



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA
INTEGRIDAD MECÁNICA EN LINEAS Y EQUIPOS DE PROCESO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:

JOSÉ GREGORIO ORTIZ RODRIGUEZ



MÉXICO, D.F.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: JOSE ANTONIO ORTIZ RAMIREZ

VOCAL: Profesor: MODESTO JAVIER CRUZ GOMEZ

SECRETARIO: Profesor: JOAQUIN RODRIGUEZ TORREBLANCA

1er. SUPLENTE: Profesor: NESTOR NOE LOPEZ CASTILLO

2° SUPLENTE: Profesor: MANUEL MIGUEL LOPEZ RAMOS

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

TORRE DE INGENIERÍA, UNAM

NIVEL 4, ALA NORTE

ASESOR DEL TEMA:

Dr. Modesto Javier Cruz Gómez

SUPERVISOR TÉCNICO:

I.Q. Julio Cesar Velasco Martínez

SUSTENTANTE:

José Gregorio Ortiz Rodríguez

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	4
OBJETIVO	7
OBJETIVOS PARTICULARES	7
MARCO TEÓRICO	8
2.1. DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE ADMINISTRACION DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS	9
2.1.1. EI SIASPA.....	11
2.1.2. EI SSPA	12
2.1.3. Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP)	14
2.2. INTEGRIDAD MECANICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD.....	15
2.2.1. Integridad Mecánica en los procesos químicos	18
2.2.2. Aseguramiento de la calidad en los procesos químicos	21
2.2.3. Inspecciones y Pruebas en tuberías y equipos de proceso	22
2.3. ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA INTEGRIDAD MECÁNICA	25
2.3.1. Complejidades en la administración de la información	27
2.3.2. Sistemas de administración de datos de inspección para la integridad mecánica	29
METODOLOGÍA	31
3.1. ¿QUÉ ES EL SIMECELE?	32
3.2. DESCRIPCIÓN DEL SIMECELE	33
3.2.1. Módulos del SIMECELE	34
3.2.2. Árbol de tareas.....	35
3.2.3. Otras opciones.....	39
3.3. PRINCIPALES FUNCIONES DEL SIMECELE	39
3.3.1. Cargar especificaciones de materiales	40
3.3.2. Captura de Unidades de Control de Líneas y/o Equipos	42
3.3.3. Dar de alta inspecciones de líneas y/o equipos	44
3.3.4. Uso de Equipos de Medición Ultrasónica	45
3.4. RESUMEN DE LOS CODIGOS API Y NORMATIVIDAD PARA LA EVALUACION DEL SIMECELE	47
3.4.1. Resumen del código API 574	48

3.4.2. Resumen del código API 570	54
3.4.3. Resumen del Código API 510.....	64
3.4.4. Resumen norma DG-ASIPA-IT-0008.....	69
3.4.5. Resumen norma DG-SASIPA-IT-204	71
3.4.6. Resumen norma GPEI-IT-0201	76
3.4.7. Resumen norma GPI-IT-4200.....	79
3.4.8. Resumen norma DG-GPASI-IT-0903	81
3.4.9. Resumen norma GPASI-IT-209	83
3.4.10. Resumen NRF-032-PEMEX	84
3.5. ANALISIS Y FUNCIONAMIENTO DEL SIMECELE EN BASE A LOS CODIGOS API Y NORMATIVIDAD INTERNA DE PEMEX-REFINACION	87
3.5.1. Secuencia y análisis al cargar una especificación de materiales	87
3.5.2. Proceso y análisis en la captura de una Unidad de Control (UC)	89
3.5.3. Proceso y análisis de captura de Inspección de líneas	95
3.5.4. Uso de equipo de medición ultrasónica (DMS2, 37DL PLUS y 38DL PLUS)	105
3.5.5. Propuesta de evaluación para la mejora en las aplicaciones del SIMECELE.....	107
CONCLUSIONES	109
APÉNDICES	112
APÉNDICE 1.....	113
APÉNDICE 2.....	115
BIBLIOGRAFÍA	122

INTRODUCCIÓN

En toda instalación de procesos químicos o de refinación del petróleo es necesario considerar el desgaste de líneas y equipos de proceso ya sea por la operación normal de los mismos o por algún otro factor como condiciones ambientales no consideradas o mal diseño del proceso, esto con la finalidad de prevenir situaciones de riesgo que deriven en accidentes hacia la operación de la planta, el medio ambiente o las personas que laboren en el mismo.

Para prevenir las situaciones de riesgo mencionadas en el párrafo anterior es necesario realizar trabajos de inspección técnica tanto en tuberías como en equipos con la finalidad de estar informados de las condiciones de los mismos y como resultado obtener reportes tales como: análisis de espesores en tuberías y equipos, revisiones de niplería y tornillerías; así como emplazamiento, solicitudes de fabricación, notificaciones de ejecución, listas de verificación de tuberías, entre otros.

La inspección técnica se refiere a las actividades realizadas para garantizar que un determinado equipo puede continuar funcionando en condiciones seguras. A través de la inspección técnica se pueden generar los planes de mantenimiento y próxima inspección por equipo y/o líneas, asegurando de esta manera la continuidad del proceso, la reducción de los impactos por fallas operacionales, los peligros y accidentes en planta.

Al realizar trabajos de inspección técnica en una instalación industrial que cuente con procesos químicos es necesario que se tenga una correcta administración de la información al momento de generar los reportes que valoren el estado de las instalaciones, de esta forma se tendrán procesos óptimos y se minimizarían los accidentes.

En los últimos años, varias empresas las cuales cuentan con instalaciones de procesos químicos, como el caso de PEMEX una importante empresa paraestatal de nuestro país la cual cuenta con procesos de refinación del petróleo dentro de sus instalaciones, se ha valido del desarrollo de las nuevas tecnologías y uso de

sistemas de administración de datos de inspección para los trabajos de inspección técnica.

Con respecto al desarrollo de un sistema de administración de datos de inspección para la consulta de información relacionada con la integridad mecánica de la planta así como para la administración y control del trabajo de inspección, se deben de considerar evaluaciones constantes para asegurar un buen funcionamiento y la usabilidad que se refiere a la capacidad del sistema para ser comprendido, aprendido, usado y ser atractivo para el usuario.

Este tipo de sistemas se deben de desarrollar de manera específica debido a que deben cumplir con formas de trabajo definidas por códigos API, buenas prácticas de ingeniería y marcos normativos propios de la empresa donde se ejecute.

En la cadena de valor del desarrollo de un software específico, el proceso de prueba es clave a la hora de detectar errores o fallas. Conceptos como estabilidad, escalabilidad, eficiencia y seguridad se relacionan a la calidad de un producto bien desarrollado.

En el presente proyecto de tesis se presenta a un análisis detallado de un software que se refiere a un Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE), creando una propuesta para evaluar el funcionamiento del mismo.

El SIMECELE es un desarrollo tecnológico de la Facultad de Química de la UNAM, que tiene por objeto incrementar la efectividad y eficiencia en los procesos de inspección técnica de líneas y equipos de proceso, a través de la explotación e integración de varias tecnologías informáticas de punta. Este sistema integra la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX Refinación y la experiencia de su personal encargado de la seguridad de sus instalaciones.

OBJETIVO

Crear una propuesta de evaluación al SIMECELE con la finalidad de identificar fallas de implementación, comprobando su calidad o usabilidad, contribuyendo a su desarrollo y futuras evaluaciones.

OBJETIVOS PARTICULARES

1. Evaluar la calidad técnica del software, analizando el cumplimiento con la normatividad vigente en cuanto a integridad mecánica de tuberías.
2. Identificar fallas de implementación, calidad o usabilidad del software SIMECELE.
3. Proponer técnicas para ejecutar y evaluar el programa mediante la experimentación para descubrir errores.

MARCO TEÓRICO

2.1. DESARROLLO DE LOS SISTEMAS DE ADMINISTRACION DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS

Siempre que existan procesos en los que se utilicen la temperatura y la presión para modificar la estructura molecular de un producto químico o para crear nuevos productos a partir de sustancias químicas, existe la posibilidad de que ocurra un incendio, alguna explosión, emisiones de líquidos, gases o vapores que pueden resultar ser tóxicos e inflamables.

El control de estos sucesos no deseados requiere la aplicación de la llamada *administración de seguridad de procesos*. Se utiliza este término para referirse a la protección de los trabajadores, el público y el medio ambiente contra las consecuencias de incidentes indeseables graves en los que intervienen líquidos inflamables y materiales muy peligrosos.

La administración de la seguridad de los procesos forma parte de un programa general de seguridad de las instalaciones de procesos de productos químicos. Un programa eficaz de administración de seguridad de procesos requiere el liderazgo, el apoyo y la participación activa de los directivos, los gestores de las instalaciones, los supervisores, los trabajadores, los contratistas y los empleados de éstos últimos ^[18].

En los últimos años, la industria química ha centrado su enfoque en la administración segura de los procesos, como resultado de las consecuencias derivadas de accidentes catastróficos e impactos al medio ambiente ocasionados por fallas en el control de materiales o sustancias peligrosas.

Los siguientes ejemplos de accidentes que se muestran en la tabla 2.1 ilustran la necesidad de aplicar consistentemente la Administración de la Seguridad en los Procesos, en las industrias que cuenten con instalaciones de procesos químicos, así como las revisiones y los análisis de los riesgos de estos.

Tabla 2.1. Incidentes que han sucedido en la última mitad del siglo XX ^[3].

ACCIDENTES MAYORES EN INDUSTRIAS QUÍMICAS DE PROCESO	
ACCIDENTE	CONSECUENCIAS
San Juan Ixhuatepec (México), 19 de Noviembre de 1984. Fuga e incendio de gas LP, en una planta de almacenamiento de Petróleos Mexicanos.	542 muertos y 4284 afectados
Bhopal (India), 3 de Diciembre de 1984. Escape de isocianato de metilo en una planta de la empresa Union Carbide.	2,000 muertos en las primeras dos horas; a los siguientes 3 días ya se tenían 8,000 muertos; 400,000 heridos y afectados (el 40% de la población)
Mar del Norte, Julio de 1988. Fuga de gas natural en la plataforma marina de extracción de crudo "Piper Alfa".	167 muertes, número desconocido de heridos, \$1,000 millones de dólares en pérdidas, pérdida total de la plataforma.
Pasadena, Texas (EEUU), Octubre 1989. Fuga de etileno-isobutano en una planta petroquímica.	23 muertos, 132 heridos, más de \$700 millones de dólares en pérdidas
Guadalajara (México), 23 de Abril de 1992. Explosiones en cadena a lo largo de una red urbana de alcantarillado (13 Km), al parecer debido a derrames de combustible en los mismos.	200 muertos, 1,500 heridos, viviendas e inmuebles comerciales destruidos
Chiapas (México), 26 de Julio de 1996. Explosión de dos unidades criogénicas del Complejo Productor de Gas en Cactus Chiapas.	14 muertos, pérdidas económicas considerables cercanas a los 700 millones de dólares
Tamaulipas (México), 18 de Septiembre de 2012. Explosión de un ducto en el centro receptor de gas y condensados de Pemex Exploración y Producción.	Se tiene conocimiento de que murieron 30 personas y otras 46 resultaron heridas.

