



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE QUÍMICA**

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES  
EN UNA PLANTA DE HIDRODESULFURACIÓN Y LA COMPARACIÓN  
DE TORRES ESTABILIZADORAS DE PRODUCTO**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**  
**INGENIERO QUÍMICO**

**PRESENTA**

**EMMANUEL SÁNCHEZ QUINTANAR**



**MÉXICO, D.F. 2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE:** Profesor: VICTOR MANUEL LUNA PABELLO

**VOCAL:** Profesor: MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ

**SECRETARIO:** Profesor: JOAQUIN RODRÍGUEZ TORREBLANCA

**1er. SUPLENTE:** Profesor: EZEQUIEL MILLÁN VELASCO

**2° SUPLENTE:** Profesor: NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM.**

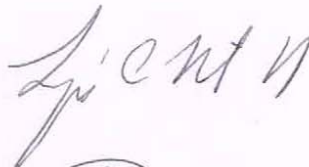
**ASESOR DEL TEMA:**

DR. MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ



**SUPERVISOR TÉCNICO:**

DR. NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO



**SUSTENTANTE:**

EMMANUEL SÁNCHEZ QUINTANAR





## ÍNDICE

ABREVIATURAS.....	v
ÍNDICE DE TABLAS .....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vii
RESUMEN .....	9
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 Hipótesis.....	12
1.2 Objetivo general .....	13
1.3 Objetivos Particulares .....	13
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 Seguridad Industrial .....	14
2.2 Accidentes Industriales.....	16
2.3 Inspección técnica y marco normativo .....	19
2.3.1 DG-SASIPA-IT-0204 .....	22
2.3.1.1 Preparativos para la medición de espesores.....	24
2.3.1.2 Unidades de control críticas .....	27
2.3.1.3 Análisis estadístico formal .....	27
2.3.1.4 Uso de los resultados .....	29
2.3.2 GPASI-IT-209.....	31
2.3.3 GPEI-IT-201 .....	33
2.3.4 GPI-IT-4200.....	35
2.3.5 DG-GPASI-IT-0903 .....	37
2.4 Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE).....	39
2.5 Proceso de hidrodeshulfuración .....	47



CAPÍTULO III. IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO .....	52
3.1 Recopilación en campo .....	52
3.2 Descripción del proceso de una planta hidrosulfuradora.....	56
3.3 Censo de circuitos.....	60
3.4 Censo de unidades de control.....	63
3.5 Actualización y digitalización de diagramas de inspección.....	67
3.6 Relación de niveles o empates.....	72
3.7 Captura en el SIMECELE.....	73
3.8 Resultados .....	80
3.8.1 Censo de circuitos.....	80
3.8.2 Censo de unidades de control.....	80
3.8.3 Análisis estadístico formal de la Torre Estabilizadora de Producto .....	81
3.8.4 Comparación entre dos torres estabilizadoras de producto .....	91
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	95
4.1 Conclusiones.....	95
4.2 Recomendaciones.....	96
ANEXO A. MEMORIA DE CÁLCULO .....	98
ANEXO B. CENSO DE CIRCUITOS DE LÍNEAS Y EQUIPOS.....	100
ANEXO C. CENSO DE UNIDADES DE CONTROL DE LÍNEAS Y EQUIPOS ...	104
BIBLIOGRAFÍA .....	116



## ABREVIATURAS

PEMEX	Petróleos Mexicanos
SIASPA	Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental
SSPA	Salud, Seguridad y Protección Ambiental
TCDD	2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina
EEUU	Estados Unidos
ASP	Administración de la Seguridad de sus Procesos
GPASI	Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial
GPEI	Gerencia de Protección Ecológica e Industrial
PVC	Cloruro de vinilo
mpa	Milésimas de pulgada por año
VUE	Vida Útil Estimada
FPME	Fecha de Próxima Medición
FRP	Fecha de Retiro Probable
SSC	Stress corrosion cracking (Fisuración por tensocorrosión)
SIMECELE	Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos
SIDTI	Sistema de Información para Diagramas Técnicos Inteligentes
HDS	Hidrodesulfuración
PSV	Pressure Safety Valve (Válvula de seguridad de presión)
LG	Level Glass (Vidrio de nivel)
LIT	Level Indicators Transmisor (Transmisor indicador de nivel)



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Accidentes en los últimos años .....	18
Tabla 2.2 Intervalos de inspección en tuberías .....	33
Tabla 2.3 Período de revisión de tornillería .....	38
Tabla 3.1 Grupo de diámetros para todos los niveles de E 25-DA-102-DOMO ....	82
Tabla 3.2 Grupo de diámetros para niveles normales de E 25-DA-102-DOMO ....	83
Tabla 3.3 Grupo de diámetros para niveles críticos de E 25-DA-102-DOMO .....	84
Tabla 3.4 Grupo de diámetros para todos los niveles de E 25-DA-102-FONDO...	88
Tabla 3.5 Tabla comparativa de torres estabilizadoras de producto .....	92
Tabla B-1 Censo de circuitos de líneas y equipos, para el proceso de hidrodesulfuración .....	100
Tabla C-1 Censo de unidades de control de líneas y equipos, para el proceso de hidrodesulfuración .....	104



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Localización de puntos en arreglos típicos.....	36
Figura 2.2 Árbol de tareas del SIMECELE .....	40
Figura 2.3 Pantalla de bienvenida SIMECELE .....	41
Figura 2.4 Recibo/Envío de datos al SIMECELE .....	43
Figura 2.5 Detalles de la inspección.....	44
Figura 2.6 Reporte de una unidad de control .....	45
Figura 2.7 Memoria de cálculo del análisis de medición de espesores .....	46
Figura 3.1 Ejemplo de un spool de construcción.....	54
Figura 3.2 Ejemplo de una hoja de diseño mecánico.....	55
Figura 3.3 Diagrama de bloques del proceso de hidrodeshulfuración.....	56
Figura 3.4 Ejemplo de identificación de circuitos de líneas y equipos en la sección de agotamiento.....	61
Figura 3.5 Ejemplo de identificación de unidades de control de líneas y equipos .	65
Figura 3.6 Diagrama de inspección técnica de línea en la plantilla SIMECELE ....	67
Figura 3.7 Ejemplo de un levantamiento del domo del equipo en la plantilla SIMECELE .....	68
Figura 3.8 Ejemplo de un diagrama de inspección técnica de construcción de línea .....	69
Figura 3.9 Ejemplo de un levantamiento de línea en forma manual.....	70
Figura 3.10 Ejemplo de un levantamiento del domo de un equipo en forma manual .....	71
Figura 3.11 Formato de empate para captura.....	72
Figura 3.12 Ventana para capturar una nueva unidad de control.....	75
Figura 3.13 Trabajos de inspección para la unidad de control .....	76





Figura 3.14 Inspección de tubería o equipo .....	77
Figura 3.15 Expediente de medición de espesores.....	78
Figura 3.16 Inspección visual de tubería.....	79
Figura 3.17 Gráfica de medición de espesores de E 25-DA-102-DOMO .....	86
Figura 3.18 Gráfica de medición de espesores de E 25-DA-102-FONDO .....	90



## RESUMEN

Las necesidades que se generan en una instalación industrial a raíz de mantener los estándares de la seguridad industrial en los límites mínimos, ha permitido que la implementación de un sistema de medición de espesores como el SIMECELE traiga grandes ventajas a los centros de refinación en México.

La adecuada implementación de este sistema permite la identificación de unidades de control con emplazamiento, unidades de control vencidas, unidades de control críticas e incluso inferir que el desgaste en las tuberías y equipos pueden ser ocasionados por otros mecanismos de desgaste. Pero es necesario analizar los datos conforme se van obteniendo a lo largo del procedimiento con la finalidad de que al momento de cerrar o validar dicha inspección, se esté seguro de que los resultados que el sistema está arrojando, tengan la certeza necesaria para la toma de decisiones.

El análisis gráfico de la medición de espesores ayuda a interpretar de la mejor manera, distintos tipos de fenómenos que son característicos de una unidad de control como engrosamientos y/o desgaste. Conforme al fenómeno de desgaste, el espesor de una pieza de tubería, placa o accesorio debe de disminuir y el interpretar de una manera adecuada los engrosamientos nos permite tomar acciones sobre el punto en específico y así poder considerar lo siguiente:

- Puede ser una pieza de conexión especial.
- La calibración del equipo puede no ser la adecuada.
- Error en la medición del punto.
- Error de captura.

El sistema presenta entonces oportunidades de mejora en cuanto a la distinción, captura o análisis de accesorios o piezas más específicas.

Se puede detectar también que el origen de un engrosamiento es debido al uso de cédula de tubería incorrecta, ya que se tiene la idea de que una cédula mayor presenta una vida útil más grande, pero en realidad la vida útil de una pieza de



tubería o accesorio está en función del material y de la clase con que está construido.

El análisis estadístico formal de medición de espesores permite, con el cálculo de las velocidades de desgaste, identificar aquellos puntos en los cuales la velocidad es mayor al límite permisible (15 mpa) y ser clasificados como críticos. En un nivel, puede haber una posición que rebase el límite, de las 4 posiciones registradas para la inspección, de manera que no sea necesario considerar toda la unidad de control como crítica. Esto porque generalmente en éstas posiciones se presenta el fenómeno de golpe de ariete, característico en los injertos, codos, tee, etc.

La homogenización de un sistema en aquellos procesos que son similares es muy importante, porque genera las bases para tener evidencia sobre sucesos inherentes que impactan a la seguridad de las instalaciones, es por ello que, la comparación de determinadas unidades de control que comparten estas características nos ayudan a definir el estado actual de las situaciones y sobre todo a predecir con anticipación los posibles sucesos (causas) que pueden originar accidentes.

El seguimiento y aplicación de la normatividad es fundamental, sobre todo en cuestiones de seguridad industrial ya que las situaciones que se derivan de ella terminan en implicaciones del tipo legal y que día a día, en tanto los procesos no se hallan automatizado por completo, son seres humanos los que los operan y es el entorno natural y humano donde se desarrollan estas actividades industriales.



## CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

La infraestructura de la industria petrolera en México ha permanecido sin cambios durante casi dos décadas, frente a la demanda interna de petrolíferos que aumenta a tasas más elevadas que la economía mundial.

En la actualidad, el desarrollo económico del país debe de ir de la mano con el compromiso en el cuidado del ambiente, es por esto que la mejora de los procesos e implementación de mejor tecnología, está encaminada a producir combustibles cada vez más limpios.

Los impactos potenciales de la refinación del petróleo sobre el aire, el agua y el suelo, implican la necesidad de tener un apoyo institucional, a fin de asegurar que la supervisión de programas sea eficiente.

Son necesarios los procedimientos, las normas de salud y sobre todo seguridad en la planta, incluyendo sistemas para mantener los niveles de exposición más bajos que los límites aceptados, así como capacitación permanente del personal.

Uno de los elementos básicos que influye en la seguridad de una instalación industrial es la integridad mecánica de sus líneas y equipos de proceso, la cual garantiza que al inspeccionarlos, mantenerlos y en su caso reemplazarlos, se podrán prevenir fallas potenciales y con esto accidentes con daños a personas, instalaciones y/o al ambiente.

El uso constante de las tuberías y equipos en la industria de la refinación ocasiona el desgaste del material con que están fabricados, es por ello que se deben tener bajo una revisión constante, mediante sistemas de análisis con base en sus propiedades de integridad mecánica, de manera que se pueda programar su mantenimiento preventivo o correctivo que se les deben realizar, y en su caso, programar el reemplazo de los mismos, por la pérdida de contención de sustancias peligrosas.



Se requieren planes de monitoreo en las plantas de proceso y la información generada en los trabajos de inspección debe ser analizada y administrada de forma adecuada con el objetivo de establecer una planeación de trabajos de inspección subsecuentes y un mantenimiento confiable. Se debe reflejar de manera certera las necesidades de cuidado que deba tener la instalación ya que un mal manejo administrativo de la información de los trabajos de inspección suele generar riesgos no controlados que generalmente terminan con consecuencias graves no deseadas hacia las personas, el ambiente y las instalaciones.

### **1.1 Hipótesis**

Con la implementación de un sistema de medición y control de espesores se podrá evaluar y detectar las zonas de mayor desgaste en líneas de proceso así como de la Torre Estabilizadora de producto para una planta hidrosulfuradora con la finalidad de hacer más seguro el proceso, reducir los peligros, impactos al ambiente y accidentes.

A partir del análisis de los resultados obtenidos de la medición preventiva de espesores, identificar las secciones de la Torre Estabilizadora de Producto que presenten un mayor desgaste y que requieran de un plan de inspección más riguroso.

Con la comparación de Torres Estabilizadoras de Producto de dos plantas que tienen el mismo proceso y que manejan la misma mezcla, se establecerá la forma correcta de la interpretación de la normatividad y verificar si su implementación es homogénea.



## 1.2 Objetivo general

Implementar un sistema de medición y control de espesores en una planta hidrodesulfuradora y la comparación de resultados entre Torres Estabilizadoras de Producto.

## 1.3 Objetivos particulares

- Documentar la metodología a seguir para la inspección técnica de equipos de proceso en una planta hidrodesulfuradora.
- Determinar la rapidez de desgaste en una Torre Estabilizadora de Producto para ubicar las zonas de refuerzo.
- Validar que el sistema de medición de espesores en la Torre Estabilizadora de Producto se aplica homogéneamente en los diferentes centros de trabajo.



## CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Seguridad Industrial

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

En la industria química se manejan sustancias que pueden presentar un riesgo para la salud debido a su naturaleza, muchas de estas sustancias se encuentran bajo condiciones de operación que exigen la adopción de medidas de seguridad para administrar el riesgo en el manejo de estas instalaciones. Una fuga de dichos materiales pondría en peligro a los trabajadores y en casos extremos afectaría a la población y a los ecosistemas aledaños.

Los productos y servicios son tan comunes en nuestra sociedad actual que se puede caer en la falsa percepción de que estos productos y servicios están garantizados de una manera natural, y no es necesaria mayor preocupación para que sigan aportando un beneficio fiable y cotidiano a la sociedad. Ciertamente es que la madurez tecnológica del desarrollo del país, es una garantía magnífica de que se dominan los medios y métodos para aportar estos productos y servicios, pero cierto es también que, para hacerlo posible es necesario mantener y acrecentar nuestra capacidad tecnológica y sus características sobresalientes: seguridad, rentabilidad y calidad<sup>1</sup>.

El objetivo de la seguridad industrial es vigilar porque las actividades realizadas en la práctica industrial se realicen sin secuelas de daño inaceptables para los profesionales que las ejecutan, las personas en general, los bienes y el ambiente.

Es obvio que la seguridad absoluta no existe, y que los riesgos naturales y biológicos confieren a nuestra vida un marco de desarrollo no exento de sobresaltos.<sup>4</sup>



Una de las cuestiones más singulares y llamativas de la seguridad industrial es la aparente desproporción entre causas y efectos, sobre todo en lo referente a lo que suele llamarse accidentes mayores, a menudo iniciados por un incidente menor.

El advenimiento de nuevas invenciones obliga al menos a un estudio tecnológico para reducir sus riesgos, atendiendo fundamentalmente a dos cuestiones: acotar y minimizar en lo posible los efectos producibles por estas nuevas invenciones; y reducir la probabilidad de estos efectos.<sup>3</sup>

De hecho, tal análisis es a menudo imposible de efectuar porque en él concurren circunstancias no gobernadas por leyes físicas, sino por la decisión de las personas. Esa es en general una importante causa de subjetividad e incertidumbre. La otra es la propia naturaleza, a través de sus agentes meteorológicos, sismotectónicos y demás. Es obvio que el factor humano y el elemento natural van a estar siempre presentes en todas las actividades, incluidas las industriales, pero en éstas cabe reducir la incertidumbre propiamente industrial hasta límites muy bajos, acorde con los principios de protección que deben inspirar la Seguridad Industrial como técnica.

Como consecuencia de la preocupación por el riesgo, la seguridad industrial ha ido cristalizando una serie de leyes, decretos y reglamentos que articulan de manera eficaz las exigencias planteadas en dicho terreno. Puede decirse que la totalidad de los países disponen de legislación de seguridad industrial, aunque ésta es realmente completa en países más avanzados.

Actualmente en México, PEMEX es el encargado responsable de los recursos petroleros de la nación, llevando a cabo sus actividades con los más altos niveles de seguridad industrial y reduciendo al mínimo aceptable los impactos al medio ambiente.<sup>5</sup>

En 1998, PEMEX implanta un Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA), el cual es la herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogéneos, interrelacionados e





interdependientes, enfocada al diagnóstico, implantación, evaluación y mejora continua del desempeño en los campos de la seguridad y protección ambiental basada en la prevención.<sup>5</sup>

El SIASPA forma parte de un solo sistema considerado como un macro proceso de seguridad llamado SSPA que proviene de las 12 mejores prácticas de Salud, Seguridad y Protección Ambiental propuestas por Dupont quien es el consultor de la implementación de éste sistema.

Por otra parte, en la Facultad de Química de la UNAM, se desarrolló un sistema de medición y control de espesores para líneas y equipos de proceso (SIMECELE), el cual está diseñado con base en la normatividad que considera el SIASPA en su macro proceso de seguridad, implementado con éxito en las líneas y equipos de proceso de diferentes plantas de las instalaciones de PEMEX Refinación.

El SIMECELE proporciona las herramientas necesarias para la administración y manejo de la información, pero está orientado a realizar un análisis estadístico formal, el cual debe ser empleado por el usuario para la correcta interpretación de las situaciones y ser un sustento para la toma de decisiones; por tanto su utilización se extiende a cualquier área de proceso de la industria de la refinación.

## **2.2 Accidentes Industriales**

Un accidente mayor o grave es el que repercute en el público en general o al ambiente humano, con emisión de sustancias tóxicas fuera de las instalaciones industriales, o con emisión de energía en cantidades anormales. La emisión de energía suele ir acompañada en estos casos de fenómenos peligrosos tales como detonaciones, deflagraciones o incendios. En numerosas ocasiones, la existencia de estas emisiones energéticas estimula la dispersión de agentes tóxicos y, por lo tanto, contribuyen a dar una mayor proporción catastrófica a un determinado accidente.



Tales son los casos de la Refinería de Feyzin en Francia, donde por un mal diseño mecánico de unas esferas que contenían propano y butano, provocaron una importante fuga del hidrocarburo terminando en la explosión de las mismas; la tragedia ocurrida en Flixborough, pequeña localidad ubicada al norte de Londres, Reino Unido, donde una fisura detectada en la pared de un reactor fue mal atendida al sustituir una tubería y reemplazarla con otra de características diferentes, no efectuándose los correspondientes cálculos de los esfuerzos que tendrían que soportar los diversos elementos, se generó una explosión que desapareció por completo las instalaciones, hubo efectos externos destruyendo casas y comercios y las personas presentes en la planta fueron víctimas de la explosión; México no es la excepción, en 1992 en Guadalajara, se produjeron 18 explosiones de gas que ocasionaron más de 200 muertos y 100 heridos, quedando destruidas 1402 casas, 450 negocios, 600 vehículos y 10 kilómetros de calles, todo esto ocasionado por la corrosión de un poliducto de gas y gasolina que estaba en contacto con una conducción de agua desgastando el recubrimiento de la tubería.<sup>2</sup>

Es pertinente tener capacidad de reaccionar ante catástrofes de cualquier naturaleza, incluso con planes de evacuación, pero por otro hay que prevenir los accidentes industriales en sus raíces, evitando su propagación y magnificación.

En el caso de los accidentes mayores aparecen problemas relacionados con el público en general, y por tanto con el orden público. Ello explica que muchas de las cuestiones referentes a la seguridad ante accidentes mayores se contemplen básicamente desde la óptica de la protección civil, olvidando en algunos casos que la protección más eficaz se debe producir en la raíz de la instalación y de los procesos.<sup>3</sup>

Los orígenes más significativos del riesgo son:

- a) Térmico
- b) De presión
- c) De energía cinética



- d) De energía potencial
- e) De explosión
- f) Incendio (combustión)
- g) Reactividad química (causticidad)
- h) Toxicidad química
- i) Eléctrico
- j) Radiológico
- k) Óptico
- l) Acústico

Los accidentes ocurren porque la gente comete actos incorrectos o porque los equipos, herramientas, maquinarias o lugares de trabajo no se encuentran en condiciones adecuadas. El principio de la prevención de accidentes señala que todos los accidentes tienen causas que los originan y que se pueden evitar al identificar y controlar las causas que los producen.

A continuación, en la tabla 2.1, se enlistan algunos casos de desastres ocurridos en centros de trabajo de todo el mundo, donde se manejan sustancias peligrosas.

Tabla 2.1 Accidentes en los últimos años.

<b>Año</b>	<b>Lugar</b>	<b>Descripción</b>
1971	Florida, EEUU.	Ruptura de tubería que transportaba ciclohexano.
1976	Seveso, Italia.	Reacción incontrolada que produciría una fuga de TCDD, toxico nocivo a la salud humana.
1978	Los Alfaques, España.	Explosión de un carro-tanque que transportaba propileno por sobre carga.
1982	Tacoa, Venezuela.	Incendio y explosión de un tanque que contenía mezclas de crudos pesados, aceites, querosenos y gasolinas.



Año	Lugar	Descripción
1984	Bhopal, India.	Fuga de insecticida por la falla en los sistemas de seguridad.
1984	San Juan Ixhuatepec, México.	Muerte de entre 500 a 600 personas por explosiones en una planta de almacenamiento y distribución de gas propano.
2000	Kuwait, Kuwait.	Explosión por fuga de gas originando la muerte de 4 personas.
2005	Texas, EEUU	Explosión e incendio en la refinería ocasionando 15 muertos y 70 heridos.
2010	Cadereyta, México.	Fuga en una instalación de la refinería provoca la muerte de 2 personas.
2012	Amuay, Venezuela.	39 personas fallecieron después de una explosión en refinería.
2012	Reynosa, México.	Explosión de un tanque de almacenamiento en una terminal de reparto.

### 2.3 Inspección técnica y marco normativo

Dentro de las disposiciones legales, los reglamentos son las disposiciones esenciales en nuestra articulación de la Seguridad Industrial, y proporcionan tanto a las empresas como a los profesionales y al público en general los elementos necesarios para explotar con seguridad una determinada actividad industrial. Los reglamentos suelen jugar un papel esencial en las demandas o litigios civiles o penales relacionados con los daños producidos por actividades industriales.

El objetivo fundamental de los reglamentos no es, sin embargo, depurar responsabilidades en caso de suceder un accidente, sino dejar sentadas las bases



para que el aprovechamiento de los bienes industriales se haga con las mejores y más fiables técnicas compatibles con el estado del arte en la especialidad en cuestión.<sup>6</sup>

La integridad mecánica<sup>7</sup> es la ejecución de los programas de actividades necesarios para garantizar que los equipos se encuentren en condiciones adecuadas para su fin a lo largo de su vida útil de operación. Los programas de integridad mecánica varían según la industria, los requisitos reglamentarios, la geografía y las culturas de las plantas. Sin embargo, todos los programas comparten características que son similares y comunes para su éxito; como por ejemplo:

- a) Incluyen actividades para asegurar que el equipo está diseñado, fabricado, adquirido, instalado, operado y mantenido de manera apropiada para su aplicación prevista.
- b) Se emplea una base de criterios establecida para incluir a los equipos dentro del programa.
- c) Prioriza aquellos equipos que por sus características necesitan una asignación de recursos de manera óptima, por ejemplo: personal, dinero, espacio de almacenamiento, etc.
- d) Ayuda al personal de planta a realizar tareas de mantenimiento planificadas y reducir la necesidad de incurrir en un mantenimiento no planificado.
- e) Ayuda al personal de la planta a reconocer cuando se producen deficiencias en los equipos e incluye controles para asegurar que las deficiencias no conducirán a accidentes graves.
- f) Incorpora, reconociendo y aceptando, en general las buenas prácticas de ingeniería.
- g) Ayuda a asegurar que el personal asignado para inspeccionar, probar, mantener, adquirir, fabricar, instalar, retirar equipos de proceso tenga acceso a la información adecuada y que los procedimientos sean adecuados para estas actividades.



