 Auditar las prácticas actuales que soportan el programa.
- 1.3 Desarrollar un programa de Inspecciones y Pruebas.

2. Identificar o Establecer Procedimientos de Inspecciones y Pruebas.

- 2.1 Identificar los procedimientos de Inspecciones y pruebas requeridos por los códigos y estándares.
- 2.2 Determinar si el equipo o medio ambiente de trabajo requieren procedimientos específicos.
- 2.3 Desarrollar procedimientos específicos como sean necesarios.

3. Establecer la frecuencia de Inspección.

Cada Centro de Trabajo es responsable de establecer la frecuencia de las pruebas, basándose en la experiencia que tiene del deterioro como resultado de las condiciones de operación y los records del fabricante del equipo nuevo.

Si se espera que haya corrosión entonces la frecuencia de inspecciones internas está en función del promedio de corrosión esperado.

4. Establecer un Sistema para Mantener Registros (Base de Datos)

- 4.1 Identificar los métodos de registro de datos del lugar.
- 4.2 Determinar el mejor método de registro de datos.
- 4.3 Determinar la responsabilidad para el registro de resultados.
- 4.4 Si es necesario, mejorar la calidad del sistema de registro y manejo de datos.

5. Ejecutar las Inspecciones y Pruebas.

- 5.1 Revisar con los inspectores el programa de las Inspecciones y Pruebas y sus procedimientos.
- 5.2 Verificar la calidad de los inspectores.
- 5.3 Documentar los resultados y completarlos con los criterios de aceptación.
- 5.4 Indicar conformidad o no conformidad.

6. Modificar el programa de Inspecciones y Pruebas según Autoevaluación

6.1 Evaluar cada elemento del programa de inspecciones y pruebas.

6.2 Modifique el programa de Inspecciones y Pruebas.

6.3 Documentar los cambios.

Los trabajos de inspección requieren de una estructuración sistemática, la cual depende de un fundamento legal que sustente el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores. En México, la seguridad en los centros de trabajo donde se realizan operaciones o procesos con sustancias químicas queda sujeta a las disposiciones establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas elaboradas por la Secretaría de Trabajo y Previsión Social, que toman como mejores prácticas las incluidas en los códigos API por la mayor experiencia en la que están basadas, estos son:

API-510 edición 2006 para recipientes sujetos a presión.

API-570 edición 2006 para sistemas de tuberías.

API-653 edición 2008 para tanques atmosféricos.

El 14 de enero del 2005 la Secretaría de Trabajo y Previsión Social de México, publicó en el diario oficial de la federación, la Norma NOM- 028 -STPS-2004 (Organización del Trabajo- Seguridad en los procesos de sustancias Químicas); esta entro en vigor 365 días después, es decir 14 enero 2006.

Esta norma señala todos los elementos necesarios para mantener la seguridad de los procesos que manejan sustancias químicas, la parte que es de interés para este proyecto hace énfasis en integridad mecánica, de la cual se establecen los requerimientos para mantener las condiciones seguras en la operación, mantenimiento y calidad de los dispositivos empleados en un proceso químico.

Establece que cada centro de trabajo puede desarrollar y llevar a cabo los procedimientos escritos enfocados a mantener la integridad mecánica de los procesos y conjuntamente la documentación de todas las actividades que se realicen y los resultados obtenidos para así revisar y corregir las desviaciones detectadas.

Los requerimientos de integridad mecánica en esta norma pueden aplicar a:

- Tanques de almacenamiento y recipientes presurizados.

- Sistemas que operan cuando hay necesidad de efectuar paros de emergencia.
- Dispositivos y sistemas de alivio y venteo.
- Protección en el proceso tales como: controles, enlaces de protección, sensores y alarmas.
- Sistemas de bombeo y tubería, incluyendo componentes como válvulas.
- Aseguramiento de la calidad y materiales de construcción.
- Programas de mantenimiento preventivo.
- Tanques atmosféricos para almacenamiento.

La documentación de los resultados de las inspecciones y pruebas se recomienda de la siguiente forma:

- Fecha de la inspección o prueba.
- Nombre de la persona que desarrolla la prueba o inspección.
- Identificación del equipo.
- Descripción del trabajo desarrollado.
- Límites de aceptación o criterios, así como resultados de las pruebas o inspecciones.
- Etapas requeridas y que se siguieron para corregir las deficiencias encontradas fuera de los límites aceptables.
- Cálculo de vida remanente y límites de retiro.

El buen desempeño sobre la Seguridad Industrial y Protección Ambiental es responsabilidad de todos los obreros, empleados, funcionarios y directivos de los centros de trabajo. Los mandos medios y directivos serán responsables de la conducción y cumplimiento de los objetivos y, contarán con la autoridad requerida para desarrollar y aplicar los mecanismos necesarios para su logro. Cada empleado en forma individual y colectiva deberá aceptar su responsabilidad en cuanto a la administración y manejo de la Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

En la norma NOM-020-STPS-2002 se establecen los requisitos mínimos para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y calderas en los centros de trabajo.

Las condiciones mínimas de seguridad de los equipos se estructuran para prevenir de riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones. Estas condiciones se clasifican como fiscales, operativas y documentales. Para nuestro caso de estudio las condiciones documentales son de interés dado que mencionan la aplicación de los procedimientos para las medidas de seguridad y los datos e información documental como las siguientes:

- a. Condiciones de operación, para:
 - 1. El arranque y paro seguro de los equipos;
 - 2. La atención de emergencias;
 - 3. La capacitación y adiestramiento requeridos por el personal operador;
 - 4. El uso de los instrumentos de medición;
 - 5. Los valores de los límites seguros de operación y los transitorios relevantes;
 - 6. El registro de las actividades;
 - 7. La conservación de esta información;

- b. Condiciones de mantenimiento, para:
 - 1. Definir la periodicidad y el alcance del mantenimiento preventivo;
 - 2. La capacitación y adiestramiento requerido del personal designado para efectuarlo;
 - 3. El uso de instrumentos de medición;
 - 4. Implementar las medidas de seguridad de las actividades de reparación y mantenimiento;
 - 5. El registro y su conservación, de las actividades realizadas;

- c. Condiciones de revisión, para:
 - 1. Los requisitos de seguridad en el acceso a los equipos, cuando aplique;
 - 2. La frecuencia de las revisiones;
 - 3. La capacitación y adiestramiento requeridos del personal que realice la revisiones;
 - 4. El uso de instrumentos de medición en las actividades de revisión;
 - 5. Registrar los reportes de resultados de las revisiones;
 - 6. La conservación de ésta información.

1.1.1.1. Mecanismos de daño y ensayos no destructivos (END)

Un ensayo no destructivo (END), es aquel que se realiza con el fin de detectar mecanismos de daños presentes en tubería o equipos de proceso sin que estos sufran algún cambio en sus propiedades fisicoquímicas. Para una planta de refinación, los END más comunes son los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1-2 END utilizados en plantas de refinación

END	Defectos que detecta	Ventajas	Límites
Radigrafía	Fracturas internas, bolsas de gas	Registros permanentes, detecta fallas pequeñas y es efectivo para analizar defectos en soldaduras.	Es cara y poco práctica para geometrías complejas
Visual	Daños mecánicos externos, fugas, deformaciones.	Es sencilla de aplicar y un buen complemento a otros END	Puede detectar solamente aquello que es visible.
Líquidos penetrantes	Defectos superficiales que no son fácilmente observables como grietas o porosidad	Se puede usar en materiales férricos y no férricos y su aplicación es más simple que la radiografía o ultrasonido.	Puede detectar solo defectos superficiales.
Partículas magnéticas	Agrietamiento, porosidad.	Puede detectar fallas hasta de 6mm (1/4 in) por debajo de la superficie del material.	No puede ser utilizada en materiales no férricos
Ultrasonido	Fallas por debajo de la superficie	Puede ser utilizada para determinar espesores de pared en tuberías y equipos y sustituye a la radiografía donde esta no sea práctica	El equipo debe ser constantemente calibrado y usado correctamente para dar datos confiables

A parte de realizar END sobre los componentes de la instalación para detectar fallas, es importante considerar la naturaleza del material y los posibles cambios fisicoquímicos a los que puede estar sujeto debido a fuerzas externas (como vibraciones o cargas) o por reacción con el fluido que manejen. Para esto, se puede hacer uso de guías como la ASME (ASM Handbook Vol. 11, Failure Analysis and Prevention) o API (API 571) que incluyen una lista de definiciones de mecanismos de daños más comunes para plantas de refinación; así como la norma GAPSI-IT-209 que incluye recomendaciones generales al respecto de la naturaleza de los materiales y sus posibles mecanismos de daños. En el anexo 1, se puede consultar una lista con la definición de varios mecanismos de corrosión tomadas de estos códigos.

1.1.1.2. Requisitos del personal en términos de la normatividad aplicable.

Todo el personal encargado de realizar estas actividades debe de estar capacitado y certificado con nivel II ó III de acuerdo a la práctica recomendada SNT-TC-1^a

(Práctica Recomendada para la Calificación y Certificación de personal en ensayos no destructivos) o la Norma Mexicana NMX B-482 (Capacitación, Calificación y Certificación de personal en ensayos no destructivos).

Seguridad salud y protección ambiental.

- El personal que ejecuta la inspección deberá portar su equipo de protección personal adecuado al trabajo a realizar (altura, espacios confinados, agua, apertura de líneas, eléctricos, etc).
- Los permisos de trabajo se deben tramitar de acuerdo a los trabajos a realizar y prever y solicitar el equipo para trabajos en altura (escaleras, andamios, grúa, etc), y de acuerdo a su respectiva orden SAP o equivalente.
- Antes de realizar cualquier trabajo de inspección para medición de espesores en tuberías y/o equipos se deben de tomar las medidas de seguridades generales y específicas de acuerdo al riesgo inherente, aplicando los procedimientos de seguridad y tramitando oportunamente los permisos de trabajo con riesgo.

1.2. MARCO NORMATIVO

Los trabajos para inspección técnica se llevan a cabo mediante el uso de herramientas que contienen prácticas recomendadas, de carácter normativo, las cuales pretenden guiar a los centros de trabajo en los procedimientos y actividades ejecutables para estos fines.

El sistema de inspección preventiva de espesores es un instrumento que permite predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles, que puedan afectar la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos. Este sistema se basa en las siguientes guías y consta de los puntos que se describen brevemente a continuación:

- DG-SASIPA-IT-0204_rev. 7_Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.
- GPEI-IT-0201 Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.
- GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.

- DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación.
- GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
- DG-ASIPA-IT-00008 Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.

1.2.1. Análisis de DG-SASIPA-IT-0204

Este documento orienta de manera sistemática, cuales son los procedimientos para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores; estos son de aplicación general y de observancia obligatoria en todos los centro de trabajo del Organismo de PEMEX Refinación que cuenten con instalaciones industriales”.

Las prácticas que se describen en esta guía son el fundamento para los fines de este proyecto, por tal razón es importante presentar un análisis exponiendo las actividades y criterios esenciales para la integración de un sistema de inspección preventiva de espesores.

1.2.1.1. Secuencia para el registro, análisis y programación preventiva de espesores.

Los trabajos de medición de espesores y los correspondientes análisis de la estadística, contribuyen un proceso cíclico, ya que cada uno aporta los datos necesarios para la ejecución del siguiente, tal como se describe a continuación:

- Los datos obtenidos en la medición, se registran en el formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-2, en el que se recopila la información junto con la de anteriores mediciones. El conjunto de estos registros constituyen el “Registro de medición de espesores”.
- Se analizan los datos registrados, obteniéndose la información de velocidad de desgaste estadístico, fechas de próxima medición y retiro probable, con la cual se estima cuando deben reemplazarse las piezas de acuerdo a su vida útil, para este paso se utiliza el formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-3 “Registro del análisis de la medición de espesores”.
- Con la información obtenida del análisis, del SIMECELE o equivalente, se procederá a registrarlos en una base de datos (Excel), la cual estará en un portal electrónico y será la auditable, formato DG-SASIPA-IT-0204-4.
- Cada mes se debe revisar la base de datos para ver que unidades de control les toca medir sus espesores, preparando los diagramas de inspección de líneas o equipos programados, lo anterior de acuerdo al programa de

medición de espesores establecido de acuerdo al formato DG-SASIPA-IT-0204-1.

- Al ejecutar en campo el programa de medición se generan nuevos datos, los que al registrarse se consideran para repetir el nuevo ciclo.

1.2.1.2. Integración de la estadística de medición preventiva de espesores.

Se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipo en cada una de las instalaciones de PEMEX Refinación y se agruparán por planta, y esta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales.

La forma de agrupar secciones que definan un desgaste más homogéneo se explica en la figura 1-1.

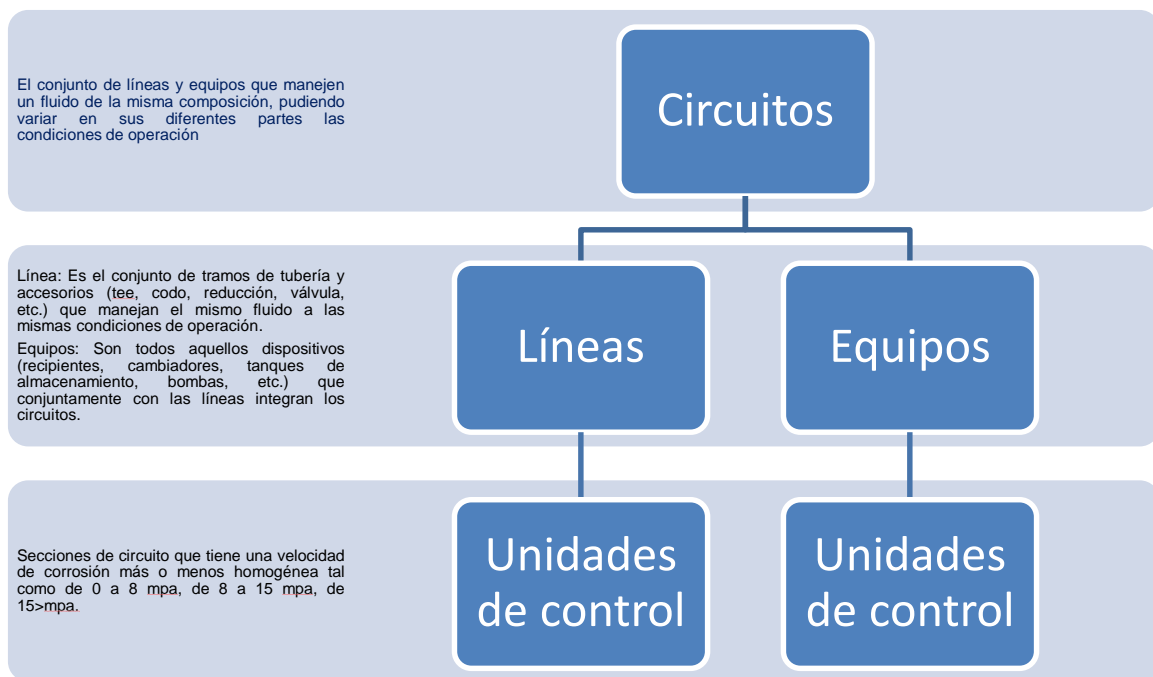


Figura 1-1 División de elementos de una planta para inspección técnica

1.2.1.3. Información necesaria para una Unidad de control

Definidas las unidades de control, se representarán en diagramas de inspección técnica, los cuales van a constituir los dibujos para inspección. Se les asignará un número o identificación secuencial a cada unidad de control de acuerdo de la dirección del flujo.

- Los diagramas de inspección técnica de las líneas y equipos, se elaborarán indicando claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo y/o lógico, los cuales además deben contener un recuadro con datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente, aislamiento (frío o caliente), como información mínima. En la figura 1-2 se muestra un ejemplo de un dibujo de inspección técnica:

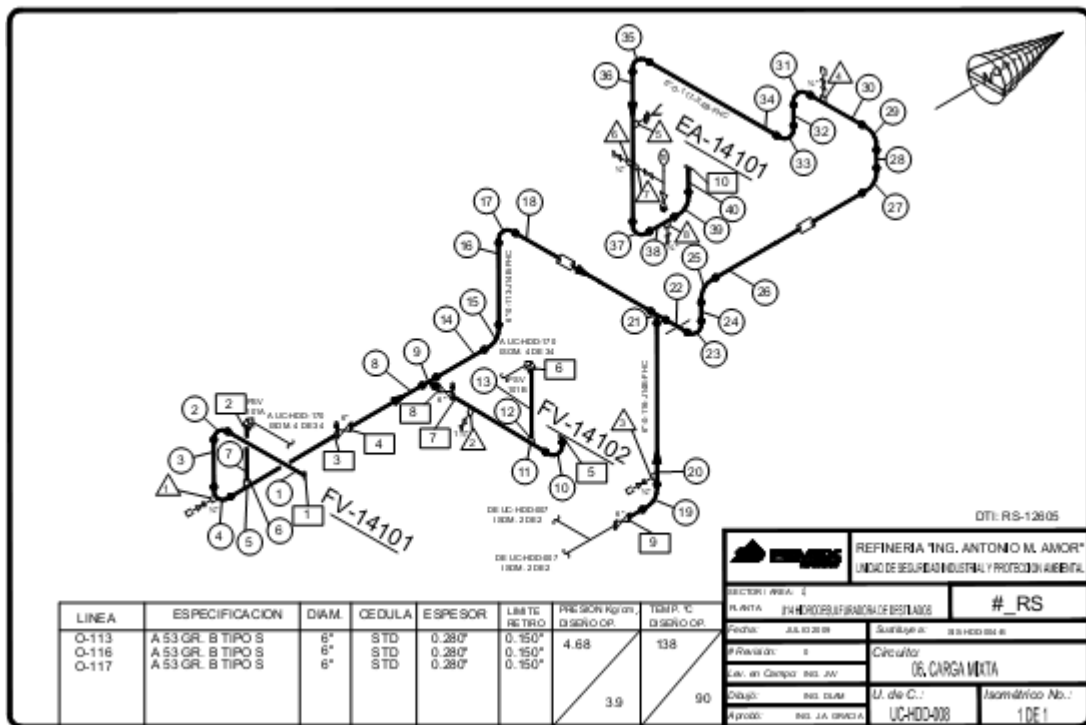


Figura 1-2 Diagrama de inspección técnica de la planta Hidrodesulfuradora de Diesel.

- Todos los diagramas de inspección técnica estarán orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
- Los arreglos de niplería de las tuberías y equipos, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un triángulo. Como se muestra en la figura 1-3.

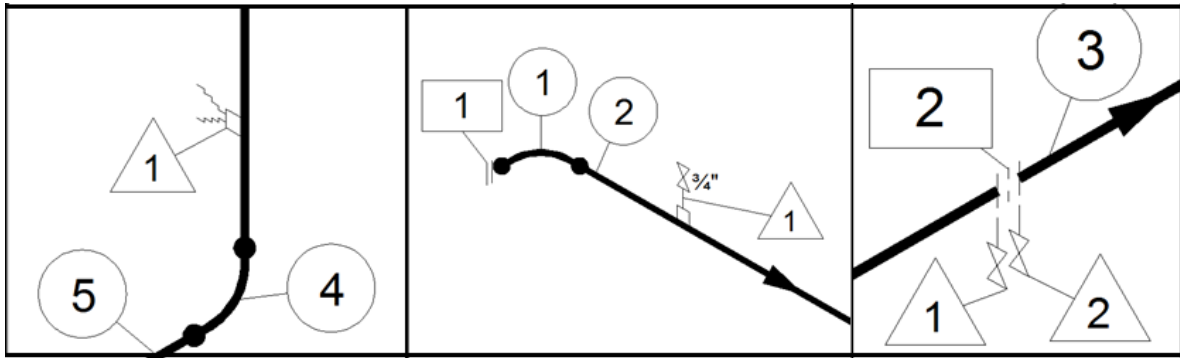


Figura 1-3 Ejemplos de numeración de Niveles de Niplería.

- Los arreglos de tornillería, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un rectángulo como se muestra en la figura 1-4.