El ejemplo estudio de estos accidentes han servido de impulso para que los organismos oficiales, los sindicatos y las asociaciones privadas de todo el mundo elaboraran y aplicaran códigos, reglamentos, procedimientos y prácticas de trabajo seguras, encaminados a eliminar o mitigar estos acontecimientos.

Una de las preocupaciones más importantes de cualquier industria química, es asegurar la confiabilidad, la seguridad y la continuidad de las operaciones sin

ocasionar ningún impacto en la seguridad, salud del personal y el medio ambiente, en especial las compañías aseguradoras de los grandes consorcios norteamericanos de la industria química como SHELL, BRITISH, CONOCO, EXXON, PEMEX, entre otros han implantado sistemas para la Administración de la Seguridad de los Procesos ^[3].

Los programas de administración de la seguridad de los procesos en muchas industrias se manejan por separado, sin embargo tienen similitudes y necesidades conjuntas.

2.1.1. EI SIASPA

En México, las compañías reaseguradoras, de igual forma que lo hicieron con las compañías transnacionales, exigieron a PEMEX la implantación de Sistemas de Administración de la Seguridad de nivel internacional, sobre todo después del accidente ocurrido en Cactus en 1996 (tabla 2.1). Petróleos Mexicanos (PEMEX) una empresa paraestatal dedicada al ramo del petróleo e importante a nivel mundial estableció de octubre de 1998 al 2005, el Sistema Integral para la Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental (SIASPA).

El SIASPA se define como la herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogéneos, interrelacionados e interdependientes, enfocada al diagnóstico evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de seguridad y protección ambiental, la creación de una cultura de seguridad y protección ambiental basada en la prevención ^[14].

El SIASPA está constituido por 3 componentes: factor humano, métodos e instalaciones. A cada componente le corresponde una serie de elementos que hacen un total de 18, a continuación se presentan en la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Elementos del SIASPA ^[14].

COMPONENTES			
FACTOR HUMANO		METODOS	INSTALACIONES
ELEMENTOS	1. Política, liderazgo y compromiso.	8. Planeación y presupuesto	16. Planes y respuestas a emergencia
	2. Organización.	9. Normatividad	17. Integridad mecánica
	3. Capacitación.	10. Administración de la información	18. Control y restauración
	4. Salud ocupacional.	11. Tecnología del proceso	
	5. Análisis y difusión de incidentes y buenas prácticas	12. Análisis de riesgos	
	6. Control de contratistas.	13. Administración del cambio	
	7. Relaciones públicas y con las comunidades	14. Indicadores de desempeño	
		15. Auditorías	

Estos elementos tienen como propósito asegurar y dar cumplimiento a la política institucional de seguridad industrial y protección ambiental así como su seguimiento y permanencia.

2.1.2. EI SSPA

Desde el 2006 en PEMEX se está implementando el “Sistema para la Administración Integral de la Seguridad, Salud y la Protección Ambiental” denominado PEMEX-SSPA; que incorpora las lecciones de éxito del SIASPA y evoluciona hacia un sistema basado en la aplicación de las 12 Mejores Prácticas Internacionales de SSPA (tabla 2.3), y creando el Subsistema de Administración de Seguridad de los Procesos (SASP), el Subsistema de Administración Ambiental (SAA) y el Subsistema de Administración de la Salud en el Trabajo (AST), todo esto bajo un proceso de Disciplina Operativa.

Tabla 2.3. 12 Mejores Prácticas del SSPA ^[12].

12 MEJORES PRACTICAS		
CONCEPTUALES	ESTRUCTURALES	OPERACIONALES
1. Compromiso visible y demostrado	4. Organización Estructurada	8. Auditorias efectivas
2. Política de SSPA	5. Metas y objetivos agresivos	9. Informes y análisis de incidentes
3. Responsabilidad de la línea de mando	6. Altos estándares de desempeño	10. Capacitación y entrenamiento
	7. Papel de función SSPA	11. Comunicación efectiva
		12. Motivación progresiva

Para la implantación de este sistema ha sido necesario que se realice un esfuerzo conjunto de todo el personal de PEMEX con la finalidad de crear un cambio en la cultura laboral a través del SSPA. Para ello es necesario que se cuente con las herramientas que permitan acelerar dicha implantación, tales como manuales, procedimientos y guías.

Para lograr un proceso exitoso y efectivo de implantación de un Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), orientado a lograr un cambio de cultura en estos temas, es necesario considerar los siguientes aspectos ^[12]:

1. Diseñar una estrategia basada en el conocimiento del proceso de evolución de la cultura de Seguridad.
2. Adoptar un enfoque Sistémico basado en el comportamiento que busque la sustentabilidad de los resultados.
3. Emplear herramientas que permitan acelerar el proceso de implantación.

2.1.3. Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP)

Como se mencionó anteriormente, dentro del sistema PEMEX-SSPA se encuentra el Subsistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (SASP), es un medio para involucrar a todo el personal de todos los niveles de la organización, en la Administración de la Seguridad de los Procesos.

La Administración de la Seguridad en los Procesos (ASP) es la aplicación de sistemas y mecanismos administrativos (procedimientos, programas, auditorías) para identificar, comprender y controlar los riesgos de los procesos, prevenir o eliminar los incidentes y las lesiones relacionadas con los mismos ^[12].

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

Administrar con responsabilidad los activos de una empresa que cuenta con instalaciones industriales es por demás importante para crear y sostener su competitividad, el reto es conseguir los niveles de efectividad y eficiencia necesarios para enfrentar los cambios tecnológicos, de calidad y productividad que la misma requiere para competir y protegerse en el marco mundial de hoy y del futuro, todo esto también con el afán de reducir los costos de mantenimiento, alcanzar mayores niveles de productividad y alcanzar un estado óptimo en equipos e instalaciones.

Es necesaria la participación activa y comprometida de todas las personas involucradas que conforman el ASP, el establecimiento de planes y programas de acción para implantar este sistema incluyen, capacitar a todos los trabajadores involucrados con la implantación del sistema y verificar su implantación mediante

auditorias. El ASP abarca 14 elementos agrupados en tres componentes; Tecnología, Instalaciones y Personal tal como se muestra en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Elementos del ASP ^[12].

Elementos del ASP		
Tecnología	Instalaciones	Personal
1. Tecnología del Proceso	5. <u>Aseguramiento de la Calidad</u>	9. Entrenamiento y Desempeño
2. Procedimientos de Operación y Prácticas Seguras	6. Revisiones de Seguridad de Pre-Arranque	10. Seguridad y Desempeño de Contratistas
3. Administración de Cambios en Tecnología	7. <u>Integridad Mecánica</u>	11. Investigación y Reporte de Incidentes
4. Análisis de Riesgos de Proceso	8. Administración de Cambios Menores	12. Administración de Cambios de Personal
		13. Planeación y Respuesta a Emergencias
		14. Auditorias

La implantación de estos 14 elementos, permite que se logre el control de los procesos mediante la identificación, evaluación y administración de los riesgos, así como la definición de las acciones de control y de emergencia.

Explicar cada elemento del ASP llevaría a que este trabajo de tesis se ampliara, es por ello que solo se abordaran solo los elementos que subrayaron en la tabla 2.4 y que serán de gran ayuda para lograr los objetivos planteados desde el inicio y para comprender el funcionamiento y el por qué de la creación de un sistema de Integridad Mecánica.

2.2. INTEGRIDAD MECANICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD

El elemento de integridad mecánica y aseguramiento de la calidad cubre la vida de las instalaciones desde la fase de diseño, fabricación, instalación o construcción, pre arranque, puesta en operación y el mantenimiento hasta su desmantelamiento

y disposición segura. Estos dos elementos se enfocan en asegurar que la integridad de un sistema que contenga y maneje sustancias peligrosas sea mantenida y pueda operar efectivamente sin incidentes durante toda la vida de la instalación.

Hasta el momento se tienen varias definiciones de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad dentro de la industria Química, por lo que a continuación se mencionaran las definiciones que mejor se adecuan al presente trabajo de tesis.

Integridad Mecánica

“Son todos los esfuerzos y actividades que se enfocan en asegurar que los sistemas, equipos, o componentes críticos de las operaciones y procesos que contengan fluidos peligrosos se mantengan bajo las condiciones originales de diseño y que sean mantenidos desde la construcción e instalación hasta el final de la vida útil de la instalación, previniendo o eliminando los incidentes para garantizar la protección al personal, la comunidad, el medio ambiente, las instalaciones, la producción y la rentabilidad de la empresa u organización industrial” [13].

Aseguramiento de la calidad

“El aseguramiento de calidad son todas aquellas acciones planeadas y sistemáticamente realizadas para promover la confiabilidad adecuada de que un producto o servicio cumplirá con los requisitos dados de calidad y los requerimientos del cliente” [13].

Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica y el aseguramiento de la calidad en cualquier instalación de proceso son los siguientes:

- a. *Aseguramiento de la calidad de equipos nuevos.* Establece los requisitos mínimos de control de calidad que deben cumplir todos los contratistas y/o proveedores que proporcionan materiales y servicios para equipo crítico.
- b. *Procedimientos de mantenimiento.* Aseguran que el personal de mantenimiento cuente con procedimientos de cómo ejecutar una tarea en forma segura y con calidad para que puedan mantener la función del proceso.
- c. *Capacitación de mantenimiento.* Consiste en asegurar que las industrias que cuenten con procesos tengan procedimientos y prácticas estándar que guíen y especifiquen cómo se deben realizar las tareas de mantenimiento.
- d. *Control y aseguramiento de calidad de los materiales de mantenimiento y las partes de repuesto.* Contribuye a la calidad de materiales y partes de repuesto como son: accesorios de tubería, empaques, espárragos, válvulas, rodamientos, sellos mecánicos, instrumentos, mediante la aplicación de procedimientos que garanticen las especificaciones de diseño de todos los materiales de repuesto.
- e. *Inspecciones y pruebas.* Establecen una guía para la implementación de un programa de servicio interno de inspección y prueba que asegure que todos los equipos y sistemas críticos estén en condiciones de operación segura y dentro de los requerimientos aplicables.
- f. *Reparaciones y modificaciones.* Las reparaciones y modificaciones a los equipos críticos para la seguridad del proceso, son un camino que ayuda a asegurar que las deficiencias en los equipos son corregidas mucho antes de usarse, de una manera segura y de manera oportuna.
- g. *Ingeniería de confiabilidad.* Es el proceso de eliminar defectos en el diseño de equipos, diseño del proceso, procedimientos de mantenimiento,

procedimientos de operación, partes de repuesto y sistemas de administración.