- h) Mantiene la documentación de servicio y otros registros que permitan la consiente realización de las actividades de integridad mecánica y proporcionar el equipo exacto, información a otros usuarios, incluyendo la seguridad del proceso y otros riesgos de elementos de gestión.

La integridad mecánica son todas las actividades que aumentan la confiabilidad de los equipos y la disciplina operativa, proporcionan un medio para reducir o eliminar eventos no deseados y garantizar la protección al personal, comunidad, ambiente y la instalación. La integridad y seguridad de las instalaciones (equipos, estructuras y componentes), deben garantizarse mediante manuales de operación y programas integrales de mantenimiento (predictivo y preventivo) apegados a normas, especificaciones y procedimientos, con el compromiso de hacerlo siempre de la manera correcta por todo el personal<sup>5</sup>.

Los programas de integridad mecánica deben ser eficaces en la prevención de incidentes y debe ser una eficiente componente de seguridad de los procesos en una instalación, riesgo ambiental y la fiabilidad en la gestión de un sistema. La dirección de la empresa deberá reconocer el tipo de programa que más se aproxime o mejor se adapten a sus necesidades e instalaciones.

La administración debe preocuparse de disponer de los mecanismos de inspección y control independientes que sean capaces de conocer el estado de las situaciones y entender como éste se concreta en disposiciones de seguridad. La evaluación de la integridad mecánica de una instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica.

La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

- a) Inspección basada en tiempo: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección con base en el tiempo de vida útil de un equipo o línea de proceso establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.



- b) Inspección basada en riesgo: Su objetivo es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).
- c) Inspección basada en estado: Todo tipo de ensayos no destructivos (radiografías, pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, medición de espesores por ultrasonido, etc.) que pueden ser realizadas en una instalación, ya sea con el proceso en operación o en algún paro total o parcial, con el objetivo de establecer la condición actual de la integridad mecánica del componente a inspeccionar, por ejemplo, un tramo de línea o un equipo de proceso.

Estos trabajos de inspección propuestos son parte del concepto de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad, que forma parte a su vez del subsistema ASP de SSPA y se describen en el marco normativo vigente para PEMEX Refinación que abarca, entre otras, los siguientes procedimientos y guías:

- a) DG-SASIPA-IT-0204
- b) GPASI-IT-0209
- c) GPEI-IT-201
- d) GPI-IT-4200
- e) DG-GPASI-IT-0903

A continuación se hace una descripción breve de los puntos más importantes de estos procedimientos:

### **2.3.1 DG-SASIPA-IT-0204**

Esta guía tiene por objetivo predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles que puedan afectar a la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos<sup>8</sup>.



Tiene como alcance todas las tuberías y equipos (tanques y recipientes) que manejan o transportan hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas; aunque es dependencia del centro de trabajo, incluir líneas y equipos que no cumplan las características antes mencionadas.

Las excepciones a la aplicación de éste procedimiento, son aquellos equipos, que por sus características no pueden sujetarse a programas de medición de espesores independientes de sus fechas de reparación, tales como:

- a) Tuberías de calentadores.
- b) Fluxería de caldearas.
- c) Haces de tubos de intercambiadores de calor y tubería de enfriadores con aire.
- d) Accesorios internos de recipientes, tales como: platos de torres de destilación, serpentines, etc.
- e) Ductos de transporte enterrados, los cuales por ser inaccesibles se inspeccionan normalmente con otros procedimientos.
- f) Tuberías con envolventes.
- g) Tuberías de vidrio, PVC y/o barras de acero que vayan a ser maquinadas.

Se mencionan las definiciones de los conceptos que maneja éste procedimiento con el fin de normalizar el lenguaje utilizado y evitar confusiones:

- Circuito.- Es el conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.
- Línea.- Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejan el mismo fluido a las mismas condiciones de operación. Normalmente esto se cumple para la tubería localizada entre dos equipos en la dirección de flujo.
- Unidad de control.- Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea.





- Equipo.- Son todos aquellos dispositivos (recipientes, cambiadores, tanques de almacenamiento, bombas, etc.) que conjuntamente con las líneas integran los circuitos.
- Nivel de medición.- Es la posición de medición de espesores de pared que se pueden efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo.

### **2.3.1.1 Preparativos para la medición de espesores**

Con base en el programa de medición de espesores, y por cada planta, unidad de proceso o instalación donde corresponda medir en un lapso de tiempo, se prepara un juego de isométricos y/o dibujos de equipo, mismo que debe usarse para localizar los niveles de medición. Esto constituirá el “Plan de medición de espesores”.

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

Los datos obtenidos en la medición, se registran en un formato en el que se recopila la información junto con la de anteriores mediciones. El conjunto de éstos 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 de retiro probable, con la cual se estima cuando deben reemplazarse las piezas de acuerdo a su vida útil, para este paso se utiliza otro formato denominado “Registro del análisis de la medición de espesores”.

La información obtenida del análisis es registrada en una base de datos electrónica y se deberá revisar constantemente para programar las siguientes inspecciones, al ejecutar en campo el programa de medición de espesores se



generan nuevos datos, los que al registrarse se considerarán para repetir el nuevo ciclo.

Se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipos de cada planta y ésta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales, una vez que se tienen grupos de circuitos, éstos se dividirán en unidades de control de acuerdo a los siguientes criterios:

- A. En muchos casos la unidad de control será la línea, pero en otros casos la línea puede estar dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.
  
- B. En caso de equipos:
  - a) Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien éstas sean menores de 15 mpa (milésimas de pulgada por año) se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.
  - b) En cambiadores de calor (haz de tubos) se consideran dos unidades de control, cuerpo y carrete.
  - c) En cambiadores de calor (horquilla), se consideran dos unidades de control, una para el conjunto de piezas que manejen el fluido frío y otra para las que manejan el fluido caliente.
  - d) En torres de destilación con velocidades de desgaste críticas, deben seleccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de desgaste más o menos homogéneas, por ejemplo: en torres de destilación primaria, se considera la sección de fondo, la de entrada de carga, la intermedia superior y la del domo.
  - e) Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo (lining, clad u overlay, pinturas, refractarios, etc.) considerarlas como una sola



unidad de control. Cuando éste recubrimiento sea parcial tomar dos unidades de control: zona protegida y zona sin protección.

- f) En tanques de almacenamiento atmosférico, esferas y esferoides considerar una unidad de control por anillo.
- g) Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y zona de vapores, o bien, interfases donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas conviene dividir en varias unidades de control el equipo.

C. Para cada unidad de control se debe contar con la siguiente información:

- a) Diagramas de inspección técnica de líneas y desarrollo de equipos. Estos se elaborarán indicando claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo, los cuales 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, como información mínima.
- b) Todos los diagramas de inspección deben estar orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
- c) Los arreglos de niplería y tornillería de las tuberías y equipos, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un triángulo y rectángulo respectivamente.
- d) Registro de medición de espesores.
- e) Registro de Análisis de la medición de espesores, con velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

Cuando se cuente con una sola medición de espesores de pared completa de acuerdo a este procedimiento, la segunda o siguiente medición deberá efectuarse al término de un año después de la fecha de la primera medición de espesores, lo



anterior para poder efectuar el análisis estadístico formal y así determinar su comportamiento.

### **2.3.1.2 Unidades de control críticas**

Las unidades de control críticas, son aquellas que tengan una velocidad de desgaste mayor de 15 mpa en 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 del centro de refinación o de otros.

En el caso de plantas nuevas deberá considerarse el comportamiento de unidades de control equivalentes de otras plantas similares.

La medición de las unidades de control críticas o no críticas debe 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.

### **2.3.1.3 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.



Previo a realizar el análisis estadístico formal, debe realizarse un “análisis preliminar de espesores” de la siguiente manera:

- a) Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a las instrucciones.
- b) Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponda y con el valor de la medición anterior, a fin 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.
- c) Las señales dudosas o negativas en el equipo deben investigarse para comprobar el buen funcionamiento de éste y así obtener datos correctos, o bien verificar el buen funcionamiento del equipo de medición.

Posterior al análisis preliminar de espesores, la cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control será de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable.

Para la 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 eliminarán 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.

Para el cálculo de la velocidad de desgaste por punto (ver anexo A, ecuación 1), se debe 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, etc.), para que el cálculo sea aceptable debe haber transcurrido un año entre la pareja de fechas de medición (con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles).



En el análisis se consideran todas las parejas de valores de espesor incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero” ya sea por engrosamiento o porque no exista desgaste.

Con los valores de desgaste por punto obtenidos se calcula la velocidad de desgaste promedio (ver anexo A, ecuación 2) y la velocidad máxima ajustada (ver anexo A, ecuación 3).

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE, ver anexo A, ecuación 4), fecha de próxima medición (FPME, ver anexo A, ecuación 5) y fecha de retiro probable (FRP, ver anexo A, ecuación 6), 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 denominan “ek” y la fecha de medición correspondiente “fk”.

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

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

#### **2.3.1.4 Uso de los resultados**

El análisis estadístico formal se lleva a cabo mediante el software de administración de las mediciones de espesores SIMECELE, donde la interpretación de los resultados obtenidos es la siguiente:

A. La velocidad de desgaste sirve para determinar:

- a) Criticidad del circuito.
- b) Programas de pruebas a martillo en reparaciones.
- c) Determinación de vida útil estimada.



B. La vida útil estimada da una idea de cuándo será necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.

- a) Si la vida útil que se obtiene es menor o igual a 1.5 años, se debe proceder a emplazar la pieza, línea o equipo según sea el caso y continuar vigilando la unidad de control de acuerdo al resultado del análisis. No se deben aceptar prorrogas más allá de la fecha de retiro y no es recomendable la práctica de efectuar reparaciones provisionales con parches.
- b) Si la vida útil obtenida resulta mayor de 1.5 años debe realizar lo siguiente:
  - i. Si se tienen los mayores desgastes en puntos diseminados en diversas partes de la unidad de control, deben analizarse estos puntos agrupados en una unidad de control independiente que tenga el mismo número con la terminación CR, esto indica que es crítico y de acuerdo al resultado programar la siguiente medición.
  - ii. En el caso de que los mayores desgastes se encuentren localizados en ciertos puntos agrupados entre sí, se deben separar estos valores del análisis general de la unidad de control, analizando el resto por separado. Los puntos anormales se deben vigilar por separado agrupándolos como una unidad de control independiente. Conviene analizar materiales, y cualquier situación que provoque anomalías en el flujo dentro de la línea como puede ser: un directo, un injerto, un cambio de dirección brusco, una reducción, una válvula reductora de presión, un punto de inyección (de agua, inhibidor u otros), etc.



- c) La fecha de próxima medición de espesores, sirve para programar la próxima medición de la unidad de control en el programa general.
- d) Con base a la fecha de retiro probable se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

### 2.3.2 GPASI-IT-209

Este procedimiento establece los criterios para efectuar la inspección de tuberías de plantas de proceso y servicios auxiliares en operación con el objetivo de conocer su estado físico y programar su cambio en caso de deterioro, a fin de mantenerlas en buen estado, seguras y confiables. Este procedimiento no incluye a los ductos de transporte<sup>9</sup>.

Clasificación de tuberías:

- a) Tuberías clase 1. Son todas aquellas que por su servicio presenten el potencial más alto de riesgo que pueda afectar la seguridad o el medio ambiente, si llegara a presentarse una fuga. Incluye los siguientes servicios:
  - i. Servicios inflamables autorefrigerados y que pueden inducir fracturas frágiles.
  - ii. Servicios presurizados que puedan vaporizarse rápidamente durante su liberación, creando vapores que se puedan congregarse y formar una mezcla explosiva.
  - iii. Ácido sulfhídrico en una corriente gaseosa.
  - iv. Ácido clorhídrico anhidro.
  - v. Ácido fluorhídrico.
  - vi. Tuberías que estén cercanas a caminos públicos o mantos acuíferos.
- b) Tubería clase 2. La mayoría de tuberías de proceso y servicios auxiliares, que manejan los productos siguientes:





- i. Hidrocarburos que vaporizan lentamente en el mismo lugar durante su liberación.
  - ii. Hidrógeno, gas combustible y gas natural.
  - iii. Ácidos y cáusticos fuertes.
- c) Tuberías clase 3. Todos los servicios que son inflamables pero que no vaporizan significativamente cuando se derraman y no están localizados en áreas de actividad, y son los siguientes:
- i. Hidrocarburos que no vaporizan significativamente durante su liberación.
  - ii. Destilados de productos hacia y desde áreas de almacenamiento y carga.
  - iii. Ácidos y cáusticos fuera de áreas de proceso.

El periodo entre las inspecciones de tubería se debe establecer y mantener usando los siguientes criterios:

- a) La velocidad de corrosión y los cálculos de vida remanente.
- b) La clasificación de las tuberías de acuerdo al servicio.
- c) Los requerimientos jurisdiccionales aplicables.
- d) El juicio del inspector basado en las condiciones de operación, historia de inspecciones anteriores, resultados de la inspección actual, etc.

La tabla 2.2 muestra los intervalos de inspección máximos recomendados para las tres categorías, para los puntos de inyección y para las tuberías con interfase suelo-aire.



Tabla 2.2 Intervalos de inspección en tuberías.

Tipo de circuito	Medición de espesores	Inspección visual externa
Clase 1	5 años	5 años
Clase 2	10 años	5 años
Clase 3	10 años	10 años
Puntos de inyección	3 años	Según clase
Interfase suelo-aire	---	Según clase

La inspección visual externa se realiza para determinar la condición externa de la tubería, del sistema de aislamiento, de la pintura, del recubrimiento y de los accesorios asociados, y para detectar cualquier signo de desalineamiento vibración, fugas y mecanismos de daño, tales como:

- a) Corrosión debajo de revestimientos y depósitos.
- b) Erosión y corrosión.
- c) Agrietamiento por el medio ambiente, SCC (stress corrosion cracking).
- d) Fractura frágil.
- e) Agrietamiento por fatiga.
- f) Ruptura por arrastre.
- g) Daños por congelamiento, entre otras.

Las inspecciones externas y de corrosión bajo aislamiento dependerán de las circunstancias y del tipo de sistema de tubería.

### 2.3.3 GPEI-IT-201

Este procedimiento cubre las actividades para llevar a cabo la revisión de los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de procesos estáticos y dinámicos



así como el control de cambio y/o modificaciones, incluyendo su registro, en las plantas que se encuentran en operación<sup>10</sup>.

La revisión a la que se refiere este procedimiento, deberá hacerse a todas las piezas que integran los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de proceso de las plantas en operación, a fin de que los mismos estén contruidos y armados de acuerdo a lo que establece la normatividad para Instalación de Niplería en Líneas y Equipos de Proceso.

La revisión abarca arreglos básicos roscados y arreglos básicos soldados. Los primeros ameritan ser desarmados invariablemente y los segundos serán radiografiados. Fundamentalmente las características de construcción que se necesitan comprobar en el campo de los arreglos básicos de niplería son:

- a) Espesores, cédulas o “librajes” (límites de presión).
- b) Longitud de niples y coples (medios coples).
- c) Construcción y estado físico de las cuerdas (hembras y machos).
- d) Materiales.
- e) Estado físico en general de cada pieza.
- f) Estado de las soldaduras.
- g) Tipos de tapones y bolsas de termopozo.

Debido a que este procedimiento implica el desarmado de los arreglos roscados, las revisiones tendrán que efectuarse con planta o circuito fuera de operación; se jerarquizará la niplería por circuitos y equipos más importantes o críticos. Los periodos de calibración de la niplería, serán los mismos que los del circuito o equipo donde van armados, de tal manera, que al calibrar la tubería de un circuito, o un equipo, al mismo tiempo se calibrará su niplería.

Los arreglos básicos autorizados por la “Norma para la Instalación de Niplería en Líneas y Equipos de Proceso” deberán ser registrados en el formato que les corresponda y son:

- a) Cople-Niple-Válvula.



- b) Cople-Tapón.
- c) Cople-Termopozo.
- d) Orificio-Tapón.
- e) Orificio-Niple-Válvula.
- f) Orificio-Codo de Cola-Niple-Válvula.
- g) Arreglo especial (contempla más posiciones de calibración).

#### **2.3.4 GPI-IT-4200**

El objeto de éste procedimiento es cubrir las actividades necesarias para medir y mantener un control del desgaste de la niplería básica en circuitos y equipos de proceso de unidades en operación<sup>11</sup>.

Para llevar el control de desgaste se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores basadas en medios no destructivos. Se debe de emplear un formato para el registro de las calibraciones, análisis de los desgastes y cálculos de vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería.

Los puntos de calibración en los arreglos de niplería típicos, están indicados en planta y elevación en la figura 2.1. Básicamente:

- a) Se prevén 2 puntos sobre la línea o equipo a 1 pulgada del cople o de la pieza macho roscada dentro del orificio.
- b) 2 puntos en el cople (opuestos en el sentido del flujo).
- c) 2 puntos en el sentido del niple (opuestos en el sentido del flujo).



### LOCALIZACION DE PUNTOS DE CALIBRACION EN ARREGLOS BASICOS TÍPICOS DE NIPLERIA

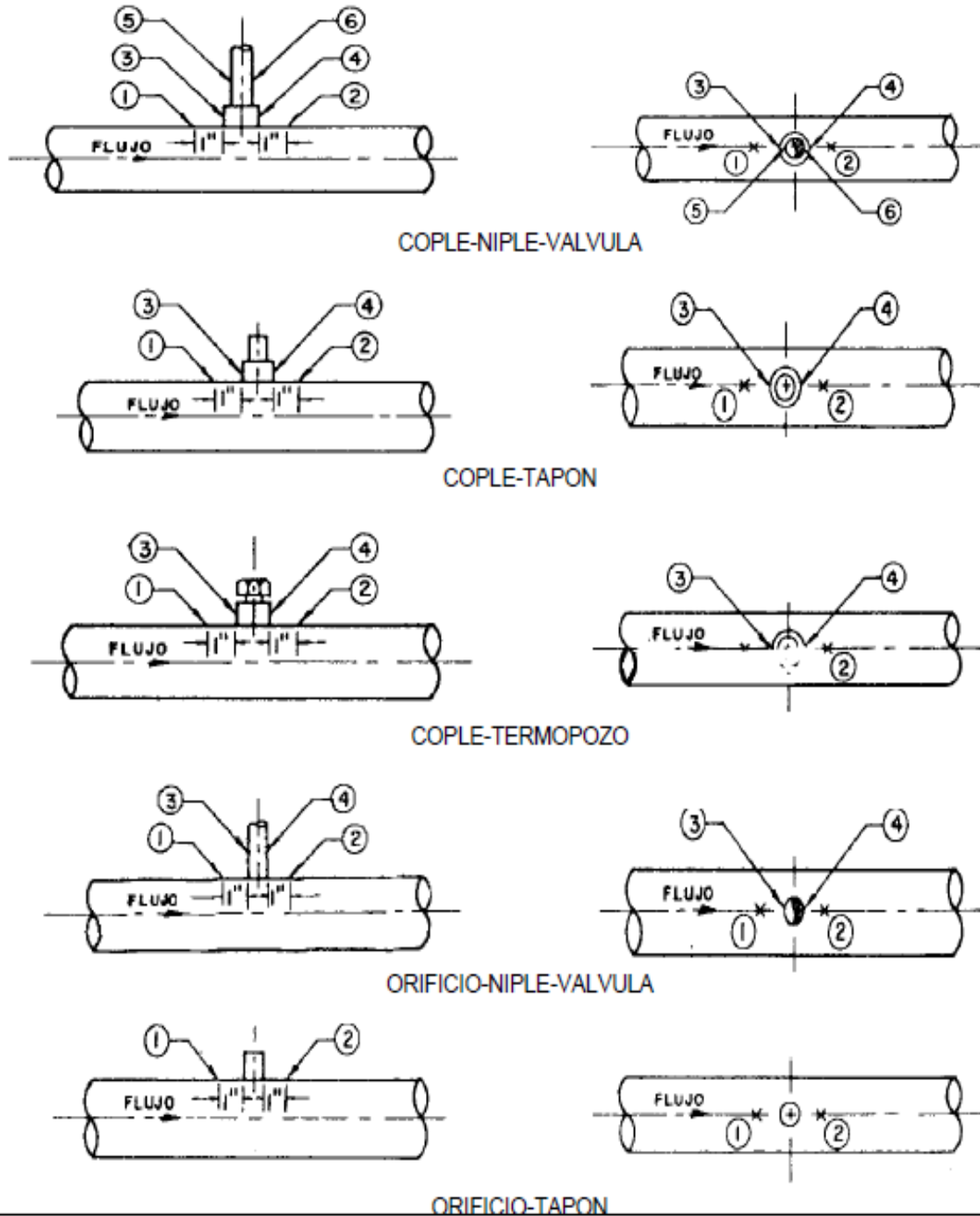


Figura 2.1 Localización de puntos en arreglos típicos.



Los 2 puntos sobre la línea o el equipo junto al cople o pieza macho roscada dentro del orificio, son necesarias, ya que nos dan una idea del desgaste que hay en la base soldada del cople donde podemos tener un desgaste acentuado por la erosión que nos causa la turbulencia del fluido.

Los arreglos básicos de niplería serán calibrados de acuerdo a los programas de calibración vigentes para circuitos y equipos.

Deben incluirse dos puntos de calibración por cada pieza susceptible de calibrarse en aquellos arreglos con un número de piezas mayores a los arreglos básicos típicos, como es en el caso de los arreglos especiales.

Los medios de calibración utilizados son:

- a) Medición con aparatos ultrasónicos.
- b) Medición directa con calibradores mecánicos cuando sea posible desarmar los arreglos.
- c) Método radiográfico cuando sea necesario, por alta o baja temperatura, por no poder sacar el equipo de operación.

### **2.3.5 DG-GPASI-IT-0903**

El objetivo de éste procedimiento es la evaluación del 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<sup>12</sup>.

La tornillería a la cual se refiere este procedimiento, es la siguiente:

- a) Espárragos de juntas bridas en tuberías y equipos.
- b) Tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio y checks.



Debido a la agresividad del medio ambiente en cada lugar 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 a lo establecido con la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Período de revisión de tornillería.

Grado de corrosión	Descripción	Periodo de revisión
Leve	La cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 años
Moderada	Los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste pero todavía con profundidad suficiente.	4 años
Alta	El espárrago ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver los hilos.	3 años
Severa	El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y los hilos de la rosca ya no existen.	2 años

Para llevar a cabo la inspección de la tornillería, deberá llevarse bajo un programa donde se jerarquicen los equipos y las tuberías a inspeccionar, de acuerdo con su criticidad (presión, temperatura, toxicidad, velocidades de desgaste) y las condiciones particulares de su localización, de acuerdo a lo establecido en la tabla anterior.



## **2.4 Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)**

El SIMECELE<sup>14</sup> describe al usuario el proceso de captura, consulta y funcionamiento general del sistema.