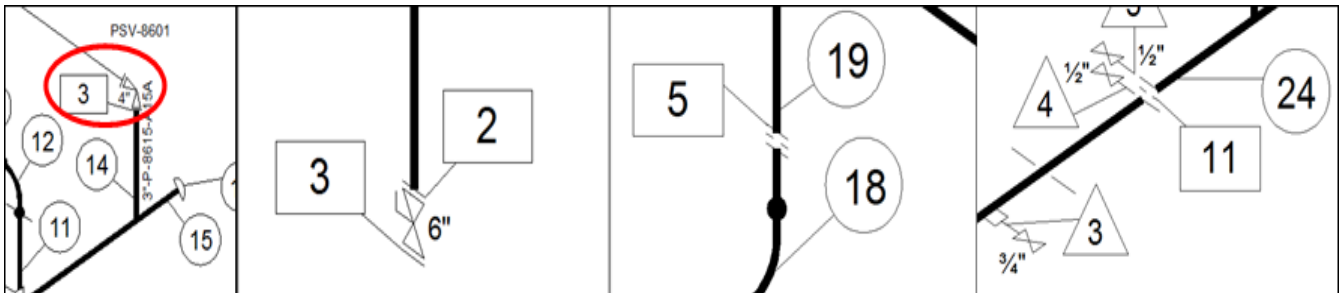


Figura 1-4 Ejemplos de numeración de Niveles de Tornillería

- Hoja con el “Registro de medición de espesores” (formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-2) para cada uno de los dibujos. En estos formatos se registran los espesores obtenidos.
- Hoja de “Registro del análisis de la medición de espesores” (formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-3), con datos tales como: velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

Cada unidad de control debe contar con un registro de inspecciones, estas deben de llevarse a cabo cada determinado tiempo el cual lo determinará las velocidades de desgaste. Los periodos de calibración de tornillería y niplería son los mismos que los de la unidad de control donde van armados, por lo tanto, para cada unidad de control se debe realizar lo siguiente:

A. Medición de espesores. La medición de espesores de pared consiste en medir el espesor de pared por medios ultrasónicos, radiográficos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos. Una inspección mediante la medición del espesor de pared se realiza para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la unidad de control. Las inspecciones se llevan a cabo por cada nivel de tubería o equipo, el cual estará constituido por el conjunto de posiciones donde se mide el espesor de pared.

En el caso de las líneas, su posición respecto al norte de construcción de la planta determina la orientación de los puntos de medición de espesores de cada nivel como se presentan de la figura 1-5 a 1-7.

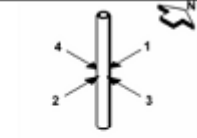
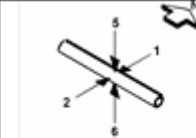
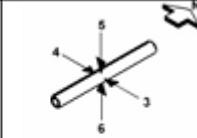
Dibujo			
Notación con letras	N,S,O,P	N,S,A,B	O,P,A,B
Notación con números	1,2,3,4	1,2,5,6	3,4,5,6

Figura 1-5 Identificación de puntos de medición en tramo de tubería

Dibujo			
Notación con letras	N,X,O,P	N,X,A,B	O,X,A,B
Notación con números	1,0,3,4	1,0,5,6	3,0,5,6
Dibujo			
Notación con letras	X,S,O,P	X,S,A,B	X,P,A,B
Notación con números	0,2,3,4	0,2,5,6	0,4,5,6
Dibujo			
Notación con letras	1,2,0,4	1,2,0,6	3,4,0,6
Notación con números	N,S,X,P	N,S,X,B	O,P,X,B
Dibujo			
Notación con letras	N,S,O,X	N,S,A,X	O,P,A,X
Notación con números	1,2,3,0	1,2,5,0	3,4,5,0

Figura 1-6 Identificación de puntos de medición en tees

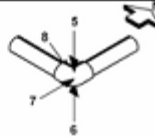
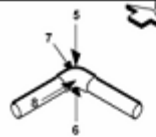
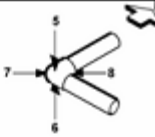
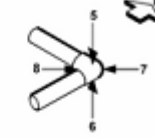
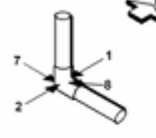

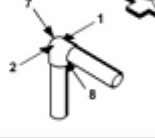
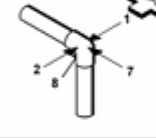
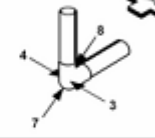
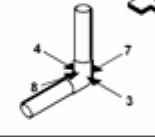
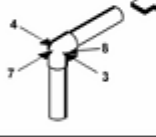
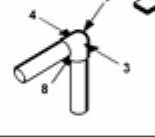
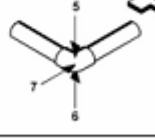
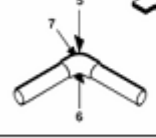
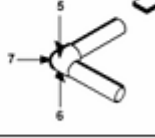

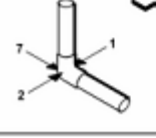

Dibujo			
Notación con letras	A, B, C, G	A, B, C, G	A, B, C, G
Notación con números	5, 6, 7, 8	5, 6, 7, 8	5, 6, 7, 8
Dibujo			
Notación con letras	A, B, C, G	N, S, C, G	N, S, C, G
Notación con números	5, 6, 7, 8	1, 2, 7, 8	1, 2, 7, 8
Dibujo			
Notación con letras	N, S, C, G	N, S, C, G	O, P, C, G
Notación con números	1, 2, 7, 8	1, 2, 7, 8	3, 4, 7, 8
Dibujo			
Notación con letras	O, P, C, G	O, P, C, G	O, P, C, G
Notación con números	3, 4, 7, 8	3, 4, 7, 8	3, 4, 7, 8
Dibujo			
Notación con letras	5, 6, 7, 0	5, 6, 7, 0	5, 6, 7, 0
Notación con números	A, B, C, X	A, B, C, X	A, B, C, X
Dibujo			
Notación con letras	5, 6, 7, 0	1, 2, 7, 0	1, 2, 7, 0
Notación con números	A, B, C, X	N, S, C, X	N, S, C, X

Figura 1-7 Identificación de puntos de medición en codos.

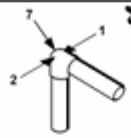
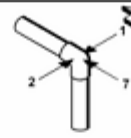

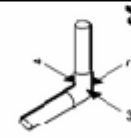
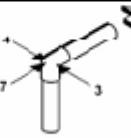
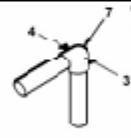
Dibujo			
Notación con letras	1,2,7,0	1,2,7,0	3,4,7,0
Notación con números	N,S,C,X	N,S,C,X	O,P,C,X
Dibujo			
Notación con letras	3,4,7,0	3,4,7,0	3,4,7,0
Notación con números	O,P,C,X	O,P,C,X	O,P,C,X

Figura 1-8 (cont.) Identificación de puntos de medición en codos.

Para equipos, el número de puntos de medición por cada nivel dependerá del diámetro del equipo (ver tabla 1-3).⁽⁵⁾

Tabla 1-3 Número de puntos de medición de acuerdo con el perímetro.

Perímetro				Puntos por nivel
Desde		Hasta		
cm	plg	cm	plg	
Menor	Menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	238	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	Mayor	Mayor	24

- B. Inspección visual de tubería. Se realiza para determinar la condición externa de la tubería, del sistema de aislamiento, de la pintura y del recubrimiento, y de accesorios asociados; y para detectar cualquier signo de desalineamiento, vibración y fugas. Este procedimiento se basa en los aspectos de inspección englobados en un check list.

El desgaste puede ser originado por la formación de productos de corrosión en la superficie de contacto con el soporte de la tubería, de ser así, probablemente se requiera remover el soporte para inspección, por tal razón, las inspecciones externas deben incluir la revisión de la soportería de la tubería. Estos soportes incluyen las piernas "fantasma" de soportes

verticales y piernas fantasma horizontales para verificar que no se han llenado de agua en el caso de la primera, y para el segundo caso será para determinar cualquier desplazamiento que pueda causar humedad en la superficie externa de los componentes de la tubería.

Es importante la revisión de las tuberías en las zonas ubicadas, en pasos inferiores o en trincheras, buscando daños por corrosión exterior principalmente en el área inferior de las mismas.

Para mayor información acerca de los mecanismos de corrosión se puede consultar la guía GPASI-IT-0209, el código API 571 Damage Mechanism Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry (Mecanismos de daño que afectan el equipo reparado en industrias de refinación) o el Apéndice G del código 579 Fitness-for service denominado Deterioration and Failure Modes (Deterioro y modos de falla).

- C. Revisión de tornillería de la unidad de control. El objetivo de esta práctica es evaluar el estado físico de la tornillería, de las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas. Debido a que la agresividad del medio ambiente en cada lugar es variable, los periodos de revisión no son iguales, debiendo ser más cortos en aquellos centros de trabajo donde sea mayor la corrosión exterior. Para fijar criterios generales las revisiones deben hacerse de acuerdo con lo establecido en la tabla 1-4.

Tabla 1-4 Grados de corrosión en inspección de tornillería. (6)

Grado de corrosión	Descripción	Periodo de revisión
1) Leve	Se observan oxidados en la cuerda del esparrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 Años
2) Moderada	Se observan depósitos de corrosión en algunas partes del esparrago y los hilos de la rosca se ven con desgaste, pero todavía con profundidad suficiente.	4 Años
3) Alta	El esparrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver todos los hilos.	3 Años
4) Severa	El esparrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y por supuesto los hilos de la rosca ya no existen.	2 Años

Se inspeccionan visualmente los espárragos, tornillos y tuercas para determinar el grado de corrosión exterior que presentan, calificándola de acuerdo a la tabla 3. En caso de que el material tenga adheridos productos de la corrosión, se limpian estos para poder ver el estado de la cuerda. Se determina además si faltan o no tornillos o tuercas, si son todos de las medidas de diseño, etc.

Tomando como base el resultado de la inspección, se solicita el cambio de todos los tornillos y tuercas que se hayan encontrado con corrosión severa y alta.

Durante la revisión, también se toma nota de los espárragos faltantes, de los instalados con diámetros y longitudes inadecuadas y en general, de cualquier anomalía referente a su instalación para su corrección.

Los resultados obtenidos de la inspección se anotan y registran en el formato GPASI-1-94⁽⁵⁾, acompañado del dibujo del equipo o diagrama de inspección técnica de tubería correspondiente.

- D. Revisión de niplería de la unidad de control. Los periodos de inspección de la niplería son los mismos que las unidades de control a las que integran; es decir, al calibrar una unidad de control ya sea de líneas o equipos, al mismo tiempo se calibrará su niplería. Se hace excepción a lo anterior a aquellos arreglos cuyas determinaciones de desgaste acusen una velocidad mayor a la registrada en líneas o equipos donde van armados. En este caso, los periodos de inspección de niplería serán dictados de acuerdo a su propio desgaste.

La inspección de niplería no solo cubre la medición de espesores, también la inspección visual de cada uno de los componentes de los arreglos básicos a fin de verificar el estado de los mismos y que estén contruidos y armados de acuerdo a la “Norma para la Instalación de Niplería en Líneas y Equipos de Proceso” ⁽⁷⁾. Todos los datos de la revisión, deben registrarse en los formatos que se adjuntan para cada arreglo básico autorizados por la misma norma, los cuales se muestran a continuación:

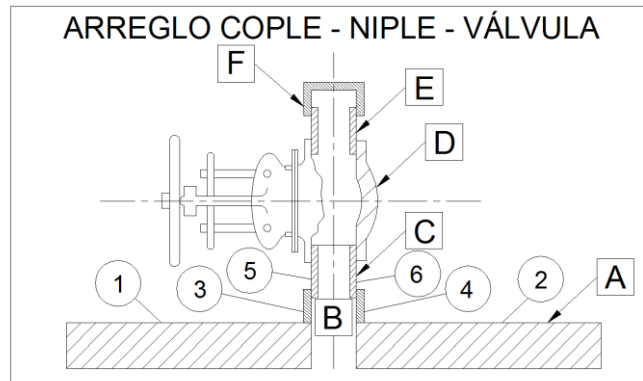


Figura 1-9 Arreglo Cople–Niple–Válvula (formato–SGIT–1–87).

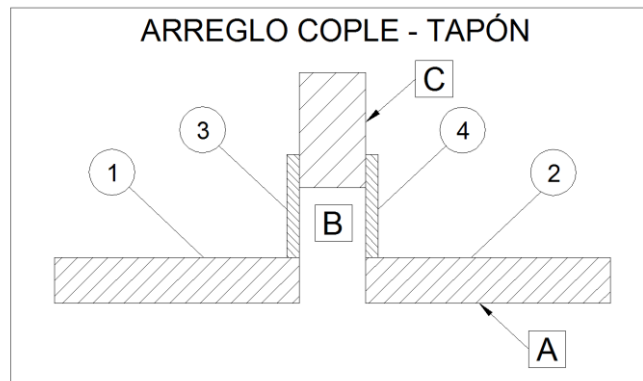


Figura 1-10 Arreglo Cople - Tapon

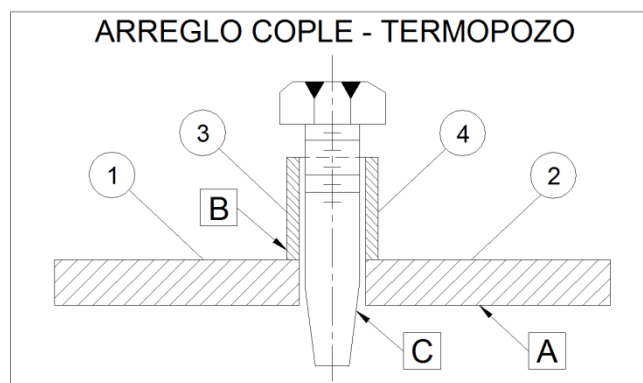


Figura 1-11 Arreglo Cople–Termopozo (formato SGIT–1–89).

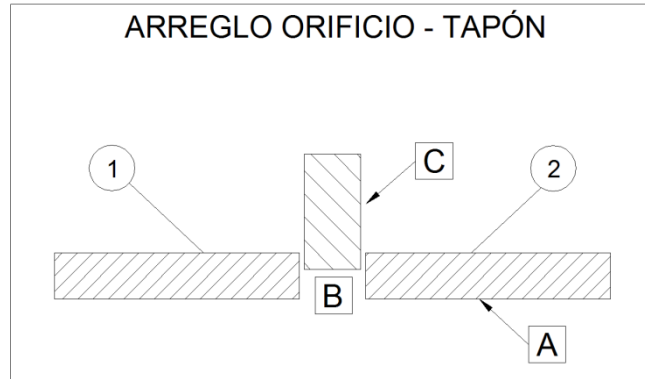


Figura 1-12 Arreglo Orificio-Tapón (formato SGIT-1-90).

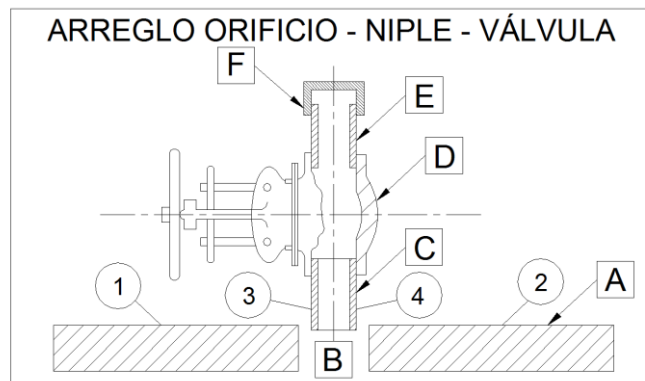


Figura 1-13 Arreglo Orificio-Niple-Válvula (formato SGIT-1-91).

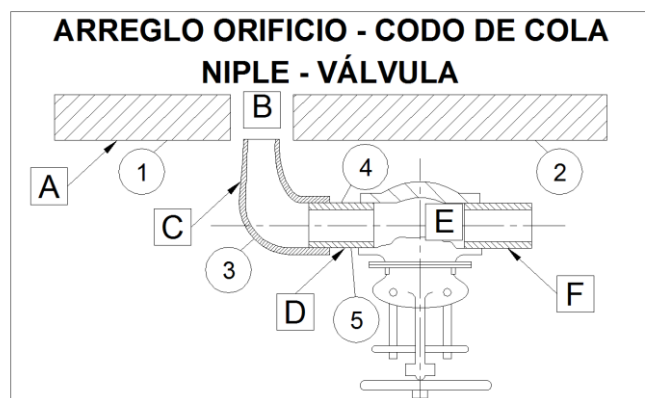


Figura 1-14 Arreglo Orificio-Codo de Cola-Niple-Válvula (formato SGIT-1-92).

Fundamentalmente las características de construcción que se necesitan comprobar en el campo en los arreglos básicos de niplería son:

- Espesores, cédulas o "librajes" (límites de presión).
- Longitud de nipples y coples (medios coples).
- Construcción y estado físico de las cuerdas (hembras y machos)
- Materiales.
- Estado físico en general de cada pieza.
- Estado de las soldaduras.
- Tipos de tapones y bolsas termopozo.

1.2.1.4. Preparativos para la medición de espesores.

- Cada mes se debe revisar el programa de medición de espesores, y por cada planta, unidad de proceso o instalación donde corresponda medir en ese lapso, se preparará un juego de diagramas de inspección técnica y/o dibujos de equipo, mismo que debe usarse para localizar los niveles de medición. Esto constituirá el plan de medición de espesores.
- Unidades de control críticas.
 - Las unidades de control críticas, son todas aquellas que tengan una velocidad de desgaste mayor de 15 mpa promedio.
 - Para establecer la velocidad de desgaste de una unidad de control, con objeto de determinar su criticidad, el análisis debe hacerse a partir de los valores de dos mediciones completas al 100% de sus puntos y dichas mediciones deben haberse efectuado con un intervalo mínimo de un año entre ellas.
 - Cuando no se tenga información sobre la velocidad de desgaste, se consideran como críticas aquellas unidades de control que de acuerdo con su historial, hayan presentado problemas de desgaste habiendo tenido que repararse o reponerse o se tomará como ejemplo plantas similares de la propia Refinería o de otras.
 - En el caso de plantas nuevas debe considerarse el comportamiento de unidades de control equivalentes de otras plantas similares.
- Realizar un censo con todos los equipos de medición de espesores, en el cual, se establecerá un programa de mantenimiento preventivo, calibración y certificación de su sistema, con la finalidad de mantenerlos disponibles y confiables; incluyendo los patrones de calibración.
- El equipo de inspección es una de las partes fundamentales para la confiabilidad de los resultados, por lo que cuando menos una vez al año se

deberá revisar, calibrar y certificar su sistema en forma obligatoria, o antes si así es requerido, por un laboratorio de calibración acreditado por una entidad de acreditación autorizada (NOM-013-SEDG-2002/NOM-020-STPS-2002).

- La medición de todas las unidades de control, críticas o no críticas, debe de efectuarse siempre al 100%, es decir, deben incluirse todos los puntos de control, cada vez que como resultado del análisis tengan que ser medidos los espesores de la línea o unidad de control de que se trate.
- Con el juego de dibujos ya preparado se efectúa la medición en campo. En caso de no coincidir el dibujo con lo existente en campo, se modificará utilizando el sistema de dibujos que tiene el SIMECELE.

1.2.1.5. Análisis preliminar de espesores

El análisis preliminar de los espesores medidos, debe efectuarse inmediatamente, de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a las instrucciones.
- Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponda y con el valor de la medición anterior, con objeto de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de los valores “disparados” a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos “disparos”.
- Las señales dudosas o negativas en el equipo, deben investigarse para comprobar el buen funcionamiento de éste y así obtener los datos correctos. Se verifica lo siguiente:
 - El buen funcionamiento del equipo ultrasónico.
 - La calibración del equipo ultrasónico.
 - Las dimensiones y calibración del patrón de referencia.
 - La temperatura de la prueba ultrasónica.
 - El personal examinador.
- La persona que realice la medición de espesores, debe informar de inmediato al responsable de Inspección Técnica de la instalación, comunicando las desviaciones detectadas (espesor cercano o por debajo del límite de retiro, otro mecanismo de daño, etc.) para su análisis, toma de decisiones, generación de recomendaciones y reporte.
- Los resultados de las mediciones realizadas, las cuales resulten por debajo del Límite de Retiro establecido, deben de ser verificados antes de la toma de decisiones.