- h. *Auditorías*. Las auditorías proporcionan una forma de medir el cumplimiento de un programa de integridad mecánica. Las observaciones en campo, proporcionan los datos para determinar el desempeño actual, contra los estándares establecidos.

Las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo son importantes y necesarias para asegurar la confiabilidad y disponibilidad de una operación segura. Tales actividades ayudan a prevenir y predecir fallas prematuras y ayudan a asegurar la operación y continuidad de los procesos.

2.2.1. Integridad Mecánica en los procesos químicos

Durante décadas, la integridad mecánica (IM) ha sido una actividad que ha formado parte de los esfuerzos de la industria química para prevenir incidentes y mantener la productividad. Las iniciativas de la industria y de algunas compañías y las regulaciones de varios países han ayudado a:

1. Definir las necesidades de un programa de integridad mecánica.
2. Acelerar la implementación de programas de integridad mecánica que están arraigados en la cultura de muchas plantas de proceso, así como en otras industrias relacionadas.

Los programas de integridad mecánica varían de acuerdo al giro de la industria, los requisitos regulatorios, la geografía y la cultura de la planta. Sin embargo algunas características son comunes en todo buen programa de IM, deben contener como mínimo los siguientes puntos ^[19]:

- Actividades que aseguren que el equipo está diseñado, fabricado, adquirido, instalado, operado y mantenido de manera apropiada para su uso previsto.
- Designar el equipo incluido en el programa en base a los criterios definidos.
- Priorizar el equipo para ayudar a asignar los recursos de manera óptima (por ejemplo, personal, dinero, espacio de almacenamiento).
- Ayudar al personal de planta a realizar tareas de mantenimiento planificadas y reducir la necesidad de mantenimiento no planificado.
- Ayudar al personal de planta a identificar cuando ocurren deficiencias en los equipos e incluir controles que aseguren que estas deficiencias no den lugar a accidentes graves.
- Incorporar en general buenas y reconocidas prácticas de ingeniería.
- Ayudar a asegurar que el personal asignado para inspección, pruebas, mantenimiento, fabricación, instalación, desmantelamiento y de instalación de equipos de proceso estén debidamente capacitados y tengan acceso a procedimientos adecuados para estas actividades.
- Mantener la documentación de servicio y otros registros que permitan un rendimiento constante de las actividades de IM para proporcionar información adecuada de los equipos a otros usuarios, incluyendo la seguridad del proceso y otros elementos del manejo de riesgos.

Los programas de IM deben ser efectivos en la prevención de incidentes y deben ser un componente eficiente en la seguridad de instalaciones de procesos y prevenir riesgos ambientales, por lo que siempre será necesario identificar las prácticas que mejor se adapten a las instalaciones y las necesidades de la planta.

Las empresas deben considerar la fijación de objetivos para sus programas de IM.

Las expectativas razonables de los programas son:

- Mejorar la confiabilidad de los equipos
- Reducción de fallas en los equipos que llevan a incidentes de seguridad y del medio ambiente
- Reducción del tiempo y los costos del mantenimiento planificado
- Reducción de los costos operativos
- Mejorar el manejo en el cambio de piezas
- Mejora el desempeño de contratistas
- Cumplimiento de las regulaciones gubernamentales

Un paso importante en un programa de integridad mecánica es recopilar y categorizar el equipo de proceso y su instrumentación, al menos son los requerimientos que dicta la administración de la seguridad y que aplican a los siguientes equipos y dispositivos:

- Recipientes a presión y tanques de almacenamiento
- Sistemas de tuberías (incluyendo componentes de tubería)
- Sistemas de desfogue y venteo
- Sistemas de paro de emergencia
- Controles (incluyendo dispositivos, sensores y alarmas)
- Bombas
- Válvulas

Se deben de establecer e implementar procedimientos escritos para mantener la integridad de los equipos de proceso, los operadores deben ser capacitados con una perspectiva general del proceso y sus peligros, para llevar a cabo los procedimientos aplicables en sus tareas diarias.

2.2.2. Aseguramiento de la calidad en los procesos químicos

En toda industria que cuente con instalaciones de procesos, se debe de asegurar que las instalaciones y equipos se fabriquen de conformidad con las especificaciones del diseño, y se armen e instalen en la forma correcta.

El Aseguramiento de la Calidad se encarga de que las instalaciones donde se tienen procesos químicos funcionen de manera correcta, realizando una minuciosa revisión, iniciando desde las bases de diseño originales, las inspecciones de los equipos críticos durante su fabricación y su ensamble en los talleres del proveedor y finalmente su instalación. Algunos de los equipos críticos para la seguridad de los procesos son:

- Los recipientes a presión y los tanques de almacenamiento
- Los sistemas de tuberías y válvulas
- Los sistemas de alivio y venteo
- Los sistemas de paro y dispositivos de emergencia
- Los controles, las alarmas y los interruptores automáticos (interlocks)

Toda planta que cuente con instalaciones industriales debe establecer un sistema de aseguramiento de la calidad, para garantizar que los equipos críticos estén fabricados de manera congruente con los requerimientos del proceso y se instalen correctamente.

También el propósito de un sistema de aseguramiento de calidad, es el asegurar valga la redundancia de que todos los materiales y equipos (fabricados, reparados, modificados y alterados) utilizados en servicio crítico, cumplan con los requerimientos establecidos en la norma o especificaciones aplicables ^[13].

De esta manera aseguramos que el equipo de proceso es:

- Fabricado de acuerdo con la especificación de diseño.
- Entregado en los lugares correctos y especificados.
- Ensamblado e instalado apropiadamente.

2.2.3. Inspecciones y Pruebas en tuberías y equipos de proceso

Las inspecciones y pruebas, son requeridas tanto para el mantenimiento preventivo como el predictivo así como para el cumplimiento de las regulaciones del gobierno.

A pesar del mantenimiento regular, la corrosión y el desgaste en tuberías y equipos de proceso no puede evitarse totalmente, las líneas que han sido operadas durante muchos años son especialmente susceptibles a desarrollar este tipo de defectos. Hoy en día un gran número de procedimientos de inspección se utilizan para asegurar la integridad de la tubería ^[13].

El cómo se inspecciona el equipo, o en su caso el sistema de proceso, ayudará a determinar si puede dar el servicio que se espera de él y los defectos que se puedan detectar en todas las etapas en la vida útil de los mismos, no hay una técnica de inspección universalmente aplicable, los diferentes métodos que se describen en las normas del API y la propias de cada instalación se complementan entre sí. Sin embargo, al realizar una inspección se debe realizar el siguiente cuestionamiento:

¿La técnica que seleccioné, detectará todos los tipos de defectos?

En una instalación de refinación de petróleo, (se hace referencia a ésta dado que el presente trabajo de tesis está centrado en la Integridad Mecánica para este tipo de instalaciones) la inspección de recipientes a presión igualmente aplican a los tanques y a las tuberías, por lo que se consideran los siguientes tipos de inspecciones:

- 1) Inspección Externa.
- 2) Inspección Interna (cuando se espera o se sospecha que hay corrosión interna).
- 3) Inspección buscando corrosión.
- 4) Pruebas no destructivas.

Los métodos no destructivos pueden incluir inspección visual, prueba de ultrasonido, prueba de partículas magnéticas, prueba radiográfica, prueba de líquidos penetrantes, prueba de emisiones acústicas y prueba de fugas.

Si se espera usar inspecciones ultrasónicas u otras inspecciones no destructivas durante las inspecciones periódicas éstas deberán ser llevadas a cabo sobre recipientes nuevos antes de que éstos sean puestos en servicio para obtener lecturas base.

Todos los recipientes a presión deberán ser inspeccionados de acuerdo al tiempo dado en el API 510 ya que se requieren Inspecciones externas al menos una vez cada cinco años o con mayor frecuencia si es necesario (esto como práctica recomendada). Pueden no requerirse Inspecciones Internas si no se espera que haya corrosión, de lo contrario la frecuencia de Inspecciones Internas está en función del promedio de corrosión esperado.

Cuando se tienen casos de corrosión tal como picaduras o grietas se deberá analizar por el departamento de ingeniería de confiabilidad y determinar el grado de deterioro y deberá tomar en consideración el daño existente y sus efectos sobre la Integridad y verificar la evolución del daño.

El primer punto de acción en relación a la medición del espesor es cuando el espesor se ha reducido de acuerdo a lo especificado en el diseño contra lo que establecen los códigos y normas en cuanto a corrosión permitida. En este punto, se determinará si se deben realizar inspecciones con mayor frecuencia en los equipos o sistemas de tuberías para determinar si la operación puede continuar sin riesgos, si el espesor de pared es insuficiente o si se espera que tal condición ocurra pronto basado en la corrosión o en los promedios de uso entonces deberá tomarse una acción inmediata tal como: repararlo, recalibrarlo, o remplazar la unidad.

Cualquiera de los métodos antes mencionados se pueden incorporar en un programa de inspecciones y pruebas, algunos equipos o procesos se benefician aplicando análisis adicionales. La decisión sobre cual enfoque de planeación de la inspección se debe tomar se deriva de varios factores, entre los que pueden ser, aunque la lista no es limitativa, los siguientes:

- Tipo del equipo
- Requerimiento del proceso
- Leyes ambientales locales
- Requerimientos de confiabilidad del equipo
- Beneficio potencial del negocio
- Recursos necesarios

Dentro de un programa de inspecciones y pruebas, puede haber planes para equipo de proceso basado en el riesgo, equipo de servicio basado en la condición y dispositivos de protección basados en el tiempo.

Los procedimientos de prueba e inspección deben apegarse a las prácticas de ingeniería reconocidas y generalmente aceptadas. Cada instalación debe documentar esos procedimientos, haciendo referencia en ellos a los códigos, las normas y las recomendaciones del proveedor aplicables, que sirvan de base para establecer las buenas prácticas de ingeniería.

Todas las pruebas e inspecciones aplicadas a sistemas de tuberías y equipos de proceso, deben ser documentadas y los registros generados cumplir con ciertos datos tales como, la fecha de la inspección, nombre de la persona que la realizó la inspección o prueba, el número de serie u otra identificación del equipo que se inspecciono, una breve descripción de la inspección o prueba realizada así como los resultados de esta.

2.3. ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN PARA LA INTEGRIDAD MECÁNICA

Como todos los procesos industriales utilizan equipos y sistemas que a menudo generan situaciones de riesgo, es necesario en beneficio de la seguridad y protección ambiental, controlar la información confiable, suficiente y oportuna para todas las actividades de operación, mantenimiento y en general la gestión de las instalaciones, esta información debe estar disponible en el momento que se le requiera.