Es un sistema informático que aprovecha las nuevas tecnologías para mejorar la administración y control de la información, así como en las actividades relacionadas con la Integridad Mecánica de los equipos, en las instalaciones de proceso de PEMEX Refinación. El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-SASIPA-IT-0204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

Consiste en una serie de módulos para la generación y consulta de la información relacionada con la inspección técnica; así como la administración y control del trabajo de inspección. Este sistema está en mejora continua, para aplicar la experiencia y el buen criterio del personal del centro de trabajo facilitando el trabajo diario y ayudando a identificar los posibles errores.

Mejora las prácticas de la administración de la integridad mecánica en las instalaciones, tales como:

- Disponibilidad de la información.
- Información actualizada de los expedientes de medición de inspección técnica de líneas y equipos de proceso.
- Actualización rápida y sencilla de los diagramas isométricos de inspección.
- Control y administración del trabajo de inspección.

El SIMECELE es para todo el personal involucrado en tareas de inspección técnica, evaluación de la integridad mecánica y el análisis de la medición de espesores en líneas y equipos. Este concepto de la administración de la información también está dirigido a los ejecutivos de diferentes unidades





corporativas del centro de trabajo, para monitorear los avances en los programas de inspección técnica de espesores y ser la fuente de información para la toma de decisiones.

El espacio de trabajo cuenta con un conjunto de secciones disponibles, mientras el usuario tenga el programa abierto.

En la ventana principal aparece un árbol de tareas (ver figura 2.2) el cual cuenta con los elementos de un centro de trabajo, teniendo un acceso rápido y sencillo al elemento en el cual se desea trabajar, tales como:

- Centro de trabajo.
- Sector/Área.
- Planta.
- Circuito.
- Unidad de control.

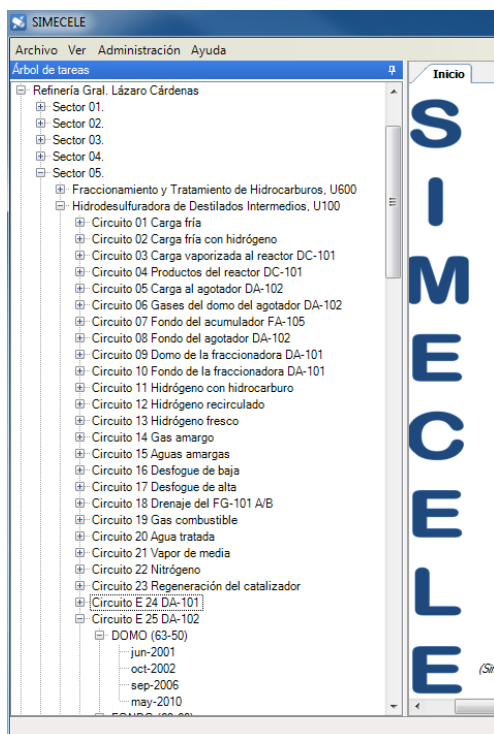


Figura 2.2 Árbol de tareas del SIMECELE.



En la pantalla de bienvenida (ver figura 2.3), se muestra un menú de acceso a los 6 módulos del programa, cada uno agrupa distintas tareas del sistema:



Figura 2.3 Pantalla de bienvenida SIMECELE.

- a) Capturar o editar información: Permite ingresar nuevos datos al sistema, así como editar la información contenida en el mismo. Se puede acceder a la captura y edición de nuevas unidades de control (líneas y equipos), inspecciones, equipos de medición, personal, etc. Además, se tienen los elementos necesarios, para simplificar la tarea de carga de datos de medición de espesores que fueron tomados en un formato de registro en papel y que deben ser capturados al sistema para crear el reporte de análisis.
- b) Consultar información: Permite acceder, de manera rápida, a la información que se desee consultar al respecto de la administración de la medición de espesores.
- c) Ver isométricos en la intranet: Se crea un enlace a través de la intranet con el sistema de Información para Diagramas Técnicos Inteligentes (SIDTI).
- d) Ver o crear reportes: Permite crear y consultar los reportes para cada inspección, de las unidades de control que se requieran, estos se generan



de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-00204 y pueden ser impresos desde el sistema.

- e) Ver o cargar especificación de materiales: Permite administrar la información de los materiales y las especificaciones con las que fue construida cada instalación, según el libro de ingeniería del licenciador.
- f) Hacer o editar un isométrico: En ésta ventana estarán disponibles, los espacios de edición y creación de isométricos utilizando la barra de herramienta contenida en el sistema.

Para capturar una unidad de control es necesario contar con la siguiente información:

- a) Descripción de la unidad de control.
- b) Clase de material.
- c) Condiciones de operación.
- d) Diagrama de inspección técnica.
- e) Servicio.
- f) Lista de diámetros.
- g) Localización de la unidad de control.

El diagrama de inspección técnica contiene los niveles de medición, cada nivel de medición las posiciones de medición, y por consecuencia cada posición debe tener una inspección.

Una vez dada de alta la unidad de control se puede acceder desde el árbol de tareas, y haciendo clic secundario en la unidad de control seleccionar “Nueva inspección”, para generar la nueva inspección de forma manual es necesario tener los siguientes datos:

- A. Expediente de inspecciones
  - i. Niveles de tubería
  - ii. Niveles de niplería



- iii. Niveles de tornillería
- iv. Inspección visual de tubería
- v. Inspección visual de niplería
- vi. Inspección visual de tornillería

B. Correlación de niveles (empate) con el diagrama de inspección técnica actualizado.

Para realizar una captura con equipo de inspección ultrasónica se deben registrar los datos de la nueva inspección, el sistema detecta el equipo de medición de espesores al ser conectado, cuenta con interfaz para los equipos Krautkramer DMS2® y Parametrics 37DL Plus®.

Para enviar los datos al equipo de medición de espesores se conecta el equipo a la computadora, el SIMECELE enviará un archivo con la información de la unidad de control al instrumento de medición, el cual se utilizó para hacer las mediciones en campo.

Para obtener los datos de inspección, conectar el equipo a la computadora e ingresar a la edición de inspecciones y desde ahí obtener dicha información (ver figura 2.4).

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Validez de Datos	Detalles
1	Esp. Nom.: 365	Norte	364 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Lim. Ret.: 190	Sur	365 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Esp. Max.: 411	Arriba	361 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Diámetro: 10"	Abajo	363 (Sep-2011)		-	Sin medición

Figura 2.4 Recibo/Envío de datos al SIMECELE.

Una vez que se ha capturado la medición de espesores de esa unidad de control se puede ingresar a la pestaña “Validación de la inspección”, en la cual mostrará



un resumen de la unidades de control y el comportamiento gráfico de las inspecciones capturadas (tubería, niplería, tornillería), con respecto al espesor nominal, y podrá visualizarse las mediciones por debajo del límite de retiro o bien mostrar si existe engrosamiento.

Una inspección puede ser cerrada cuando se hayan capturado todos los datos de inspección y éstos ya han sido validados por el inspector y aprobados por el ingeniero responsable. La inspección puede incluir uno o todos los conceptos de inspección (ver figura 2.5):

- Medición de espesores en línea, equipo y/o niplería.
- Revisión de niplería y/o tornillería.
- Inspección visual de línea.
- Notas de campo.

Figura 2.5 Detalles de la inspección.



También se puede consultar o editar información de las inspecciones una vez que ya fueron capturadas, incluso se puede generar un reporte por cada unidad de control. Éste reporte (ver figura 2.6) consta de la siguiente información:

- Análisis de espesores: Muestra un resumen de las inspecciones, fecha contra la cual se analiza, porcentaje de puntos completos, puntos completos analizados, velocidad de desgaste, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable.
- Registro de todos los niveles: Muestra los niveles normales y críticos, se pueden observar las velocidades de desgaste de los puntos de medición que se encuentran por arriba del 15 mpa, y las que se encuentran por abajo pero se acercan a 15 mpa (a estos puntos hay que prestarle atención).
- Registro de niveles normales: Muestra sólo los niveles que tengan puntos de medición que se encuentran por debajo del 15 mpa.
- Registro de niveles críticos: Muestra los niveles de medición que tengan puntos por arriba de 15 mpa.

REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES									
SUBDIRECCIÓN:		SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)							
CENTRO DE TRABAJO:		REFINERÍA GRAL. LAZARO CÁRDENAS							
SECTOR / ÁREA:		SECTOR 05							
PLANTA / INSTALACIÓN:		HIDRODESULFURADORA DE DESTILADOS INTERMEDIOS, U 100							
CIRCUITO:		CIRCUITO E 25 DA-102							
UNIDAD DE CONTROL:		E 25-DA-102-DOMO (63-50)							
DESCRIPCIÓN:		Torre Agotadora DA-102 (63-50)							
TOTAL DE NIVELES:		9 niveles							
TOTAL DE PUNTOS DE CONTROL:		36 puntos							
FECHA DE MEDICIÓN ACTUAL (FM)	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA (FCA)	TEMPERATURA DE MEDICIÓN (°C)	RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN	CLASIFICACIÓN DE NIVELES	NÚMERO DE PUNTOS COMPLETOS	NÚMERO DE PUNTOS COMPLETOS ANALIZADOS	VELOCIDAD DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN (FPM)	FECHA DE EL RETIRO PROBABLE (FRP)
JUN-2001	-	-	INSPECCIÓN: 03-00001 RUBRO: 1040-10100 INSTRUMENTO: 12436 IMPULSOR: NO INTENCIÓN CAL: NO	NORMALES	87.5% (28 PUNTOS)	0 PUNTOS (0 NIVELES) 0% MED.	-	JUN-2002	-
OCT-2002	JUN-2001	-	INSPECCIÓN: 03-00001 RUBRO: 1040-10100 INSTRUMENTO: 12436 IMPULSOR: NO INTENCIÓN CAL: NO	NORMALES	87.5% (28 PUNTOS)	4 PUNTOS (2 NIVELES) 11% MED.	0.0	OCT-2007	OCT-2102
SEP-2006	OCT-2002	-	INSPECCIÓN: 03-00001 RUBRO: 1040-10100 INSTRUMENTO: 12436 IMPULSOR: NO INTENCIÓN CAL: NO	NORMALES	87.5% (28 PUNTOS)	18 PUNTOS (8 NIVELES) 50% MED.	4.9	SEP-2011	NOV-2081

Figura 2.6 Reporte de una unidad de control.



- e) Memoria de cálculo: (ver figura 2.7) Cuenta con un resumen de los cálculos realizados de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204, como suma de velocidades de desgaste, las velocidades de desgaste consideradas, velocidad de desgaste promedio, velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente, velocidad de desgaste máxima ajustada utilizada, vida útil estimada mínima, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable y el nivel y posición con base a la cual fue fijada.
- f) Registro de niplería: Muestra las calibraciones de la niplería, velocidades de desgaste y vida útil.
- g) Revisión de niplería:
- h) Emplazamiento: Si la unidad de control tuviera un emplazamiento aparecerá el formato de la solicitud de emplazamiento.
- i) Solicitud de fabricación: Muestra el formato de solicitud de fabricación.
- j) Notificación de ejecución.
- k) Lista de verificación de tuberías.
- l) Inspección de tornillería.

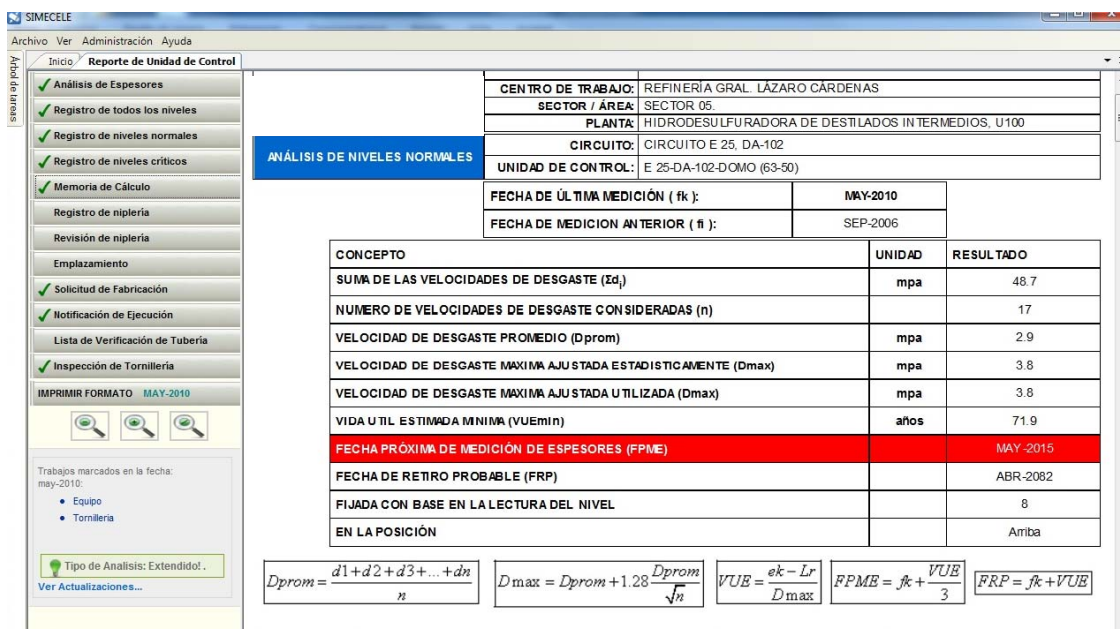


Figura 2.7 Memoria de cálculo del análisis de medición de espesores.



## 2.5 Proceso de hidrodeshulfuración

Los impactos ambientales de la refinación de petróleo son el resultado, principalmente, de las emisiones gaseosas, descargas de efluentes, desechos sólidos, ruido y olor además de efectos visuales y estéticos. Las emisiones atmosféricas constituyen las causas más significativas de los impactos ambientales negativos de las refinerías.

Las más importantes son partículas, hidrocarburos, monóxido de carbono, óxidos de azufre y de nitrógeno. Emanan de diferentes fuentes incluyendo los procesos de recuperación de azufre, calentadores, desfuegos, mecheros y almacenamiento de productos y materias primas.

La secuencia de refinación del petróleo comienza con el fraccionamiento según el punto de ebullición y los productos eventuales, la conversión de los compuestos mediante el desdoblamiento, reordenamiento o recombinación de las moléculas componentes y el tratamiento e introducción de aditivos a los productos para eliminar los componentes contaminantes y hacer que cumplan con las especificaciones.

Es en éste último paso, donde los compuestos contaminantes de la carga se descomponen para formar hidrocarburos puros y compuestos que pueden ser fácilmente eliminados del producto. Éstos son procesos de hidrotreatmento en las cuales las fracciones del petróleo se hacen reaccionar catalíticamente con hidrógeno.

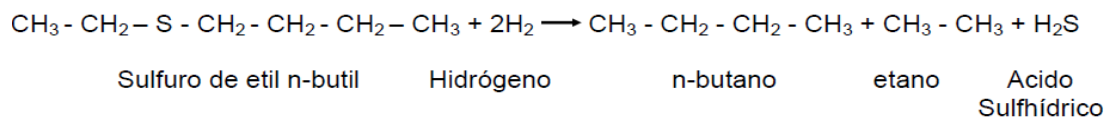
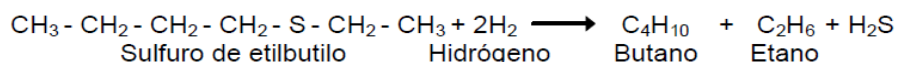
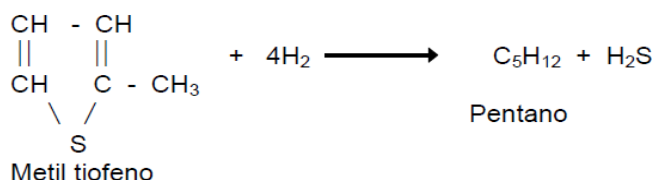
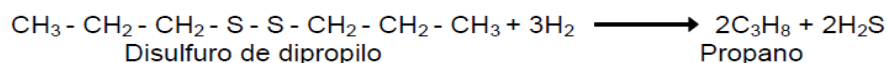
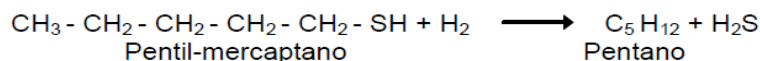
Enseguida se presentan reacciones típicas que ilustran la forma de descomponer los contaminantes:

1. Hidrodeshulfuración: El azufre se encuentra en la alimentación especialmente como mercaptanos, sulfuros, disulfuros, polisulfuros y

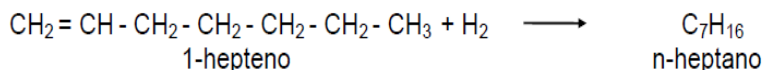




tiofenos, éstos son fácilmente convertidos a sulfuro de hidrógeno por reacciones tales como:



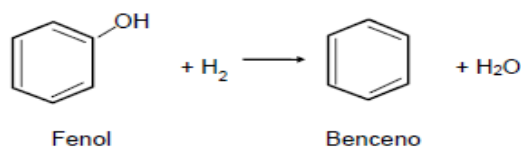
2. Hidrogenación: es la saturación de compuestos con dobles ligaduras o aromáticos. Los compuestos olefínicos son compuestos no saturados, o sea deficiente en átomos de hidrógeno, lo que los hace relativamente reactivos. Las olefinas se convierten a parafinas en el reactor de hidrosulfuración. Las reacciones que se efectúan en el proceso de hidrosulfuración son generalmente exotérmicas. Sin embargo, únicamente la saturación de olefinas y la descomposición de compuestos nitrogenados liberan una gran cantidad de calor.



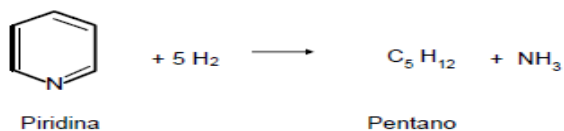
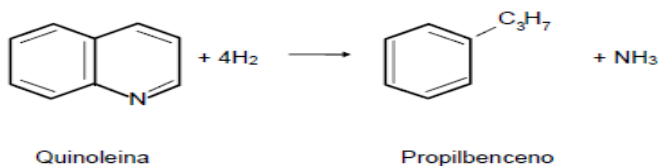
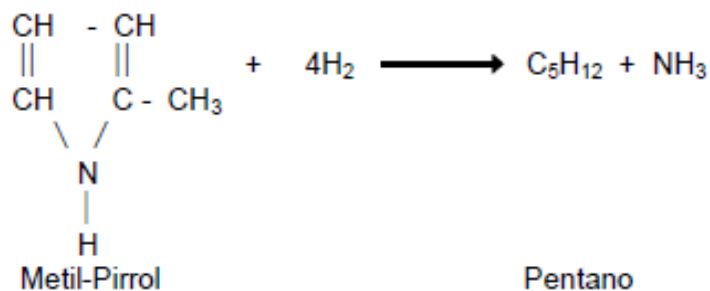
3. Hidrodeoxigenación: es la eliminación del oxígeno de las moléculas oxidadas. El oxígeno se encuentra disuelto o contenido en compuestos



heterocíclicos de azufre o nitrógeno, o en forma de peróxidos o compuestos fenólicos. Estos compuestos se transforman en agua e hidrocarburos.



4. Hidrodesnitrificación: es la eliminación del nitrógeno de las estructuras de los compuestos nitrogenados. Las reacciones típicas son las siguientes:



Una de las más importantes aplicaciones del hidrotratamiento es la hidrodesulfuración, la cual involucra las reacciones para remover el azufre de compuestos del petróleo por la conversión a H<sub>2</sub>S y la formación de hidrocarburos ligeros.



El nivel de hidrodeshulfuración depende de varios factores; entre ellos la naturaleza de la fracción de petróleo a tratar (composición y tipos de compuestos de azufre presentes), de la selectividad y actividad del tipo de catalizador utilizado y de las condiciones de reacción (presión, temperatura, relación hidrocarburo/hidrógeno, etc.) y del diseño del proceso. Es importante señalar que el  $H_2S$  debe ser continuamente removido porque es un inhibidor de las reacciones de HDS y envenena el catalizador.

El catalizador es una sustancia que acelera una reacción formando compuestos intermedios que facilitan que la reacción ocurra y que desaparezca al finalizar la reacción de tal manera que el catalizador no se gaste a lo largo de ésta.

El sistema de reacción consta, generalmente, de reactores empacados de tres fases, son llamados así porque se encuentran presentes la fase líquida (gasóleo), la fase gas ( $H_2$  y  $H_2S$ ) y la fase sólida (catalizador). Estos son operados en co-corriente, es decir, la fase líquida y gas fluyen en la misma dirección y la masa de catalizador se mantiene fija.

Durante el proceso de HDS pueden ocurrir varios tipos de reacciones:

- De hidrodeshulfuración propiamente dicha.
- De desulfuración (si la presión del  $H_2$  es baja y la temperatura alta).
- De coquización.
- De descomposición de compuesto órgano-metales.
- De eliminación de compuesto nitrogenados.
- Hidrogenación y deshidrogenación (olefinas y aromáticos).

Una vez detenida la reacción, los metales permanecen en la superficie del catalizador mientras que el resto de productos son extraídos del reactor. Este efluente es enfriado antes de llegar a un separador, donde se separa el crudo tratado del gas rico en hidrógeno. En una columna de rectificación se agota el



crudo de cualquier sulfuro de hidrógeno remanente y de las colas ligeras y el gas se trata para eliminar el sulfuro de hidrógeno.



## CAPÍTULO III. IMPLEMENTACIÓN EN CAMPO

### 3.1 Recopilación de información

Uno de los primeros pasos que se requieren para la implementación del sistema de medición de espesores es la recopilación de la información necesaria para el desarrollo del trabajo, por lo que el conocimiento de la mayor cantidad de información posible ayudará a un mejor funcionamiento del sistema.

A continuación se enlistan los documentos que auxilian en el análisis de la planta y que los podemos encontrar en el libro de ingeniería entregado por la compañía constructora:

1. Descripción del proceso.
2. Diagramas de flujo de proceso.
3. Diagramas de tubería e instrumentación.
4. Catálogo de líneas.
5. Catálogo de especificación de materiales de tuberías.
6. Listado de equipos.
7. Índice de servicios.
8. Diagramas de inspección técnica.
9. Expediente de medición de espesores.
10. Censo de unidades de control.
11. Hojas de diseño mecánico de equipo.
12. Revisión visual de niplería.

En el paquete de información de construcción de cada planta, debe tener dentro del rubro de revisión de factores de seguridad, contenida la siguiente información:

- A. Información de prueba hidrostática, neumática y visual.
- B. Reportes de pruebas de presión.
- C. Medición de espesores.
  - a. Diagrama de inspección.



b. Inspecciones.

- D. Reportes de inspección visual.
- E. Reportes radiográficos.
- F. Líquidos penetrantes.
- G. Medición de durezas.
- H. Reportes de relevado de esfuerzos.

Cuando la planta cuenta con un expediente de inspecciones, tiene asociado un diagrama o dibujo de inspección técnica, en caso de no contar con el registro antes mencionado se toman como referencia los diagramas de inspección que la compañía haya entregado, para la comparación y actualización del dibujo de la línea o equipo. Es importante mencionar que el dibujo que sea considerado para hacer el análisis de medición de espesores debe de estar actualizado conforme se encuentra operando en las instalaciones de proceso.