1.2.1.6. *Análisis estadístico formal.*

- El análisis estadístico formal, es el que se lleva a cabo matemáticamente, para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición, y fecha de retiro probable, de una unidad de control.
- La cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control, será de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable.
- El responsable de inspección y seguridad, de inmediato debe realizar el análisis estadístico formal de las mediciones haciendo uso del formato “Registro del análisis de la medición de espesores” DG-SASIPA-IT-0204-3. Este análisis se lleva a cabo mediante el Software de administración de las mediciones de espesores (SIMECELE) o equivalente siguiendo la secuencia de la memoria de cálculo siguiente:
- Discriminación de valores de espesores no significativos.
Se debe revisar el registro de mediciones, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos, para lo cual se debe observar lo siguiente:
 - a. Se eliminan todos los valores que excedan en más del 5%, de la anterior calibración. Los valores que presenten un incremento de espesor de 0 al 5% tendrán una velocidad de corrosión de 0.
- Cálculo de la velocidad de desgaste por punto (d).
 - a. Obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control (norte con norte, sur con sur, 1 con 1, 2 con 2, etc.) utilizando para ello el formato DG-SASIPA-IT-0204-2.
 - b. Para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición. Con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles.
 - c. En el análisis, se consideran todas las parejas de valores de espesor, incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero”, ya sea por engrosamiento, o por que no exista desgaste.
 - d. La velocidad de desgaste por punto debe calcularse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$d = \frac{ei-ef}{ff-fi} \quad \text{Ecuación 1-1}$$

Donde:

d = Velocidad de desgaste del punto [mpa].

ff = Fecha de la medición más reciente - ef [años].

fi = Fecha de medición anterior - ei [años].

ei = Espesor obtenido en la fecha fi [mils].

ef = Espesor obtenido en la fecha ff [mils].

Nota: [mils] Milésimas de pulgada.

- e. Los valores de desgaste por punto obtenidos, se anotan en la columna correspondiente al formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-2.
- Cálculo de la velocidad de desgaste promedio (Dprom) y la velocidad máxima ajustada (Dmax).
 - a. La velocidad de desgaste promedio (Dprom) y la velocidad máxima ajustada (Dmax) debe calcularse de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$D_{prom} = \frac{d_1+d_2+d_3+\dots+d_n}{n} \quad \text{Ecuación 1-2}$$

$$D_{max} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}} \quad \text{Ecuación 1-3}$$

Donde:

d1, d2, d3, ..., dn = 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.

Dprom = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa].

Dmáx. = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa].

- b. El valor (Dmax) se anota en la columna “velocidad de desgaste” del formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-3.
- Determinación del origen de la desviación de los valores de espesores obtenidos respecto al promedio general.
 - Si los análisis hechos con anterioridad indican variación en la velocidad de desgaste, se considera el siguiente criterio:
 - i. Cuando el cambio sea en el sentido de aumentar la velocidad de desgaste, se toma en cuenta el valor obtenido en el análisis actual.
 - ii. Cuando el cambio sea en el sentido de disminuir la velocidad de desgaste, 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. Estos valores se comparan con las velocidades de desgaste puntuales ya asentadas en el formato tipo DG-SASIPA-IT-0204-2, tomándose nota de aquellas velocidades de desgaste que sobrepasen apreciablemente el valor promedio. Sin embargo, cabe aclarar que las fechas de próxima medición y fechas de retiro probables, se calculan con el valor de velocidad de desgaste obtenido en el análisis anterior, hasta comprobar la veracidad de la velocidad de desgaste última, si ésta es menor a la anterior, ver tabla 1-5.

Tabla 1-5 Ejemplo de criterio de selección de velocidad para el cálculo de datos de planeación.

	Análisis 2do año	Análisis 3er año	Análisis 4to año
Velocidad promedio resultado del análisis estadístico	8 mpa	7.5 mpa	7.8 mpa
Velocidad promedio para el cálculo de FRP, FPM y VUE	8 mpa	8 mpa	7.8 mpa

- Determinación del mínimo espesor actual.

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”.

- Determinación de la Vida Útil Estimada (VUE), Fecha de Próxima Medición (FPME) y Fecha de Retiro Probable (FRP).

- Los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (Dprom) y desgaste promedio máximo ajustado (Dmax), se calculan para toda la unidad de control, sin embargo la VUE, FPME y FRP se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.
- Esta determinación se debe hacer aplicando las siguientes ecuaciones:

$$VUE = \frac{ek-Lr}{Dmax} \quad \text{Ecuación 1-4}$$

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3} \quad \text{Ecuación 1-5}$$

$$FPR = fk + VUE \quad \text{Ecuación 1-6}$$

Donde:

Lr = Límite de retiro [mils].

ek = Espesor más bajo encontrado en la última medición [mils].

fk = Fecha de última medición [años].

Nota: [mils] = Milésimas de pulgada.

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

1.2.1.7. Administración de los trabajos de inspección

En las industrias que cuentan con procesos químicos surge la necesidad de contar con una correcta administración de la información cuando se realizan trabajos de inspección técnica, al momento de generar los reportes que valoren el estado de las instalaciones, para así garantizar la seguridad de los procesos y minimizar los accidentes en planta.

La industria del petróleo, como es el caso de PEMEX cuenta aún con métodos de administración arcaicos, esto es:

- A pesar de contar con un marco normativo aplicable a todo refinación, se encuentran prácticas diversas e interpretaciones diferentes.

- La información se resguarda en papel dentro de las zonas de trabajo, lo cual implica un riesgo para la misma en caso de incidentes.

A raíz de esto se ha generado en PEMEX la necesidad de atención al respecto de la administración de su información.

En los últimos años, PEMEX se ha valido del desarrollo de nuevas tecnologías basadas en sistemas de cómputo para administrar la información de inspección técnica de sistemas de tuberías y equipos. La implementación de este tipo de sistemas modernos permite una buena disponibilidad de la información y garantizan la integridad mecánica.

Para administrar los trabajos de inspección dentro de las instalaciones de PEMEX Refinación, se está utilizando el software SIMECELE (Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos).

La forma en cómo debe registrarse y analizar la información obtenida de los trabajos de inspección viene dada por el marco normativo, ver pág. 14; pero no es restrictiva al uso de nuevas tecnologías como es el caso del SIMECELE.

1.3. Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE).

Actualmente el programa de implementación del SIMECELE, se encuentra en su primer periodo de implementación el cual comenzó en el 2009, y a la fecha 2013, presenta el siguiente alcance:

Tabla 1-6 Alcance del SIMECELE 2009-2013.

Sitio	Usuarios
6 Refinerías (aproximadamente 200 plantas)	330
77 Terminales de almacenamiento/distribución	100
10 Terminales marítimas	30
12 Sectores de ductos	70

Esta tesis está basada en la experiencia en campo obtenida durante el proyecto de implementación UNAM 001/2009.

1.3.1. Objetivo del sistema

Este sistema tiene como objetivo hacer más eficaz el control y administración de la información sobre inspección técnica, aplicando un buen criterio con base a la normatividad establecida que aplica a la integridad mecánica.

La implementación de este sistema en los centros de trabajo, impacta en la mejora de las prácticas de la administración de la integridad mecánica en las instalaciones, tales como:

1. Disponibilidad de la información de tecnología del proceso en la intranet.
2. Información actualizada y disponible de los expedientes de inspección técnica de líneas y equipos de proceso.
3. Actualización rápida y sencilla de los diagramas de inspección técnica.
4. Control y administración del trabajo de inspección, que mejorará la eficacia en el trabajo cotidiano de medición de espesores en líneas y equipos.

Para la implementación de este sistema habrá necesidad de homologar los criterios establecidos en la normatividad vigente aplicada a integridad mecánica en todos los centros de trabajo, esto promoverá el cumplimiento de las normas de seguridad industrial que refieren esta parte.

1.3.2. Fases de implementación del SIMECELE

La implementación del SIMECELE comprende 5 fases, estas son:

1. Diagnóstico y armonización de prácticas de inspección.
2. Creación de diagramas de inspección técnica electrónicos.
3. Alta de unidades de control.
4. Captura de inspecciones y elaboración de reportes.
5. Análisis de la información.

Cada una de estas fases se integra a su vez por un conjunto de actividades encaminadas a los fines que competen a la fase a implementar. Estas actividades de implantación en un centro de trabajo, se asocian con cada una de las fases de implementación como se muestra a continuación:

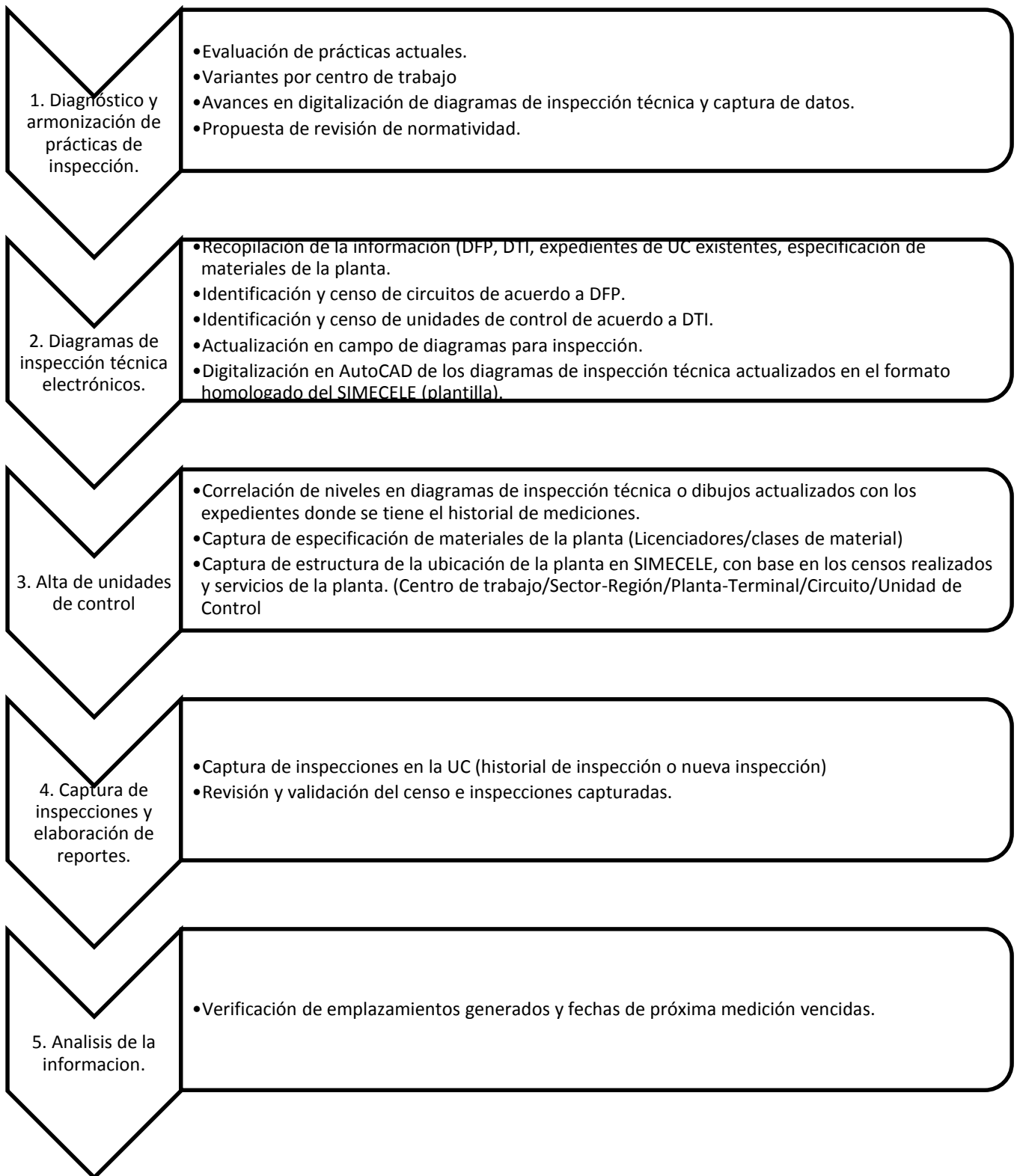


Figura 1-15 Diagrama de las fases de implementación del SIMECELE.

1.3.3. Criterios de homologación

Los documentos DG-SASIPA-IT-0204_rev. 7, GPEI-IT-0201, GPASI-IT-0209, DG-GPASI-IT-0903, abarcan gran parte de los criterios que se deben tomar para llevar a cabo los trabajos de inspección de espesores de pared. A través de la experiencia en la implementación del SIMECELE se ha detectado que en los centros de trabajo se ha ido trabajando con prácticas que difieren con lo establecido en la documentación lo cual ha fijado atención en homologar criterios para así mantener un mismo sistema de trabajo en todas las plantas de refinación de petróleo. Específicamente los criterios a homologar detectados son:

- Criterio de localización y numeración de niveles de inspección para líneas y equipos. Se ha observado que la localización de los niveles de inspección de líneas y equipos no se realiza de manera adecuada; por ejemplo se han localizado niveles de inspección en la parte media de un tramo de tubería en vez de localizarlo después de la soldadura en dirección del flujo, en equipos no se localizan los niveles en el orden de acuerdo a la documentación, el formato para la numeración de niveles de tubería, niplería y tornillería difiere de lo establecido en la guía DG-SASIPA-IT-0204_rev. 7.

- Criterio para identificación de unidades de control, ver sección 4.1.3.

2. DEFINICIÓN DEL CASO

2.1. Descripción del proceso.

La hidrodesulfuración es un proceso de refinación catalítica que utiliza un catalizador selectivo, en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para descomponer los compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno, cloruros y compuestos metálicos, así como para saturar las olefinas presentes en el diesel. También se elimina agua, obteniéndose un producto seco y libre de impurezas.

Todas estas mejoras en el diesel se logran con poca o una mínima pérdida del producto.

Para llevar a cabo lo anterior, la carga se mezcla con una corriente rica en hidrógeno.

La mezcla de hidrógeno e hidrocarburos se precalienta y vaporiza parcialmente en el calentador a fuego directo y en el cambiador carga/efluente del reactor, antes de entrar al reactor.

La hidrogenación se lleva a cabo a través de dos lechos catalíticos fijos de catalizador cuyos principios activos son Ni-Mo.

Las reacciones que se efectúan son las siguientes:

- a) Saturación de olefinas, obteniendo como productos: parafinas y naftenos.
- b) Hidrogenación de compuestos de azufre con producción de parafinas H_2S .
- c) Hidrogenación de los compuestos nitrogenados con producción de parafinas y amoníaco.
- d) Eliminación de oxígeno con producción de hidrocarburos y agua.

Las tres primeras reacciones son altamente exotérmicas.

La hidrogenación se lleva a cabo en un reactor catalítico a una temperatura aproximada de $346\text{ }^\circ\text{C}$ y bajo una presión de 63.14kg/cm^2 .

El efluente del reactor se enfría y se condensa parcialmente al intercambiar calor con las corrientes de carga al reactor.

La separación de fases se efectúa en los separadores de alta presión, de los cuales los gases e hidrocarburos no condensados se envían a la torre lavadora con DEA.

El líquido separado del efluente de reacción se envía a la sección de agotamiento de diesel. De esta sección se obtendrán las corrientes siguientes.

- a) Producto
- b) Gas residual

El diesel hidrotratado es el producto principal de esta unidad.

Sección de reacción.

Las corrientes de carga se combinan dentro de los límites de batería de la planta y son bombeados a través del intercambiador de calor hacia el tanque acumulador de carga.

Del tanque acumulador de carga, la corriente de carga es enviada al tren de reacción donde se calienta.

A la corriente de carga se le inyecta gas hidrógeno. Esta corriente de hidrógeno se divide en dos corrientes, una de ellas se une con la corriente de diesel. La otra corriente se mezcla con la corriente de diesel para darle la temperatura de entrada al reactor.

Ambas corrientes se unen en un cabezal común para ser alimentados al reactor. La carga pasa a través del reactor, el cual contiene camas catalíticas fijas. En el reactor se llevan a cabo las reacciones de hidrodesulfuración. El hidrógeno se consume en el reactor, mientras se produce ácido sulfhídrico (H_2S), amoníaco (NH_3) e hidrocarburos ligeros.

El incremento de temperatura se controla con una inyección de gas para apagar la reacción, (una parte de gas “quench” entre las camas del reactor). Se requiere de gas de reposición de la unidad purificadora de hidrógeno para remplazar el hidrógeno que se consume en las reacciones de hidrotratamiento, el que se pierde en soluciones y en las corrientes de venteo.

El gas de reposición se recibe en el tanque coalescedor con el propósito de eliminar impurezas y líquidos que pueden venir asociados con esta corriente. De este tanque pasa a la succión del compresor de reposición.

El hidrógeno de reposición se combina con hidrógeno de recirculación. Esta corriente sigue calentándose con el efluente del reactor, para inyectarse a la corriente fresca de diesel.

El efluente del reactor se enfría y se condensa parcialmente y se alimenta al tanque separador de alta presión donde se separan las corrientes líquido-vapor. La corriente de vapor se enfría.

La corriente que sale del condensador se envía al separador donde los vapores, hidrocarburos líquidos y agua se separan.

La fase vapor se envía a la torre lavadora de amina, donde el H₂S se remueve por contacto con amina pobre (solución acuosa de DEA al 20%). El gas amargo entra a la torre lavadora y asciende a lo largo de la torre, hasta salir por el domo, mientras es lavado con la amina pobre que entra al plato superior y desciende hasta el fondo de la torre. La amina pobre se introduce a la torre. La amina rica sale del fondo de la torre al tanque por diferencia de presión. El gas tratado, fluye al tanque de contacto de la succión del compresor de recicló. El gas retorna al circuito de reacción. El agua amarga se envía a la sección de agotamiento de agua amarga y se expande en el tanque de agua amarga.

La amina rica de la torre lavadora se envía a la de regeneración de amina.

Sección de agotamiento de diesel.

El diesel caliente del separador de alta presión, se alimenta a la torre agotadora. La alimentación parcialmente vaporizada entra a la torre. La carga fría se envía directamente. En esta torre se logra la separación de los compuestos ligeros por medio del suministro de calor que se hace en el fondo de la torre a través del rehervidor de fuego directo. Por el domo se obtienen los vapores de hidrocarburos ligeros que después de condensarse y separar los líquidos lo constituyen, el gas residual se envía a la sección de agotamiento de agua amarga.

El líquido separado en el acumulador se retorna a la torre como reflujo. Del fondo de la torre se obtiene el diesel producto, el cual se enfría antes de enviarse a almacenamiento.

Sección de regeneración de amina.

La amina rica entra al tanque separador de amina. La amina rica entra a los compartimientos asentadores donde el vapor y los hidrocarburos líquidos se separan de la fase H₂S-DEA-AGUA (amina rica).

Los vapores que contienen H₂S e hidrocarburos ligeros se envían al coalescedor. Los hidrocarburos líquidos se remueven del compartimiento medio y se mandan al desfogue ácido. La amina rica líquida entra a la torre regeneradora con una pequeña cantidad de vapor formado. El líquido fluye hacia abajo por la columna y se pone en

contacto con vapores calientes generados en el rehervidor de regeneración de amina.

La corriente de vapores formados, retorna a la torre introduciéndose por la parte inferior, mientras que el líquido remanente regresa por una línea diferente.

Los vapores salen de la parte superior de la columna y pasan al enfriador con aire. La combinación de vapores de H₂S y condensado pasan al tanque de reflujo para su separación. Los vapores se envían a la SRU (unidad recuperadora de azufre). Los líquidos se bombean al plato superior de la torre regeneradora como reflujo. Los hidrocarburos líquidos, los cuales se acumulan en el tanque como nafta, la cual, se extrae por una boquilla lateral y se envía a desfogue ácido, usando la bomba de reflujo de espera.

La amina pobre pasa del fondo de la torre al intercambiador de calor, donde se enfría contra la alimentación de amina rica al regenerador.

La amina pobre se envía al tanque acumulador de amina pobre, una corriente aproximada de 20% volumen, se desvía después del enfriador de amina pobre.

La amina filtrada se envía al tanque de amina pobre. De aquí la manda a las columnas de contacto: torre lavadora.

Unidad agotadora de agua amarga.

El agua amarga se bombea hacia el tanque.

El agua amarga se envía al cambiador para ser precalentada antes de ser alimentada a la torre agotadora de agua amarga.

El vapor requerido para el agotamiento se generará a partir de una corriente de agua extraída, el cual se calienta en el rehervidor tipo termosifón. El líquido y vapor formados en el rehervidor fluye de retorno a la torre y se introduce abajo del plato inferior. El condensado de vapor se envía al tanque de condensado.

El vapor de domos producido se envía a la URS a control de presión. El agua desflemada sale del fondo de la torre y se enfría hasta 62 °C para ser enviada fuera de límites de batería.

2.2. Información recopilada

Consiste en la búsqueda de la información que permitirá el análisis de la planta y brindará las herramientas necesarias para la implementación del sistema. Esta primera actividad es de las más importantes ya que de esta dependerá la garantía del resto de las fases de implementación. Cabe señalar que a esta actividad se le debe de dar el tiempo y atención suficientes, de tal forma que se tendrá un buen control y accesibilidad de la información.

A continuación se muestran algunos documentos específicos los cuales ayudan al estudio de la planta.