La cantidad de datos e información que se maneja en una planta de procesos químicos es bastante, por lo que se debe seleccionar la información que pueda resultar de utilidad para que analizada y pueda servir para obtener conclusiones que puedan ayudar a mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

Se debe observar el tipo de equipo o activo que se pretende analizar, ya que para cada tipo de equipo la información que se debe registrar es diferente, los siguientes casos son los que se deben tomar en cuenta para reunir información:

- Equipos donde lo más importante es el desgaste por fricción o paso de los fluidos.
- Equipos donde lo más importante es la corrosión (que puede ser interior o exterior).
- Equipos que por ser del tipo dinámico lo más importante es lograr que las vibraciones se mantengan dentro de un rango aceptable.
- Equipos que por el tipo de producto que manejan se ensucian con facilidad y disminuye su efectividad de manera importante.

Dependerá del tipo de activo que se esté analizando la información o los datos que nos interesa registrar. La periodicidad para registrar los datos también dependerá del tipo de equipo y de la experiencia que se vaya teniendo.

A continuación se presentan los documentos necesarios que se deben de recolectar para el manejo de la integridad mecánica de las instalaciones de una planta donde se manejen procesos químicos:

- Información del equipo proporcionada por el fabricante
- Hojas de datos
- Información de diseño y operación
- Registros de construcción y arranque de las instalaciones
- Información y manuales de los equipos así como sus modificaciones
- Descripción del proceso
- Diagramas de flujo de proceso (DFP's)
- Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI's)
- Dibujos Isométricos de tuberías
- Reportes de procedimientos operativos de inspección realizados a los equipos de proceso o sistemas
- Reportes de reparaciones, alteraciones o modificaciones realizadas
- Reportes de pruebas de presión hidrostáticas o neumática
- Paros programados y no programados
- Mantenimientos realizados
- Condiciones de operación históricas, actuales y futuras
- Composición química del los fluidos o corrientes manejados en los equipos
- Especificaciones Técnicas

El implementar un sistema de integridad mecánica es de gran ayuda, pues la información que el sistema genere contribuirá de manera significativa, sobre los trabajos de inspección que se realicen a los sistemas de tuberías o en su caso a los equipos de la planta.

Se debe contar con procedimientos que aseguren que el acceso a la información se efectúe de manera eficaz a nivel de ejecución para controlar y distribuir esta documentación a quien lo requiera en la toma de decisiones para el control de los procesos para prevenir riesgos y fallas en la planta ^[18].

2.3.1. Complejidades en la administración de la información

Parecería una tarea fácil reunir los documentos que se mencionan en el apartado 2.3, pero la realidad es que en ocasiones es complicado llevar a cabo la recopilación de dichos documentos ya que en ocasiones no se tiene un buen manejo de estos por parte de las personas que los archivan o guardan.

Al momento de generar información, algunos de los factores que afectan directamente esta tarea son los cambios que se realicen a la planta, por ejemplo los cambios en la tecnología del proceso, en los procedimientos operativos o en los materiales de diseño de la planta. Se tienen problemas con éstos, cuando no se actualizan dichos cambios en documentos tales como DFPs, DTIs y dibujos isométricos entre otros.

Deben establecerse e implantarse procedimientos escritos para administrar los cambios (excepto para sustitución por equivalente) a los procesos químicos, tecnología, equipo y procedimientos y cambios a las facilidades que afecten a un proceso cubierto. Estos procedimientos escritos deben garantizar que se tomen las siguientes consideraciones antes de cualquier cambio:

- La base técnica para el cambio propuesto
- El impacto del cambio en la seguridad y salud de los empleados.
- Modificaciones a los procedimientos de operación
- Período de tiempo necesario para el cambio
- Requisitos de autorización para el cambio propuesto

Los usuarios que operan un proceso, los de mantenimiento y de contrato cuyas tareas vayan a ser afectadas por un cambio en el proceso deben ser informados y ser adiestrados en el cambio antes del comienzo del proceso o el arranque de la parte afectada del proceso. Si un cambio cubierto por estos procedimientos resultara en un cambio en la información de seguridad requerida del proceso, tal información también debe ser actualizada de conformidad. Si un cambio cubierto

por estos procedimientos cambia los procedimientos o prácticas de operación requeridos, éstos también deben ser actualizados.

Lo anterior ayuda a que se enfrenten con seguridad las discrepancias que se encuentren en una planta de proceso debido a los cambios que ocurran en ella y al momento de tratar de implementar un sistema de integridad mecánica, va a ser recomendable que se elabore un listado que incluya la información recopilada de la planta para valorar si se cuenta con la suficiente información para implementar dicho sistema.

La finalidad de administrar la información es la generación de archivos o expedientes de inspección de integridad mecánica, los cuales se pueden administrar directamente en papel o mediante un programa de cómputo, los archivos a los que nos referimos deben contener lo siguiente:

1. Inventario vigente del equipo crítico que se encuentra en el centro de trabajo.
2. Programa de mantenimiento preventivo del equipo crítico, junto con los procedimientos correspondientes y los registros que evidencien su ejecución para cada equipo.
3. Manual de procedimientos que apliquen a garantizar el uso adecuado de materiales y refacciones del equipo crítico.
4. Programa de revisión y prueba del equipo crítico, dispositivos de seguridad y los registros que evidencien su ejecución para cada equipo

La información debe considerarse como un recurso de la organización, indispensable para el logro de sus objetivos, por lo que los programas que respalden este elemento, deben incluir los requisitos de infraestructura necesarios para mantener, procesar y conservar en forma segura la información.

2.3.2. Sistemas de administración de datos de inspección para la integridad mecánica

El manejo de expedientes de inspección de Integridad Mecánica de líneas y equipos de proceso suele ser complicado; archivar papelería con información sobre el funcionamiento de tuberías y equipos de proceso en ocasiones es difícil ya que están expuestos a pérdida y daños de carpetas debido a su manejo diario, en la actualidad lo más conveniente es que el archivo se realice mediante un sistema electrónico.

En los últimos años, la industria del petróleo ha echado mano de las nuevas tecnologías para desarrollar programas de software que ayudan a facilitar la administración de la información que tiene que ver con la Integridad Mecánica de los equipos y sistemas de tuberías, en especial con los datos de inspección que tienen que ver con los mismos.

La implementación de sistemas modernos basados en sistemas de cómputo para administrar los expedientes de inspección y garantizan la integridad y disponibilidad de la información.

La metodología de estos sistemas se ha basado en los requisitos de inspección relativamente simples, organizando los datos o registros que se tienen en los documentos mencionados en la sección 2.3 con la finalidad de realizar el análisis de una instalación, estos sistemas realizan dos funciones principales:

En primer lugar, establecen y realizan un seguimiento de fechas y horarios para las tareas de inspección, utilizando un cierto grado de lógica para establecer horarios para todos los elementos del equipo.

En segundo lugar, contiene los resultados de esas inspecciones, realizando un seguimiento detallado del estado del equipo teniendo un historial de todo lo que acontezca al respecto.

Con respecto a la programación de las inspecciones, la mayoría de los paquetes de software contienen la lógica y la funcionalidad para predecir las inspecciones requeridas como lo señala el API (American Petroleum Institute), al menos es con lo que los sistemas establecidos funcionan; ejemplos de ellos son: UltraPIPE® desarrollado por Berwanger Inc, PCMS por el CONAM de inspección, así como los paquetes de compañías como EMPRV de Shell y la IDM de Exxon Mobil. En México PEMEX-Refinación comenzó la implementación del software SIMECELE desde el 2005, la finalidad es que cada paquete deba de tener una funcionalidad que se adapte con la filosofía de la empresa operadora ^[17].

METODOLOGÍA

3.1. ¿QUÉ ES EL SIMECELE?

El SIMECELE (Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos) es un desarrollo tecnológico del grupo de trabajo del Dr. M. Javier Cruz Gómez, de la Facultad de Química de la UNAM, que aprovecha las nuevas tecnologías para mejorar la administración y control de la información relacionada con la integridad mecánica de tuberías y equipos en las instalaciones de proceso de PEMEX refinación, ha sido desarrollado por códigos y normas nacionales e internacionales en cuanto a Integridad Mecánica e Inspección Técnica ^[1].

Este sistema consiste en una serie de módulos de software para la generación y consulta de la información relacionada con la inspección técnica; así como para la administración y control del trabajo de inspección. Desde la creación del SIMECELE los módulos han estado en mejora continua, a partir de las experiencias de su uso con los usuarios.

El SIMECELE está diseñado para todo el personal involucrado en tareas de:

- Inspección técnica
- Evaluación de la integridad mecánica
- Análisis de la medición de espesores en líneas y equipos

La implementación de este sistema en los centros de trabajo impacta en la mejora de las prácticas de la administración de la integridad mecánica de los sistemas de tuberías y equipos de procesos químicos donde se ejecute y esto se ve reflejado en lo siguiente:

1. Disponibilidad de la información.
2. Información actualizada, procedente de los expedientes de inspección técnica de líneas y equipos de proceso.

3. Actualización rápida y sencilla de los Diagramas para Inspección Técnica de Espesores (DITE) (diagramas en vista isométrica de la tubería así como diagramas de equipos).
4. Control y administración del trabajo de inspección, lo cual mejorará la eficacia en las labores cotidianas de medición de espesores en líneas y equipos.

Gran parte del SIMECELE está centrado en colaborar en el suministro de información confiable y rápida para el personal de mantenimiento. Este concepto de administración de la información que presenta el programa está dirigido a personal de mandos medios y superiores de PEMEX Refinación, para monitorear los avances en los programas de inspección técnica de espesores y ser la fuente de información para la toma de decisiones ^[17].

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SIMECELE

El SIMECELE se encuentra en mejora continua, por lo que con la ayuda de los usuarios, ingenieros que se encargan de la programación del mismo y demás partes involucradas, se ha tratado de generar un software que cumpla con los requerimientos necesarios para su óptimo funcionamiento. Actualmente, el sistema se encuentra en su versión 2.8 (a marzo de 2012).

En la ventana principal o de inicio del programa se pueden visualizar los módulos para la captura, edición y consulta de información, a continuación se describirá la finalidad de cada módulo y demás aplicaciones que facilitan el uso del sistema al usuario.