Para la selección de la información requerida, se presenta un cierto grado de complejidad debido a que solo se necesitan emplear los diagramas de inspección con su respectivo expediente, si es que lo hay, los cuales están organizados para las líneas de proceso como “spool de construcción” (ver figura 3.1), que son tramos de tubería utilizados para unir la estructura de accesorios como codos, té, tramos rectos, etc. definidos a partir de la necesidad de dividir la planta en secciones estructuralmente sustentables para su instalación. En el caso de los equipos, se debe hacer la recopilación de la hoja de diseño mecánico (ver figura 3.2), que es equivalente a un “spool” de las líneas, ambos con la finalidad de tener la información de tal y como se construyó la planta.



IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES EN UNA PLANTA DE  
HIDRODESULFURACIÓN Y LA COMPARACIÓN DE TORRES ESTABILIZADORAS DE PRODUCTO

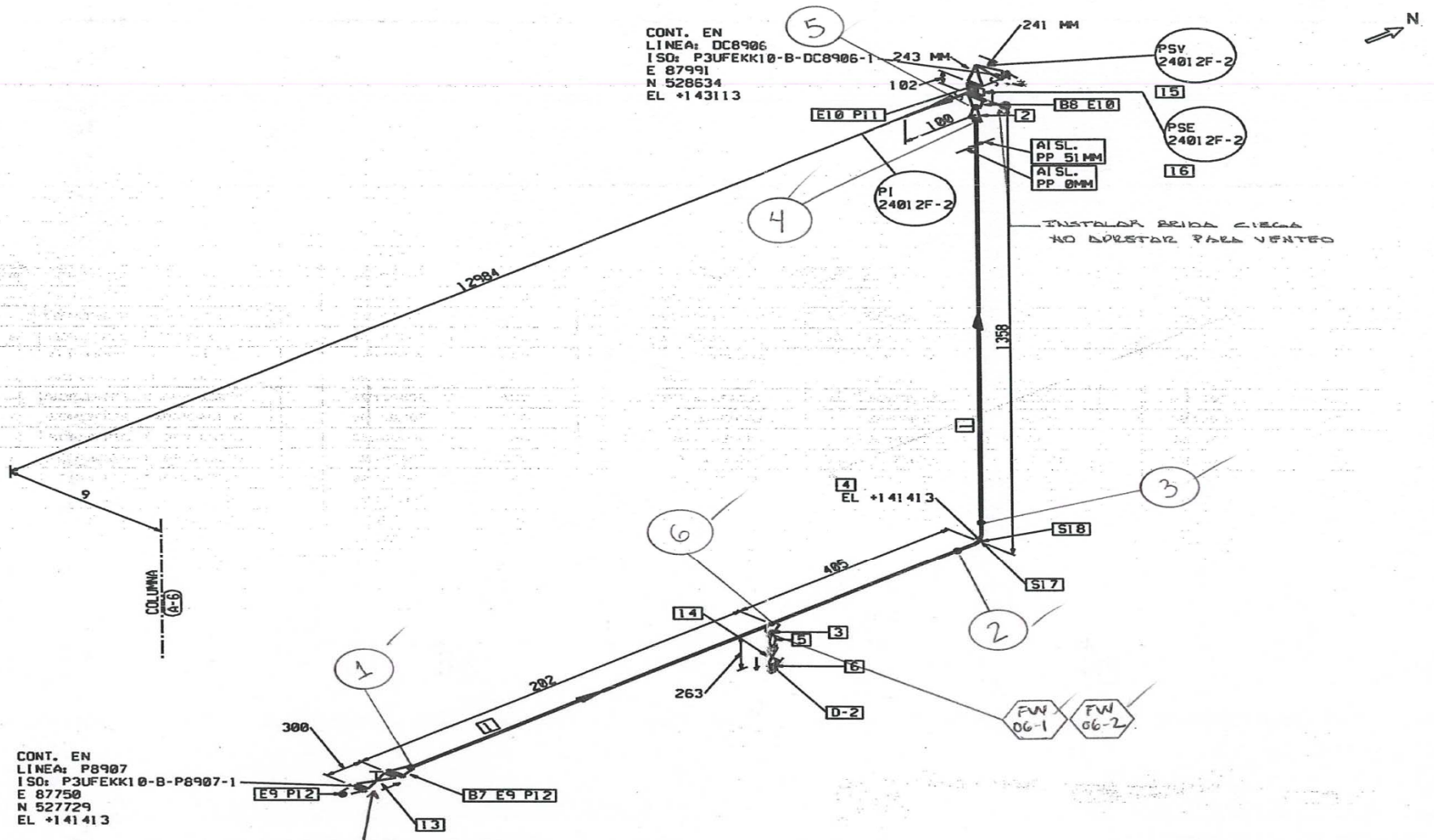


Figura 3.1 Ejemplo de un spool de construcción.



## IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESESORES EN UNA PLANTA DE HIDRODESULFURACIÓN Y LA COMPARACIÓN DE TORRES ESTABILIZADORAS DE PRODUCTO

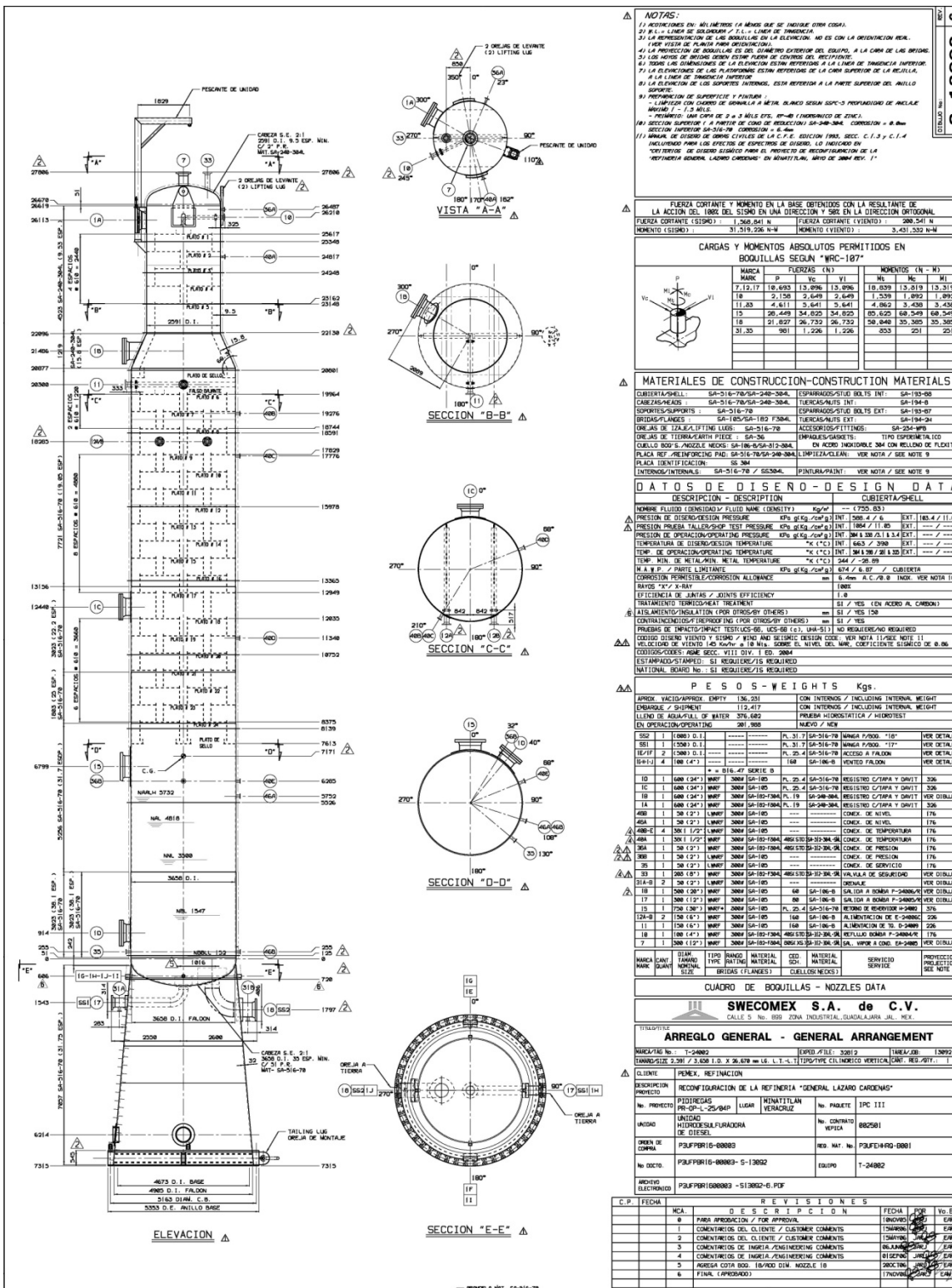


Figura 3.2 Ejemplo de una hoja de diseño mecánico.





### 3.2 Descripción del proceso de una planta hidrodesulfuradora

Una unidad hidrodesulfuradora es un proceso destinado a eliminar el azufre que se encuentra en las fases del petróleo, luego de diversos procesos, tales como destilación fraccionada, destilación por presión reducida, reformado, o desintegración catalítica.

Los procesos convencionales de hidrodesulfuración están conformados por cinco secciones principales:

- Sección de reacción.
- Sección de lavado.
- Sección de compresión y recirculación de gas.
- Sección de agotamiento.
- Sección de regeneración.

En la figura 3.3 se muestra en forma general las diferentes secciones de la planta de proceso que posteriormente se describirán.

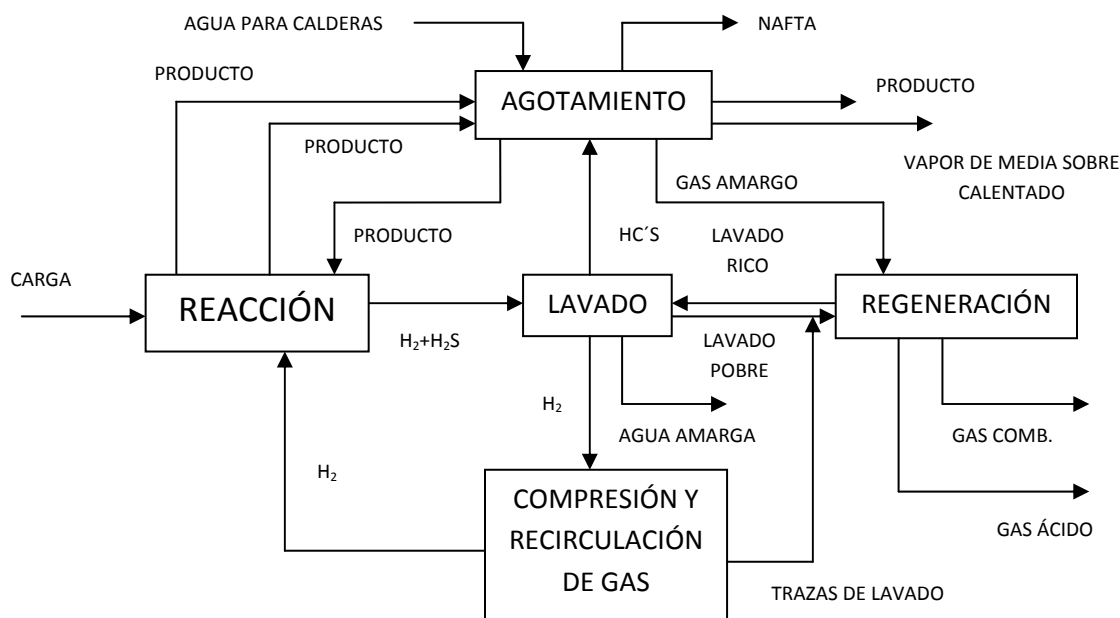


Figura 3.3 Diagrama de bloques del proceso de hidrodesulfuración.



a) Sección de reacción.

La alimentación a la planta consiste de una mezcla de hidrocarburos a tratar que puede provenir de los tanques de almacenamiento o directamente de plantas. La corriente de carga es enviada al acumulador de carga previo paso por los filtros de carga y a un intercambiador de calor para incrementar su temperatura intercambiando calor con la del producto final procedente de la sección de agotamiento. Los filtros de carga tienen la finalidad de retener las partículas sólidas que pudieran incrustarse en los equipos subsecuentes.

A la corriente previamente calentada se le inyecta hidrógeno y es llevada al calentador de carga en donde alcanza la temperatura necesaria para ser alimentada al reactor de desmetalización donde se llevan a cabo la remoción de metales contenidos en la carga, además de algunas reacciones de hidrodeshulfuración.

El efluente del reactor de desmetalización se envía como carga al reactor de hidrodeshulfuración, previa inyección de una corriente de hidrógeno de apagado. Las reacciones de hidrodeshulfuración, de desaromatización, de hidrodeshnitrogenación y de ultradeshulfuración se llevan a cabo a temperaturas y presiones elevadas.

El efluente del reactor de hidrodeshulfuración es enfriado para alimentarse al separador caliente de alta presión donde se separa la fase gaseosa compuesta principalmente por hidrógeno y ácido sulfhídrico, de la fase líquida compuesta por el hidrocarburo hidrodeshulfurado que es enviado al primer separador de producto de la sección de agotamiento.



La fase gaseosa conformada principalmente por hidrógeno, ácido sulfhídrico e hidrocarburos arrastrados, es enviada a la sección de lavado al separador frío de alta presión.

b) Sección de Lavado.

La corriente gaseosa procedente del separador caliente de alta presión antes de ser alimentada al enfriador se le inyecta agua de lavado para posteriormente llegar al separador frío de alta presión, que tiene por objetivo principal obtener una corriente libre de líquidos para ser alimentada a la torre lavadora de gas. El  $H_2S$  es removido de la corriente de gas de alimentación al ponerse en contacto a contracorriente con un agente lavador, el cual después llevará a cabo su regeneración. El gas libre de  $H_2S$  se envía al tanque de succión del compresor de reciclo.

c) Sección de compresión y recirculación de gas.

Del tanque de succión, una parte es enviada al compresor de gas de recirculación y otra parte se envía a la unidad purificadora de hidrógeno para mantener la pureza del mismo.

El hidrógeno de reposición se obtiene de los compresores correspondientes para después unirse a la corriente proveniente del compresor de recirculación. La corriente resultante se envía a la sección de reacción para mezclarse con la carga líquida.

d) Sección de agotamiento.

El objetivo de ésta sección es el eliminar los gases incondensables tales como  $H_2$ ,  $H_2S$  e hidrocarburos ligeros.



El líquido proveniente del separador caliente de alta presión, se recibe en el primer separador de producto con la finalidad de separar los vapores que se generan en la expansión del producto al pasar de la sección de reacción al separador, los gases separados se envían al segundo separador de producto pasando previamente por el enfriador final de gases, para condensar la mayor cantidad de vapores.

Además de la corriente proveniente del primer separador de producto, el segundo separador de producto recibe la corriente líquida del separador frío de alta presión, con la finalidad de separar los vapores que se generan de la expansión del producto desulfurado al pasar de la sección de reacción al separador.

Las corrientes del primer y segundo separadores de producto se envían a la torre estabilizadora, el cual, el calor requerido para su operación es suministrado a los fondos de la torre por un calentador a fuego directo.

La corriente de vapores del domo se envía al acumulador de reflujo pasando previamente por el condensador de la torre estabilizadora. Los hidrocarburos líquidos se envían como reflujo a la torre estabilizadora.

El producto de fondos de la torre estabilizadora se envía al Límite de Batería previo intercambio de calor con las corrientes de proceso de la sección de reacción para finalmente ser almacenado. Para verificar constantemente la especificación del producto se cuenta en el Límite de Batería con un analizador continuo de Azufre Total.

e) Sección de regeneración.



El objetivo de ésta unidad es por la acción de agotamiento en una columna se remueve el  $H_2S$  absorbido por una solución lavadora. La corriente de gas amargo se alimenta a una torre endulzadora de gases para generar una corriente libre de hidrocarburos y ser alimentada a la torre regeneradora de la sustancia empleada para la remoción del  $H_2S$ .

La corriente del domo de la torre regeneradora se envía al condensador para ser posteriormente una corriente de reflujo y cuando hay un exceso envía el gas ácido a la planta de azufre y si la presión continúa aumentando se envía al cabezal de desfogue ácido.

La corriente del fondo de la torre intercambia calor para posteriormente ser almacenada para su recirculación al proceso.

### 3.3 Censo de circuitos

Después de entender el proceso de la planta, se requiere dividir las corrientes de proceso en circuitos, de manera que se emplea el procedimiento de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204, esto es, secciones que manejen fluidos con la misma composición, realizando la identificación en el diagrama de flujo de procesos, quedando así los circuitos tanto para líneas como para equipos. Cada circuito se le asigna un número consecutivo y un nombre que generalmente es referente al servicio que maneja.

Una vez que ya se tengan bien identificados todos los circuitos en la planta, es pertinente concentrarlos en un formato llamado censo de circuitos de líneas y censo de circuito de equipos, ya que éstos documentos son solicitados por la normatividad debido a que es muy fácil la ubicación de las principales líneas y equipos de proceso que estarán sujetas al plan de inspección (ver figura 3.4).

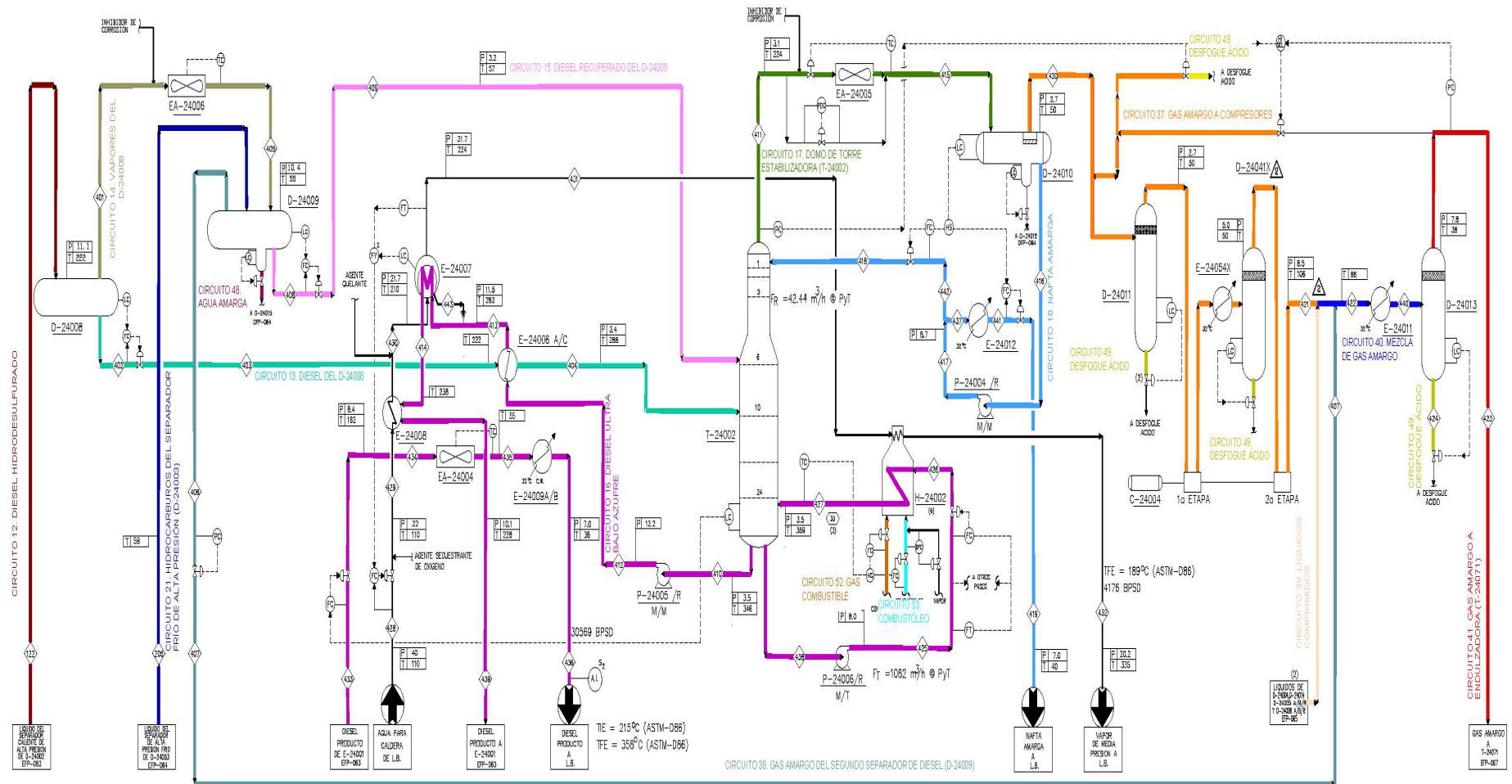


Figura 3.4 Ejemplo de identificación de circuitos de líneas y equipos en la sección de agotamiento.



Es importante mencionar que se deben de censar todos los circuitos que conforman el proceso primario además de evaluar los servicios auxiliares, la inclusión de estos últimos dentro del programa de inspección técnica está a criterio del encargado del centro de trabajo y de acuerdo a la normatividad aplicable, evaluando la peligrosidad o corrosividad de la sustancia que maneje y las consecuencias que representaría en caso de que dicho servicio presentara una fuga en tuberías o equipos.

Una planta hidrosulfuradora maneja principalmente los siguientes servicios auxiliares:

- Agua de enfriamiento.
- Vapor de media y baja presión.
- Gas combustible.
- Combustóleo.
- Nitrógeno.
- Aceite de lavado.

En el caso del censo de circuitos de equipos, se elabora un listado de equipos contenidos en la planta, y es necesario comprobar su existencia en campo, identificar equipos forrados y no forrados, cada equipo representa un circuito, y de igual forma se le deberá asignar un número, el nombre del circuito en este caso será la etiqueta (TAG) del equipo.

En una planta hidrosulfuradora encontramos los siguientes equipos, por mencionar los más importantes:

- Torres.
- Acumuladores.
- Filtros.
- Bombas.
- Intercambiadores de calor.
- Reactores.



- Tanques.

De igual forma se deben de considerar en el censo de equipos, aquellos que pertenezcan a los servicios auxiliares que en su momento fueron considerados para el censo de líneas.

### **3.4 Censo de unidades de control**

La velocidad de desgaste, según la norma DG-SASIPA-IT-204, es el principal criterio para definir una unidad de control. Se espera que una unidad de control sea una sección de tubería o equipo con una velocidad de desgaste más o menos homogénea, sin definir numéricamente un valor de desviación respecto al promedio de esta velocidad. Entonces, cualquier mecanismo por el cual varíe el desgaste de una tubería o equipo entre sus secciones deberá ser indicio de una nueva unidad de control.

Algunos de los mecanismos por los cuales se da una variación en la velocidad de desgaste pueden ser:

- Cambios de condiciones de operación (presión y temperatura).
- Cambios en la clase de materiales.
- Mezcla de servicios.
- Cambios de fase.

Además, la división de unidades de control debe obedecer a un criterio de practicidad dado que, una unidad de control, es también la unidad básica del trabajo de inspección; por lo que, se suelen hacer cortes de unidades de control en válvulas que son fácilmente localizables en campo.

Éste trabajo es realizado en los diagramas de tubería e instrumentación y que para su control, también deben de asignarse números consecutivos para su identificación.





En la figura 3.5 se muestra la unidad de control de líneas UC-HDDII-083, la cual comienza en la boquilla de la torre estabilizadora y termina en la válvula FV-24000F donde se manejan cambios de condiciones de operación, los cuales motivan el corte de la unidad de control en éste punto y por consiguiente a partir de aquí la velocidad de desgaste no es homogénea.