- Diagramas de Flujo de Proceso (DFP).
- Diagramas de bloques (DB) y/o Diagramas Mecánicos de Flujo (DMF).
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI).
- Descripción del proceso o de las actividades que se realizan en el centro de trabajo.
- Listas de líneas.
- Censo de circuitos que se manejan actualmente.
- Censo de unidades de control que se manejan actualmente.
- Especificaciones de material de líneas (Libro de clases de materiales).
- Hojas de datos de los equipos.
- Hojas de diseño mecánico de equipos.
- Diagramas para Inspección Técnica de Espesores de Líneas y Equipos.
- Expedientes de medición de espesores.
- Listas de equipos.
- Lista de PSV's (*Pressure save valvule*).
- *Plot Plan*.

3. METODOLOGÍA

La implementación del SIMECELE en la Hidrodesulfuradora de Diesel, (HDD) se conformó por las siguientes actividades:

1. Recopilación de información.
2. Identificación y censo de circuitos.
3. Identificación y censo de unidades de control.
4. Actualización en campo de diagramas para inspección.
5. Digitalización en Auto CAD de los diagramas de inspección técnica actualizados en el formato homologado del SIMECELE (plantilla).
6. Correlación de niveles en diagramas de inspección técnica o dibujos actualizados con los expedientes donde se tienen historial de mediciones.
7. Captura de especificación de materiales de la planta (Licenciador/clases de material).
8. Captura de estructura de la ubicación de la planta en SIMECELE, con base en los censos realizados y servicios de la planta. (Centro de trabajo/Sector-Región/Planta-Terminal/Circuito/Unidad de Control).
9. Captura de inspecciones en la UC (historial de inspección o nueva inspección).
10. Revisión y validación de censo e inspecciones capturadas.

Cada una de estas actividades se realizaron de acuerdo al orden establecido ya que es necesario la ejecución de una para realizar la consecuente. La duración de cada etapa dependió de algunos factores como son: las dimensiones de la planta y el tiempo establecido para entrega del proyecto, además de factores de carácter externo como la disponibilidad de la información, del personal, etc. A continuación se dará una descripción de cada una de estas actividades.

3.1. Creación de censo de circuitos y unidades de control.

3.1.1. Recopilación de la información.

Se elaboró una lista en la cual se muestra el total de la información recopilada.

- Descripción del proceso
- Diagramas de flujo de proceso
- Diagramas de tubería e instrumentación
- Diagramas de tubería e instrumentación, Paquete de Secado
- Catálogo de líneas de tubería
- Dibujos de inspección técnica

- Lista de equipos
- Hoja de datos y diseño mecánico de quipos
- Índice de servicios

La descripción del proceso se obtuvo del libro de diseño de la planta, en términos de la lista de materiales y accesorios con los que debe de estar construida

Los diagramas de flujo de proceso y de tubería e instrumentación, fueron proporcionados por el personal de la planta y se encontraban actualizados al 2008.

El índice de servicios y la lista de equipo también fueron proporcionados por el mismo personal a partir de sus censos con los cuales planean sus trabajos de inspección.

La información que no se logró obtener en esta fase de implementación fue el *Plot Plan*, se considera importante contar con él, ya que este documento es una herramienta que permite determinar nuestra localización en la planta, indica el norte de construcción el cual es determinante al elaborar los dibujos de inspección técnica y nos da la ubicación de los equipos.

3.1.2. Identificación y censo de circuitos

3.1.2.1. Líneas

Después de haber estudiado el proceso y considerado el criterio para definir un circuito, se elaboró el censo de circuitos de líneas. Este censo va a consistir en un listado de todos los circuitos identificados en el proceso donde se incluya el número de circuito, el nombre, una breve descripción del mismo y el servicio que maneja. Para el presente proyecto se tomo como base el censo de circuitos que ya se tenía en campo con el fin de actualizarlo y verificar su cumplimiento respecto de la normatividad.

Para elaborar el censo, se trabajó sobre el diagrama de flujo de proceso, en el cual se identifican los puntos donde se generan cambios de composición del fluido, estos puntos definirán cada circuito existente.

En la planta Hidrodesulfuradora de Diesel los cambios de composición del fluido más representativos se generan en las secciones de reacción, agotamiento de diesel y regeneración de amina; estos cambios se deben al reactor en la descarga, a los separadores y a las torres: de lavado de gas de reciclo, agotadora de diesel y de regeneración de amina.

La sección de agotamiento de diesel consta de la torre agotadora y sus equipos periféricos. En la torre se generan tres nuevos circuitos, uno correspondiente al domo y los otros dos al fondo. Ver figuras 3-1 y 3-2.

La figura 3-1 constituye la parte del proceso vista en DFP, como es obtenida en la etapa de recopilación de la información.

En la figura 3-2 se observan las unidades de control identificadas de acuerdo al criterio para definir un circuito.

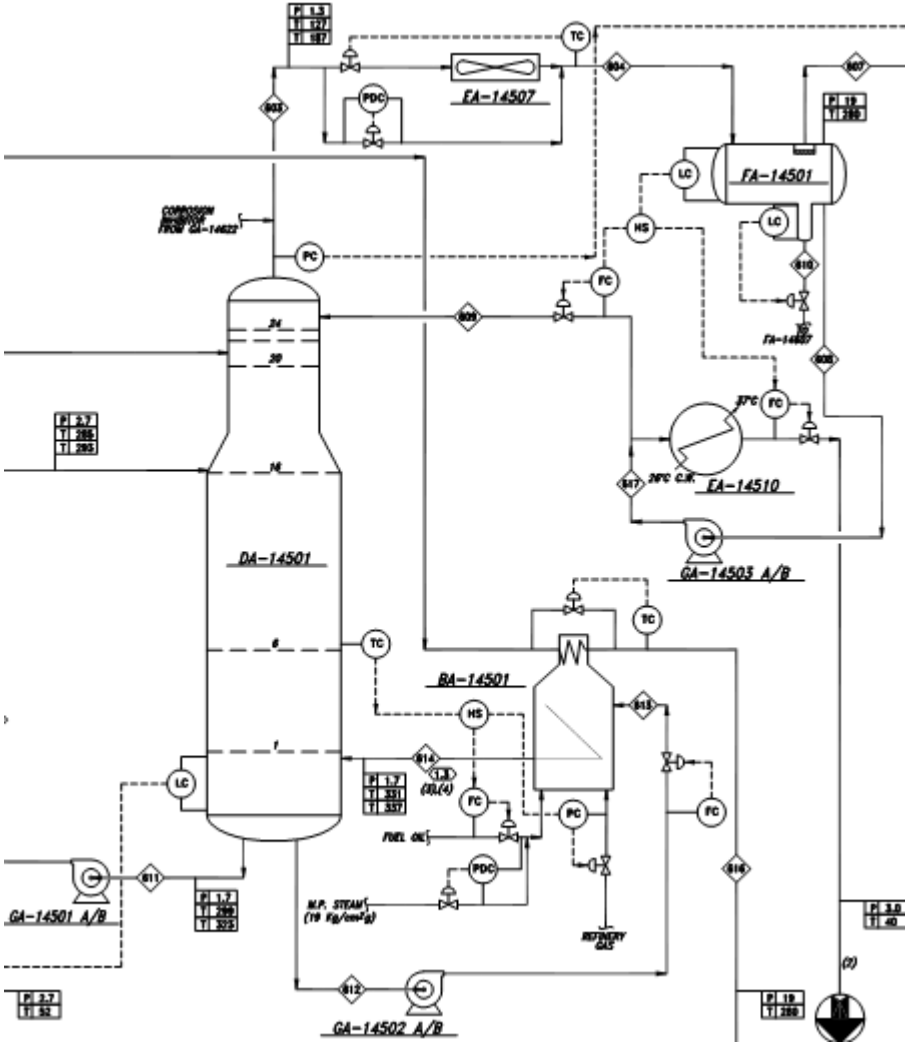


Figura 3-1 Sección de agotamiento de diesel, torre agotadora de diesel (previa identificación de circuitos).

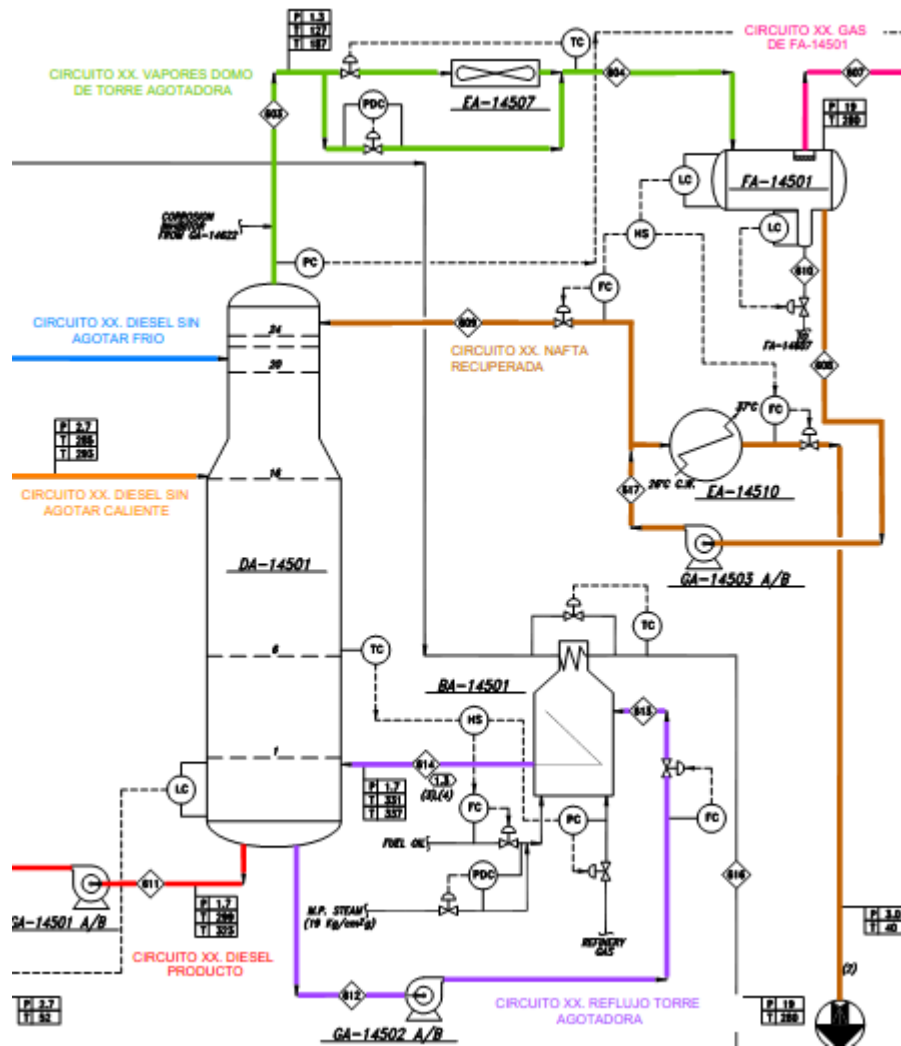


Figura 3-2 Sección de agotamiento de diesel, torre agotadora de diesel con circuitos identificados.

Como puede observarse en la figura 3-1 la torre agotadora recibe las dos corrientes de diesel fría y caliente donde se lleva a cabo la separación de los compuestos ligeros por medio del suministro de calor que se hace en el fondo de la torre. Por el domo se obtienen los vapores de hidrocarburos ligeros y por el fondo se obtiene el diesel producto. El reflujo que se hace en el fondo de la torre constituye un nuevo circuito y el reflujo que se hace en el domo constituye otro nuevo circuito, el cual es generado por la separación del gas residual en el tanque acumulador de reflujo de la torre agotadora. Por lo tanto, la alimentación, los domos y los fondos representan circuitos independientes denominados Diesel sin agotar caliente, Diesel sin agotar frío, Vapores domo de torre agotadora, Nafta recuperada, Reflujo torre agotadora y Diesel producto, los cuales se muestran identificados en la figura 3-2.

Una manera efectiva de ordenar e identificar todos los circuitos encontrados en la planta depende de ciertos criterios para la elaboración del censo como se menciona a continuación:

- El número de cada circuito se designa de acuerdo a la parte del proceso respectivamente en forma secuencial; así, las cargas a la planta serán los primeros circuitos y así sucesivamente hasta los últimos circuitos los cuales son de desfogue.
- El nombre del circuito va referido al servicio que maneja o a la parte del proceso a la que corresponden; por ejemplo los circuitos de Amina, Hidrógeno, gas combustible llevan el nombre del servicio que manejan mientras que los circuitos como el de precalentamiento, efluente del reactor y reflujo, torre agotadora deben el nombre a la parte del proceso a la que corresponden. Se recomienda nombrar los circuitos a manera de que se dé a conocer la naturaleza de fluido que manejan.

Cabe mencionar que es de gran utilidad agregar al censo una breve descripción de cada circuito registrado y el servicio que maneja para facilitar la identificación de la información; una manera de ejemplificar es basándonos en la figura 16 en el circuito de “Vapores domo de torre agotadora”, la descripción del mismo puede escribirse así: de DA-14501 a FA-14501.

El censo de circuitos debe cubrir todos los cambios de composición en todas las partes del proceso, también se deben evaluar los servicios auxiliares que se manejan en la planta e incluirlos o no en el censo de acuerdo a los siguientes factores: la normatividad, la peligrosidad y corrosividad de la sustancia que maneje, la evaluación de las consecuencias en caso de fuga en alguna línea de dicho servicio auxiliar respecto al riesgo que representa para el personal y la operación de la planta.

Los servicios auxiliares que se manejan en la planta son agua de enfriamiento, inhibidor de corrosión, vapor de baja presión y antiespumante. Estos servicios no se deben de incluir en el censo solo en el caso de que participen directamente en el proceso o en caso de que así lo indique el personal responsable de la seguridad de la planta.

Una vez identificados los circuitos en los diagramas de flujo de proceso y elaborado el censo, estos documentos serán los entregables para esta etapa de la implementación.

3.1.2.2. Equipos

El circuito en cuestión va a ser el equipo como tal, siendo así habrán tantos circuitos como equipos en la planta, para la elaboración del censo se va a requerir del listado de equipos proporcionado por el centro de trabajo en la etapa de recopilación de la información. En la elaboración del censo se van a tomar en cuenta cambios como equipos que hayan sido desmantelados recientemente o estén fuera de operación, para esto se debe inspeccionar en campo su existencia así como verificar si hay nuevos equipos instalados; para esto se debe contactar al personal responsable de la operación y seguridad de la planta.

Para el caso de que algún equipo este fuera de operación, se debe solicitar la información de su estado físico debido a que en algunas ocasiones aunque el equipo no esté operando y presente daños físicos no ha sido programado su desmantelamiento y será necesario incluirlo en el censo de circuitos.

3.1.3. Identificación y censo de unidades de control

3.1.3.1. Líneas

Ya identificados todos los circuitos en la planta, estos se van a dividir en unidades de control, que son definidas como secciones de circuito con velocidades de desgaste más o menos homogéneas.

Para la identificación se trabajó sobre los diagramas de tubería e instrumentación DTÍ'S de la planta. Se deberán considerar todos los cambios detectados en la etapa de recopilación de la información; para esto se deberá verificar en campo estos detalles y contactar al ingeniero de operación para determinar cuáles son las tuberías que se encuentran fuera de operación y el futuro de ellas en caso de que no exista, al momento de elaborar el censo, un documento que avale un futuro desmantelamiento de la misma, siendo así será necesario incluir el tramo de tubería en el censo. Para el caso de tuberías instaladas recientemente, será necesario hacer el levantamiento en campo y asegurar que se incluyan en la elaboración del censo.

Las unidades de control que conforman el nuevo censo deben estar relacionadas con la unidad de control anterior para así identificar cualquier cambio y llevar una relación del diagrama de inspección técnica y expediente de espesores medidos que corresponderá a la nueva unidad de control.

Los casos más típicos de cambios significativos en los censos de unidades de control se describen a continuación:

- a) Surgen nuevas unidades de control que no se habían considerado. En la elaboración del censo se deberá referenciar la palabra “NUEVA”, así se indica que antes de la implementación no se consideraba esta unidad de control y que es conveniente programar su inspección a la brevedad posible.
- b) La unidad de control se divide en dos o más unidades de control. Para este caso la unidad de control estaba mal definida ya que no se consideraron cambios importantes en las condiciones de operación. Estas unidades se enlistan en el censo haciendo referencia a la unidad de control anterior.
- c) Dos o más unidades de control se unen para formar una nueva unidad de control. Este es el caso contrario al anterior, en este se dividieron innecesariamente, por lo tanto, se deberán referenciar en el censo las unidades de control anteriores.

Para delimitar las unidades de control se tomarán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Que operen a las mismas condiciones, como pueden ser líneas de tubería que conectan dos o más equipos como se muestra en la figura 3-3.

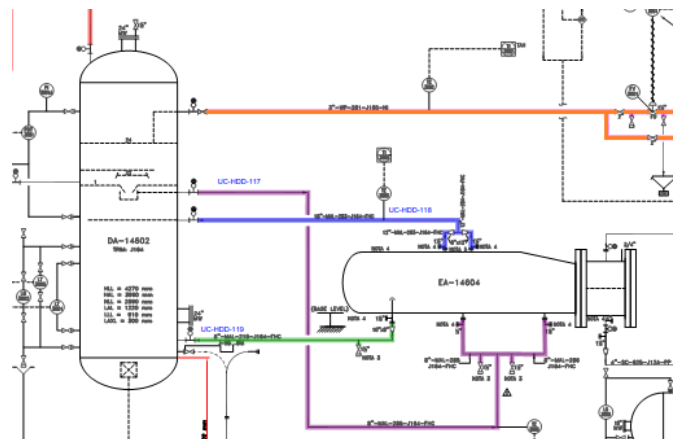


Figura 3-3 Ejemplo de unidades de control que conectan dos equipos.

En la figura 3-3 puede observarse, a manera de ejemplo, las unidades de control identificadas en color verde y azul, las cuales conectan dos equipos.

- Se delimitarán unidades de control hasta las válvulas de bloqueo más cercanas. Cuando la válvula más cercana se encuentre en un directo (by pass), la válvula de control pertenecerá del lado de la línea principal de

operación. Esta consideración se exceptuará en los cabezales de desfogue como se explicará más adelante, ver capítulo 4, figura 4-25.

En la figura 3-4 puede verse a manera de ejemplo, una unidad de control que se delimita hasta las dos últimas válvulas de bloqueo, cuando llega a límites de batería.

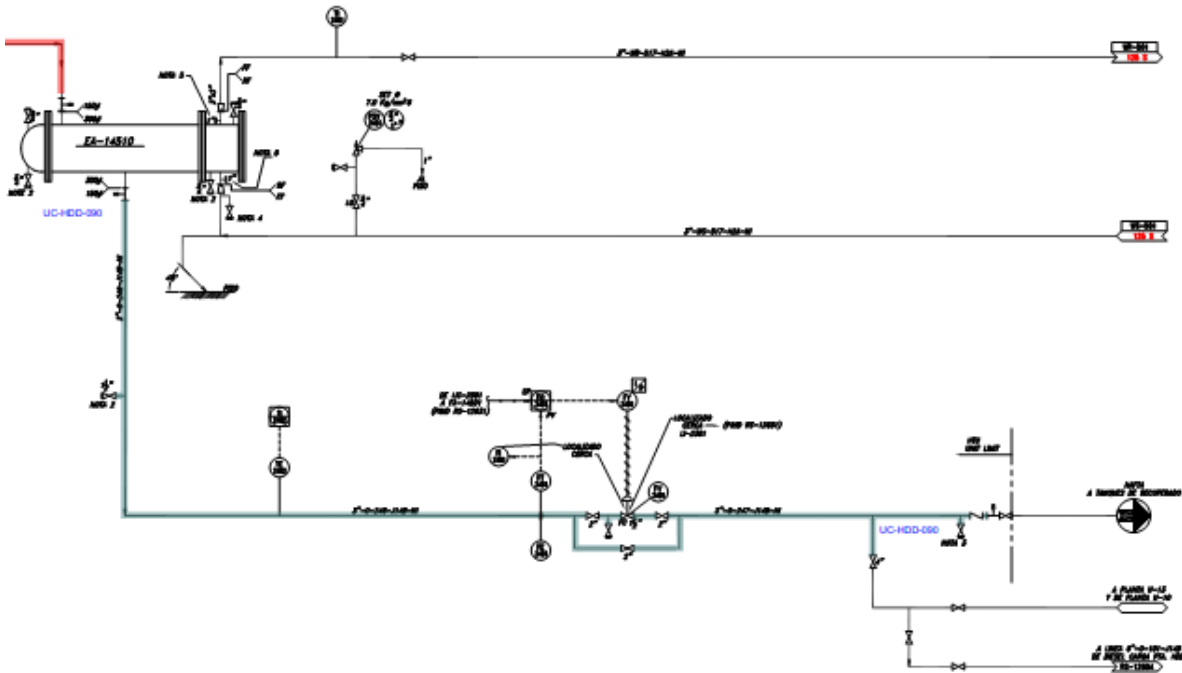


Figura 3-4 Ejemplo de unidad de control que llega a límites de batería.