Figura 3.1. Ventana de bienvenida SIMECELE versión 2.8

3.2.1. Módulos del SIMECELE

La ventana de bienvenida muestra el nombre de usuario y 6 módulos, los cuales se encuentran diseñados como botones para que al dar clic den acceso a las opciones que a continuación se describen:

1. Capturar o editar información. Permite ingresar nuevos datos al sistema, así como editar la información contenida en el mismo.
2. Consultar información. Permite acceder a la información que desee consultar al respecto de la administración de la medición de espesores.
3. Ver isométricos en la intranet. Tiene la opción para crear un enlace a través de la intranet del centro de trabajo donde se ejecuta el programa denominado “Visor WEB”, que es una aplicación que está alojada en un sitio WEB de la intranet corporativa. Este sistema cuenta con información

para diagramas técnicos inteligentes (SIDTI) en el cual se pueden consultar isométricos, diagramas de tubería e instrumentación (DTI) y los diagramas de flujo de proceso (DFP) de las instalaciones del centro de trabajo.

4. Ver o crear reportes. Permite crear y consultar los reportes para cada inspección, de las unidades de control que se requieran. Los reportes se generan de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7 y teniendo la opción de que estos puedan ser impresos.
5. Ver o cargar especificaciones de materiales. Administra la información de los materiales y las especificaciones con las que fue construida cada instalación (esto incluye: tuberías, equipos, válvulas, tees, reducciones, bridas y demás accesorios) según el libro de ingeniería del licenciador.
6. Hacer o editar un isométrico. Ejecuta la aplicación de AutoCAD para dibujo de diagramas utilizando la barra de herramientas para dibujo técnico contenida en el SIMECELE (QITDraw, nombre dado por sus desarrolladores) que forma parte complementaria al sistema dada la importancia de la creación y actualización de los diagramas necesarios para los trabajos de inspección técnica.

3.2.2. Árbol de tareas

El objetivo del árbol de tareas es facilitar el acceso a la información específica de las instalaciones, mostrando los elementos que componen la instalación en el orden jerárquico y lógico propuesto en la norma DG-SASIPA-IT-0204 (figura 3.2).

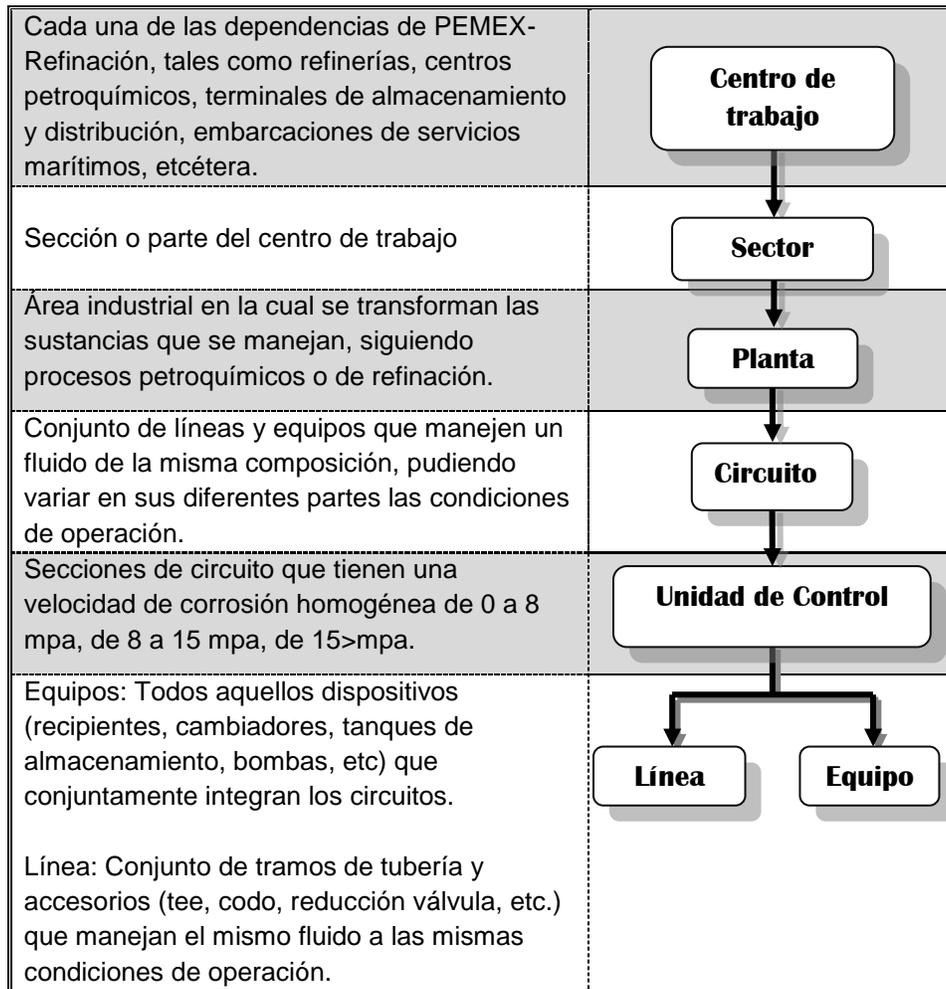


Figura 3.2. Elementos y orden jerárquico de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-0204

En esta jerarquía, es fácilmente localizable desde los sectores que componen una instalación en particular hasta una unidad de control de un circuito en una planta en específico. En la figura 3.2 se describen los elementos que conforman las instalaciones de una refinería de PEMEX-Refinación, la estructura se presenta en orden jerárquico, en SIMECELE estos elementos son considerados como nodos y pueden ser consultados desde el árbol de tareas.

Además de facilitar la ubicación de elementos de las instalaciones, el árbol de tareas cuenta con diversas funciones dependiendo del tipo de nodo en que se encuentre. Por ejemplo, el nodo correspondiente a unidades de control tiene la función de señalar por medio de alertas tipo semáforo el estado particular del elemento, por lo que a través de esta alerta se pueden identificarse aquellas

unidades de control que requieran ser inspeccionadas con el fin de mantener una evaluación adecuada de su integridad.

Los procesos de consulta, captura y demás trabajos necesarios para la administración de la inspección, pueden ser accedidos desde el árbol de tareas, solo basta con seguir el orden jerárquico de la figura 2 para llegar a la unidad de control y dentro de esta misma verificar sus inspecciones.

En el sistema cada elemento contiene opciones para su consulta, para visualizar el menú de opciones primero se debe de seleccionar ya sea un sector, una planta, un circuito o una unidad de control, una vez ubicado en el concepto que desea consultar se debe dar clic con el botón derecho del mouse para mostrar el menú contextual. A continuación se enlistan las opciones de cada nodo siguiendo el orden jerárquico:

Opciones del nodo “Centro de trabajo”

- Editar sectores  Opciones de edición de información
- Programa anual de medición de espesores de líneas  Opciones de consulta de información
- Programa anual de medición de espesores de equipos

Opciones del nodo “Sector”

- Editar instalaciones

Opciones del nodo “Planta”

- Editar circuitos
 - Censo de unidades de control
 - Programa anual de medición de espesores de líneas
 - Programa anual de espesores de equipos
 - Consultar diagramas de tubería e instrumentación (DTIs)
 - Consultar diagramas de flujo de proceso (DFPs)

- Consultar diagramas de inspección técnica

Opciones del nodo “Unidad de control”

- Expediente de inspecciones
 - Detalles de la unidad de control
 - Ver último reporte
 - Ver isométrico.
 - Administrar inspecciones
 - ❖ Nueva inspección
 - Editar unidad de control.
 - ❖ Duplicar unidad de control
- } Opciones de captura de información

Nodo “Inspección”

- Consultar Inspección
- Editar Inspección
- Ver reporte

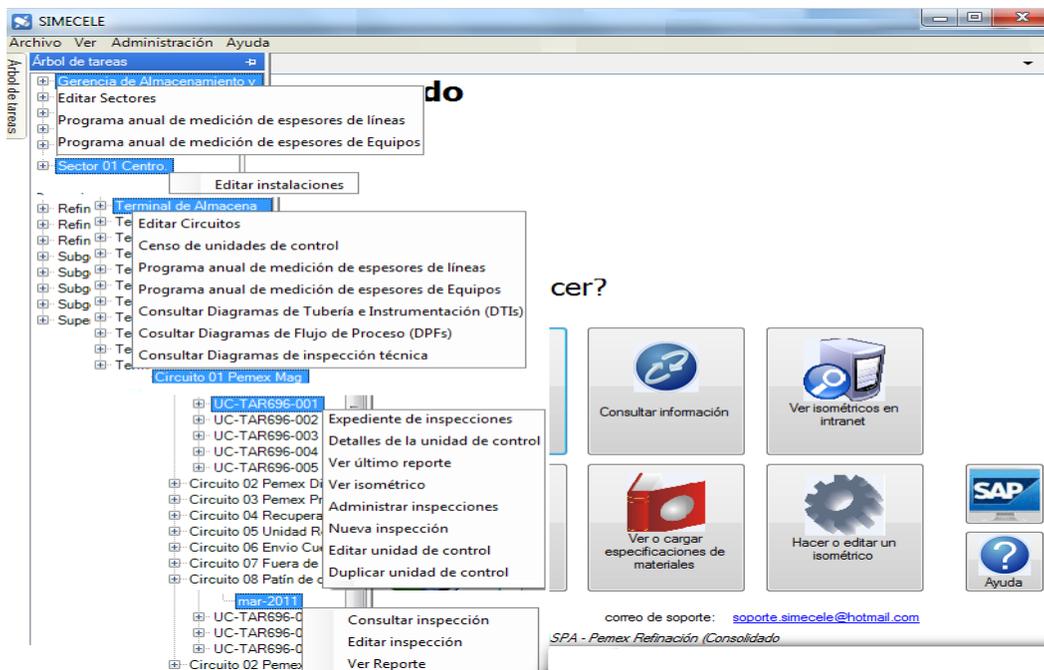


Figura 3.3. Despliegue de funciones de cada nodo partir del Árbol de tareas

3.2.3. Otras opciones

Al igual que otros programas el sistema cuenta con una barra de menú, esta barra también muestra otras formas de acceso para captura o edición de información, opciones para el cambio de ventanas, pero en lo que se encuentra centrada principalmente es en la consulta de datos que ya han sido capturados previamente e información con respecto al manejo de instalaciones y a las unidades de control.

Una tarea que se realiza exclusivamente desde la barra de menú es la de editar personal con permisos para el manejo de SIMECELE, esto a partir de la opción Administración.

Una nueva aplicación agregada a la versión que actualmente se maneja (versión 2.8) es la compatibilidad con el Software SAP para administración empresarial utilizado en las instalaciones de Pemex-Refinación para el manejo de información.

3.3. PRINCIPALES FUNCIONES DEL SIMECELE

En cuanto a los trabajos de Integridad Mecánica e Inspección Técnica de líneas y equipos de proceso, el SIMECELE administra las tareas necesarias para cumplir con los requerimientos que dicta la normatividad interna de PEMEX-Refinación, las diferentes aplicaciones con las que cuenta el sistema en ocasiones pueden ser complejas si el usuario no está familiarizado con su manejo.