También se muestra al mismo tiempo la división de la torre estabilizadora en unidades de control partiendo de que el equipo y las líneas asociadas a él conforman un circuito. Se muestran las unidades correspondientes al domo y cuerpo del equipo, divididas así por la aplicación de la norma DG-SASIPA-IT-0204 en la parte donde se especifica que los equipos con forro interior anticorrosivo se deben considerar como una sola unidad de control y cuando éste sea parcial debe separarse en una unidad con forro y otra sin forro; de manera que en éste caso por presentar forro interno anticorrosivo no se emplea la división general para torres: fondo, alimentación, domo.

Las unidades de control de líneas pertenecientes a éste equipo como son las que van en dirección a válvulas de alivio (PSV), servicios de drenaje e instrumentación como vidrios de nivel (LG) y alarmas de nivel (LIT); también se ejemplifican en ésta figura.

En el catálogo de especificación de materiales se establece el conjunto de componentes de tubería, sus materiales, clase, características y requerimientos constructivos para el manejo de un servicio dentro de un rango de operación de temperatura y presión.

La clase de material es una designación dimensional para clasificación de componentes de tubería que relaciona un rango de presión y temperatura con base en las propiedades mecánicas de los materiales, así como dimensiones necesarias para acoplamiento entre componentes de tubería.



# IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES EN UNA PLANTA DE HIDRODESULFURACIÓN Y LA COMPARACIÓN DE TORRES ESTABILIZADORAS DE PRODUCTO

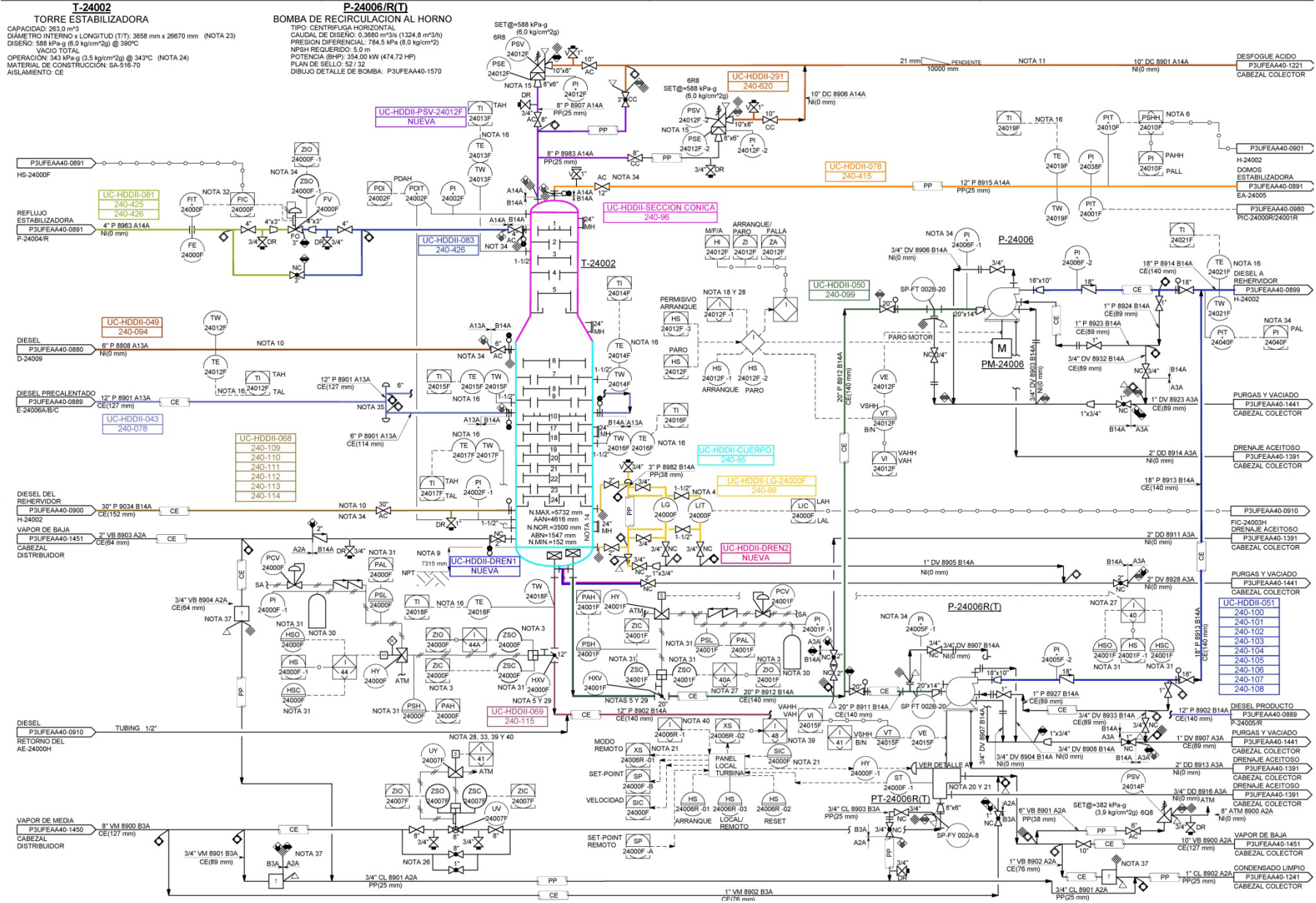


Figura 3.5 Ejemplo de la identificación de una unidades de control de líneas y equipos.



Es necesario mencionar que hay un corte de unidad de control siempre que exista un cambio en la clase de material, como ya se mencionó anteriormente o, cuando las condiciones de operación son distintas.

En los equipos, las unidades de control se seccionarán de acuerdo al tipo de equipo, según la normatividad aplicable DG-SASIPA-IT-0204, a menos que por criterios de la misma norma su división sea distinta:

- Torres: fondo, alimentación y domo.
- Acumuladores: cuerpo.
- Filtros: cuerpo.
- Bombas: cuerpo.
- Intercambiadores de calor: cuerpo y carrete.
- Reactores: cuerpo.
- Tanques: En tanques de almacenamiento atmosférico, esféricos y esferoides considerar una unidad de control por anillo.

La información que se genera de las unidades de control de líneas y equipos también se concentra en un formato denominado: censo de unidades de control de líneas y el correspondiente censo de unidades de control de equipos; en los que se debe de contar con la siguiente información:

- Número de identificación secuencial.
- Descripción de la línea o equipo del que sale o llega.
- Diagrama de inspección técnica indicando los niveles de medición, dándoles un número consecutivo de acuerdo a la dirección de flujo.
- La etiqueta "TAG" de línea o de equipo, diámetros, clase de material, especificación de material, espesor nominal, límite de retiro, condiciones de operación y de diseño.
- Información sobre el encargado responsable del levantamiento y digitalización de la unidad de control correspondiente.



### 3.5 Actualización y digitalización de diagramas de inspección

Los diagramas para inspección técnica son el conjunto de isométricos y dibujos de equipos utilizados para medición preventiva de espesores, los cuales representan de manera gráfica los niveles de medición de una unidad de control<sup>15</sup> (ver figuras 3.6 y 3.7).

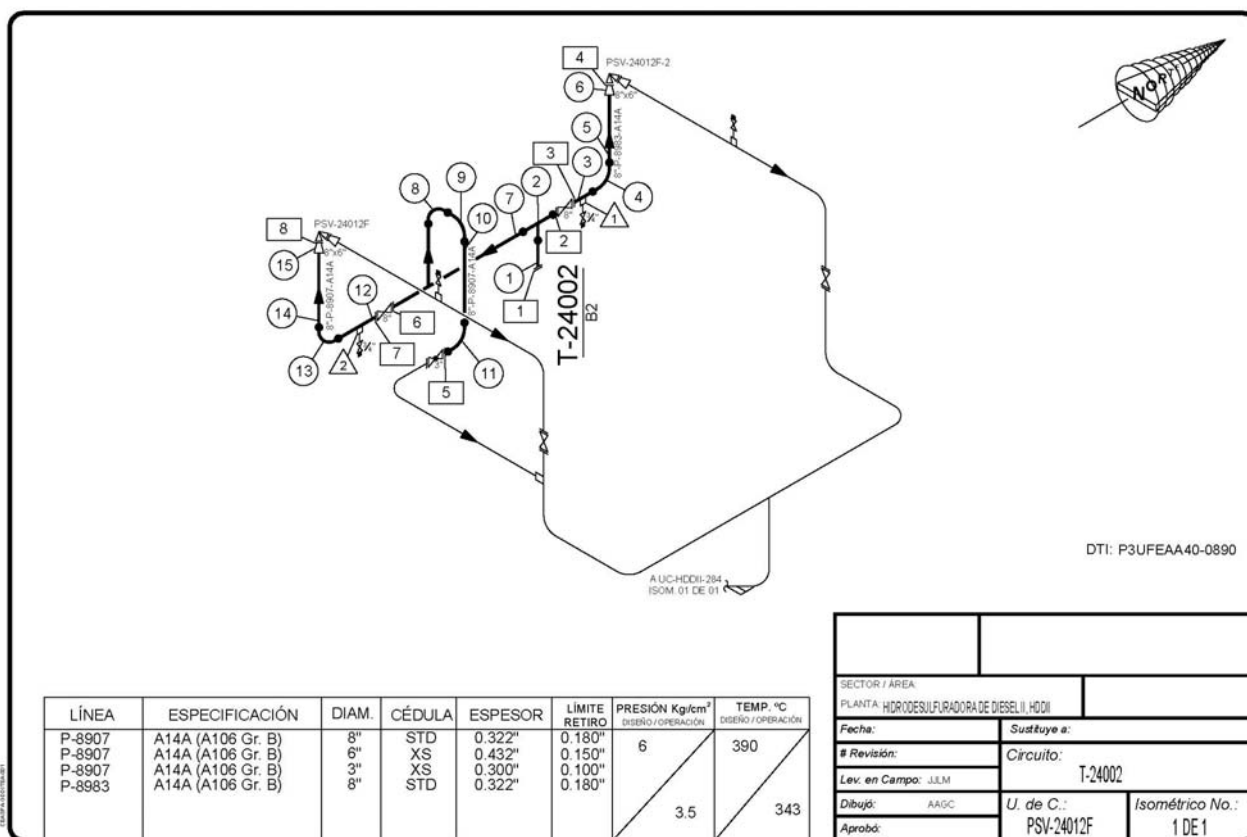


Figura 3.6 Diagrama de inspección técnica de línea en la plantilla SIMECELE.

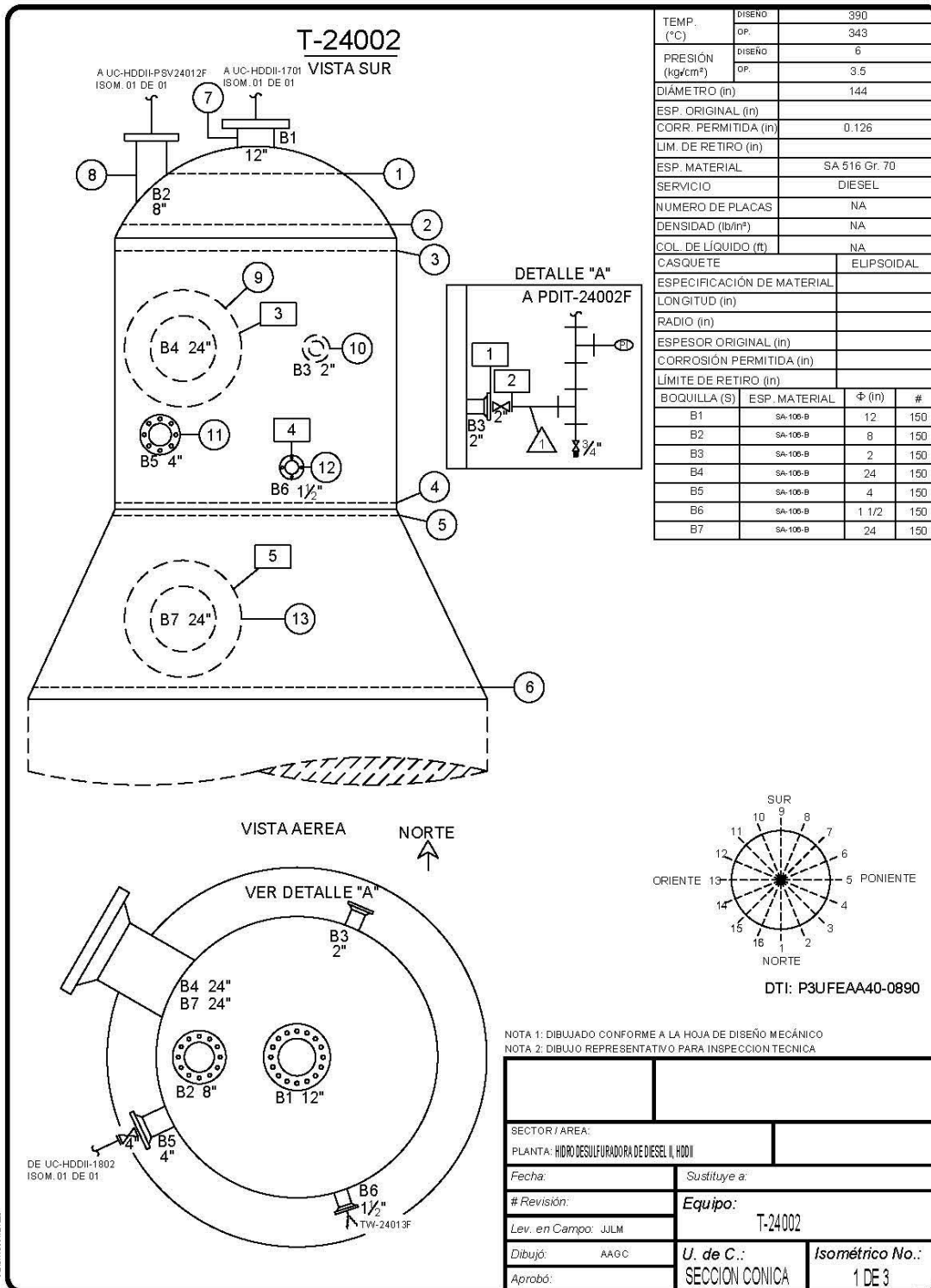


Figura 3.7 Diagrama de inspección técnica del domo del equipo en la plantilla SIMECELE.



Una vez concluida la elaboración de los censos de unidades de control, se realiza la actualización del dibujo de inspección técnica de la unidad de control a inspeccionar para lo que se presentan los siguientes casos:

- Cuando existen los diagramas de inspección técnica de construcción (ver figura 3.8), se digitaliza la unidad de control directamente de éste documento en la plantilla para dibujo del SIMECELE. Éste dibujo está sujeto a revisión posterior en campo ya que en ocasiones por algún motivo el diagrama de construcción no se encuentra igual a lo que está instalado en planta. Para el caso de equipos, se realiza el dibujo directamente de las hojas de diseño mecánico, haciendo el mismo proceso de revisión posterior.

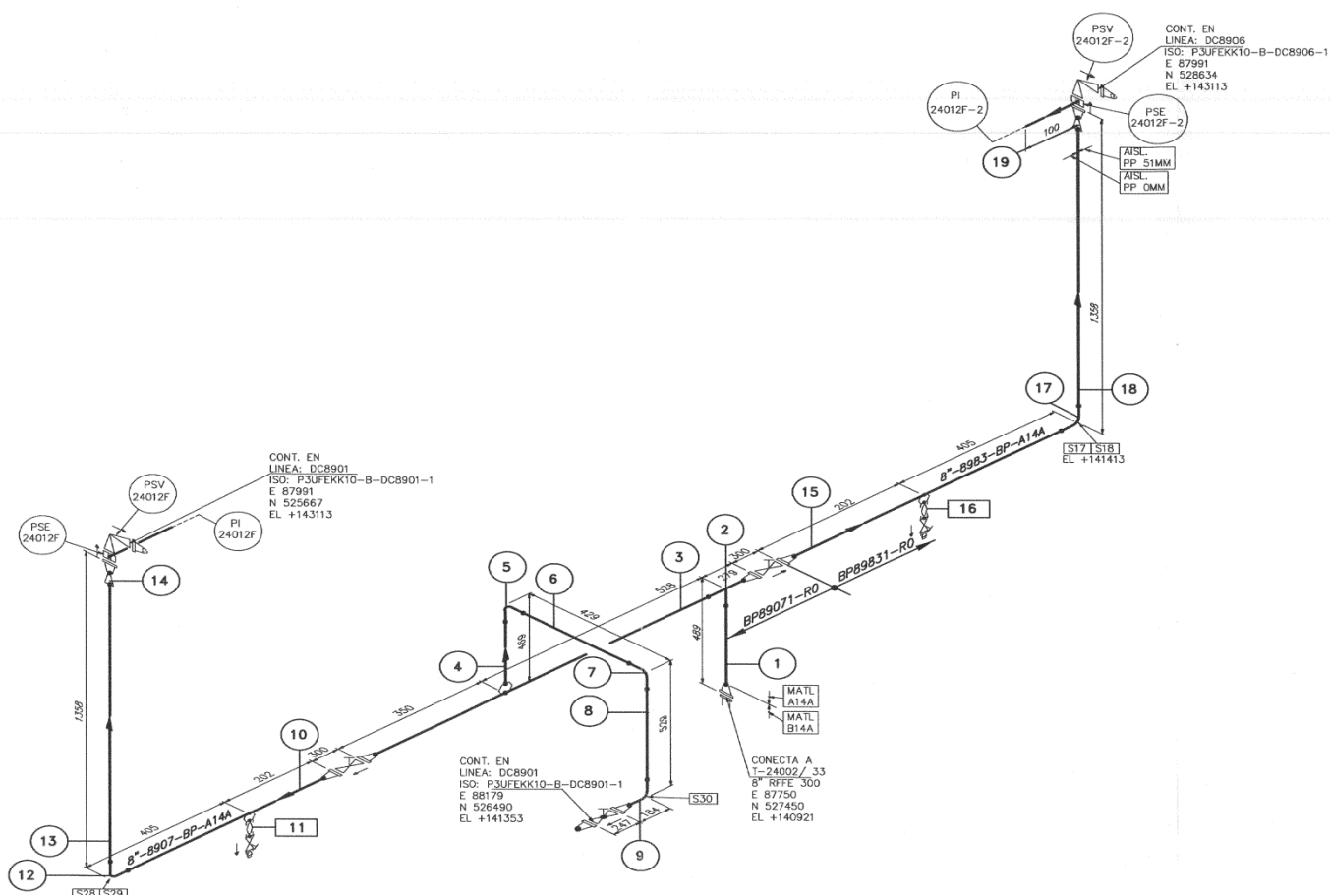


Figura 3.8 Ejemplo de un diagrama de inspección técnica de construcción de línea.



- b) En caso de no contar con la información de los diagramas de inspección técnica de construcción y/o de las hojas de diseño mecánico, se debe de realizar el levantamiento en campo de forma manual (ver figura 3.9 y 3.10) y posteriormente la digitalización en la plantilla de dibujo del SIMECELE.

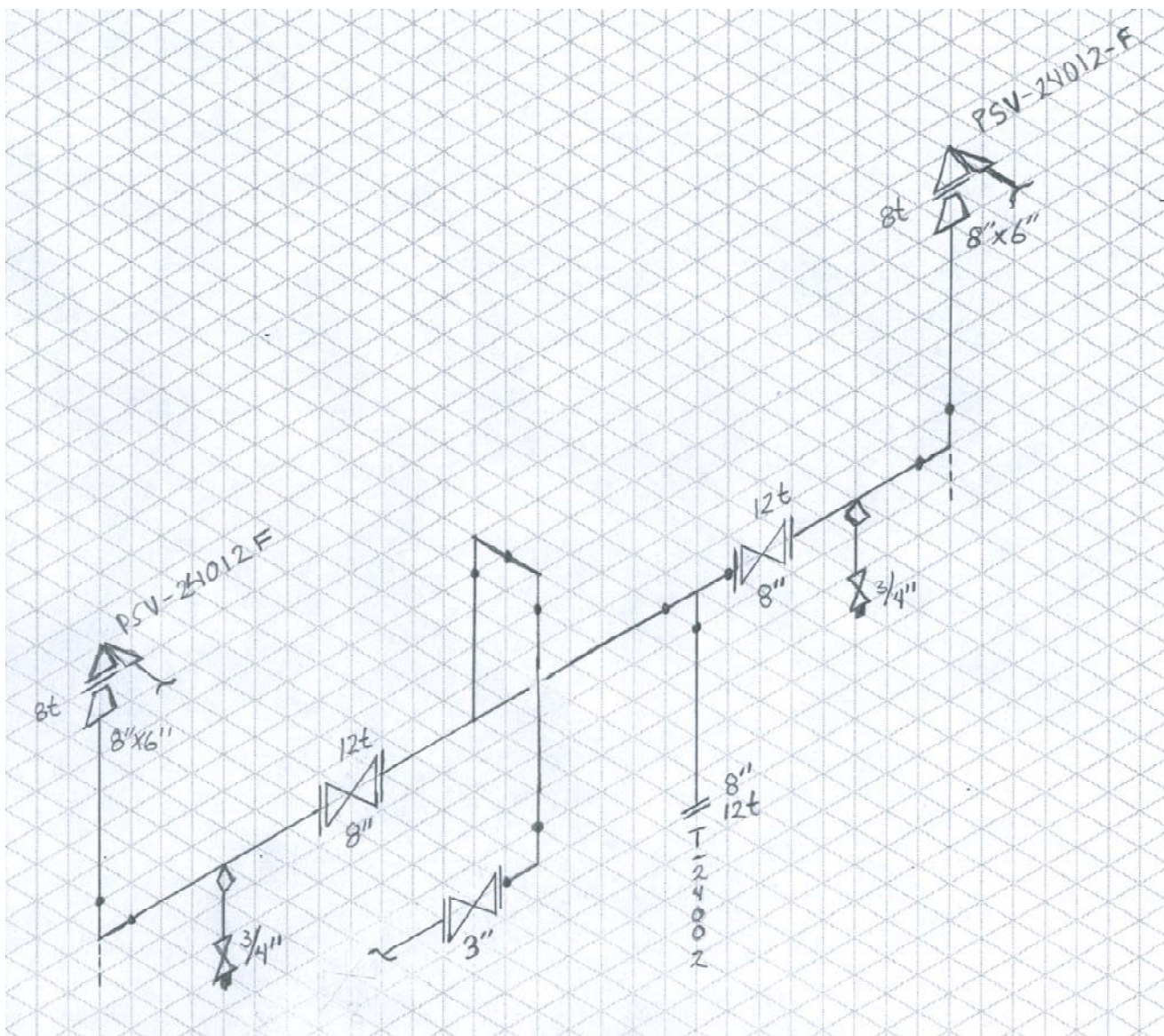


Figura 3.9 Ejemplo de un levantamiento de línea en forma manual.