- Se dividirán unidades de control cuando se encuentre un cambio de material en las líneas de proceso, ver figura 3-5.

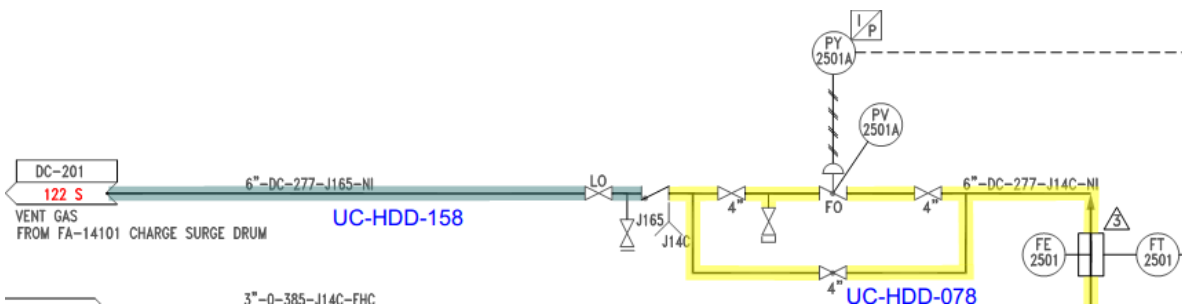


Figura 3-5 Ejemplo de identificación de unidades de control cuando hay cambio de material.

- Los cabezales de desfogue serán considerados como una sola unidad de control y cada uno de sus disparos como una unidad de control independiente, ver capítulo 4, figura 4-5.

Se van a delimitar marcando con un color distintivo y su correspondiente etiqueta con el número de unidad de control que corresponde.

Ya identificadas todas las unidades de control en los DTI'S se procedió a la elaboración del censo; se enlistaron todas las unidades de control en el orden del circuito al que pertenecen con su correspondiente número, DTI donde se localiza, numero de diagrama de inspección técnica (en caso de requerirlo) y una breve descripción del mismo. La descripción consistió de la misma manera que la del censo de circuitos.

Los entregables para esta etapa de implementación serán los censos ya elaborados, ver ejemplo en la tabla 3-1.

Tabla 3-1 Censo de unidades de control del circuito 01 al 06.

Circuito	UC-HDD-	Descripción	# diagrama	DTI's de referencia
01. Diesel de primarias	001	De L.B. a GA-14102A/B	2	RS-12604
02. Aceite cíclico ligero	002	De L.B. a GA-14102A/B	1	RS-12604
03. Mezclado de carga	003	De L.B. a GA-14102A/B	1	RS-12604
04. Línea de arranque	004	Línea de arranque de L.B	2	RS-12604 RS-12624
05. Diesel de almacenamiento	005	De GA-14100 a GA-14102A/B	3	RS-12604
06. Carga Mixta	006	De FCC a GA-14102A/B	1	RS-12604
	007	De GA-14102A/B a FV-14101, FV-14102	2	RS-12604 RS-12605

3.1.3.2. Equipos

La corrosión que sufren los equipos es variable, por tanto, la unidad de control puede ser el equipo completo o seccionarlo según sea la velocidad de desgaste, la cual dependerá de la geometría, operación y el servicio que manejen.

El censo de unidades de control de equipos va a estar basado en el de circuitos. Consiste en enlistar todos los equipos de la planta con su número de unidad de control, TAG correspondiente, la sección del equipo, una breve descripción y el DTI donde se localizan.

La manera de cómo se seccionaron los equipos se determina de acuerdo a la normatividad correspondiente aunque se pueden conservar algunas prácticas del centro de trabajo que han surgido a través de la experiencia.

- Intercambiadores de calor

Estos equipos se dividen típicamente en dos unidades de control, para el caso del intercambiador de haz de tubos, las unidades de control corresponderán una al cuerpo y la otra al carrete. Para el caso del intercambiador de horquilla se considerarán también dos unidades de control independientes; la que maneja el fluido frío y la que maneja el fluido caliente.

Para los rehervidores se considerará una sola unidad de control correspondiente al cuerpo, ya que estos equipos cumplen la función de servicios auxiliares manejando vapor por el lado del carrete.

- Torres

Las torres se dividirán en tantas secciones de acuerdo a las velocidades de desgaste para así tener unidades de control con velocidades de desgaste homogénea. Por ejemplo, para el caso de la torre agotadora de diesel se considerarán cuatro secciones, ver figura 1-6.

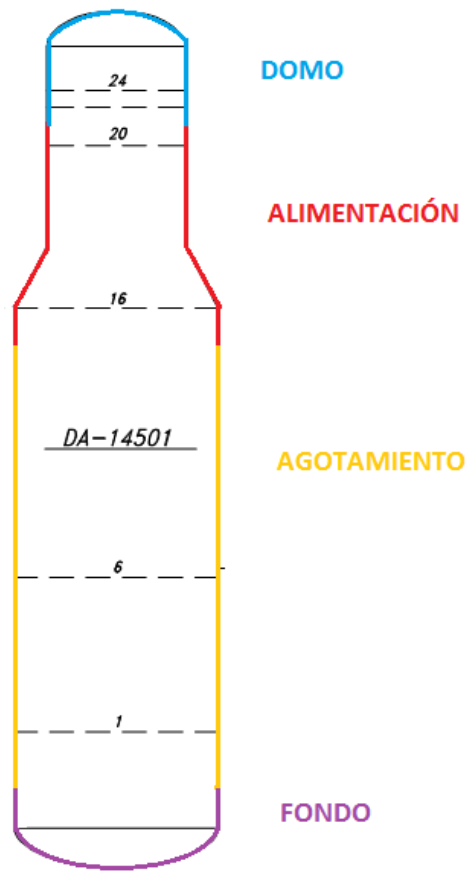


Figura 3-6 Torre agotadora de diésel seccionada de acuerdo a las velocidades de desgaste.

Como puede observarse en la figura 1-6, se dividió el equipo en cuatro secciones donde se generan velocidades de corrosión más o menos homogéneas debido a que en cada sección se manejan diferentes composiciones de fluido.

- Tanques acumuladores

Estos equipos pueden considerarse como una unidad de control siempre y cuando las velocidades de desgaste puedan estimarse homogéneas en todas sus partes. En el caso contrario la geometría, dimensiones o las fases del fluido que maneja el equipo generan una concentración de desgaste mayor en alguna zona, en estos casos conviene dividir en varias unidades de control el equipo, dependiendo de la distribución del desgaste; por ejemplo, en los tanques acumuladores de bota se manejan dos fases, lo cual da lugar a una distribución de desgaste heterogénea, a razón de esto se divide típicamente este tipo de tanque acumulador en dos secciones: bota y cuerpo.

Para recipientes verticales se recomienda revisar el historial de medición de espesores para determinar si se considerará una unidad de control en el caso de que la distribución de desgaste pueda considerarse homogénea.

- Bombas

De las bombas, solo la niplería de purga se considera dentro del censo de unidades de control. Aunque a la carcasa de las bombas también se le miden espesores, esto es bajo otro procedimiento, y por lo tanto, no entra en lo descrito en la guía DG-SASIPA-IT-0204.

3.2. Actualización en campo y digitalización

Una vez llevada a cabo la fase de la elaboración de los censos, se verificará en campo las diferencias detectadas en la fase de recopilación de información, como pueden ser los siguientes casos:

- No se encuentre registro o expediente de alguna unidad de control (líneas o equipos).
- No se tengan los últimos registros de medición de espesores de alguna unidad de control (líneas o equipos).
- Los diagramas de inspección técnica proporcionados por el centro de trabajo no estén dibujados con base a la orientación isométrica; este es un criterio a homologar, dado que deben de estar dibujados en base al norte de construcción de la planta.
- Los arreglos de niplería de los dibujos de inspección técnica proporcionados por el centro de trabajo no correspondan a los del censo de niplería, no estén actualizados, no se encuentren dentro de norma ⁽⁹⁾ o no sean claros en el dibujo.
- Levantamientos ilegibles. Si el levantamiento cuenta con arreglos poco claros, ilegibles o incongruentes se verifican en campo.
- El sombreado para líneas de tubería instaladas que no están situadas de manera paralela a las coordenadas cardinales de construcción de la instalación, no esté bien definido en los dibujos para inspección técnica proporcionados por el centro de trabajo.
- Existe incongruencia entre los dibujos para la inspección técnica proporcionados por el centro de trabajo.
- Los dibujos de equipo no incluyen las vistas, no especifican adecuadamente los arreglos de niplería, el número de boquillas del equipo no coincide con el plano de diseño mecánico, etc., razones importantes para verificar en campo.

Estos fueron solo algunos ejemplos de situaciones en las cuales será necesario corroborar en campo el estado real de líneas y equipos para que al momento de capturar la información se registren datos veraces, los cuales permitirán un mejor control de la seguridad y operación de la planta.

Se evaluó si habría necesidad de hacer una inspección visual general o particular de las unidades de control existentes en la planta. De ser necesario se realizarán los levantamientos de las unidades de control que se requieran. Los levantamientos elaborados deberán de incluir todas las piezas de tubería, soldaduras, arreglos de niplería y su especificación del tipo de arreglo (soldado o roscado); también se especificarán los diámetros de la línea conjuntamente con las piezas de tubería y niplería. Para la tornillería, se cuantificaron el número de espárragos presentes en las líneas y equipos como puede ser en boquillas, válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio o cheks. Se deberá indicar si la línea o equipo se encuentra forrada o parcialmente forrada y en que secciones.

Terminadas las actividades en campo se comenzó a digitalizar todas las unidades de control en AutoCAD, trabajando sobre una plantilla de datos, la cual cuenta con dos tablas, una de datos generales y otra de datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente, aislamiento (frío o caliente).

La plantilla de datos funciona como un bloque inteligente, al cual se le puede editar información. Se trabajará sobre dos diferentes plantillas de datos; para líneas y equipos, ver figuras 3-7 y 3-8.

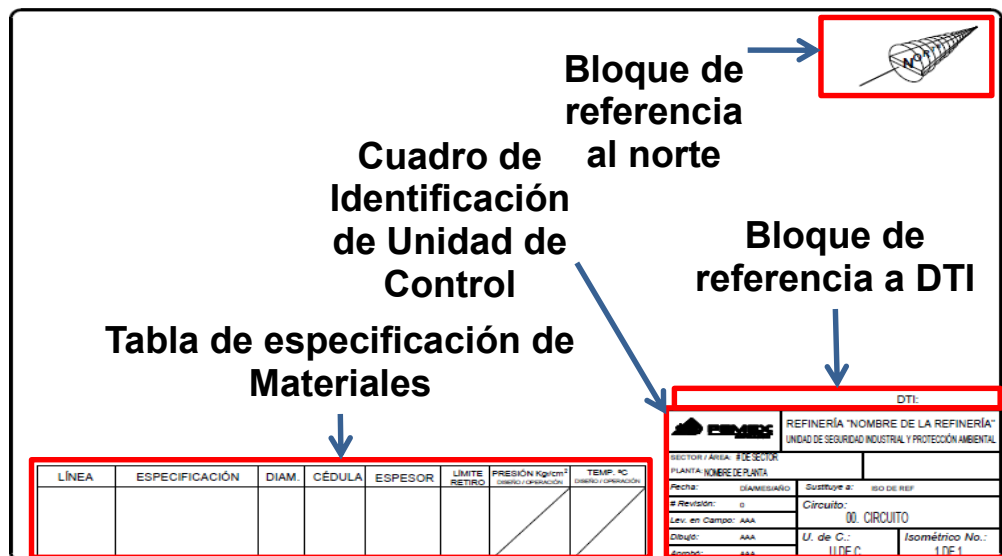


Figura 3-7 Plantilla para líneas.

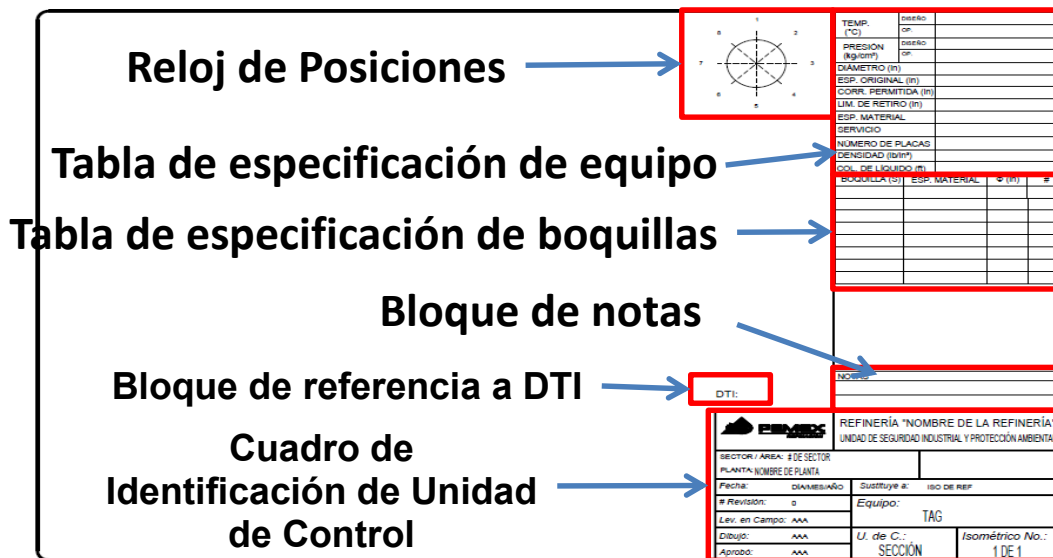


Figura 3-8 Plantilla para equipos.

Estas plantillas (Figura 3-7 y 3-8) fueron elaboradas con el fin de facilitar el cumplimiento con los criterios de homologación en los diagramas de inspección técnica.

Se indicaran claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo y/o lógico.

Todos los diagramas de inspección técnica están orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.

Cada dibujo debe pasar a través de una serie de revisiones con el objeto de asegurar que se encuentre elaborado de manera correcta y que cumpla con todos los requisitos establecidos, de esta manera se garantiza que no se presentarán retrasos ocasionados por corregir dibujos al momento de integrarlos a la base de datos del SIMECELE.

Los entregables de esta etapa son los dibujos de inspección técnica digitalizados de todas las unidades de control que conforman la planta.

En este proyecto se realizó la actualización y digitalización al 100% de 432 diagramas de inspección técnica, que corresponden a 302 unidades de control de líneas, se actualizaron y digitalizaron al 100% un total de 207 dibujos de equipos, para 105 equipos.

3.3. Captura de información al SIMECELE

La mayoría de los procesos de captura de la información se realiza a través de un control de pantallas, en las cuales, se solicita la información requerida y cuenta con control de errores. El control de errores da avisos en caso de que la información ingresada no sea correcta de acuerdo a lo establecido por las normas aplicables al centro de trabajo, principios básicos de ingeniería y requerimientos del sistema.

La captura de la información que no se realiza a través de pantallas, se hará de forma sencilla a través del llenado de campos necesarios con los datos solicitados en las capturas.

Es posible actualizar toda la información contenida, a través de las opciones de edición de la misma. Las modificaciones a la información capturada pueden alterar los resultados de los análisis de medición de espesores.

La mayoría de los procesos de captura de información sólo son necesarios hacerlos una vez, por lo que es recomendado verificar que la información capturada sea correcta, en caso contrario, esta puede ser editada.

El módulo de captura, consiste en dar de alta en la base de datos del SIMECELE las unidades de control y de las inspecciones, esta última se realiza si existen datos históricos.

Esta fase de implementación, también consiste mayor tiempo de término, por lo cual se llevó a cabo de manera ordenada comenzando por las unidades de control prioritarias; la prioridad se asigna de acuerdo a las velocidades de desgaste, si presenta historial de accidentes como fugas, incendio, etc., o si pertenece al plan de calibración del periodo en curso. Con esto se asegura que la próxima inspección se realice de acuerdo al procedimiento establecido en el Sistema de Inspección Preventiva de Espesores con el SIMECELE.

Para reflejar un avance en parámetros medibles al presentar reportes mensuales, se le dio continuidad a la captura de información al SIMECELE por orden de circuitos. Se coordinará la carga de unidades de control asignando responsabilidades en el documento de *Asignación de Tareas*.

La carga de unidades de control al SIMECELE requiere de las siguientes acciones:

1. Unidad de Control de Líneas.

1) En el menú principal, seleccionar la opción de **Capturar o editar**



información

y seleccionar en el menu de captura, la opción de **Nueva unidad de control de tuberías.**

- 2) Seleccionar el centro de trabajo, el sector, la planta y el circuito a donde pertenece la unidad de control.
- 3) Escribir la clave de la unidad de control y una breve descripción.
- 4) Activar la casilla al lado de “¿Pertenece a un equipo?”, en caso de que se desee capturar una línea de equipo, como PSV’s, vidrio de nivel, etc. Esta casilla determina las validaciones en el siguiente campo.
- 5) Especificar si se trata de tubería forrada.

En la figura 3-9 puede observarse la ventanilla de datos generales, donde se ingresan los datos de la unidad de control (acción 3, 4 y 5).

Datos generales
Ingrese los datos generales de la unidad de control

Escriba la clave que tendrá la unidad de control o la parte del equipo a la que pertenece la unidad, de un breve descripción como se pide en el ejemplo.

¿Pertenece a un equipo?

Clave o parte del equipo:
001

¿Tubería forrada?

Descripción:
De FCC |

Se encuentra localizado en: Circuito 01, Carga

Figura 3-9 Tabla de datos generales para una unidad de control.

- 6) De la lista, seleccionar la clave de la especificación de material correspondiente a la unidad de control.
- 7) Seleccionar el servicio que provee la unidad de control.
- 8) Especificar condiciones de operación.
- 9) Seleccionar de la lista de Diámetros disponibles, los diámetros que se tienen en la unidad de control, para tubería y niplería.
- 10) Capturar los niveles de tubería, niplería y tornillería.

- 11) Seleccionar para cada nivel de tubería, el diámetro del tramo de tubería, el tipo de nivel (codo, reducción, tee, tramo de tubería) junto con su orientación y cédula.
- 12) Seleccionar para cada nivel de niplería, el diámetro, el tipo de arreglo y especificar si es soldado o roscado.
- 13) Capturar niveles de tornillería, especificando diámetro, número de espárragos y libraje.


2. Unidad de Control de Equipos.



- 1) Para comenzar, ingrese al módulo Capturar o Editar información . Seleccione **Nueva unidad de control de equipos**.
- 2) Seleccione la ubicación de la planta por Centro de trabajo/Área (o sector)/Planta (instalación)/TAG del equipo.
- 3) Seleccionar la parte del equipo en cuestión y escribir una breve descripción del mismo.
- 4) Escriba las condiciones de operación y diseño.
- 5) Seleccione material o materiales para el equipo y la niplería.
- 6) Dar de alta los niveles de equipo.
- 7) Agregue los niveles de equipo:
 - Seleccione tipo de nivel.
 - Seleccione material.
 - Escriba una breve descripción.
 - Escriba el espesor original y el límite de retiro.
- 8) Los niveles de tornillería y niplería se capturan de la misma manera que para las unidades de control de tubería.

3. Captura de Inspecciones



- 1) Ingresar al módulo Capturar o Editar información  y seleccionar la opción de **Nueva inspección**.
- 2) Seleccionar el sector, la planta, el circuito y la unidad de control a la que pertenece la inspección.
- 3) Seleccionar la fecha en la cual se realizó la inspección y el tipo de trabajo realizado.
- 4) Seleccionar al inspector, al jefe de seguridad y al ayudante de inspección.
- 5) Capturar inspecciones de tubería.

- 6) Capturar inspección visual de tubería.
- 7) Capturar inspección y revisión visual de niplería.
- 8) Capturar revisión de tornillería y cargar diagrama de inspección técnica.

Los entregables de esta etapa es el listado de todas las unidades de control cargadas al SIMECELE, las cuales se podrán revisar ingresando al sistema.