A partir del uso del software en los centros de trabajo y con la ayuda de los ingenieros encargados del soporte técnico, se considera que las funciones descritas en la tabla 3.1 son indispensables para el funcionamiento adecuado del sistema.

Tabla 3.1. Funciones principales del SIMECELE

Función en el sistema	Importancia
<p>Cargar especificaciones de materiales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indispensable para la captura de Unidades de Control tanto de líneas como de equipos. • Los datos que se capturan se utilizan en el análisis de inspecciones.
<p>Captura de Unidades de Control de Líneas y Equipos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Los datos que se capturan son indispensables para dar de alta inspecciones de líneas y equipos.
<p>Dar de alta inspecciones de líneas y equipos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Las inspecciones que se capturan se utilizan para realizar el análisis de la Unidad de Control y determinar el estado de la misma. • Genera los formatos de información de la unidad de control.
<p>Uso del equipos de medición ultrasónica</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indispensable para vaciar datos de medición de espesores a SIMECELE.

A nivel de usuario es necesario que el sistema tenga un funcionamiento óptimo, tomando en cuenta su frecuencia de uso, la importancia y el valor de la información generada.

3.3.1. Cargar especificaciones de materiales

Es también un módulo de captura, pero toma el papel de una función principal para el funcionamiento del sistema ya que de este trabajo depende la captura de las unidades de control para las que esté dada de alta la especificación de material.

En este apartado se describirán los elementos y materiales necesarios para realizar el proceso de captura así como la relevancia que tiene para que se realicen otros trabajos para el análisis de resultados, esto en cuanto a la medición de espesores.

Para realizar la captura de especificación de materiales se requiere información sobre las especificaciones técnicas de los materiales, además de información detallada de las tuberías de proceso y sus accesorios, así que se deben tener disponibles:

- Lista de materiales
- Lista de servicios
- Condiciones máximas de operación (temperatura y presión)

La información anterior puede ser obtenida principalmente de hojas de especificación de materiales, como la que se muestra en la figura 3.4. Podemos notar que se encuentra disponible la información de los puntos anteriores así como información adicional de importancia para su captura en SIMECELE como la clase de material, corrosión permitida y material base, que aparecen en los recuadros de la figura 3.4.

HOJA DE ESPECIFICACIONES		TUBERIA DE PROCESO Y SERVICIOS AUXILIARES. CLASIFICACION DE MATERIALES POR SERVICIO		ESPECIFICACION N°	
EDICION MAYO 26, 1977 REV 0		REQ. ESPECIFICOS DEL PROYECTO		H-202	
AGOSTO 30, 1977 Rev. 1102		INDICE DE SERVICIO		HOJA 3 DE 4	
				CONTRATO: 1103	
SERVICIO	TEMP. MAX. OP. °F		PRESION MAX. OP. PSIG		MATERIAL TUBERIA
	LIQUIDO L/V	VAPOR (GAS)	LIQUIDO L/V	VAPOR (GAS)	
Agua Amarga (Ver Nota 1)	110		324		T.C.=0.125" CORROSION PERMITIDA
<u>CLASE B1B</u> Hidrocarburos + H ₂ S.	422	545	364	460	300# R.T.J. C - 1/2 Mo. T.C.=0.125"
<u>CLASE B2D</u> Hidrocarburos + H ₂		1010		175	300# R.F. 1 1/4 Cr. 1/2 Mo. T.C.=0.05"
CO ₂ + H ₂ O + Aire		950		100	
<u>CLASE B3D</u> Hidrocarburos + H ₂ + H ₂ S		680		402	300# R.T.J. 1 1/4 Cr. 1/2 Mo. T.C.=0.125"
<u>CLASE B3K</u> Aceite de Sellos	120		380		300# R.F. A. Inox. T.C.=0.001"

Figura 3.4. Hoja de especificaciones de Materiales

Otras fuentes de las que se puede extraer información y que comúnmente cuenta el personal que trabaja en las mismas instalaciones pueden ser:

- Libro de materiales de la instalación, Manual de especificaciones de líneas, libro de proyecto.
- Diagramas de Flujo de Proceso (DFP's)
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's)

Para las instalaciones de PEMEX-Refinación también existe la norma NRF-032-PEMEX-2005, Sistemas de tubería en plantas industriales, diseño y especificaciones de materiales, indispensable para el conocimiento de los materiales con los cuales fueron diseñadas las instalaciones.

3.3.2. Captura de Unidades de Control de Líneas y/o Equipos

Durante el proceso de implementación del SIMECELE se genera información previa a su captura en el sistema. Esta información se trata de censos de circuitos y unidades de control identificados en diagramas (DTIs y DFPs), así como sus condiciones de operación y los detalles de piezas y materiales (basados en la información contenida en la especificación de materiales de la planta correspondiente). Una vez que se cuenta con esta información organizada, es posible realizar la tarea de captura de las unidades de control al sistema, proceso que se considera como parte de los trabajos principales del SIMECELE como se mencionó anteriormente. Para esto, es necesario contar con la siguiente información:

- Localización, Código y Nombre de la Unidad de Control.
- Condiciones de Operación
- Servicio.
- Especificación de Material
- Levantamiento de Isométricos en campo

- Lista de diámetros y accesorios
- Niveles de:
 - Tubería.
 - Niplería.
 - Tornillería

El sistema cuenta con los elementos necesarios para que se realice una correcta captura de información, por ejemplo al capturar niveles de tubería, no basta con capturar solo el diámetro si no también el tipo de nivel, el cual aparece dibujado para una mejor ubicación y los datos indispensables como Cédula, Espesor Nominal y Límite de retiro se complementan automáticamente al seleccionar el diámetro del nivel (Ver figura 3.5), lo mismo ocurre con los niveles de niplería. En el apartado 3.4.5 se terminará de explicar a detalle los tipos de niveles que se pueden encontrar en una unidad de control.

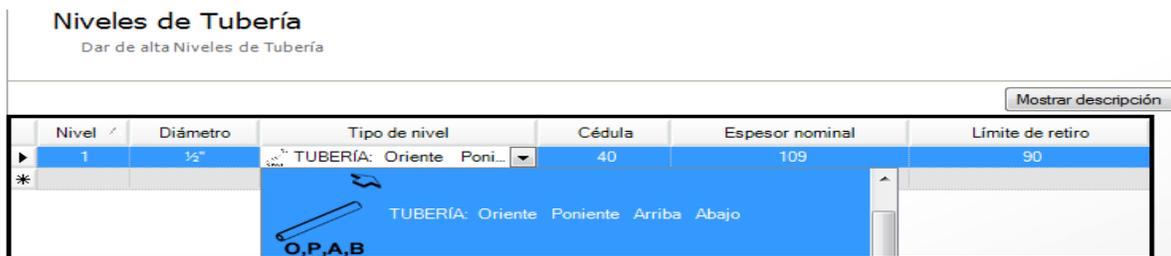


Figura 3.5. Dar de alta niveles de tubería.

Es fundamental que se tenga cuidado al capturar la información de la unidad de control pues de esto dependerá la captura de inspecciones así como los reportes generados.

Aunque el sistema cuenta con mecanismos para evitar la captura de información que no sea congruente (por ejemplo, en las condiciones de operación de una unidad de control, que no pueden sobrepasar las condiciones máximas de diseño) se tienen opciones para que la información que se capture pueda ser editada posteriormente.

3.3.3. Dar de alta inspecciones de líneas y/o equipos

Después de la toma de mediciones de espesores a un sistema de tuberías (unidad de control), lo que sigue es cargar estos datos a un sistema que los registre y genere un historial de las condiciones en la que se encuentra la planta, esto es precisamente lo que realiza SIMECELE al cargar inspecciones de unidades de control.

Durante el proceso de captura se revela si las especificaciones de tubería y las unidades de control se dieron de alta correctamente, ya que un dato mal capturado puede entorpecer el trabajo que se realiza al capturar una inspección.

Para dar de alta una inspección es indispensable que se tenga conocimiento de datos previos tales como:

- Personal de inspección.
 - Responsable de revisión. (Ing. del sector).
 - Inspector. (Ayudante de ingeniero).

- Equipo de inspección
 - Equipo de medición de espesores
 - Palpadores
 - Patrón de calibración

Siguiendo los lineamientos tanto internacionales como los internos de la empresa, SIMECELE concluye el trabajo generando los siguientes reportes que permiten saber la condición de las unidades de control que se inspeccionaron:

- Registro de análisis de espesores de líneas y/o equipos
- Registro de medición de espesores de líneas y/o equipos
- Registro de niplería
- Revisión de niplería

- Emplazamiento
- Solicitud de fabricación
- Notificación de Ejecución
- Inspección de tornillería

Más adelante en el apartado 3.4 con el resumen de los códigos y normatividades así como del análisis del sistema se entenderá la procedencia y el uso de dichos reportes.

3.3.4. Uso de Equipos de Medición Ultrasónica

Uno de los principales trabajos de inspección técnica es la medición preventiva de espesores. Para esto, se utilizan equipos de medición de espesores por ultrasonidos los cuales, por lo general, tienen la capacidad de intercambiar datos con sistemas de software.

El SIMECELE cuenta con la capacidad de intercambiar datos con los siguientes equipos:

- Krautkramer DMS2
- Panametrics 37DL
- Panametrics 38DL Plus

Estos son los equipos de medición de espesor por ultrasonido más utilizados en los trabajos de inspección de PEMEX-Refinación. Sin embargo, el sistema cuenta con la capacidad de desarrollo de interfaces de conexión con nuevos equipos en el mercado, según lo solicite el cliente.

La ventaja de realizar los trabajos de medición de espesores con equipos que utilizan el método de ultrasonido radica en la exactitud de las mediciones en comparación con otras técnicas.

El objetivo de la medición preventiva de espesores mediante equipos de ultrasonido es el análisis del desgaste de una sección de tubería o equipo, no así, el detectar y evaluar fallas como fracturas que ya se encuentren presentes. Para esto último, se pueden utilizar otras técnicas de evaluación por ultrasonido (a través de equipos detectores de fallas) o por otros ensayos no destructivos como radiografías.

La interconexión que existe entre el SIMECELE y estos equipos ha ahorrado el trabajo de transcribir datos al sistema al momento de dar de alta una inspección, pues todos los valores de espesores que se tomen a las unidades de control podrán cargarse al sistema en los niveles que ya se tienen registrados en la inspección con la cual se esté trabajando.



Figura 3.6. Conexión DMS2-SIMECELE

3.4. RESUMEN DE LOS CODIGOS API Y NORMATIVIDAD PARA LA EVALUACION DEL SIMECELE

Todo sistema de administración de datos para la organización, análisis y documentación de los datos de inspección relacionados con la Integridad Mecánica de instalaciones que cuente con procesos químicos debe de cumplir con estándares que avalen su funcionamiento.