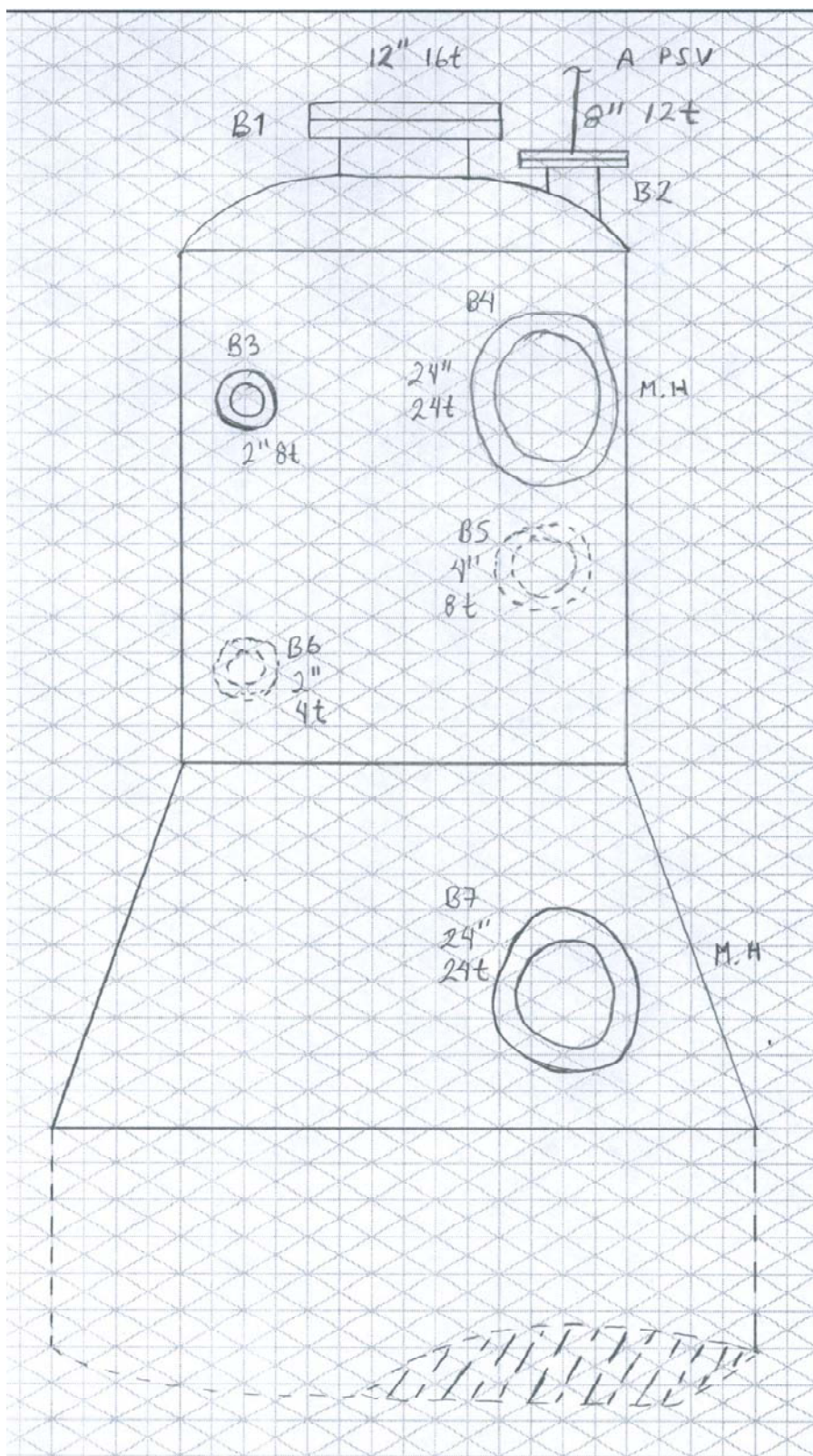


Figura 3.10 Ejemplo de un levantamiento del domo de un equipo en forma manual.





Ya sea en una revisión posterior o en el levantamiento manual en campo, se debe considerar:

- Orientaciones.
- Soldaduras
- Norte de construcción.
- Niplerías.
- Tornillerías.
- Líneas forradas o no forradas.
- Número de espárragos (dato empleado en la captura del SIMECELE).

Se deben de ubicar claramente los niveles de medición, un nivel de medición faltante o sobrante puede alterar los resultados.

### 3.6 Relación de niveles o empates

El formato de empate contiene los campos que son necesarios para poder realizar la captura de la unidad de control al sistema, como se muestra en la figura 3.11.


FORMATO DE EMPATES PARA LA CAPTURA															
										GERENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL					
NUMERO DE DOCUMENTO										ELABORÓ EMPATE:					
PLANTA					UC EN SIMECELE					FECHA					
UC ANTERIOR					CAPTURÓ EN SIMECELE:					HOJA No.					
OBSERVACIONES:															
DN: Diámetro nominal (in)			R: Roscado		S: Soldado		CNV: Cople Niple/Válvula			ONV: Orificio Niple/Válvula					
CTAP: Cople Tapón			OTAP: Orificio Tapón		CTER: Cople Termopozo		Esp. #P: Especial #Posiciones			OCV: Orificio Codo De Cula/Válvula					
NIV. BASE: Nivel de tubería donde se encuentra la niplería										S/R: niplería soldada o roscada			# ESP: Número de espárragos		
NIVELES DE TUBERÍA					NIVELES DE NIPLERÍA					NIVELES DE TORNILLERÍA					
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	S/R	NIV. BASE	DN	ACTUAL	ANTERIOR	# ESP

Figura 3.11 Formato de empate para captura.



Teniendo el expediente de inspecciones se debe corroborar que los diámetros de los niveles coincidan, indicando también el nivel al que correspondía en el diagrama de inspección anterior (ya sea el entregado por la compañía constructora o el que se haya elaborado en el centro de trabajo). En el caso de que el nivel de inspección no exista en el expediente anterior se debe de indicar con la leyenda “NUEVO”.

Para el caso de la niplería se debe de indicar el tipo de arreglo de acuerdo a la nomenclatura del formato y correspondiente en la figura 2.1, indicando también si el arreglo es roscado o soldado debido a que uno u otro son inspeccionados de formas diferentes según la norma GPEI-IT-201 “revisión de arreglos básicos de niplería”.

Para los niveles de tornillería se especifica el diámetro de la misma y el número de espárragos que contiene, dato que previamente se consideró en las revisiones o levantamientos de líneas y equipos. De no ser así, indicando el diámetro en el SIMECELE se obtiene el libraje y con éste puede ser consultado el número de espárragos en tablas.

### **3.7 Captura en el SIMECELE**

El procedimiento de captura en el SIMECELE es muy similar a la secuencia que se realizó en la generación de información necesaria para la inspección técnica de medición de espesores.

Uno de los primeros pasos para capturar una unidad de control, según el manual de usuario CEASPA-MUS-003, es haber dado de alta en el sistema el licenciador de la planta, los servicios y condiciones máximas de presión y temperatura y las especificaciones de materiales.

Posteriormente se da de alta la instalación o planta ingresando al sistema la localización, código o nombre, seleccionar su licenciador y la lista de los servicios que maneja.



Ya capturada la instalación se deben capturar los circuitos pertenecientes a la misma obteniendo los datos necesarios del documento generado llamado censo de circuitos de líneas o equipos en su caso.

Una vez capturada la información se procede a capturar la estructura de la unidad de control de acuerdo a las características que esta presenta en cuanto a sus orientaciones e ingresando la siguiente información:

- a) Diagrama de inspección técnica.
- b) Especificación de materiales.
- c) Descripción.
- d) Condiciones de operación.

Los pasos a seguir en el sistema para capturar la estructura de una unidad de control son los siguientes (ver figura 3.12):

1. Ingresar al módulo de captura.
2. Seleccionar “Nueva unidad de control de tuberías o equipo”.
3. Elegir el centro de refinación, sector, instalación o planta y circuito en el que se ubica la unidad de control.
4. Ingresar el número de la unidad de control.
5. Agregar la descripción de la unidad de control.
6. Seleccionar especificación de materiales y el servicio.
7. Ingresar condiciones de diseño y de operación.
8. Adicionar la lista de diámetros de tubería y niplería.
9. Capturar los niveles de tubería, niplería y tornillería con ayuda del diagrama de inspección técnica para ingresar las posiciones de cada nivel de medición.
10. Al terminar mostrará un resumen de la información capturada, si la información es correcta el paso siguiente es guardar la unidad de control y salir de la ventana.

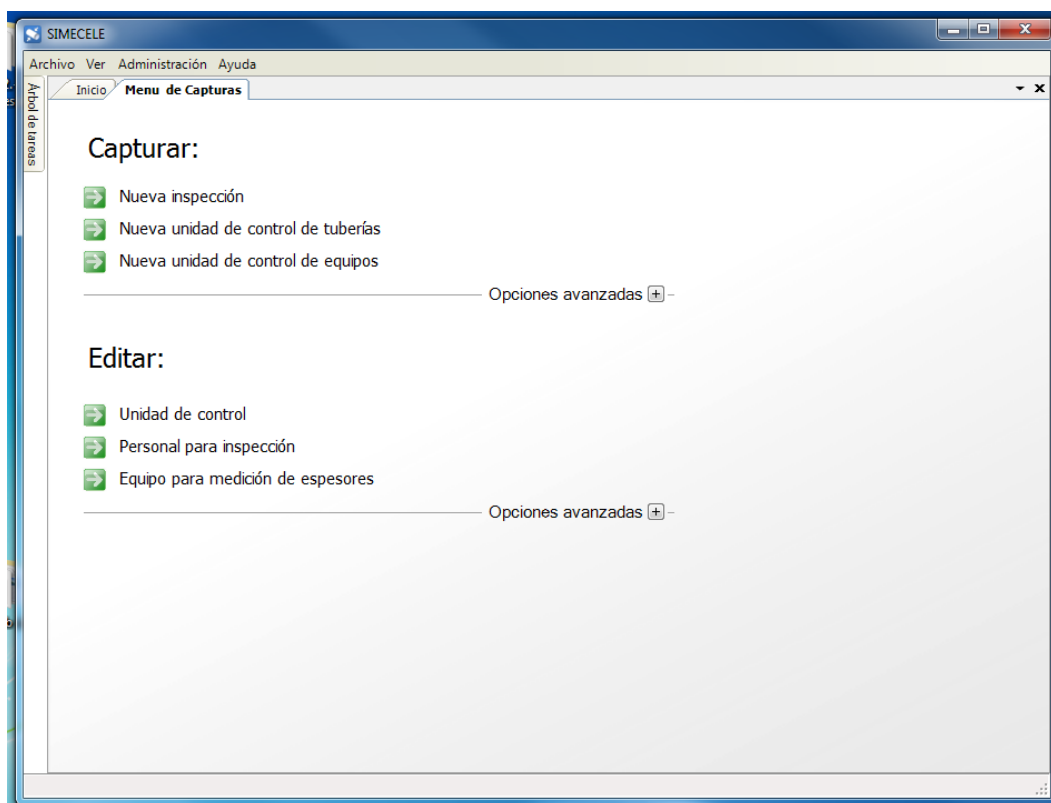


Figura 3.12 Ventana para capturar una nueva unidad de control.

La captura de las inspecciones se realiza a continuación, solo si la estructura de la unidad de control ya haya sido cargada, para lo cual se puede tener acceso de dos maneras:

1. Desde el árbol de tareas, ubicar la unidad de control y con el botón secundario del puntero sobre la misma, seleccionar “nueva inspección” y después “detalles de inspección”.
2. Desde el módulo “capturar/editar” en la pantalla de bienvenida, seleccionar “nueva inspección”, ubicar la unidad de control en cuestión y finalmente seleccionar la opción “detalles de inspección”.

Al seguir cualquiera de estos pasos para generar una nueva inspección, SIMECELE mostrará la pantalla representada en la figura 3.13, donde se despliegan las siguientes opciones de trabajos de inspección:



- Medición de espesores de tubería o equipo.
- Inspección visual de niplería.
- Revisión y medición de espesores de niplería.
- Revisión de tornillería.

Al seleccionar el tipo de trabajo realizado se activan las pestañas del lado izquierdo, además se debe agregar la lista del personal que está realizando el trabajo de inspección (Ingeniero de seguridad, inspector, ayudante de inspección), en caso de descarga de datos de algún medidor ultrasónico, agregarlo.

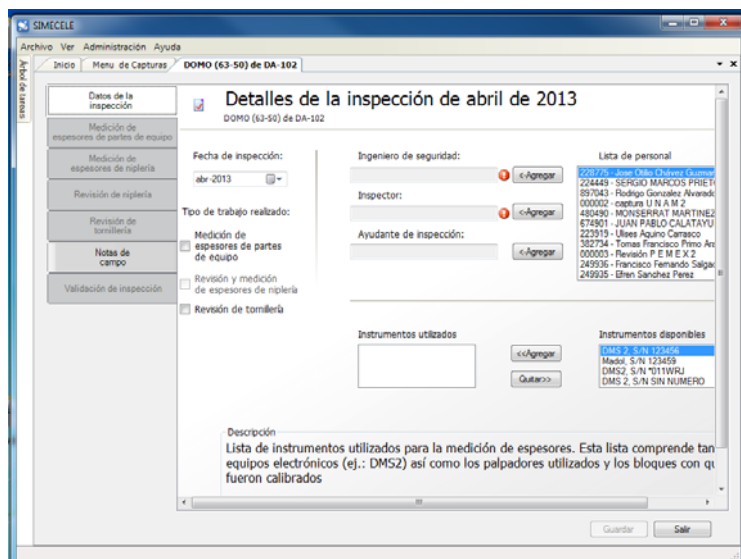


Figura 3.13 Trabajos de inspección para la unidad de control.

La captura de la información, como antes se mencionó, puede ser de forma manual o de algún medidor ultrasónico.

a) Medidor ultrasónico.

Se debe seleccionar en la ventana de los detalles de la inspección el equipo a emplear y seguir el procedimiento descrito en el manual de usuario CEASPA-MUS-003, mencionado en el capítulo anterior.

b) Forma manual.



i. Medición de espesores de tubería o equipo.

Al seleccionar la pestaña de “medición de espesores de tubería” (ver figura 3.14), el sistema reconocerá los niveles que se capturaron en la estructura de la unidad de control, si tiene mediciones anteriores las mostrará, de lo contrario solo mostrará “lectura actual”. Para capturar las mediciones y se requiere de:

- Diagrama de inspección técnica.
- Expediente de inspecciones.
- Correlación de niveles (Formato de empate).

Medición de espesores de tubería		Niveles críticos		Niveles normales		Todos los niveles		Niveles no medidos		64 Niveles		Fecha de validación de inspecciones: No de	
Análisis de la medición de espesores		Descripción		sep-2011 Captura UNAM (CU)		oct-2012 Roberto Sachías Crispin (RSC)							
Tendencias de velocidad de desgaste		Nivel	Datos	Posición	Esesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Esesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]					
Inspección visual de tubería	1	Diámetro: 10" Espesor nominal: 365 Límite de retiro: 190 Tipo: Tubería Nivel 1	Norte	354	-	359	0						
			Sur	355	-	343	11.35						
			Arriba	361	-	358	2.84						
			Abajo	353	-	351	1.89						
Revisión visual de niplería	2	Diámetro: 10" Espesor nominal: 365 Límite de retiro: 190 Tipo: Tubería Nivel 2	Norte	348	-	345	2.84						
			Sur	369	-	348	19.87						
			Arriba	370	-	358	11.35						
			Abajo	348	-	365	0						
Inspección de tornillería	3	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 3	Oriente	233	-	229	3.78						
			Poniente	229	-	227	1.89						
			Arriba	233	-	224	8.52						
			Abajo	224	-	229	0						
Reportes de campo	4	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 4	Arriba	284	-	265	17.98						
			Abajo	262	-	259	2.84						
			Fuera (Cod)	237	-	237	0						
			Dentro (Gar)	270	-	267	2.84						
	5	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 5	Norte	226	-	228	0						
			Sur	215	-	214	0.95						
			Arriba	224	-	219	4.73						
			Abajo	223	-	224	0						

Figura 3.14 Inspección de tubería o equipo.



Es importante mencionar que en los expedientes (ver figura 3.15), las mediciones se encuentran en otro orden, por lo tanto, se deben capturar según la prioridad de posiciones siguientes, y se procede a guardar la inspección.

1. Norte
2. Sur
3. Oriente
4. Poniente
5. Arriba
6. Abajo
7. Dentro (codo)
8. Fuera (garganta)
9. Obstrucción

VALORES DE MEDICIÓN DE ESPESORES INICIALES EN TUBERÍAS Y EQUIPOS NUEVOS									
NIVEL DE MEDICIÓN	DÍAM. NOM. ESP. NOMINAL	ESPESESOR NOM. PUNTADEO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 06-Ene-08	FECHA: N/A	FECHA: N/A	FECHA: N/A	FECHA: N/A	FECHA: N/A
				(EQUIPO DE MED.: DMS-2 No. Serie: 0088SV)	(EQUIPO DE MED.: N/A)	(EQUIPO DE MED.: N/A)	(EQUIPO DE MED.: N/A)	(EQUIPO DE MED.: N/A)	
				TECNICO: GTM	TECNICO: N/A	TECNICO: N/A	TECNICO: N/A	TECNICO: N/A	
				CALIBRACIÓN	CALIBRACIÓN	CALIBRACIÓN	CALIBRACIÓN	CALIBRACIÓN	CALIBRACIÓN
1	10"	0.319	5	0.364					
			2	0.378					
			6	0.384					
2	1"	0.219	1	0.259					
			3	0.266					
			2	0.269					
3	1"	0.219	1	0.278					
			3	0.271					
			2	0.273					
4	1"	0.219	1	0.286					
			3	0.281					
			2	0.268					
5	1"	0.157	4	0.261					
			5	0.188					
			1	0.196					
6	1"	0.219	6	0.198					
			2	0.189					
			1	0.255					
7	1"	0.157	3	0.269					
			2	0.276					
			4	0.271					
8	1"	0.219	5	0.183					
			2	0.181					
			6	0.189					
8	1"	0.250	1	0.178					
			5	0.264					
			2	0.272					
8	1"	0.250	6	0.270					
			1	0.279					

Notas: Para propósitos de localización de medición se usará la siguiente nomenclatura 1 - Norte, 2-Sur, 3-Oriente, 4-Poniente, 5-Arriba, 6-Abajo, 7-Codo, 8-Garganta.  
Observaciones: Valores dados en pulgadas.

Figura 3.15 Expediente de medición de espesores.



ii. Inspección visual de tubería.

En ésta pestaña (ver figura 3.16), está contenida toda la información que debe ser considerada de acuerdo al procedimiento GPASI-IT-0209, en el cual se verifica si hay fugas, desalineamiento, vibración, estado de los soportes, corrosión, aislamiento, etc.

	Anomalia	Por evaluar:	sep-2011	oct-2012
Medición de espesores de tubería	Fugas	Proceso	No	No
		Indicios de vapores	No	No
Análisis de la medición de espesores	Desalineamiento	Grampas existentes	No	No
		Desalineamiento de tuberías/desplazamiento restringido	No	No
Tendencias de velocidad de desgaste		Desalineamiento de juntas de expansión	No	No
Inspección visual de tubería	Vibración	Peso Colgado excesivo	No	No
		Soportes inadecuados	No	No
		Tuberías de pequeño calibre	No	No
Medición de espesores de niplería		Conexiones roscadas	No	No
		Soportes sueltos por deterioro metálico	No	No
Revisión visual de niplería	Soporte	Patines de soportes	No	No
		Colgantes deformados o fracturados	No	No
Inspección de tornillería		Resortes fuera de apoyo	No	No
		Abrazadera deformada o fracturada	No	No
Reportes de campo		Mensulas sueltas	No	No
		Placas/Rodillos deslizantes	No	No
		Contrapeso	No	No
		Soportes con corrosión	No	No

Observaciones  
sep-2011: -  
oct-2012: -

Figura 3.16 Inspección visual de tubería.

iii. Revisión y medición de espesores de niplería.

Se capturan los dos datos de las mediciones de los espesores en orden prioritario a la dirección del flujo ya que un expediente de mediciones de espesores entregado por la compañía constructora maneja las cuatro posiciones. La revisión de la niplería se debe llevar a cabo con los datos obtenidos del procedimiento GPEI-IT-0201.





iv. Revisión de tornillería.

El procedimiento para la captura de la tornillería se efectúa solo con la inclusión del número de espárragos y el libraje que tiene cada nivel e indicar también si se tiene que cambiar alguno (s) y decir que cantidad de éstos. Se pueden capturar observaciones para posteriores inspecciones.

### **3.8 Resultados**

#### **3.8.1 Censo de circuitos**

Con el fin de que la administración del proceso de la inspección técnica sea de una manera más eficaz se elabora el censo de circuitos de líneas y equipos. Para una planta de hidrosulfuración se obtiene como resultado de la división, el censo de circuitos de líneas y equipos representados en el Anexo B.

Se obtuvieron un total de 23 circuitos de líneas clasificadas de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-0204, y un total de 41 circuitos de equipos clasificados de acuerdo a la misma normatividad.

#### **3.8.2 Censo de unidades de control**

Éste documento nos arroja como resultado, la información de las unidades de control por cada circuito de la planta de hidrosulfuración (ver Anexo C); las cuales, al estar capturadas en SIMECELE con sus correspondientes inspecciones nos genera la información suficiente para poder realizar el análisis estadístico formal.



### 3.8.3 Análisis estadístico formal de la Torre Estabilizadora de Producto

Siguiendo el proceso de implementación y habiendo generado la información en los puntos anteriores, podemos realizar el análisis de la unidad de control que para su fin sea requerido.

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, en apego a la guía DG-SASIPA-IT-0204.

A continuación se muestra un resumen de dichos cálculos, y es necesario mencionar que estos cálculos ya los realiza el SIMECELE, pero a partir de los datos obtenidos queda a juicio del ingeniero a cargo de la seguridad la toma de decisiones.

El circuito E 25 que lleva por nombre DA-102 del censo de circuitos de líneas y equipos, tiene como unidades de control las siguientes, pertenecientes a la torre estabilizadora de producto o torre agotadora:

- E 25-DA-102-DOMO
- E 25-DA-102-FONDO

La unidad de control E 25-DA-102-DOMO cuenta con 9 niveles de inspección, de los cuales 1 nivel tiene puntos críticos y 1 nivel no cuenta con medición de espesores. De acuerdo a las velocidades de desgaste puntual se seleccionan aquellos puntos con velocidades de desgaste crítica y se realiza una comparación del análisis estadístico formal, entre todos los niveles, niveles normales (0 – 15 mpa), y niveles críticos (más de 15 mpa).

- a) Análisis de todos los niveles.
  - i. Velocidades de desgaste por punto.



El cálculo de la velocidad de desgaste puntual indica específicamente los niveles y, en su defecto, las posiciones en las que la velocidad de desgaste se encuentra por arriba de las 15 mpa, por lo tanto los niveles críticos.

ii. Velocidad de desgaste promedio.

Con un total de 21 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{90 \text{ mpa}}{21}$$

$$D_{prom} = 4.3 \text{ mpa}$$

iii. Velocidad de desgaste máxima.

$$D_{max} = 4.3 + 1.28 \frac{4.3}{\sqrt{21}}$$

$$D_{max} = 5.5 \text{ mpa}$$

Resumen de cálculos para cada grupo de diámetros para todos los niveles que componen las secciones de la unidad de control, para obtener la fecha de próxima medición de espesores.

Tabla 3.1 Grupo de diámetros para todos los niveles de E 25-DA-102-DOMO.

<b>Diámetro nominal</b>	Límite de retiro [in X10 <sup>-3</sup> ]	Espesor mínimo (ek) [in X10 <sup>-3</sup> ]	Vida útil estimada (VUE) [años]	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
-	349	700	64	SEP-2031
-	180	604	77.3	FEB-2036
-	230	500	49.2	OCT-2026



b) Análisis de niveles normales.

i. Velocidad de desgaste promedio.