3.4. Análisis de la información y estrategia propuesta para la continuidad del trabajo

En la planta Hidrodesulfuradora de Diésel se capturaron 525 unidades de control de las cuales, 316 pertenecen a líneas y 209 pertenecen a equipos.

Se elaboraron los censos para líneas y equipos; en el caso de equipos la elaboración del censo se baso en la lista de equipos. En la tabla 3-2 se muestra de manera ilustrativa el censo del circuito 08 “Precalentamiento”.

Tabla 3-2 Censo de U. C. del circuito 8.

Circuito	Unidad de control	Servicio	Descripción	DTI'S de referencia
08. Precalentamiento	011	Diesel, aceite cíclico ligero	De FA-14101 a GA-14101A/B	RS-12606
	012	Diesel, aceite cíclico ligero	De GA- 14102A/B a EA- 14102B	RS-12606 RS-12607
	013	Diesel, aceite cíclico ligero	De válvula de relevo PSV-0301 a FA-14101	RS-12606 RS-12607
	014	Diesel, aceite cíclico ligero	De GA- 14102A/B a FA- 14101	RS-12606
	015	Diesel, aceite cíclico ligero	De EA- 14102A/B a BA- 14101	RS-12607 RS-12608 RS-12610

El sistema SIMECELE cuenta con la aplicación de consulta del censo de unidades de control. En este censo se puede ver el estado de la planta a través de una opción que permite clasificar en críticas y no críticas; junto a la opción se muestra el número de unidades de control que corresponden a la selección. También se pueden verificar las fechas de última y próxima inspección, velocidad de desgaste, vida útil estimada, fecha de retiro probable en el caso de unidades de control críticas, etc.

Para el caso de líneas, el análisis de medición de espesores del SIMECELE revela un total de 129 unidades de control críticas, del total 111 requieren emplazamiento; de estas 26 son líneas forradas. Todas las unidades de control críticas operan actualmente.

A partir del censo de unidades de control del SIMECELE, estas se dividen en las categorías expuestas en la tabla 3-3.

Tabla 3-3 Categorías para identificar unidades de control.

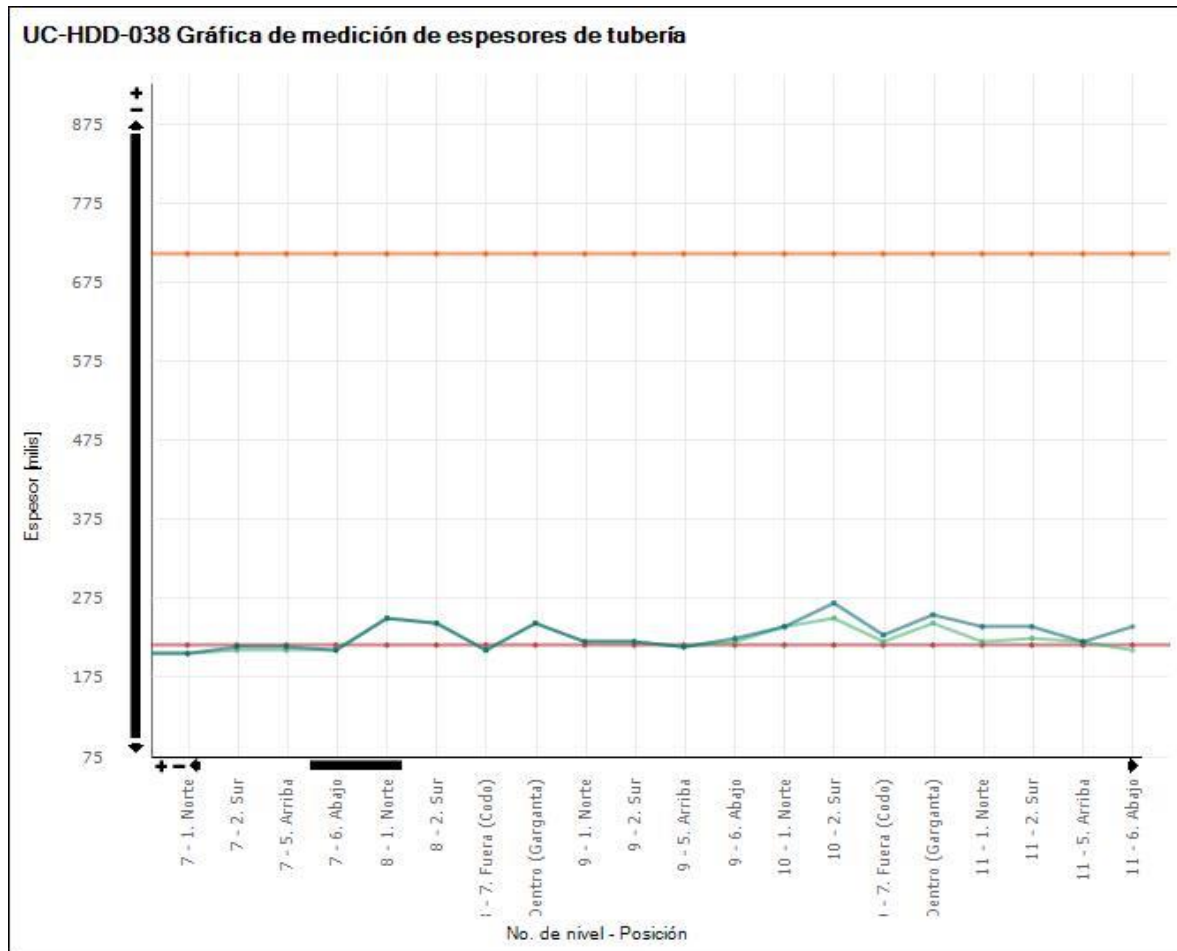
	Emplazamientos generados	Emplazamientos reales	FPME vencida con 01 inspecciones	FPME vencida con 2 inspecciones
Circuito	Numero de emplazamientos que se obtienen como resultado del análisis de la información capturada en el SIMECELE	Numero de emplazamientos confirmados tras la verificación de los datos del SIMECELE	El SIMECELE marca como vencidas aquellas UC que solo tienen una inspección y que haya pasado un plazo mayor a un año para la captura de su siguiente inspección.	Unidades de control vencidas como resultado del análisis de medición de espesores de dos fechas consecutivas.

Dado que en la revisión del censo de unidades de control de líneas se identificó un gran número de unidades con el Límite de Retiro por encima del Espesor Nominal y con **Fechas de Próxima Medición de Espesores** vencidas, se llevo a cabo el análisis sobre todas las unidades de control; a continuación solo se muestra a manera de ejemplo el caso para el circuito 18, ver tabla 3-4.

Tabla 3-4 Clasificación de unidades de control del circuito 18 por categorías.

Circuito	Emplazamientos generados	Emplazamientos reales	FPME vencida con 01 inspecciones	FPME vencida con 2 inspecciones
	Líneas	Líneas	Líneas	Líneas
H2 fresco	14	4	1	13

Como ejemplo se tiene la unidad de control 038 del circuito 18, la cual fue clasificada en la categoría de “**FPME vencida con 2 inspecciones**”; esta unidad se encuentra con Límite de retiro por encima del Espesor Nominal, ver gráfica 3-1.



Gráfica 3-1 Inspecciones de la unidad de control 038.

Como puede observarse en la gráfica 1, la diferencia entre el Espesor Nominal y Límite de Retiro es muy grande, los valores de las inspecciones registradas oscilan entre los del Espesor nominal y ninguno se encuentra lo suficientemente por debajo como para considerar emplazamiento; además, el expediente de inspecciones no revela velocidades de desgaste igual o mayores a 15 mpa. Por lo tanto de esta unidad de control se concluye que la generación de su emplazamiento no se considera real.

En la figura 3-10 se ilustra la Unidad de control 038 identificada en el DTI.

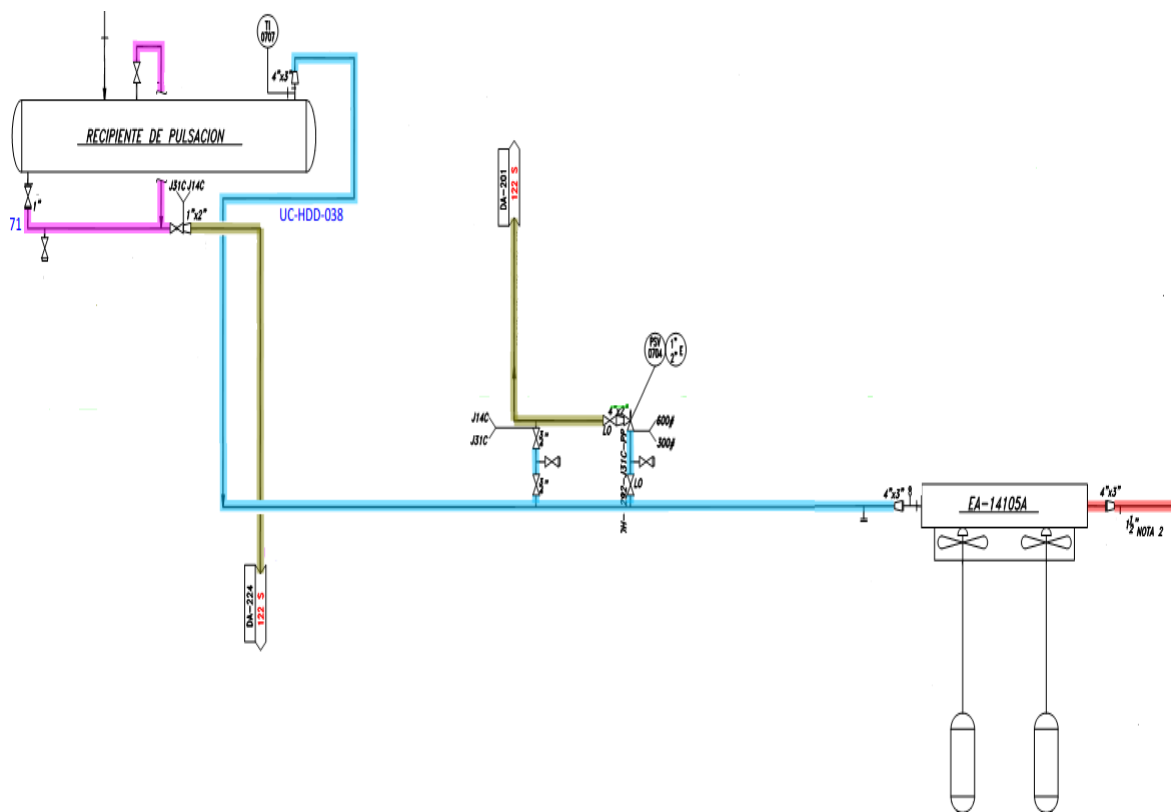


Figura 3-10 Unidad de control 038.

Para equipos, el análisis de medición de espesores del SIMECELE revela un total de 45 unidades de control críticas, de estas 21 requieren emplazamiento. De la misma forma que en unidades de control de líneas, se llevó a cabo la clasificación de acuerdo a la tabla 3-5.

Tabla 3-5 Emplazamientos generados de unidades de control de equipos.

Emplazamientos generados	Emplazamientos reales	FPME vencida con 01 inspecciones	FPME vencida con 2 inspecciones
Equipos	Equipos	Equipos	Equipos
EA-14603	1	0	1
EA-14607-CUERPO	1	0	1
FA-14108-CUERPO	1	0	1
FA-14502-CUERPO	1	0	1
GB-14101 B-CUERPO	0	1	0
GB-14501-CUERPO	1	0	1
TV-14606-CUERPO	1	0	1
UC-HDD-LG-0601	0	0	1
UC-HDD-LG-0602	0	0	1
UC-HDD-LG-0801	0	1	0
UC-HDD-LG-0802	0	0	1
UC-HDD-LG-0803	0	0	1
UC-HDD-LG-1001	0	0	1
UC-HDD-LG-1201	0	0	1
UC-HDD-LG-1202	0	0	1
UC-HDD-LG-1301	0	0	1
UC-HDD-LG-1401	0	1	0
UC-HDD-LG-2001	1	0	1
UC-HDD-LG-2001 A	1	0	1
UC-HDD-LG-2601	0	0	1
UC-HDD-LG-3901 XS	0	0	1

La revisión de unidades de control consistió en identificar cual es el factor que determina el vencimiento de las unidades, emplazamientos y a su vez, si se requiere confirmar su espesor en campo para mandar a emplazar, ó proponer una estrategia de trabajo de inspección a fin de evitar desaciertos en el análisis.

La estrategia es la siguiente:

1. Verificar emplazamientos.
 - **Corregir los errores de captura** por los cuales se marcan algunas de las unidades de control como emplazadas.
 - Crear un **plan de atención a los emplazamientos confirmados**.

2. Capturar la información histórica de las UC (sin información previa o con una sola inspección) con inspecciones vencidas.
 - **Capturar el historial** de trabajos de inspección de las unidades de control que no tienen inspecciones capturadas así como el de las unidades de control con 1 inspección.
 - **Se recomienda comenzar con las unidades de control vencidas con 1 inspección (602 UC total).**
3. Continuar el programa de medición de espesores para UC vencidas y/o próximas por vencer.
 - Capturar el historial de la calibración de unidades de control sin inspecciones o que están próximas a vencer por falta de información.

El sistema SIMECELE determinará el análisis de acuerdo a la información proporcionada, al mostrarse desviaciones se tendrá que identificar cuáles son los factores influyentes.

Para la estrategia 1, los datos capturados en el sistema son incorrectos; las razones son múltiples. La experiencia en campo permitió identificar parte de los motivos de la mala captura y estos son:

- En los levantamientos se registran diámetros erróneos porque la línea se encuentra forrada ó no está lo suficientemente accesible para determinar visualmente el diámetro de la tubería o cambios de diámetro.
- Se hicieron trabajos de emplazamientos fuera de las especificaciones del licenciador.
- Se registran presiones y temperaturas erróneas.
- En las mediciones de espesores de pared se registran datos erróneos por 2 motivos: el palpador no se calibró antes de llevar a cabo la medición o no se colocó de manera correcta. Al observarse desviaciones en el análisis será necesario volver a efectuar la medición de espesores de pared para contar con más datos de comparación y así determinar velocidades de desgaste más veraces.

3.5. Creación de reportes del avance de la implementación

Comprende toda la documentación entregable al centro de trabajo. Contiene los avances del proyecto de implementación del SIMECELE. El personal encargado de la implementación es el responsable de elaborar los reportes los cuales aseguran la sustentabilidad del proyecto y comprueba avance del mismo.

Los reportes deberán de entregarse periódicamente. Se recomienda fijar un plazo, aquel que refleje avances significativos; este puede ser mensual o bimestral.

En el capítulo 4 se hace mención de los entregables para las etapas de las fases de implementación. La fase 1 no se documenta a razón de que ya se había concluido en otros proyectos, consistió primordialmente en la revisión y actualización de la norma GPASI-204, se llevó a cabo una evaluación de las prácticas y se documentaron.

Además de los entregables mencionados con anterioridad se deberá de incluir evidencias del taller “Uso práctico del SIMECELE” que se imparte al personal del centro de trabajo; esto a través de una evaluación al finalizar el taller. Más adelante se detallará en qué consiste esta actividad para la implementación.

Los entregables de la fase 5 van a consistir en un censo de todas las unidades de control con emplazamiento, clasificándolas como se describió en la sección 4.4, “Análisis de la información y estrategia propuesta para la continuidad del trabajo”.

3.6. Capacitación al personal del centro de trabajo

Esta actividad es muy importante en la implementación del SIMECELE, aunque no se hace mención explícita en las actividades de las fases de implementación, el personal del centro de trabajo deberá estar capacitado para el manejo del software e instruido con los criterios establecidos en las normas bajo las cuales el sistema está fundamentado. Este taller debe ser impartido al comienzo de la implementación o en la fase de digitalización para así involucrar al personal en las demás fases, y consecuentemente, asegurar continuidad en el procedimiento de digitalización y carga de unidades de control.

Se comienza impartiendo una capacitación en la Norma GPASI-204 y en el uso práctico del Sistema SIMECELE al personal de inspección de la refinería. Esto consiste en:

- Proporcionar a cada uno de los asistentes un Manual del Usuario del SIMECELE y carpeta con las presentaciones del curso en duro y en electrónico.
- Impartir el curso de “Difusión del guía DG-SASIPA-IT-0204 Rev. 7 y dibujo de diagramas de inspección técnica con la herramienta del Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)”.
- Impartir el Curso-Taller en el uso práctico del SIMECELE.
- Impartir el curso “Capacitación en el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE) y el procedimiento DG-SASIPA-IT-0204 Rev. 7.

Para cada uno de los cursos se toma asistencia y se realizaron dos evaluaciones una teórica y una práctica, estas van a constituir los entregables para esta actividad.

4. EVALUACIÓN DE LAS FASES DE IMPLEMENTACIÓN

En el desarrollo del proyecto se encontraron algunas complicaciones las cuales fueron resueltas a la brevedad y durante el desarrollo del proyecto. Estas dificultades se presentaron en diversas actividades de cada fase de implementación del SIMECELE. A continuación se exponen los resultados de las fases donde se tuvieron estos percances así como la solución.

- Fase 2. Diagramas de inspección técnica electrónicos.

Recopilación de la información. En esta etapa surgió dificultad al momento de reunir la información necesaria para la implementación debido a que se proporcionaba de manera restringida por parte del personal de la planta. Por lo que se decidió elaborar un oficio solicitando permiso para recopilar la información.

Se recopiló la información necesaria para realizar la identificación de circuitos y unidades de control de líneas y equipos, salvo algunas excepciones referidas a equipos en las cuales no se encontraron hojas de diseño mecánico. El número de equipos con los que no se contó con esta información fue mínimo y específicamente fueron bombas de relevo, que tienen las mismas características que las principales, por tal razón no hubo problema significativo para capturar estas unidades de control y continuar con las actividades.

En el capítulo 2 se mencionó que no se logró obtener el Plot plan de la planta, tal deficiencia complicó la ubicación de los equipos de proceso y fue necesario acudir al personal de operación para identificarlos así como el norte de construcción de la planta.

Propuesta de mejora: para agilizar la recopilación de la información, se recomienda generar los oficios de solicitud de información antes de presentarse en el centro de trabajo e informar al personal involucrado mediante estos oficios. Los oficios deberán incluir toda la información requerida, según lo descrito para esta fase de implementación, ver anexo 2.

Identificación y censo de unidades de control de acuerdo al DTI. En el proceso de identificación de unidades de control surgió complejidad al dividir las unidades de control como fue el caso de los cabezales de desfogue. Para esto se definieron las unidades de control de acuerdo a los

criterios de la norma GPASI-204, se dialogó con el personal de la planta para llegar a un acuerdo ya que la práctica que se había llevado hasta ese momento difería. En la figura 25 se muestra un ejemplo de cómo se identificaron los cabezales de desfogue.

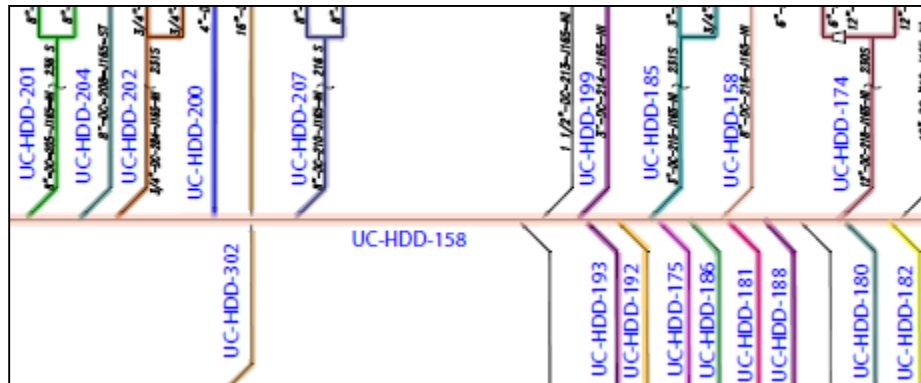


Figura 4-1 Circuito 65, desfogue ácido, unidad de control 165, cabezal de desfogue.

Como puede apreciarse en la figura 25 se identifican las entradas al cabezal como unidades de control independientes. Anteriormente se dividía la unidad de control del cabezal identificándola junto todas las entradas a partir del último bloqueo de estas.

El criterio por el cual se divide una unidad de control, según lo descrito en la normatividad aplicable, resultó ser inadecuado o incompleto en algunos casos como el que se mostro anteriormente. Para resolver esta dificultad se consideraron criterios complementarios al lo descrito en la normatividad en conjunto con el personal responsable del centro trabajo.