El SIMECELE ha sido diseñado para cumplir de manera específica con la normatividad interna de PEMEX-Refinación así como con las mejores prácticas descritas en los códigos API. Ambas normativas deben definir las prácticas de inspección aceptadas, las técnicas de inspección que deben ser seleccionadas en base a su capacidad para encontrar el tipo de daño. También considerar la disponibilidad del equipo para ser inspeccionado con la frecuencia requerida.

Con el seguimiento de las normas, el software debe determinar si el sistema de tuberías o el equipo son adecuados para un servicio continuo y por lo que permitirá:

- Verificar su estado y detectar los defectos o las debilidades en el equipo que está siendo analizado en relación con las funciones y las resistencias previstas.
- Medir el porcentaje de desgaste y deterioro e identificar el tipo y causa de los mismos.
- Recoger suficientes datos para poder predecir su duración de vida futura con un funcionamiento seguro.
- Establecer el período durante el cual el equipo puede ser usado antes de la próxima inspección o prueba.
- Determinar el riesgo de cada pieza de tuberías o equipos críticos y revisar los planes de inspección para poder reducir el riesgo a un nivel tolerable.

Para realizar una evaluación al SIMECELE como un sistema de administración de datos de inspección para la integridad mecánica de sistemas de tuberías, se

revisarán los códigos API y la normatividad interna de PEMEX, que están involucradas con el desarrollo del sistema, a su vez se realizará un breve resumen localizando los temas que tengan relevancia para la inspección de sistemas de tuberías.

3.4.1. Resumen del código API 574 ^[16]

Componentes de sistemas de tuberías

El API 574, aborda la inspección de los elementos o componentes que contienen los sistemas de tuberías utilizando los siguientes procedimientos de inspección:

- Inspección cuando el equipo está en operación.
- Inspección cuando el equipo está apagado.
- Inspección en tuberías enterradas.
- Inspección de nuevas construcciones.

En esta norma se describen las características que deben contener los componentes de tuberías, e incluso, contiene tablas para saber el material de fabricación y los diferentes diámetros en los que se pueden encontrar, a continuación se describen estos componentes.

Tubos

De acuerdo con esta norma uno de los componentes son los propios tubos, los cuales se encuentran en diferentes diámetros, cédulas y espesores que se encuentran registradas en tablas donde el material de fabricación es acero al carbón que es el que comúnmente se utiliza en la industria petroquímica.

Válvulas

Las válvulas tienen por finalidad el control y la regulación del flujo en un sistema de tuberías, son fabricadas en los diámetros estándar de tuberías, y materiales

que les permiten ser utilizadas en cualquier servicio de presión-temperatura de acuerdo con la norma ASME B16.34, entre los principales tipos de válvulas se tienen:

- Válvula de compuerta
- Válvula de globo
- Válvula macho
- Válvula de bola o de esfera
- Válvula de diafragma
- Válvula de mariposa
- Válvula check o de retención

Accesorios

Los accesorios son utilizados para conectar secciones de tubería, para cambiar la dirección del flujo o para permitir que el flujo sea desviado, son realizados en diversas formas, tales como:

- Yes
- Tees
- Codos
- Cruces
- Reducciones

Los métodos de conexión que comúnmente se utilizan para montar componentes de tuberías son, soldadura, roscado, y bridado.

Razones para realizar una inspección

El propósito de una inspección es llevar a cabo actividades utilizando técnicas apropiadas para identificar mecanismos activos de deterioro y especificar la reparación, reemplazo o inspecciones futuras para las tuberías afectadas por lo que se requerirá el desarrollo de la información sobre la condición física de la

tubería, las causas y la tasa de su deterioro. Mediante el desarrollo de una base de datos del historial de inspecciones, el usuario puede predecir y recomendar futuras reparaciones y reemplazos.

Control de la corrosión de tuberías de proceso

La razón más frecuente para sustituir las tuberías es su adelgazamiento debido a la corrosión. Por esta razón un programa efectivo en la inspección de tuberías de proceso debe incluir:

- El control del espesor de la tubería a partir de la velocidad de corrosión.
- Las fechas próximas de inspección.
- Los datos que determinan el retiro proyectado de tuberías.

Un buen programa de revisión incluye dar prioridad a los sistemas de tuberías para la identificación de las fallas potenciales y sus consecuencias. La clave para el control efectivo de la corrosión de tuberías es la identificación y el establecimiento de los puntos de medición de espesores o TMLs (Thickness Measurement Locations por sus siglas en ingles).

Los TMLs son áreas designadas en el sistema de tuberías donde se toman las mediciones de espesores periódicamente. Al tomar mediciones repetidas y registrar la fecha y los datos de espesores de los TMLs, es posible que se calcule la velocidad de corrosión ser con mayor precisión.

Un número de factores que pueden afectar a la velocidad y la naturaleza de la pared del tubo a la corrosión. Entre estos se incluyen, pero no se limitan a los siguientes elementos:

- a. Metalurgia de la tubería.
- b. Contenido de tuberías y equipos.
- c. Velocidad de flujo.
- d. Temperatura.

- e. Presión.
- f. La inyección de agua o productos químicos.
- g. La mezcla de dos o más corrientes.
- h. Las condiciones externas de la tubería.
- i. Las zonas de flujo estancadas.

Las unidades complejas de procesos o sistemas de tuberías son divididas en circuitos de tuberías para manejar las inspecciones necesarias, los cálculos y el mantenimiento de registros.

De acuerdo al API 574, un circuito es una sección de tubería de los cuales todos los puntos están expuestos a un ambiente de corrosión y condiciones de diseño similares así como a los materiales de construcción.

Cuando se establecen los límites de un circuito de tuberías en particular, el inspector también puede ajustar el tamaño para proporcionar un paquete práctico para la conservación de registros y la realización de las inspecciones de campo.

Identificación de lugares susceptibles a la corrosión acelerada

Las tasas de corrosión están normalmente elevadas en las zonas de mayor velocidad y/o turbulencia. Los codos, reducciones, tees mezcladoras, válvulas de control y los orificios son ejemplos de componentes de tuberías donde la corrosión acelerada puede ocurrir debido al incremento de la velocidad y/o turbulencia. Tales componentes son normalmente las zonas donde un inspector localiza TMLs adicionales en un circuito de tuberías.

Frecuencia y monitoreo de inspección

La frecuencia de las inspecciones de tuberías debe ser determinada por las siguientes condiciones:

- a. La consecuencia de una falla.
- b. El grado de riesgo.

- c. El aumento de tolerancia a la corrosión remanente.
- d. Los datos históricos disponibles.
- e. Los requisitos reglamentarios.

Determinación del espesor de retiro

Para la determinación del espesor de retiro el API 574 hace referencia lo que describe el código ASME B31.3 el cual contiene la ecuación para determinar el espesor requerido para tuberías sujetas a una presión interna o también llamada ecuación de Barlow que a continuación se describe:

$$t = \frac{PD}{2SE}$$

Dónde:

t: espesor de retiro a la presión de diseño en pulgadas o milímetros

P: Presión manométrica de diseño de la tubería, en libras por pulgada cuadrada o kilopascales

D: Diámetro externo de la tubería en pulgadas o milímetros

S: Unidad de esfuerzo permisible a la temperatura de diseño, en libras por pulgada cuadrada o Kilopascales

E: Factor longitudinal de calidad

La ecuación de Barlow puede ser adaptada para válvulas y accesorios bridados usando el factor de 1.5 y la tensión admisible para el material especificado en el código ASME B31.3, sin embargo lo más recomendable es que se utilicen los valores que se encuentran en las tablas dentro del mismo código.

Registros

Los registros precisos permiten una evaluación en el servicio y la vida de cualquier tubería, válvula o accesorio, cuando están correctamente organizados tales registros forman un historial permanente de las tasas de corrosión y el reemplazo probable o la determinación de los intervalos de reparación. Un programa de computadora puede ser utilizado para ayudar a una evaluación más

completa de la información registrada y para determinar la fecha de la próxima inspección. Los registros de inspección deben contener como mínimo:

- a. La fecha inicial de instalación.
- b. Las especificaciones y los niveles de resistencia de los materiales empleados.
- c. Las mediciones de espesor iniciales.
- d. Los lugares y fechas de todas las mediciones de espesores posteriores.
- e. El cálculo del espesor de retiro.
- f. Reparaciones/reemplazamientos anteriores.
- g. Cambios operacionales pertinentes, es decir, cambios en el servicio.

Algunas herramientas que se deben de considerar para el complemento de registros son:

- Dibujos isométricos.- proporcionan un medio para documentar el tamaño y la orientación de las líneas de tuberías, la ubicación y los tipos de accesorios, válvulas, orificios, etc. y la representación de los lugares donde las mediciones de espesores se van a tomar, así como la identificación de los sistemas de tuberías y circuitos particulares en cuanto a su ubicación, tamaño, especificación de materiales, flujo de proceso general y las condiciones de servicio.
- Sistemas de numeración.- Es recomendable el uso de un sistema de codificación que identifique de forma única la unidad de proceso, el sistema de tuberías, el circuito y los TMLs.
- Datos de espesores.- proporcionan un medio para llegar a velocidad de corrosión o de erosión y de la vida esperada del material. Algunas industrias utilizan sistemas informatizados de registro para este propósito. Lo recomendable es que los datos sean mostrados en bocetos o presentados como información tabulada. La figura 3.7 muestra un método de tabular lecturas de espesores.

Identification Number										<input type="checkbox"/> Piping <input type="checkbox"/> Vessel								
Description _____																		
Inspection Interval		Design Conditions		Operating Conditions			Remaining life (years/months) _____											
Internal	External	Temperature	Pressure	Temperature	Pressure	Material	Set by last reading at Point no. _____											
							Next recommended inspection date _____											
		Initial Reading				Subsequent Reading				Subsequent Reading								
Point	Reading Location	Size	Limit	Thickness	Method	Month	Year	Inspection Temperature	Thickness	Method	Month	Year	Inspection Temperature	Thickness	Method	Month	Year	Inspection Temperature
Inspector _____						Inspector _____				Inspector _____								

Note: The "Method" column should be used to indicate the method used to measure the thickness (for example, N = nominal; U = ultrasonic; X = radiography; and C = calipers).

Figura 3.7. Tabla para registro puntos de medición de espesores ^[16].

- Revisión de registros.- Las inspecciones anteriores y llevadas a cabo deben ser revisadas para programar fechas de inspecciones próximas, esta revisión también proporcionará listas de componentes de tuberías que se aproximan al espesor de retiro.

3.4.2. Resumen del código API 570 ^[3]

El código API 570 “*Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems*”, se desarrolló para ser utilizado en refinerías de petróleo e industrias de procesos químicos, pero puede ser utilizada por las organizaciones que mantienen o tienen acceso a un organismo de control autorizado, una organización de reparación, e ingenieros de tuberías, inspectores y examinadores, calificados técnicamente.