Con un total de 17 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{48.7 \text{ mpa}}{17}$$

$$D_{prom} = 2.9 \text{ mpa}$$

ii. Velocidad de desgaste máxima

$$D_{max} = 2.9 + 1.28 \frac{2.9}{\sqrt{17}}$$

$$D_{max} = 3.8 \text{ mpa}$$

Resumen de cálculos para cada grupo de diámetro para niveles normales que componen las secciones de la unidad de control, para obtener la fecha de próxima medición de espesores.

Tabla 3.2 Grupo de diámetros para niveles normales de E 25-DA-102-DOMO.

Diámetro nominal	Límite de retiro [in X10 <sup>-3</sup> ]	Espesor mínimo (ek) [in X10 <sup>-3</sup> ]	Vida útil estimada (VUE) [años]	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
-	349	713	97	SEP-2042
-	180	604	113	ENE-2048
-	230	500	71.9	ABR-2034



c) Análisis de niveles críticos.

i. Velocidad de desgaste promedio.

Con un total de 4 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{41.3 \text{ mpa}}{4}$$

$$D_{prom} = 10.3 \text{ mpa}$$

ii. Velocidad de desgaste máxima

$$D_{max} = 10.3 + 1.28 \frac{10.3}{\sqrt{4}}$$

$$D_{max} = 17.2 \text{ mpa}$$

Resumen de cálculos para cada grupo de diámetro para niveles normales que componen las secciones de la unidad de control, para obtener la fecha de próxima medición de espesores.

Tabla 3.3 Grupo de diámetros para niveles críticos de E 25-DA-102-DOMO.

Diámetro nominal	Límite de retiro [in X10 <sup>-3</sup> ]	Espesor mínimo (ek) [in X10 <sup>-3</sup> ]	Vida útil estimada (VUE) [años]	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
-	349	700	20.4	FEB-2017

A continuación se muestra la gráfica de medición de espesores que corresponde a ésta unidad de control y que contiene la siguiente información:



- Espesor original.
- Límite de retiro.
- Espesor máximo.
- Valores de medición de espesores registrados.

La gráfica sirve de apoyo para decidir si en algún nivel la medición debería repetirse por alguna de las razones siguientes:

- Cuando los puntos están fuera de los límites máximo y mínimo.
- Cuando las mediciones se encuentran en valores cercanos al espesor original, pero no presentan la pendiente que indica cambio de diámetro de acuerdo al límite de retiro.

También, se puede dar el caso de algún tipo de engrosamiento, esto se debe a que la pieza que se inspeccionó tiene un espesor un poco más grande respecto del valor que se maneja como espesor original de la pieza. Pero también existen los casos donde la gráfica de medición de espesores muestra un engrosamiento mucho más grande, éstos niveles se encuentran dados de alta en SIMECELE como niveles de tubería, sin embargo, son conexiones especiales para arreglos de termopozo, y el espesor nominal en una conexión no es el mismo que en tubería, aun cuando corresponda al mismo diámetro, por lo tanto es un punto de mejora al SIMECELE, puesto que en la captura solo se dan de alta niveles de tubería, niplería y tornillería y no las conexiones.

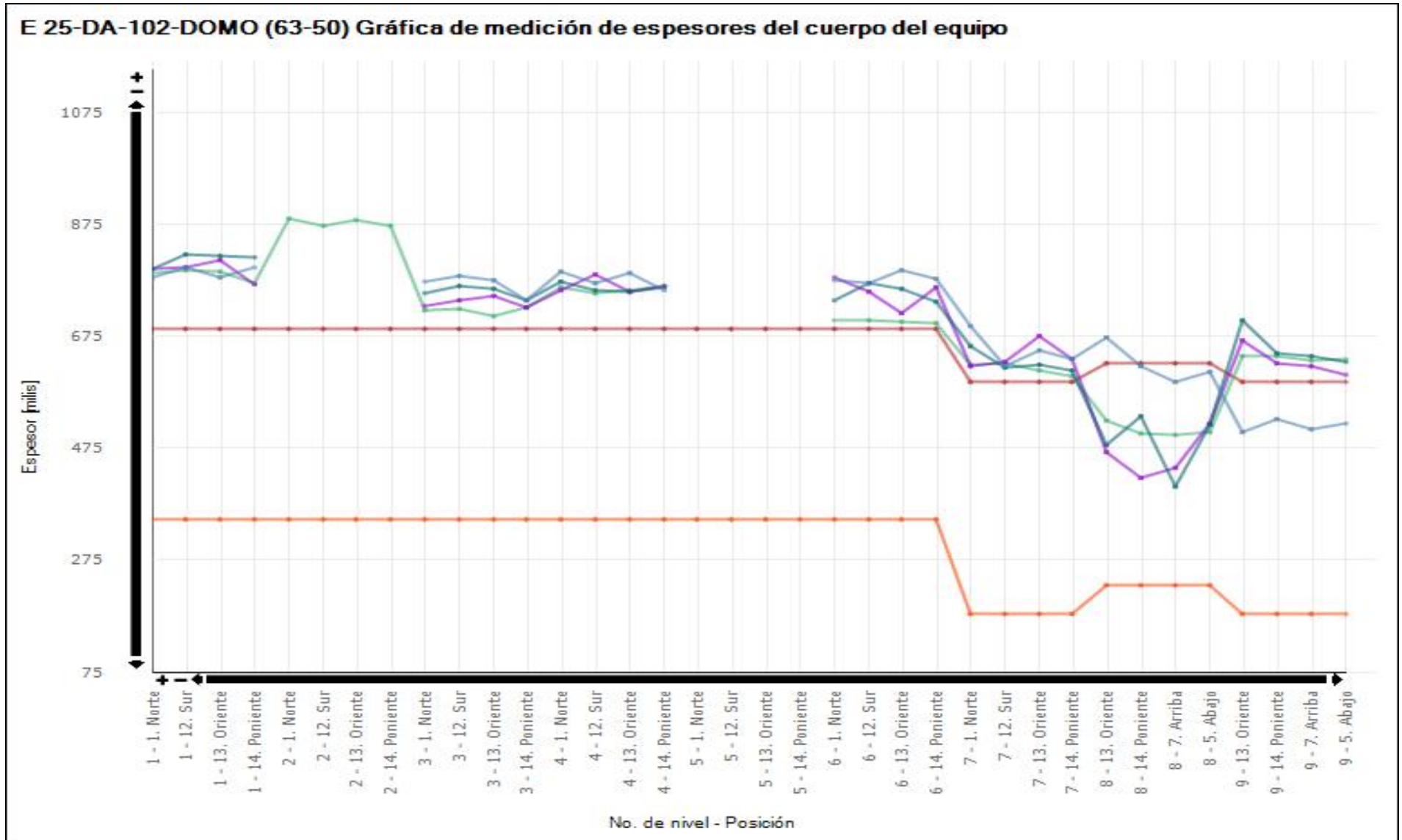


Figura 3.17 Gráfica de medición de espesores de E 25-DA-102-DOMO.



Podemos observar entonces, que la fecha de próxima medición, si consideramos el análisis para todos los niveles tomando la mínima como lo indica la norma, es en SEP-2031, tomando el valor de los niveles normales la fecha es ABR-2034 y de los niveles críticos la fecha es FEB-2017. Todos estos valores por encima del límite máximo para realizar una próxima inspección (5 años), por lo que si la última inspección se hizo en MAY-2010, en automático SIMECELE manda la inspección a MAY-2015.

La recomendación para dicha unidad de control es darle un tratamiento especial a los puntos críticos, que consistirá primeramente en una verificación de dichas mediciones en campo, en caso que exista algún error en la medición se deberá corregir inmediatamente, sin embargo, si las mediciones se encuentran correctas se deberá analizar si existen otros mecanismos de daño que no pueden ser identificados por medición de espesores.

La unidad de control E 25-DA-102-FONDO cuenta con 15 niveles de inspección, de los cuales ningún nivel tiene puntos críticos y todos los niveles cuentan con medición de espesores.

a) Análisis de todos los niveles.

i. Velocidades de desgaste por punto.

El cálculo de la velocidad de desgaste puntual indica específicamente los niveles y, en su defecto, las posiciones en las que la velocidad de desgaste se encuentra por arriba de las 15 mpa, por lo tanto los niveles críticos.

ii. Velocidad de desgaste promedio.

Con un total de 29 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.





$$D_{prom} = \frac{90.5 \text{ mpa}}{29}$$

$$D_{prom} = 3.1 \text{ mpa}$$

iii. Velocidad de desgaste máxima.

$$D_{max} = 3.1 + 1.28 \frac{3.1}{\sqrt{29}}$$

$$D_{max} = 3.9 \text{ mpa}$$

Resumen de cálculos para cada grupo de diámetros para todos los niveles que componen las secciones de la unidad de control, para obtener la fecha de próxima medición de espesores.

Tabla 3.4 Grupo de diámetros para todos los niveles de E 25-DA-102-FONDO.

<b>Diámetro nominal</b>	Límite de retiro [in X10 <sup>-3</sup> ]	Espesor mínimo (ek) [in X10 <sup>-3</sup> ]	Vida útil estimada (VUE) [años]	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
-	400	739	87.8	AGO-2039
-	320	597	71.7	ABR-2034
-	140	430	75.1	MAY-2035
-	210	500	75.1	MAY-2035
-	250	529	72.2	JUN-2034

b) Análisis de niveles normales.

Éste análisis, al no haber niveles críticos, se compone de los mismos niveles con los cuales se realizó el “análisis de todos los niveles”, de tal manera que son los



mismos resultados reportados en los cálculos anteriores y también los resultados que se describen en la tabla 3.4.

c) Análisis de niveles críticos.

Para éste caso, al no haber niveles críticos en el expediente de inspecciones, no hay resultados en éste rubro.

Para ésta unidad de control observamos que la fecha de próxima medición si consideramos el análisis para todos los niveles es en ABR-2034, tomando el valor de los niveles normales su fecha es ABR-2034 debido a que al no presentar niveles críticos el resultado que se obtiene es el del análisis para todos los niveles. Estos valores están por encima del límite máximo para realizar una próxima inspección (5 años), por lo que si la última inspección se hizo en JUN-2009, en automático SIMECELE manda la inspección a JUN-2014.

A continuación se muestra la gráfica de medición de espesores correspondiente a la unidad de control E 25-DA-102-FONDO.

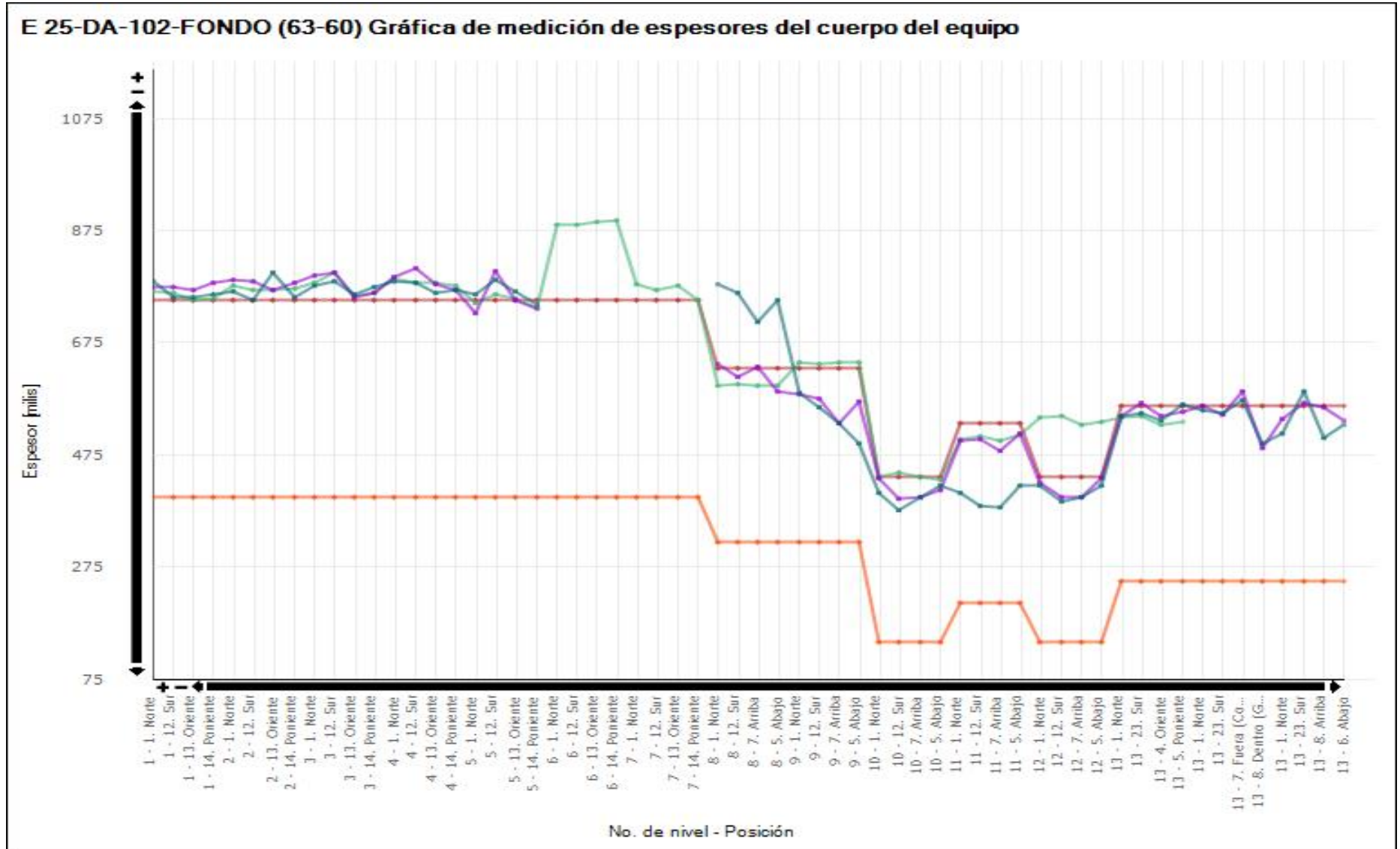


Figura 3.18 Gráfica de medición de espesores de E 25-DA-102-FONDO.



### 3.8.4 Comparación entre dos torres estabilizadoras de producto

Con el fin de establecer las bases para la homologación de la aplicación de la normatividad, se realizará a continuación un análisis comparativo entre dos torres estabilizadoras de producto de diferentes plantas de distintos centros de trabajo, evaluando bajo características similares, la aplicación, obtención y manejo de los resultados que arroja el sistema de medición de espesores SIMECELE.

a) Planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios, “Planta 1”.

Los datos obtenidos en el apartado 3.8.3 “Análisis estadístico formal de una torre estabilizadora de producto”, corresponden a ésta planta, de tal manera que son los mismos que se tomarán para hacer dicha comparación.

b) Planta hidrodesulfuradora de diesel, “Planta 2”.

Ésta planta cuenta ya con un expediente de medición de espesores en SIMECELE, para lo cual serán extraídos del sistema los datos generados del análisis estadístico formal de la torre estabilizadora de producto de éste proceso para efectuar la comparación.

En la tabla 3.5 se hace la comparación tomando en cuenta los mismos parámetros de medición estadísticos y los cálculos que el SIMECELE realiza para efecto de tal análisis.



Tabla 3.5 Tabla comparativa de torres estabilizadoras de producto.

<b>TORRE ESTABILIZADORA DE PRODUCTO</b>				
<b>PLANTA</b>	<b>No. 1</b>		<b>No. 2</b>	
<b>PROCESO</b>	HIDRODESULFURACIÓN		HIDRODESULFURACIÓN	
<b>PRODUCTO</b>	DESTILADOS INTERMEDIOS		DIESEL	
<b>RESIDUO</b>	ÁCIDO SULFHÍDRICO		ÁCIDO SULFHÍDRICO	
<b>EQUIPO/CIRCUITO</b>	TORRE AGOTADORA		TORRE AGOTADORA	
<b>UNIDADES DE CONTROL</b>	DOMO	FONDO	CUERPO	
<b>FECHA DE ULTIMA INSPECCIÓN</b>	MAY-2010	MAY-2010	JUN-2009	
<b>NIVELES TOTALES</b>	9	15	32	
<b>NIVELES NORMALES</b>	7	15	19	
<b>NIVELES CRÍTICOS</b>	1	0	1	
<b>NIVELES NO MEDIDOS</b>	1	0	12	
	VEL. DESGASTE PROM. [mpa]	4.3	3.1	1.9
<b>ANÁLISIS DE TODOS LOS NIVELES</b>	VEL. DESGASTE MAX. AJUST. [mpa]	5.7	4	2.2
	VIDA ÚTIL ESTIMADA [años]	47.3	69.3	47



	No. 1		No.2	
<b>ANÁLISIS DE LOS NIVELES CRÍTICOS</b>	FECHA DE PROX. MEDICIÓN	MAY-2015 (OCT-2026)	MAY-2015 (ABR-2034)	JUN-2014 (FEB-2025)
	FECHA DE RETIRO PROB.	AGO-2057	SEP-2079	JUN-2056
	VEL. DESGASTE PROM. [mpa]	10.3	-	5.3
	VEL. DESGASTE MAX. AJUST. [mpa]	17.2	-	15.9
	VIDA ÚTIL ESTIMADA [años]	20.4	-	24.5
	FECHA DE PROX. MEDICIÓN	MAY-2015 (FEB-2017)	-	JUN-2014 (AGO-2017)
	FECHA DE RETIRO PROB.	OCT-2030	-	DIC-2033

Se observa que el sistema manda la medición de espesores a los próximos 5 años, esto se hace por seguridad, en realidad, SIMECELE calcula una fecha distinta más alejada. De modo que podemos ver que el DOMO de la Torre estabilizadora presenta un comportamiento diferente al del FONDO de la misma, por lo que, el criterio que maneja la norma DG-SASIPA-IT-0204 sobre la división



de las unidades de control con velocidades más o menos homogéneas no se cumple en la planta número 2, porque siendo el mismo equipo, presentan resultados distintos.

En la fecha de próxima medición podemos observar que el domo de la torre de la planta No. 1 tiene el mismo comportamiento que la unidad de control denominada cuerpo (que incluye todos los niveles de medición) de la planta No. 2; no así para la unidad de control fondo de la torre estabilizadora de la planta No. 1, de manera que podemos decir que se debe hacer la división de una torre estabilizadora de producto para el proceso de hidrodeshulfuración en dos unidades de control: DOMO y FONDO; como la norma DG-SASIPA-IT-0204 lo plantea.



## CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

Se implementó el sistema de medición y control de espesores en una planta de hidrosulfuración, lo que permitió con base en los resultados obtenidos del análisis estadístico formal, la comparación de torres estabilizadoras de producto.

Se documentó la metodología a seguir para la inspección técnica de líneas y equipos del proceso de hidrosulfuración, dando como resultado la correcta división de circuitos y unidades de control para dicho proceso.

Se determinó la rapidez de desgaste de la torre estabilizadora de producto, siendo éste equipo, uno de los que presenta mayor desgaste debido a que aquí es donde se hace la separación del producto y subproducto, en éste caso ácido sulfhídrico.

Se determinó que la torre estabilizadora de producto, debido a sus zonas de refuerzo localizadas por el análisis estadístico formal, debe dividirse en sección del domo y sección del fondo.

Se validó que el sistema de medición de espesores en las torres estabilizadoras de producto de distintos proceso de hidrosulfuración y de diferentes centros de trabajo, no se aplica homogéneamente.

Se obtuvo que las unidades de control de la torre estabilizadora no presentan valores por debajo del límite de retiro y en consecuencia la programación de sus fechas de próxima inspección se especifica de acuerdo a la normatividad, no obstante se encuentran propensas a algunos mecanismos de daño por los servicios que una planta hidrosulfuradora maneja:

- Corrosión bajo aislamiento ya que la torre estabilizadora en cualquier proceso se encuentra forrada para mantener las condiciones de operación.





- Erosión y corrosión que puede darse en las secciones donde el flujo es turbulento como en bridas, soldaduras de accesorios, etc.
- Agrietamiento por medio ambiente que se puede presentar por las características particulares de la región donde el equipo esté operando, por lo que se deberán emplear otros métodos de inspección como líquidos penetrantes, pruebas de partículas magnéticas fluorescentes o ultrasonido.
- Agrietamiento por fatiga causado por vibración excesiva en los sistemas de tuberías.

Sin embargo, se demostró que la parte del DOMO de la torre se necesita un análisis por separado y éstos niveles de medición contenidos en ésta unidad de control necesitan de un mecanismo especial de refuerzo (recubrimiento anticorrosivo interno) como el que se describe en la hoja de diseño mecánico de la misma; en especial en la zona de transición entre las dos unidades de control (DOMO y FONDO), ya que en éstos niveles se localizaron puntos críticos. La razón por la cual también se realizó la división del equipo en éstas dos unidades de control fue el cambio de composición, lo que explica de igual manera el comportamiento diferente en cuanto a las velocidades de desgaste.

## 4.2 Recomendaciones

Se propone tener estrategias de seguimiento para el análisis de la medición de espesores en estas plantas de hidrosulfuración con la finalidad de generar una revisión general que identifique la existencia de unidades de control vencidas, no vencidas y emplazadas.

Es muy importante generar un control que permita el manejo adecuado de la información y siempre estar ajustados a la normatividad ya que ésta es el medio para lograr la administración en cualquier centro de trabajo independientemente de la planta que se incluya en el plan de inspecciones.



Homogeneizar y mantener así, la implementación del sistema de medición de espesores en líneas y equipos, debido a que, con los resultados obtenidos, se observa que la normatividad aplicable es certera y confiable en sus mecanismos, procedimientos, metodologías y conceptos que en ellas están contenidas.

Finalmente, en el caso de las unidades de control críticas, generadas por tener niveles críticos en su estructura, se recomienda realizar un análisis más profundo considerando que si no hubo fallas en el proceso de medición y captura, entonces se debe a detalles en la ingeniería de la línea o equipo:

- Deficiencia en la especificación de materiales o clase de materiales debido al servicio que maneja la línea o equipo.
- Sobre especificación o falta de este en sus variables de diseño (temperatura y/o presión).
- Error en el cálculo de esfuerzos o falla en las pruebas hidrostáticas.
- Deficiencias en la fabricación o construcción de la línea o equipo.
- Variación de las condiciones de operación.



## ANEXO A. MEMORIA DE CÁLCULO

### A. Cálculo de la velocidad de desgaste por punto (d)

$$d = \frac{ei - ef}{ff - fi} \quad \dots \dots \dots (1)$$

- d = Velocidad de desgaste por punto
- ff = Fecha de la medición más reciente
- fi = Fecha de medición anterior – ei [años]
- ei = Espesor obtenido en la fecha fi [mpa]
- ef = Espesor obtenido en la fecha ff [mpa]

### B. Cálculo de la velocidad de desgaste promedio (Dprom)

$$D_{prom} = \frac{d1 + d2 + d3 + \dots + dn}{n} \quad \dots \dots \dots (2)$$

### C. Velocidad máxima ajustada (Dmax)

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

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]

Dmax = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa]



#### D. Vida útil estimada

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

#### E. Fecha de próxima medición

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

#### F. Fecha de retiro probable

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

Lr = Límite de retiro [mpa].

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

fk= Fecha de última medición [años]



## ANEXO B. CENSOS DE CIRCUITOS DE LÍNEAS Y EQUIPOS

Tabla B-1. Censo de circuitos de líneas y equipos, para el proceso de hidrodesulfuración.