La división adecuada de unidades de control debe ser tal que favorezca la apropiada administración del desgaste de tubería o secciones de equipo; el desgaste determinado a partir de los trabajos de medición de espesores nos da una representación considerada adecuada, según lo descrito en varios marcos normativos como el código API (API 574)⁽¹²⁾, pero está puede ser complementada a través de considerar otros mecanismos de desgaste que pueden llegar a ser significativos para cierto tipo de instalaciones, por ejemplo, fracturas por vibración, fenómenos de fragilización, ampollamientos por productos químicos, etc.

Propuesta de mejora: Se recomienda documentar todos los criterios para definir unidades de control que no se encuentran explícitos en la norma; antes de generar nuevos criterios, deberá consultarse esta documentación con el fin de conservar los criterios de delimitación de unidades de control homologados en todo PEMEX-Refinación. La documentación generada de los diversos criterios de homologación, surgidos durante la implementación, deberá ser útil para proponer actualizaciones sobre el marco normativo.

Actualización en campo de diagramas de inspección técnica para inspección. Al momento de actualizar los diagramas de inspección técnica proporcionados, por el centro de trabajo se encontró que algunas líneas o secciones de las líneas estaban forradas y no fue posible identificar los arreglos, piezas de tubería, tipo de válvulas, soldaduras, etc. Para esto se solicitaron los isométricos de construcción “spool” para digitalizar estas unidades de control e identificar los niveles, accesorios, etc.

Propuesta de mejora: Se recomienda incluir en la lista de información requerida en lo oficios, la solicitud de los spool de construcción cuando se cuente con ellos.

- Fase 3. Alta de unidades de control

Correlación de niveles en diagramas de inspección técnica o dibujos actualizados con los expedientes donde se tiene el historial de mediciones. En el historial de inspección de diversas unidades de control se detectó que se identificaron los niveles de medición de espesores de pared difiriendo de lo establecido en la guía DG-SASIPA-IT-0204_rev. 7; este fue uno de los criterios a homologar en el centro de trabajo. Se elaboró un documento en excel con la relación de las unidades de control con sus respectivos niveles identificados de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204_rev. 7 indicando a qué nivel correspondían de acuerdo como se habían estado identificando.

Propuesta de mejora: Se propone que el documento elaborado sea homologado para todo el proceso de implementación y que se genere una guía de esta actividad, la cual deberá ser útil para actualizar la normatividad correspondiente.

- Fase 4. Captura de inspecciones y elaboración de reportes.

Captura de inspecciones en la UC (historial de inspección o nueva inspección). Se detectaron errores de captura de datos de inspecciones en esta actividad de implementación. Estos errores estaban determinados por el tecleo de algún número adicional que no correspondía al valor a capturar, siendo así una falla atribuida al capturista. Para esto solo se corrigen las inspecciones mal capturadas; la manera de detectarlas es en el análisis del SIMECELE.

Propuesta de mejora: Se sugiere crear una etapa intermedia en la cual se haga una revisión detallada de los datos capturados para detectar posible errores en la captura, antes de utilizar estos datos para el análisis estadístico formal, para esto se sugiere el uso de las gráficas de medición de espesores, mediante las cuales se puede detectar rápidamente puntos de medición mal capturados o problemas de captura en la especificación de materiales.

- Fase 5. Análisis de la información.

Verificación de emplazamientos generados y fechas de próxima medición vencidas. El análisis de la información de los datos capturados al SIMECELE tiene dos objetivos: en primer lugar, el generar una imagen del estado actual de la instalación al respecto de su desgaste; y en segundo lugar, proponer una base sobre la cual se continúe con el trabajo de registro de la medición de espesores en el SIMECELE como parte de su proceso de implementación.

En el capítulo 4 se realizó al proceso de análisis de la información, según lo descrito en el proceso de implementación del SIMECELE. Como se observa, este proceso es necesario debido a que está sujeto a varios puntos de posible error, desde la captura de los datos hasta la interpretación de los resultados, que pueden generar una percepción que no describe adecuadamente lo que pasa en la instalación. Estos puntos (descritos a detalle en el capítulo 3) se presentan a partir del trabajo en otras fases de implementación, por lo que el realizar con precaución el trabajo de implementación de otras fases puede ayudar a que el análisis sea más sencillo. Sin embargo, este no deja de ser necesario debido a que el SIMECELE, por sí solo, no es capaz de identificar cierto tipo de errores debido a un uso inadecuado; y además, no cuenta con funciones que faciliten

la creación de una metodología de continuidad de su proceso de implementación, como la estrategia mostrada en el capítulo 3.

El análisis realizado en esta etapa no es sobre los datos capturados al sistema sino sobre los datos del análisis estadístico formal generados por el SIMECELE, siguiendo la metodología descrita por la norma DG-SASIPA-IT-0204 Rev. 7. El SIMECELE no cuenta con un análisis de FRP, FPME, FPI que son necesarias para planeación; solamente identifica las unidades de control críticas y aquellas que por su FPME se encuentren vencidas.

Propuesta de mejora: Se propone que la metodología propuesta en el capítulo 3, se implemente como una función dentro del programa del SIMECELE. Aunque esto no excluye el trabajo de análisis realizado por personal técnico especializado, este se puede ver apoyado por funciones que no existen actualmente en el programa.

CONCLUSIONES

Se llevó a cabo la implementación del SIMECELE aplicando la metodología correspondiente en la planta hidrosulfuradora de diésel, aplicando la metodología descrita en las etapas de implementación del mismo

Se estableció el censo de circuitos y unidades de control de líneas y equipos aplicando los criterios establecidos en la guía DG-SASIPA-IT-0204 Rev. 7. Se considera, entre los puntos de mejora propuestos al realizar este trabajo, que se debe elaborar un documento donde se establezcan los criterios que no se encuentran explícitos en la guía dado que la experiencia en campo, en este y otros proyectos lo demandan; uno de estos fue, el que se definió en el proceso de identificación de unidades de control en los cabezales de desfogue; esto con el fin de conservar la homologación de criterios entre todas las instalaciones. La homologación de criterios garantizará una forma de trabajo paralela en todos los centros de trabajo y facilita la interpretación de la información.

Así mismo, para asegurar buenas prácticas de inspección se debe de mantener actualizada la información de la planta (DFP's, DTI's y diagramas de inspección). El sistema de inspección preventiva de espesores se verá mejorado si se trabaja de acuerdo a las prácticas bajo las cuales el SIMECELE está fundamentado.

Las fases de implementación donde surgieron complicaciones se evaluaron y se buscó la solución para darle continuidad al trabajo como se describe en el capítulo 4; los diversos puntos de mejora propuestos surgieron a partir de estas soluciones dadas en campo bajo la presión de un proyecto con tiempos establecidos, y su aplicación deberá servir para mejorar el proceso de implementación del SIMECELE, al prever que las complicaciones presentadas durante este proceso para la planta HDD pueden ser presentadas también en otros centros de trabajo. Mejorar el proceso de implementación apoyará la inclusión del SIMECELE dentro de PEMEX Refinación.

El uso del SIMECELE apoyará la administración de la seguridad industrial en el aspecto de inspección técnica, dado que hace más simple el análisis y programación de la medición preventiva de espesores, la obtención de los resultados del análisis es rápida, programa de manera oportuna las próximas inspecciones y genera los reportes que dan cumplimiento con los lineamientos documentales establecidos por las guías.

ANEXOS

Anexo 1. Lista de Mecanismos de daños más comunes en plantas de refinación.

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
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.	...	API 571
Craqueo por Tensión de Sulfuro (SSC)	Fisuración bajo la acción combinada de esfuerzo de tracción y la corrosión, en presencia de agua y sulfuro de hidrógeno.	...	ASM Handbook Vol. 11, Failure Analysis and Prevention;
Corrosión por Ácido Clorhídrico	El ácido clorhídrico (HCl acuoso) provoca tanto la corrosión general y localizada, es muy agresivo a los materiales más comunes de construcción en una amplia gama de concentraciones. Las primeras gotas de agua que se condensan pueden ser muy ácida (pH bajo) y promover altas velocidades de corrosión.	Los daños en las refinerías es más a menudo asociada con la corrosión del punto de rocío en el que los vapores que contienen agua se condensan en cloruro de hidrógeno a partir de la corriente del domo de una destilación, fraccionamiento, o torre de extracción.	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
Corrosión por Oxidación	<p>El oxígeno reacciona con el acero al carbón y otras aleaciones a alta temperatura, convirtiendo el metal a escamas de óxido. Con mayor frecuencia el oxígeno existente en el aire circundante (aprox. 20%) se utiliza para la combustión en calentadores y calderas alimentadas.</p>	<p>Normalmente se conoce como seco o de alta temperatura de ataque.</p>	<p>API 571</p>
Fatiga Térmica	<p>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.</p>	<p>Causada por un cambio de temperatura actuando en contra de una restricción externa o interna. Bajo ciclo de fatiga 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</p>	<p>ASM Handbook Vol. 11, Failure Analysis and Prevention</p>
Corrosión por Agua Amarga (Lluvia Ácida)	<p>La corrosión del acero debido a agua ácida que contiene H₂S a un pH entre 4,5 y 7,0. El dióxido de carbono (CO₂) también puede estar presente. Aguas amargas que contienen cantidades significativas de amoníaco, cloruros, cianuros que pueden afectar significativamente el pH, pero</p>	<p>...</p>	<p>API 571</p>

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
	están fuera del alcance de esta sección.		
Fragilización por Temperatura	Fragilización por temperatura es la reducción de la tenacidad debido a un cambio metalúrgico que puede ocurrir en algunos aceros de baja aleación, como resultado de la exposición a largo plazo en el rango de temperatura de aprox. 343°C a 593°C. Este cambio provoca un desplazamiento hacia arriba de la temperatura de transición dúctil a frágil, medido por las pruebas de impacto Charpy. A pesar de la pérdida de la resistencia no es evidente en la temperatura de funcionamiento, el equipo que está fragilizado por temperatura puede ser susceptibles a la rotura frágil durante la puesta en marcha y paro.	La Fragilización por Temperatura provoca un aumento en la temperatura de transición dúctil a frágil pero la condición puede ser invertida por retemplado a una temperatura por encima del intervalo crítico seguido por un enfriamiento rápido.	API 571
Descarburización	Condición donde el acero pierde fuerza debido a la eliminación de carbono y carburos dejando sólo una matriz de hierro. Descarburización se produce durante la exposición a altas temperaturas, durante el trat. Térmico, la exposición al	La pérdida de carbono de la superficie de acero puede ocurrir durante el tratamiento térmico si la atmósfera del horno es oxidante. La superficie será suave y baja en fuerza.	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
	fuego, o de servicio a alta temp. en un ambiente de gas.		
Corrosión Bajo tensión por Cáusticos (Fragilización Cáustica)	Una forma de corrosión bajo tensión, se caracteriza por grietas superficialmente iniciados, que se producen en tuberías y equipos expuestos a la sosa cáustica, principalmente junto a los no-PWHT	Craqueo cáustica es a menudo adyacente a no post soldadura tratados térmicamente soldaduras.	API 571
Erosión/corrosión	La erosión es la acelerada eliminación mecánica de la superficie del material como resultado del movimiento relativo entre o el impacto de los sólidos, líquidos, vapores o cualquier combinación de los mismos. La erosión-corrosión es una descripción de los daños que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión mediante la eliminación de las películas protectoras o escamas, o mediante la exposición de la superficie del metal aun más a la corrosión bajo la acción combinada de la erosión y corrosión.	Generalmente una superficie áspera con el flujo patrón de líneas visibles	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
Craqueo por amina	<p>Agrietamiento por amina es un término común aplicado a la fisuración de los aceros bajo la acción combinada de tensión a la tracción y a la corrosión en sistemas acuosos alcanolamina que se utiliza para eliminar/absorber H₂S y/o CO₂ y sus mezclas de diversos gases y corrientes líquidas de hidrocarburos. Agrietamiento por amina es una forma de corrosión bajo tensión por agrietamiento por alcalinos. Se encuentra con mayor frecuencia soldaduras de acero al carbón o en piezas trabajadas altamente frías.</p>	...	API 571
Fragilización de Hidrógeno	<p>Pérdida de la ductilidad de aceros de alta resistencia debido a la penetración del hidrógeno atómico que puede conducir a la fisuración quebradizas. Fragilización por hidrógeno (HE) 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.</p>	<p>El grado de fragilización por hidrógeno es altamente dependiente del nivel de resistencia del acero. Fractura intergranular bajo la ductilidad, en general, sin productos de corrosión.</p>	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
Fractura por Fragilidad	Fractura frágil rápida repentina producida bajo tensión (residual o aplicada), donde el material exhibe poca o ninguna evidencia de ductilidad o deformación plástica.	Tenacidad del material, el tamaño de grieta, y esfuerzo de tracción son generalmente los tres factores que controlan la susceptibilidad a la fractura frágil.	API 571
Fragilización de Aleaciones a 475°C (precipitación intergranular de cromo)	La Fragilización a 885 ° F (475 ° C) es una pérdida de la tenacidad debido a un cambio metalúrgico que puede ocurrir en las aleaciones que contienen una fase de ferrita, como resultado de la exposición en el intervalo de temperatura de 600 ° F a 1000 ° F (316 ° C a 540 ° C).	La fragilización se puede quitar por inmersión a altas temperaturas durante varias horas	API 571
Esferoidización	Esferoidización es un cambio en la microestructura de los aceros después de la exposición en el rango 850 ° F a 1.400 ° F (440 ° C a 760 ° C), donde las fases de carburo en aceros al carbón son inestables y pueden aglomerarse de su forma normal de placa a una forma esferoidal, o desde pequeña, finamente dispersa carburos en aceros de baja aleación como 1Cr-0.5Mo para grandes carburos aglomeradas. Esperoidización puede causar una pérdida en	El cambio de la estructura laminar perlítica a los carburos spheroidized generalmente produce una ligera reducción en la resistencia a la tracción y resistencia a la fluencia y un correspondiente aumento leve en la elongación.	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
	la fuerza y/o resistencia a la fluencia.		
Corrosión por Ácido Sulfúrico	El Ácido sulfúrico promueve la corrosión general y localizada de acero al carbón y otras aleaciones. Zonas de calor de acero al carbón afectados pueden experimentar una severa corrosión.	...	API 571
Corrosión por CO ₂	El dióxido de carbono (CO ₂) produce la corrosión cuando el CO ₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H ₂ CO ₃). El ácido puede bajar el pH y en las cantidades suficientes puede promover la corrosión general y/o picaduras del acero al carbón.	Presiones parciales de CO ₂ son un factor crítico y el aumento de las presiones parciales de los resultados en el bajo pH del condensado y mayores velocidades de corrosión.	API 571
Corrosión por Fatiga	La acción combinada de la tensión repetida o fluctuante y un ambiente corrosivo para producir agrietamiento. Carga Cíclica más un ambiente corrosivo.	Una dependencia observada de la resistencia a la fatiga es que a menudo se considera definitivo que la fatiga establece la corrosión como el mecanismo de falla. Al igual que la fatiga mecánica pero el número de ciclos hasta el fallo con frecuencia disminuye. Normalmente transgranular.	ASM Handbook Vol. 11, Failure Analysis and Prevention

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
Corrosión por Amina	La corrosión por amina se refiere en la general, y/o la corrosión localizada que se producen principalmente en acero al carbón en los Procesos de Tratamiento de amina. La corrosión no es causada por La propia amina, pero resulta de los gases ácidos disueltos (CO ₂ y H ₂ S), productos de degradación de aminas, sales térmicamente estables de amina (HSA), y otros contaminantes.	La corrosión depende de las prácticas de diseño y operación, el tipo de amina, las concentraciones de amina, contaminantes, temperatura y velocidad.	API 571
Corrosión Bajo Aislamiento	La corrosión de tuberías, recipientes a presión y de componentes estructurales que resultan de agua atrapada bajo aislamiento o protección contra incendios.	El daño puede ser agravado por los contaminantes que puedan lixiviarse fuera del aislamiento, tales como cloruros.	API 571
Corrosión Bajo Tensión por Amoníaco	Corrientes acuosas que contienen amoníaco puede causar corrosión bajo tensión (CCS) en algunas aleaciones de cobre. Acero al carbono es susceptible de amoníaco anhidro SCC.	El amoníaco anhidro con <0,2% de agua causará grietas en aceros al carbón. Tensiones requeridas para el agrietamiento puede ser de tensiones residuales.	API 571
Fatiga Mecánica	Agrietamiento por fatiga es una forma mecánica de degradación que se produce cuando un componente está expuesto a esfuerzos cíclicos durante un período prolongado, a menudo resulta en fallo repentino, e inesperado. Estas tensiones	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" equivocadamente llamado. La mayoría de las grietas de	API 571

Mecanismo de Daño	Definición	Atributos	Referencia de la Sección 16
	<p>pueden surgir de cualquiera de carga mecánica o ciclos térmicos y son típicamente muy por debajo del límite elástico del material.</p>	<p>fatiga se encuentra en los miembros soldados, iniciar en un borde de soldadura o en la terminación de 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.</p>	
<p>Fatiga por vibración</p>	<p>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</p>	<p>Por lo general parten de áreas de concentración de esfuerzos tales como ranuras, bordes afilados, surcos, etc</p>	<p>API 571</p>

Anexo 2. Oficio de solicitud de información



Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Química
Departamento de Ingeniería Química.
Laboratorio E-212.
04510 Ciudad Universitaria, México, D. F.
Tel. 56 22 53 59
E mail: mjcg@servidor.unam.mx

Oficio <<responsable>>-<<No.>>/ <<año>>

<<Responsable de coordinación de trabajos de inspección>>

<<Cargo>>

<<Centro de trabajo>>

PEMEX Refinación

Asunto: Solicitud de información para implementación del SIMECELE

Estimado << Responsable de coordinación de trabajos de inspección >>:

Como parte de los trabajos a realizar descritos en el convenio <<Nombre oficial del convenio>> se solicita la recopilación de la información relacionada con trabajos de inspección según se describe en la siguiente lista:

- Diagramas de Flujo de Proceso (DFP)
- Diagramas de bloques (DB) y/o Diagramas Mecánicos de Flujo (DMF)
- Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI)
- Descripción del proceso o de las actividades que se realizan en el centro de trabajo
- Listas de líneas
- Censo de Circuitos que se manejan actualmente
- Censo de Unidades de Control que se manejan actualmente
- Especificaciones de material de líneas (Libro de clases de materiales)
- Hojas de datos de los equipos
- Hojas de diseño mecánico de equipos
- Diagramas para Inspección Técnica de Espesores de Líneas y Equipos
- Expedientes de medición de espesores
- Listas de equipos
- Lista de PSV's (*Pressure save valve*)
- *Plot Plan* (mapa del centro de trabajo y de la planta/estación/terminal/etc.)
- *Spool de construcción*

Esta información será estrictamente utilizada solo para realizar los trabajos descritos por el convenio; dichos trabajos serán realizados por personal especialista de la UNAM en conjunto con personal de PEMEX Refinación y el manejo de la información quedará bajo la supervisión de personal de PEMEX Refinación quienes deberán aprobar el uso de la misma como parte de los trabajos de implementación del SIMECELE.

Sin más por el momento me pongo a sus órdenes y quedo en espera de sus comentarios.

A T E N T A M E N T E

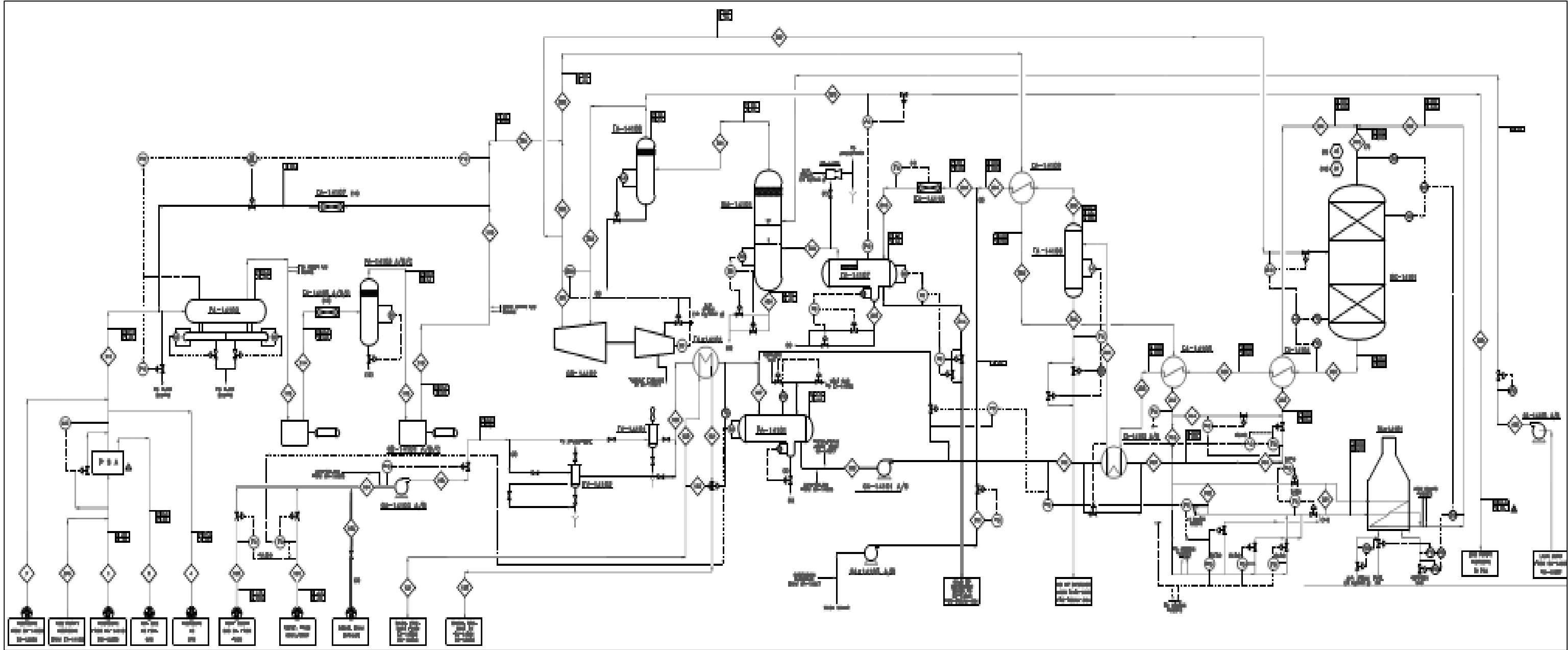
“Por mi raza hablará el espíritu”

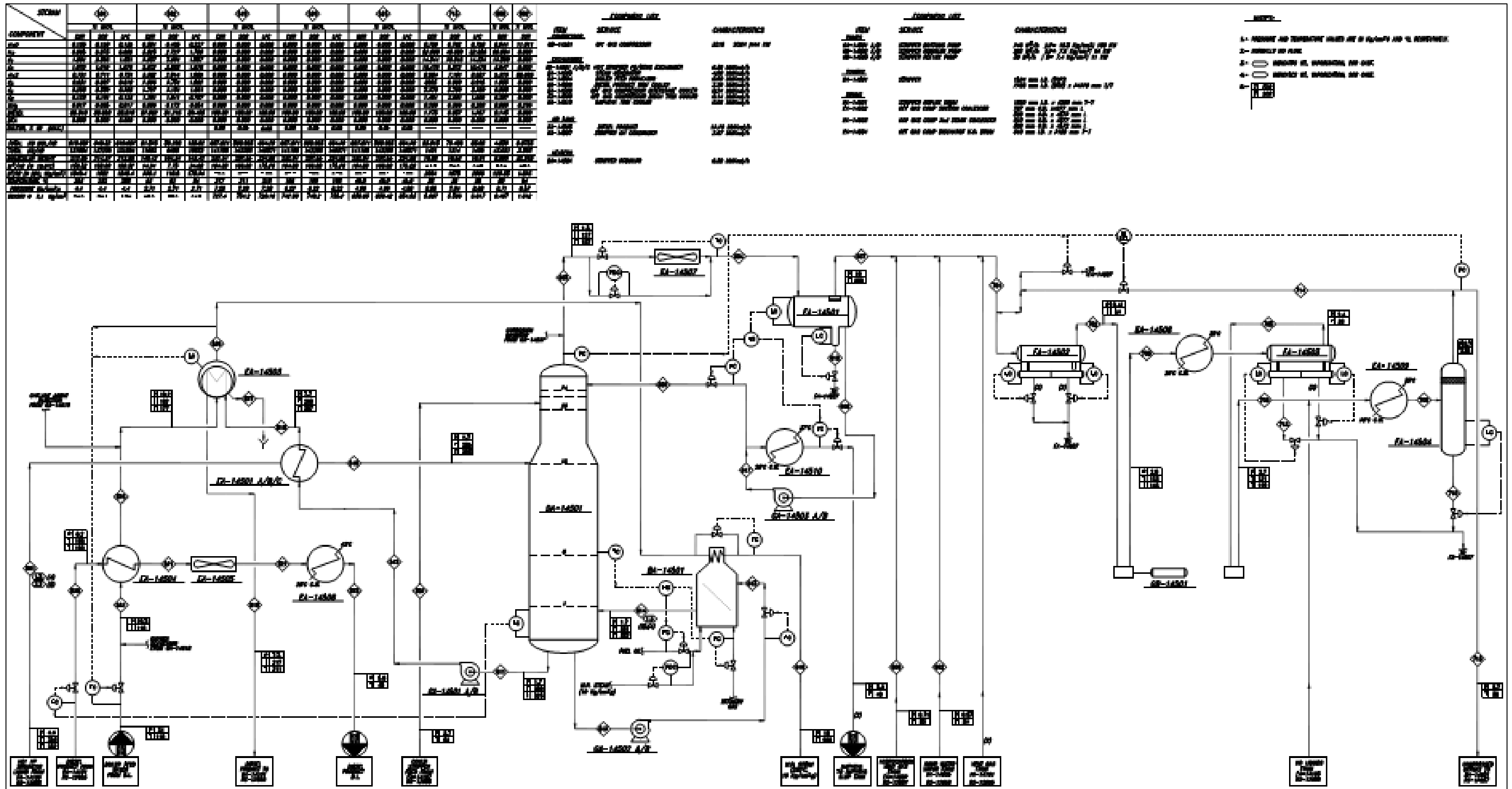
Ciudad Universitaria, D. F. a <<Fecha>>

<<Responsable>>

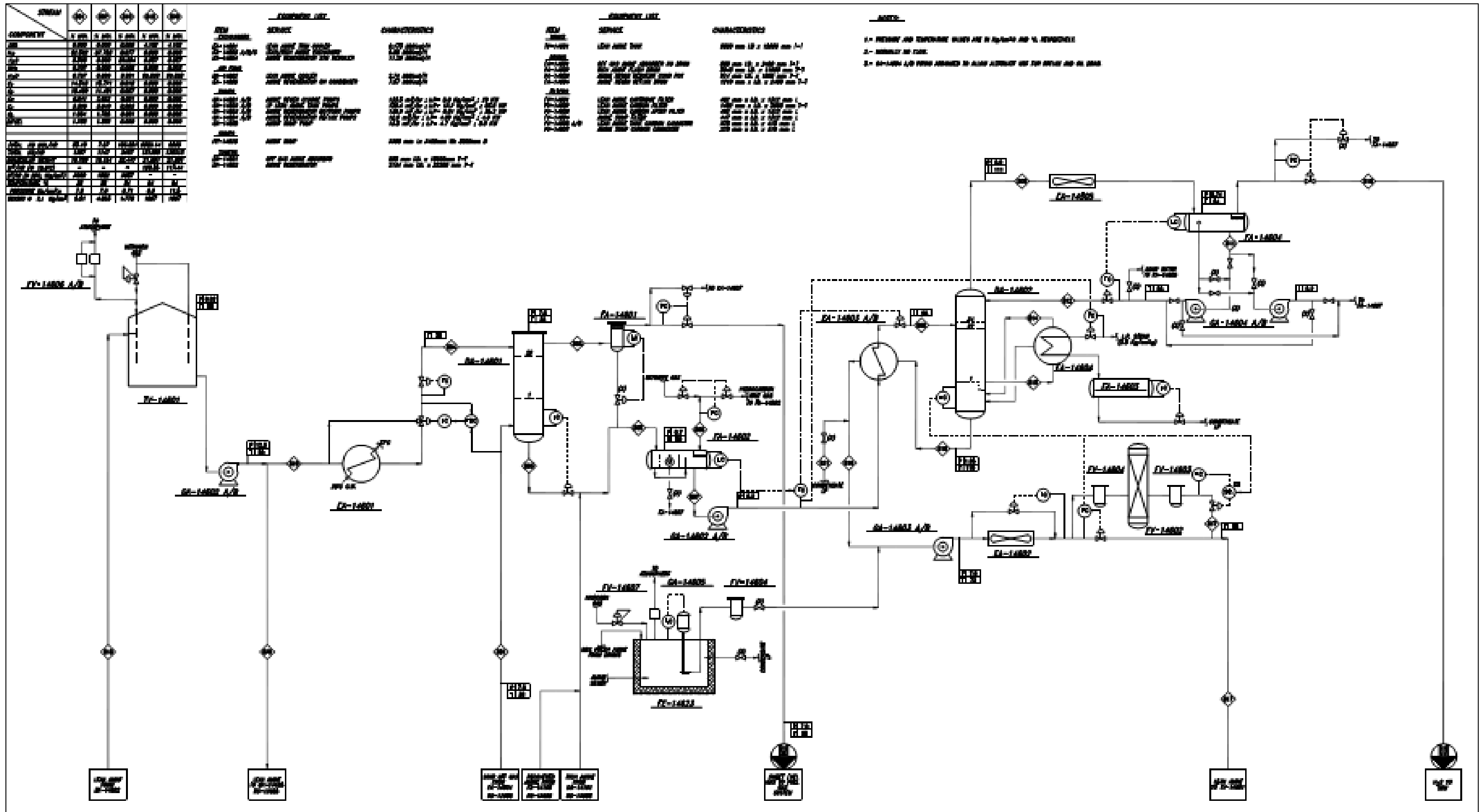
Anexo 3. DFP de la planta HDD

DFP de la sección de reacción

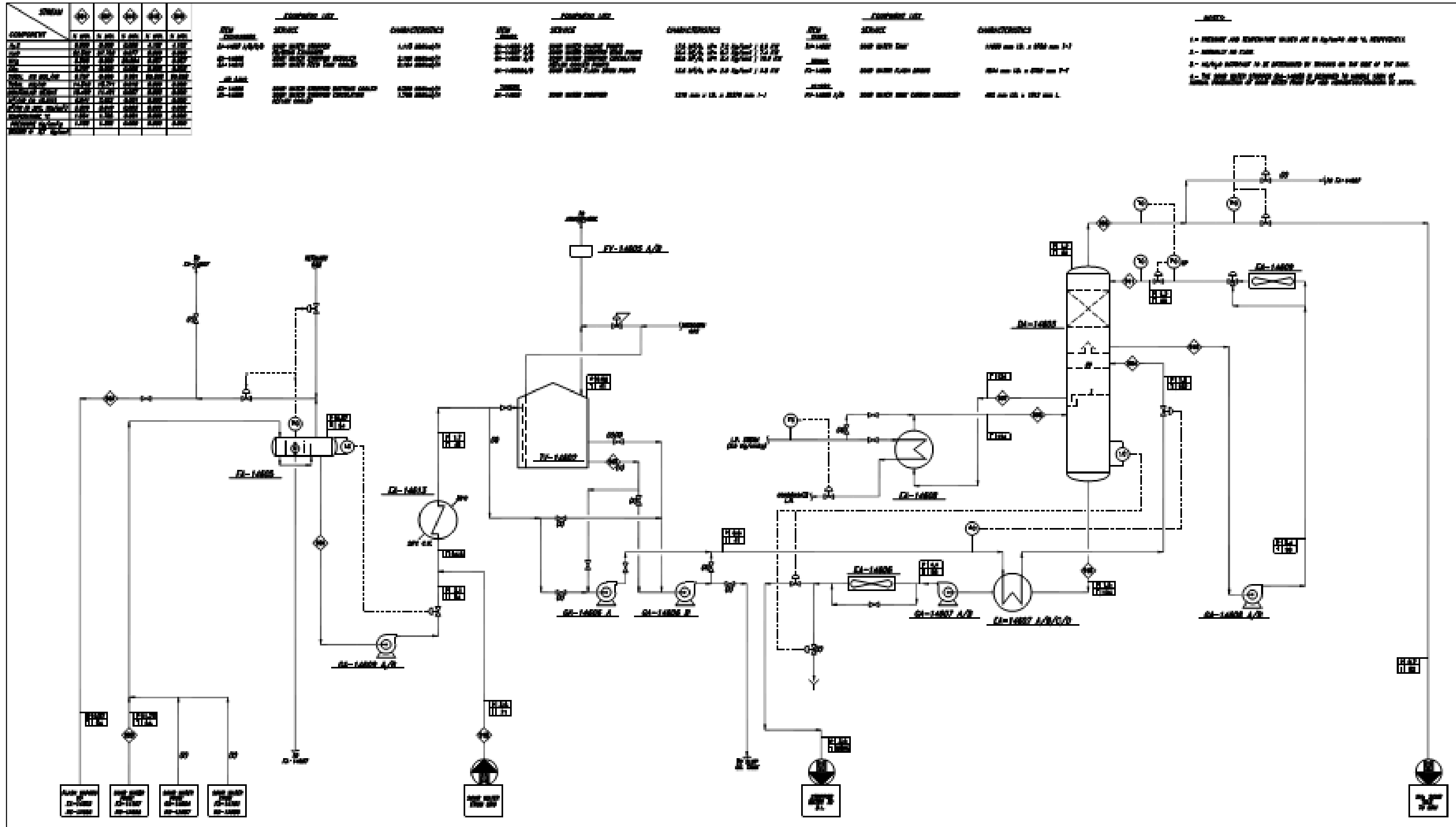




DFP de la sección de regeneración de amina



DFP de la sección de aguas amargas



GLOSARIO

A

ANSI

American National Standards Institute, 4

API

American Petroleum Institute, 4, 14, 17, 27, 72, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 88

ASME

Society of Mechanical Engineers, 4, 17

C

circuítos

Conjunto de líneas y equipos que manejan mismas composiciones de fluido y condiciones de operación semejantes., 3, 6, 20, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 60, 71, 76

D

DEA

Dietil Amina, 41, 43

E

ensayo no destructivo

Ensayo que se realiza con el fin de detectar mecanismos de daños presentes en tubería o equipos de proceso sin que estos sufran algún cambio en sus propiedades fisicoquímicas., 16

F

Fecha de Próxima Medición (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., 35

Fecha de Retiro Probable (FRP)

Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil estimada., 35

I

Inspección basada en estado

Define periodos de inspección considerando el análisis de los datos que reflejen el estado actual del componente de una instalación., 5

Inspección basada en riesgo

Define periodos de inspección a partir de analizar el riesgo de los componentes de una instalación como la probabilidad de que ocurra un evento no deseado por su consecuencia., 5

Inspección basada en tiempo

Define periodos de inspección considerando la vida útil de un componente de una instalación industrial y un número de revisiones mínimas por realizar en este periodo., 5

inspección técnica

Trabajos que se realizan sobre líneas y equipos con el fin de detectar mecanismos de deterioro o fallas presentes y preveer pérdidas de contención., 4, 5, 7, 8, 9, 12, 18, 20, 21, 28, 31, 36, 37, 38, 46, 47, 51, 54, 57, 59, 63, 70, 71, 73, 7

ISO

International Organization for Standardization, 4

L

límite de retiro

Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño, 21, 32, 32, 58, 62

límites de batería

Limite físico del área de proceso., 44, 53

M

mpa

Milesimas de pulgada por año, 35, 31, 34, 35, 66

N

nipletería

Tubería auxiliar a las líneas de proceso, que tienen la función, por ejemplo, de toma de muestra, conexión de instrumentos, etc., 22

Tubería auxiliar a las líneas de proceso, que tienen la función, por ejemplo, de toma de muestra, conexión de instrumentos, etc., 18, 19, 23, 28, 31, 40, 57, 58, 61, 62, 63, 88

niveles de medición

Conjunto de puntos sobre la tubería o parte de un equipo donde se realiza la medición de espesores de pared por ultrasonido., 21

NRF

Normas de referencia, 4

O

OSHA

Occupational Safety and Health Administration, 4

P

puntos de medición

Lugar donde se va a medir el espesor de pared., 23, 26, 74

S

SIMECELE

Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos, 3, 5, 6, 7, 19, 32, 37, 38, 40, 46, 59, 60, 63, 64, 67, 69, 70, 71, 74, 75, 76

Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos, 33

U

unidad de control

Secciones de tubería o equipos que presentan una velocidad de corrosión más o menos homogénea., 21, 22, 23, 27, 28, 31, 32, 33, 35, 36, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 61, 62, 65, 66, 72

unidades de control

Secciones de tubería o equipos que presentan una velocidad de corrosión más o menos homogénea., 3, 6, 19, 28, 31, 32, 38, 40, 45, 46, 48, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76

Secciones de tubería o equipos que presentan una velocidad de corrosión más o menos homogénea., 20

V

Vida Útil Estimada (VUE)

Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro., 35

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Accidentes industriales	10
Tabla 1-2 END utilizados en plantas de refinación	17
Tabla 1-3 Número de puntos de medición de acuerdo con el perímetro.	26
Tabla 1-4 Grados de corrosión en inspección de tornillería. (6)	27
Tabla 1-5 Ejemplo de criterio de selección de velocidad para el cálculo de datos de planeación.	35
Tabla 1-6 Alcance del SIMECELE 2009-2013.....	37
Tabla 3-1 Censo de unidades de control del circuito 01 al 06.	54
Tabla 3-2 Censo de U. C. del circuito 8.	63
Tabla 3-3 Categorías para identificar unidades de control.	64
Tabla 3-4 Clasificación de unidades de control del circuito 18 por categorías.....	64
Tabla 3-5 Emplazamientos generados de unidades de control de equipos.	67

INDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 División de elementos de una planta para inspección técnica	20
Figura 1-2 Diagrama de inspección técnica de la planta Hidrodesulfuradora de Diesel. ...	21
Figura 1-3 Ejemplos de numeración de Niveles de Niplería.	22
Figura 1-4 Ejemplos de numeración de Niveles de Tornillería	22
Figura 1-5 Identificación de puntos de medición en tramo de tubería	23
Figura 1-6 Identificación de puntos de medición en tees.....	24
Figura 1-7 Identificación de puntos de medición en codos.....	25
Figura 1-8 (cont.) Identificación de puntos de medición en codos.	26
Figura 1-9 Arreglo Cople–Niple–Válvula (formato–SGIT–1–87).	29
Figura 1-10 Arreglo Cople - Tapon.....	29
Figura 1-11 Arreglo Cople–Termopozo (formato SGIT–1–89).....	29
Figura 1-12 Arreglo Orificio–Tapón (formato SGIT–1–90).	30
Figura 1-13 Arreglo Orificio–Niple–Válvula (formato SGIT–1–91).	30
Figura 1-14 Arreglo Orificio–Codo de Cola–Niple–Válvula (formato SGIT–1–92).....	30
Figura 1-15 Diagrama de las fases de implementación del SIMECELE.	39
Figura 3-1 Sección de agotamiento de diesel, torre agotadora de diesel (previa identificación de circuitos).....	48
Figura 3-2 Sección de agotamiento de diesel, torre agotadora de diesel con circuitos identificados.	49
Figura 3-3 Ejemplo de unidades de control que conectan dos equipos.....	52
Figura 3-4 Ejemplo de unidad de control que llega a límites de batería.	53
Figura 3-5 Ejemplo de identificación de unidades de control cuando hay cambio de material.	53
Figura 3-6 Torre agotadora de diésel seccionada de acuerdo a las velocidades de desgaste.	56
Figura 3-7 Plantilla para líneas.....	58
Figura 3-8 Plantilla para equipos.	59
Figura 3-9 Tabla de datos generales para una unidad de control.....	61
Figura 3-10 Unidad de control 038.	66
Figura 4-1 Circuito 65, desfogue ácido, unidad de control 165, cabezal de desfogue.	72

BIBLIOGRAFÍA

1. Muñoz Antonio, Rodríguez Herrerías José, M. Martínez-Val José, La seguridad industrial, Fundamentos y aplicaciones, Ministerio de Industria y Energía.
2. Dr. Ramírez Cavassa César, Seguridad industrial, editorial Limusa, México D. F., 1991.
3. NORMA Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2004, Organización del trabajo-Seguridad en los procesos de sustancias químicas.
4. Manual de Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad, Du Pont, S.A. de C.V., México, 2006.
5. DG-SASIPA-IT-0204, Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores, Revisión 7 2009.
6. DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación, Revisión 3 1995.
7. GPEI-IT-3001 Para la instalación de niplería en líneas y equipos de proceso.
8. GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.
9. GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
10. DG-ASIPA-IT-00008 Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.
11. GPEI-IT-0201 Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.
12. API 574, Inspection Practices for Piping System Components.