No.	Nombre	Servicio	Tipo
01	Carga fría	Hidrocarburos amargos Líquido	Líneas
02	Carga fría con hidrógeno	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Líneas
03	Carga vaporizada al reactor DC-101	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Líneas
04	Productos del reactor DC-101	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Líquido	Líneas
05	Carga al agotador DA-102	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Líquido	Líneas
06	Gases del domo del agotador DA-102	Gas amargo Gas	Líneas
07	Fondo del acumulador FA-105	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Líquido	Líneas
08	Fondo del agotador DA-102	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Líquido	Líneas
09	Domo de la fraccionadora DA- 101	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Líneas
10	Fondo de la fraccionadora DA- 101	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Líneas
11	Hidrógeno con hidrocarburo	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Líneas
12	Hidrógeno recirculado	H <sub>2</sub> Gas	Líneas



<b>13</b>	Hidrógeno fresco	H <sub>2</sub> Gas	Líneas
<b>14</b>	Gas amargo	Gas amargo Gas	Líneas
<b>15</b>	Aguas amargas	Aguas amargas Líquido	Líneas
<b>16</b>	Desfogue de baja	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Líneas
<b>17</b>	Desfogue de alta	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Líneas
<b>18</b>	Drenaje del FG-101 A/B	Hidrocarburos amargos Líquido	Líneas
<b>19</b>	Gas combustible	Gas Combustible Gas	Líneas
<b>20</b>	Agua tratada	Agua de lavado Líquido	Líneas
<b>21</b>	Vapor de media	Vapor Gas	Líneas
<b>22</b>	Nitrógeno	Nitrógeno Gas	Líneas
<b>23</b>	Regeneración del catalizador	Hidrocarburos amargos Líquido	Líneas
<b>E 24</b>	DA-101	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Equipo
<b>E 25</b>	DA-102	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 26</b>	DC-101	Hidrocarburos amargos Líquido	Equipo
<b>E 27</b>	EA-101 A	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 28</b>	EA-101 B	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Equipo
<b>E 29</b>	EA-101 C	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 30</b>	EA-101 D	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub>	Equipo



Gas			
<b>E 31</b>	EA- 101 E	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 32</b>	EA-101 F	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 33</b>	EA-101 G	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 34</b>	EA-101 H	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 35</b>	EA-102 A	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 36</b>	EA-102 B	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 37</b>	EA-103 A	Gas amargo Gas	Equipo
<b>E 38</b>	EA-103 B	Gas amargo Gas	Equipo
<b>E 39</b>	EA-104 A	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 40</b>	EA-104 B	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 41</b>	EA-104 C	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 42</b>	EA-104 D	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 43</b>	EA-104 E	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 44</b>	EA-104 F	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 45</b>	EA-105 A	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Equipo



<b>E 46</b>	EA-105 B	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Equipo
<b>E 47</b>	EA-106 A	Hidrocarburos Líquido/Vapor	Equipo
<b>E 48</b>	EA- 106 B	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 49</b>	EA-106 C	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 50</b>	EA-106 D	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 51</b>	EA-107 A	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 52</b>	EA-107 B	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 53</b>	EA-107 C	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 54</b>	EA-107 D	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S Gas	Equipo
<b>E 55</b>	EA-108	Gas amargo Gas	Equipo
<b>E 56</b>	FA-101	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Equipo
<b>E 57</b>	FA-102	Hidrocarburo amargo con hidrógeno Líquido/Gas	Equipo
<b>E 58</b>	FA-104	Hidrocarburo + H <sub>2</sub> S + H <sub>2</sub> Gas	Equipo
<b>E 59</b>	FA-105	Gas amargo Gas	Equipo
<b>E 60</b>	FA-106	Gas amargo Gas	Equipo
<b>E 61</b>	FA-107	Agua +CO <sub>2</sub> Líquido/Gas	Equipo
<b>E 62</b>	FA-110	Gas Combustible Gas	Equipo
<b>E 63</b>	FG-101 A	Hidrocarburos amargos Líquido	Equipo
<b>E 64</b>	FG-101 B	Hidrocarburos amargos Líquido	Equipo





## ANEXO C. CENSOS DE UNIDADES DE CONTROL DE LÍNEAS Y EQUIPOS

Tabla C-1. Censo de unidades de control de líneas y equipos, para el proceso de hidrodesulfuración.

Unidad de Control	Circuito	Tipo	Descripción
<b>E 24-DA-101-ALIMENTACIÓN</b>	DA-101	Equipo	Alimentación de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 24-DA-101-DOMO</b>	DA-101	Equipo	Torre Fraccionadora
<b>E 24-DA-101-FONDO</b>	DA-101	Equipo	Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 25-DA-102-DOMO</b>	DA-102	Equipo	Torre Agotadora DA-102
<b>E 25-DA-102-FONDO</b>	DA-102	Equipo	Fondo de la Torre Agotadora DA-102
<b>E 26-DC-101-CUERPO</b>	DC-101	Equipo	Cuerpo del Reactor DC-101
<b>E 27-EA-101 A-CARRETE</b>	EA-101 A	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 27-EA-101 A-CUERPO</b>	EA-101 A	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 28-EA-101 B-CARRETE</b>	EA-101 B	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 28-EA-101 B-CUERPO</b>	EA-101 B	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 29-EA-101 C-CARRETE</b>	EA-101 C	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 29-EA-101 C-CUERPO</b>	EA-101 C	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101



<b>E 30-EA-101 D-CARRETE</b>	EA-101 D	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 30-EA-101 D-CUERPO</b>	EA-101 D	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 31-EA-101 E-CARRETE</b>	EA-101 E	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 31-EA-101 E-CUERPO</b>	EA-101 E	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 32-EA-101 F-CARRETE</b>	EA-101 F	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 32-EA-101 F-CUERPO</b>	EA-101 F	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 33-EA-101 G-CARRETE</b>	EA-101 G	Equipo	Precalentador de carga al Reactor DC-101
<b>E 33-EA-101 G-CUERPO</b>	EA-101 G	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101, EA-101 G
<b>E 34-EA-101 H-CARRETE</b>	EA-101 H	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101, EA-101 H
<b>E 34-EA-101 H-CUERPO</b>	EA-101 H	Equipo	Precalentador de carga al reactor DC-101
<b>E 35-EA-102 A-CUERPO</b>	EA-102 A	Equipo	Enfriador del efluente del reactor DC-101 (EA-102-A)
<b>E 36-EA-102 B-CUERPO</b>	EA-102 B	Equipo	Enfriador del efluente del reactor DC-101 (EA-102-B)
<b>E 37-EA-103 A-CUERPO</b>	EA-103 A	Equipo	Condensador de la Torre Agotadora DA-102
<b>E 38-EA-103 B-CUERPO</b>	EA-103 B	Equipo	Condensador de la Torre Agotadora DA-102
<b>E 39-EA-104 A-</b>	EA-104 A	Equipo	Precalentador de carga a la Torre



<b>CARRETE</b>		Agotadora DA-101 ( EA-104 A)	
<b>E 39-EA-104 A- CUERPO</b>	EA-104 A	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101 (EA-104-A)
<b>E 40-EA-104 B- CARRETE</b>	EA-104 B	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101 (EA-104 B)
<b>E 40-EA-104 B- CUERPO</b>	EA-104 B	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101
<b>E 41-EA-104 C- CARRETE</b>	EA-104 C	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101
<b>E 41-EA-104 C- CUERPO</b>	EA-104 C	Equipo	Precalentador de carga EA-104 C a torre fraccionadora
<b>E 42-EA-104 D- CARRETE</b>	EA-104 D	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 42-EA-104 D- CUERPO</b>	EA-104 D	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 43-EA-104 E- CARRETE</b>	EA-104 E	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Fraccionadora DA-101 (EA-104 E)
<b>E 43-EA-104 E- CUERPO</b>	EA-104 E	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101
<b>E 44-EA-104 F- CARRETE</b>	EA-104 F	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101 ( EA-104 F)
<b>E 44-EA-104 F- CUERPO</b>	EA-104 F	Equipo	Precalentador de carga a la Torre Agotadora DA-101 ( EA-104-F)
<b>E 45-EA-105 A- CUERPO</b>	EA-105 A	Equipo	Condensador de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 46-EA-105 B- CUERPO</b>	EA-105 B	Equipo	Condensador de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 47-EA-106 A- CARRETE</b>	EA-106 A	Equipo	Precalentador de Carga a la Torre Agotadora DA-102 ( EA-106 A)



<b>E 47-EA-106 A-CUERPO</b>	EA-106 A	Equipo	Pre calentador de Carga a la Torre Agotadora DA-102, EA-106-A
<b>E 48-EA- 106 B-CARRETE</b>	EA- 106 B	Equipo	Pre calentador de Carga a la Torre Agotadora DA-102
<b>E 48-EA- 106 B-CUERPO</b>	EA- 106 B	Equipo	Pre calentador de Carga a la Torre Agotadora DA-102 ( EA-106 B)
<b>E 49-EA-106 C-CARRETE</b>	EA-106 C	Equipo	Pre calentador de Torre Agotadora DA-102 (EA-106 C)
<b>E 49-EA-106 C-CUERPO</b>	EA-106 C	Equipo	Pre calentador de Torre Agotadora DA-102
<b>E 50-EA-106 D-CARRETE</b>	EA-106 D	Equipo	Pre calentador de Carga a la Torre Agotadora DA-102 ( EA-106 D)
<b>E 50-EA-106 D-CUERPO</b>	EA-106 D	Equipo	Pre calentador de Torre Agotadora DA-102
<b>E 51-EA-107 A-CUERPO</b>	EA-107 A	Equipo	Enfriador de fondos de la Torre Fraccionadora DA-101 ( EA-107 A)
<b>E 52-EA-107 B-CUERPO</b>	EA-107 B	Equipo	Enfriador de fondos de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 53-EA-107 C-CUERPO</b>	EA-107 C	Equipo	Enfriador de fondos de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 54-EA-107 D-CUERPO</b>	EA-107 D	Equipo	Enfriador de fondos de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 55-EA-108-CUERPO</b>	EA-108	Equipo	Enfriador de gas amargo
<b>E 56-FA-101-CUERPO</b>	FA-101	Equipo	Tanque de Carga
<b>E 57-FA-102-CUERPO</b>	FA-102	Equipo	Tanque de succión de compresora
<b>E 58-FA-104-</b>	FA-104	Equipo	Tanque separador de alta presión



<b>CUERPO</b>			
<b>E 58-FA-104-PIERNA</b>	FA-104	Equipo	Pierna del FA-104
<b>E 59-FA-105-CUERPO</b>	FA-105	Equipo	Acumulador de la Torre Agotadora DA-102
<b>E 59-FA-105-PIERNA</b>	FA-105	Equipo	Pierna del FA-105
<b>E 60-FA-106-CUERPO</b>	FA-106	Equipo	Acumulador de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 60-FA-106-PIERNA</b>	FA-106	Equipo	Acumulador de la Torre Fraccionadora DA-101
<b>E 61-FA-107-CUERPO</b>	FA-107	Equipo	Tanque separador de productos de regeneración
<b>E 62-FA-110-CUERPO</b>	FA-110	Equipo	Separador FA-110
<b>E 63-FG-101 A-CUERPO</b>	FG-101 A	Equipo	Filtro de carga FG-101 A
<b>E 64-FG-101 B-CUERPO</b>	FG-101 B	Equipo	Filtro de carga FG-101 B
<b>UC-U100-001</b>	Carga fría	Líneas	Carga de L.B. a FG-101 A/B
<b>UC-U100-002</b>	Carga fría	Líneas	Carga de FG-101 A/B a FA-101
<b>UC-U100-003</b>	Carga fría	Líneas	Del LG-101 al cabezal de aguas amargas
<b>UC-U100-004</b>	Carga fría	Líneas	De FA-101 a Succión de bombas GA-101/R
<b>UC-U100-005</b>	Carga fría	Líneas	De bombas GA-101 a FV-102/103
<b>UC-U100-006</b>	Carga fría	Líneas	De FA-104 a línea de descarga de bombas GA-101/R (Línea de arranque)



<b>UC-U100-007</b>	Carga fría con hidrógeno	Líneas	De bombas GA-101 a FV-102/103
<b>UC-U100-008</b>	Carga fría con hidrógeno	Líneas	De bypass de FV-103 a EA-101 G
<b>UC-U100-009</b>	Carga vaporizada al reactor DC-101	Líneas	De cuerpo de EA-101 F a cuerpo de EA-101 D
<b>UC-U100-010</b>	Carga vaporizada al reactor DC-101	Líneas	De cuerpo de EA-101 E al cuerpo del EA-101 C
<b>UC-U100-011</b>	Carga vaporizada al reactor DC-101	Líneas	De cuerpo del EA-101 A a BA-101
<b>UC-U100-012</b>	Carga vaporizada al reactor DC-101	Líneas	Del cuerpo EA-101 B a BA-101
<b>UC-U100-013</b>	Carga vaporizada al reactor DC-101	Líneas	De BA-101 a domo del DC-101
<b>UC-U100-014</b>	Productos del reactor DC-101	Líneas	De fondos del DC-101 a carrete EA-101 A/B
<b>UC-U100-015</b>	Productos del reactor DC-101	Líneas	Del carrete del EA-101 C al carrete del EA-101 E
<b>UC-U100-016</b>	Productos del reactor DC-101	Líneas	Del carrete del EA-101 D al carrete del EA-101 F
<b>UC-U100-017</b>	Productos del reactor DC-101	Líneas	Del carrete del EA-101 G/H al cuerpo del EA-102 A/B
<b>UC-U100-018</b>	Productos del reactor DC-101	Líneas	De cuerpo del EA-102 A/B a FA-104
<b>UC-U100-019</b>	Carga al agotador DA-	Líneas	De FA-104 a LV-104



102

<b>UC-U100-020</b>	Carga al agotador DA-102	Líneas	De LV-104 y del fondo de FA-102 a EA-106 B/D
<b>UC-U100-021</b>	Carga al agotador DA-102	Líneas	De fondo del FA-102 a EA-106 B/D
<b>UC-U100-022</b>	Carga al agotador DA-102	Líneas	Del carrete del EA-106 A/C a domo DA-102
<b>UC-U100-023</b>	Gases del domo del agotador DA-102	Líneas	Del domo DA-102 a cuerpo EA-103 A/B
<b>UC-U100-024</b>	Gases del domo del agotador DA-102	Líneas	De cuerpo EA-103 A/B a FA-105
<b>UC-U100-025</b>	Fondo del acumulador FA-105	Líneas	Diesel de FA-105 a LV-106
<b>UC-U100-026</b>	Fondo del agotador DA-102	Líneas	De LV-106 y fondo de DA-102 a cuerpo de EA-104 A/F
<b>UC-U100-027</b>	Fondo del agotador DA-102	Líneas	De cuerpo EA-104 A y F al DA-101
<b>UC-U100-028</b>	Domo de la fraccionadora DA-101	Líneas	Del domo DA-101 a los EA-105 A y B (Cuerpo)
<b>UC-U100-029</b>	Domo de la fraccionadora	Líneas	Del cuerpo de EA-105 A/B a FA-106



DA-101			
<b>UC-U100-030</b>	Domo de la fraccionadora DA-101	Líneas	Del FA-106 a succión de las bombas GA-102 R
<b>UC-U100-031</b>	Domo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De las descargas de las bombas GA-102 RT al domo DA-101
<b>UC-U100-032</b>	Domo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De LV-108 a TV-237
<b>UC-U100-033</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De DA-101 a las GA-103 /RT
<b>UC-U100-034</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De descarga de las bombas GA-103/R a LV-109, FV-115, FV-115A, FV-120 y FV-120A
<b>UC-U100-035</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De la FV-120 A al BA-102
<b>UC-U100-036</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De la FV-115 al BA-102
<b>UC-U100-037</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De la FV-120 al BA-102
<b>UC-U100-038</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De la FV-115 al BA-102
<b>UC-U100-039</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De LV-109 a Carrete de EA-104 A/F y HV-104
<b>UC-U100-040</b>	Fondo de la	Líneas	De BA-102 a fondos del DA-101 y FA-





	fraccionadora DA-101		107
<b>UC-U100-041</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De carrete de EA-104 C/F a EA-106 A/D
<b>UC-U100-042</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De EA-106 B/D a cuerpo de EA-107 A/C
<b>UC-U100-043</b>	Fondo de la fraccionadora DA-101	Líneas	De cuerpo EA-107 B/D al límite de batería
<b>UC-U100-044</b>	Hidrógeno con hidrocarburo	Líneas	De FA-104 a FA-102
<b>UC-U100-045</b>	Hidrógeno con hidrocarburo	Líneas	De FA-102 a PV-181-B
<b>UC-U100-046</b>	Hidrógeno recirculado	Líneas	Del FA-102 al GB-101
<b>UC-U100-047</b>	Hidrógeno recirculado	Líneas	Descarga de GB-101 a EA-101 H/G
<b>UC-U100-048</b>	Hidrógeno recirculado	Líneas	Del compresor GB-101 al EA-101 A/B
<b>UC-U100-049</b>	Hidrógeno fresco	Líneas	De L.B (U-500) a la FV-134
<b>UC-U100-050</b>	Hidrógeno fresco	Líneas	De límite de batería a la entrada al manifold de gases
<b>UC-U100-051</b>	Gas amargo	Líneas	De FA-105 y PV-181 al EA-108
<b>UC-U100-052</b>	Gas amargo	Líneas	De FA-105 a EA-108 cuerpo
<b>UC-U100-053</b>	Gas amargo	Líneas	Gas amargo a planta de tratamiento de gases
<b>UC-U100-054</b>	Gas amargo	Líneas	De FA-106 a desfogue de baja



<b>UC-U100-055</b>	Aguas amargas	Líneas	De FA-104 a LV-110
<b>UC-U100-056</b>	Aguas amargas	Líneas	De LV-110 a cabezal de aguas amargas
<b>UC-U100-057</b>	Aguas amargas	Líneas	FA-105 a la LV-105
<b>UC-U100-058</b>	Aguas amargas	Líneas	De LV-105 a tratamiento de aguas amargas
<b>UC-U100-059</b>	Aguas amargas	Líneas	De la pierna del FA-106 a la succión de la bomba BR-608C
<b>UC-U100-060</b>	Aguas amargas	Líneas	Descarga de bomba BR-608C al cabezal de aguas amargas
<b>UC-U100-061</b>	Aguas amargas	Líneas	Aguas amargas a planta recuperadora de azufre
<b>UC-U100-062</b>	Desfogue de baja	Líneas	De PSV 160/161 (filtros FG-101 A/B) a TH-110
<b>UC-U100-063</b>	Desfogue de baja	Líneas	Del FA-105 a PSV 111
<b>UC-U100-064</b>	Desfogue de baja	Líneas	Del FA-101 a la PSV-101
<b>UC-U100-065</b>	Desfogue de baja	Líneas	De PV-101 A/B A FA-101
<b>UC-U100-066</b>	Desfogue de baja	Líneas	De fondo de FA-110 a cabezal de desfogue
<b>UC-U100-067</b>	Desfogue de baja	Líneas	De FA-106 a PSV-115
<b>UC-U100-068</b>	Desfogue de alta	Líneas	Cabezal de desfogue de alta
<b>UC-U100-069</b>	Drenaje del FG-101 A/B	Líneas	Dren del filtro FG-101A
<b>UC-U100-070</b>	Drenaje del	Líneas	Dren del filtro FG-101B



FG-101 A/B			
<b>UC-U100-071</b>	Gas combustible	Líneas	De límite de batería a FA-110
<b>UC-U100-072</b>	Gas combustible	Líneas	De FA-110 a cabezal de distribución de gas combustible.
<b>UC-U100-073</b>	Gas combustible	Líneas	De cabezal de gas combustible a quemadores del BA-101
<b>UC-U100-074</b>	Gas combustible	Líneas	Gas combustible a pilotos de BA-101
<b>UC-U100-075</b>	Gas combustible	Líneas	De cabezal de gas combustible a quemadores del BA-102
<b>UC-U100-076</b>	Gas combustible	Líneas	Gas combustible a pilotos del BA-102
<b>UC-U100-077</b>	Agua tratada	Líneas	De límite de batería a cabezal de agua tratada
<b>UC-U100-078</b>	Vapor de media	Líneas	De cabezal de vapor a DA-102
<b>UC-U100-079</b>	Nitrógeno	Líneas	De límite de batería a manifold de gases
<b>UC-U100-080</b>	Regeneración del catalizador	Líneas	De BA-102/102 y DC-101 al FA-107
<b>UC-U100-081</b>	Regeneración del catalizador	Líneas	De FA-107 a dren y atmosfera
<b>UC-U100-082</b>	Fondo del agotador DA-102	Líneas	Línea de vapor a la DA-102
<b>UC-U100-082</b>	Gas combustible	Líneas	Del TH-700 al Sector 2
<b>UC-U100-LG-101 A</b>	FA-101	Equipo	LG de FA-101



---

<b>UC-U100-LG-102 A</b>	FA-102	Equipo	LG DEL FA-102
<b>UC-U100-LG-102 B</b>	FA-106	Equipo	LG DE Pierna de FA-106 ( LG-102 B)
<b>UC-U100-LG-104</b>	FA-104	Equipo	LG de FA-104 (LIC-104)
<b>UC-U100-LG-105</b>	FA-105	Equipo	LG de la pierna de FA-105
<b>UC-U100-LG-106</b>	FA-105	Equipo	LG de FA-105
<b>UC-U100-LG-107</b>	DA-102	Equipo	LG de la Torre Agotadora DA-102 (63-61)
<b>UC-U100-LG-108</b>	FA-106	Equipo	LG DE FA-106 ( LG-108)
<b>UC-U100-LG-109 A</b>	DA-101	Equipo	LG-109 de la DA-101
<b>UC-U100-LG-109 B</b>	FA-106	Equipo	LG DE Pierna de FA-106 (LG-109)
<b>UC-U100-LG-110 A</b>	FA-104	Equipo	LG DE FA-104 ( LG-110 A)
<b>UC-U100-LG-110 B</b>	FA-110	Equipo	LG de FA-110

---



## BIBLIOGRAFÍA

1. Isidro Rius Sintés. *“La Seguridad Industrial”*, Ed. Bosh, Barcelona (1942).
2. *“Catástrofes de los últimos tiempos”*  
[www.urv.cat/catedres/enresa/es\\_historic\\_catastrofics.html](http://www.urv.cat/catedres/enresa/es_historic_catastrofics.html)  
Fecha de consulta: 02-abril-2013.
3. Muñoz M. A. (2011) *La seguridad industrial, evolución y situación actual*. España.
4. Martínez- Val Peñalosa, J.M. *“El concepto de la Seguridad en la Ciencia y en la Ciencia de la Seguridad”* Fundación Mapre Estudios. Noviembre, 1992.
5. PEMEX. Manual SIASPA. Pemex Refinación, Minatitlán, Ver.
6. Antonio Muños, José Rodríguez, José M. Martínez-Val, *“La seguridad Industrial: comentarios sobre su problemática técnica y sobre sus efectos sociales”*. Revista Dyna. Noviembre. 1998.
7. *Guidelines for mechanical integrity systems by center for Chemical Process Safety*. American Institute of Chemical Engineers.
8. DG-SASIPA-IT-0204. *Guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores*. 2010.
9. GPASI-IT-0209. *Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de Proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex refinación*.
10. GPEI-IT-0201. *Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación*.
11. GPI-IT-4200 *Procedimiento para el control de desgaste de niplería*.
12. DG-GPASI-IT-0903 *Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación*.
13. GPASI-IT-0209. *Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de Proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex refinación*.
14. CEASPA-MUS-003 *Manual de usuario del SIMECELE*.
15. CEASPA-GDDITEA-002 *Guía para dibujar diagramas de inspección técnica de espesores en AutoCAD 2008®*.