Puntos de Medición de Espesores TMLs

Al igual que en el API 574, el API 570 define los Puntos de Medición de Espesores (TMLs) como áreas específicas a lo largo del circuito de tubería donde

las inspecciones se deben realizar. La naturaleza de los TMLs varía en función de su ubicación en el sistema de tuberías. La selección de TMLs tendrá en cuenta el potencial de corrosión localizada y específica del servicio de la tubería.

Cada sistema de tubería es controlado mediante la toma de mediciones de espesores en los TMLs, trayendo importantes consecuencias potenciales si ocurriera falla, en los circuitos sujetos a mayores velocidades de corrosión o corrosión localizada normalmente tienen más TMLs y deben ser monitoreados con mayor frecuencia.

Los TMLs deben ser distribuidos adecuadamente a lo largo de cada circuito de tuberías, pueden ser eliminados o reducidos bajo ciertas circunstancias, tales como tuberías de fluido frío, tuberías de amoníaco anhidro, productos de limpieza de hidrocarburos no corrosivos o de alta aleación de tuberías para la pureza del producto. En los casos en que TMLs deban sustancialmente ser reducidos o eliminados, la(s) personas con conocimientos en la corrosión debe(n) ser consultado(s).

El espesor mínimo en cada TML puede ser localizado por la exploración ultrasónica o radiografía, también se pueden usar técnicas electromagnéticas para identificar áreas delgadas que posteriormente pueden ser medidas por ultrasonido o radiografía, cuando se realiza la medición de espesores con la exploración de ultrasonido, el análisis consiste en tomar varias mediciones de espesor en el TML en busca de adelgazamiento por corrosión.

La lectura más delgada o un promedio de lecturas de varias mediciones en un área específica se registran y se utilizan para calcular velocidades de corrosión, vida remanente o útil y fechas de inspección próximas. Las mediciones de espesores deben incluir medidas en cada uno de los cuatro cuadrantes (niveles) de la tubería y accesorios, con especial atención al radio interno y externo de los codos donde la corrosión/erosión podría aumentar la velocidad de desgaste.

Los TMLs deben estar marcados en dibujos o planos de inspección y en el sistema de tuberías para permitir mediciones repetitivas en los mismos TMLs. Este procedimiento de registro proporciona los datos para determinar con más exactitud la velocidad de corrosión.

Métodos de medición de espesor

Existen varias técnicas de medición de espesores, en esta norma se describen varios métodos para llevar a cabo esta tarea, sin embargo los métodos NDE (no destructivos) son los más mencionados y utilizados en la industria del petróleo.

Los instrumentos de medición de espesor ultrasónicos normalmente son los medios más precisos para obtener mediciones de espesor de sistemas de tuberías y equipos. Sin embargo, los inspectores deben de estar conscientes de posibles fuentes de inexactitudes de las mediciones y realizar todo esfuerzo para eliminar su imprecisión. Los factores que pueden contribuir a la inexactitud de mediciones ultrasónicas incluyen lo siguiente:

- a. Calibración del instrumento inadecuada.
- b. Escamas o revestimientos externos.
- c. Dureza excesiva de la superficie.
- d. Movimiento excesivo del palpado (sobre la superficie del punto de medición).
- e. Defectos del material en la sub superficie, tal como laminaciones.
- f. Efectos de temperatura (a temperaturas por sobre 65°C).
- g. Pantallas detectores de defecto pequeño.
- h. Espesores de menos de 1/8 de pulgada (3.2mm) para indicadores de espesor digitales característicos.

De manera alternativa, deben tenerse en cuenta lecturas mínimas o un promedio de estas en un punto de prueba.

Se prefieren las técnicas de perfil radiográfico para diámetros de tubería pequeños, así como para localizar áreas que serán medidas en sistemas aislados

o donde se sospecha corrosión no uniforme o localizada. En estos casos también es recomendable usar dispositivos de corriente. Existen también los dispositivos de medición de profundidad de picaduras que pueden utilizarse para determinar la profundidad de pérdida de metal.

Tipos de inspección

El API 570 menciona cinco tipos de inspección, en el apartado 2.2.3 de este trabajo de tesis se describió la importancia de las inspecciones en los trabajos de integridad mecánica, esta norma es fundamental para la definición de los tipos de inspección que se deben de realizar a un sistema de tuberías, a continuación se enlistan dando una breve definición de lo que menciona la norma de estas inspecciones:

1. Inspección Visual Interna. Por lo regular no son realizadas en tuberías. Cuando es posible y factible pueden ser programadas para sistemas tales como líneas de transferencia de gran diámetro, ductos, líneas catalíticas u otros sistemas de tubería de gran diámetro. Tales inspecciones son similares en su naturaleza a las inspecciones de recipiente de presión y deben ser dirigidas con métodos y procedimientos similares a aquellos mencionados en el API 510.
2. Inspección por Medición de Espesor. Esta se realiza para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la tubería. Las mediciones de espesor se pueden obtener en sistema de tubería que está en operación o fuera de la misma y es realizada por el inspector o examinador.
3. Inspección Visual Externa. Se realiza para determinar la condición del exterior de la tubería, el sistema de aislamiento, pintura o sistemas de revestimiento y soportes asociados, esto para verificar si hay señales de desalineamiento, vibración y fugas.

Las inspecciones externas de las tuberías se pueden hacer, cuando la tubería esta en servicio y deben incluir la revisión de la soportería. Se anexa una lista de verificación como la que se muestra en la figura 3.8, para darle seguimiento a una inspección.

LISTA DE VERIFICACION PARA INSPECCION EXTERNA DE TUBERIA DE PROCESO

CENTRO _____ PLANTA _____ CIRCUITO _____ FECHA _____

ANOMALIAS	ESTADO
1.- FUGAS	
a.- Píspeso	
b.- Indicios de vapores	
c.- Grampas existentes	
2.- DESALINEAMIENTO	
a.- Desalineamiento de tubería / desplazamiento restringido	
b.- Desalineamiento de junta de expansión	
3.- VIBRACION	
a.- Peso colgado excesivo	
b.- Soportes inadecuados	
c.- Tubería de pequeño calibre	
d.- Conexiones roscadas	
e.- Soportes sueltos por deterioro metálico	
4.- SOPORTE	
a.- Patines de soportes	
b.- Colgantes deformados ó fracturados	
c.- Resortes fuera de su apoyo	
d.- Abrazadera deformada ó fracturada	
e.- Mensulas sueltas	
f.- Placas / rodillos deslizantes	
g.- Contrapesos	
h.- Soportes con corrosión	
5.- CORROSION	
a.- Partes de soportes bajo grampas	
b.- Recubrimiento / pintura deteriorados	
c.- Interfase suelo - aire	
d.- Superficie de contacto del aislamiento	
e.- Productos biológicos	
6.- AISLAMIENTO	
a.- Daños / perforaciones	
b.- Envoltura / aislamiento extraviados	
c.- Sello deteriorado	
d.- Abultamiento	
e.- Flejes (rotos / extraviados)	

Figura 3.8. Lista de verificación para inspección externa de tuberías ^[3].

4. Vigilancia de movimiento de la línea y tubería vibratoria. El personal de operación debe informar acerca de tuberías oscilantes o vibratorias al personal de inspección para su evaluación.

5. Inspección Complementaria. Se pueden programar otras inspecciones si se considera adecuado o necesario. Los ejemplos de tales inspecciones incluyen el uso periódico de radiografía y/o termografía para comprobar ensuciamiento u obstrucciones internas.

El tipo de inspección que se realice debe ser seleccionado dependiendo de las circunstancias y del tipo de sistema de tubería que se vaya a inspeccionar.

Inspecciones para tipos específicos de corrosión y agrietamiento

Al hacer referencia a los tipos específicos de inspecciones debido a corrosión y agrietamiento se debe a que este tipo de daño es el más común en los sistemas de tuberías, a continuación se describen estos tipos de inspección:

1. Puntos de inyección. Los puntos de inyección de inhibidores, reactivos, agua de lavado, etc., en ocasiones están sujetos a corrosión acelerada o localizada en condiciones de operación normales o anormales.

Los métodos que se utilizan para inspeccionar los puntos de inyección son radiografía y/o ultrasonido, los cuáles son apropiados para establecer el espesor mínimo de las zonas en donde se debe medir el espesor. La calibración ultrasónica intensiva puede ser utilizada, según como la temperatura lo permita.

2. Piernas sin flujo. La velocidad de corrosión en las piernas sin flujo, puede variar considerablemente con respecto a las tuberías activas contiguas. El inspector debe monitorear el espesor de la pared en las piernas sin flujo seleccionadas, incluyendo el extremo estático y el de conexión a la línea activa. Se debe considerar el remover las piernas sin flujo que no sirvan más al proceso.
3. Corrosión bajo aislamiento. La inspección externa de sistemas de tuberías aisladas debe incluir una revisión de la integridad del sistema de

aislamiento por condiciones que podrían propiciar la corrosión bajo aislamiento. Las fuentes de humedad pueden incluir lluvia, fugas de agua, condensación e inundación. Las formas más comunes de corrosión bajo aislamiento son: corrosión localizada en acero al carbón y por corrosión bajo esfuerzo (SCC, Stress Corrosion Cracking, por sus siglas en inglés).

4. Interfaz suelo-aire. Las interfaces suelo-aire (S/A) para tuberías enterradas sin la protección catódica adecuada, deben incluirse en un programa de inspecciones externas de tubería. La inspección debe hacerse por daño en el recubrimiento, y por medición de profundidad de picaduras. Si se nota corrosión, mediciones de espesor y excavación pueden ser requeridas para determinar si la corrosión es localizada en la interfaz "S/A " o si penetra más en el sistema enterrado.
5. Servicio específico y corrosión localizada. Algunos ejemplos donde puede ocurrir este tipo de corrosión se incluyen a continuación:
 - a) En la parte inferior de los puntos de inyección y en la parte superior de los separadores de productos, así como en líneas de afluentes del reactor de hidro procesos.
 - b) Corrosión en el punto de rocío de vapores condensados, tales como domos de fraccionamiento.
 - c) Condensación de sales de amoníaco localizadas en vapores de hidro procesos.
 - d) Flujo de fase mixta y áreas turbulentas en sistemas ácidos.
 - e) Grados mixtos de tubería de acero al carbón en servicios de crudo corrosivo caliente a temperaturas de 450°F (232 °C) o mayores y con un contenido de azufre en el crudo mayor que 0.5 % en peso.

- f) Corrosión bajo depósitos pastosos, soluciones cristalizadas o fluidos productores de coque.
 - g) Arrastre de cloro en sistemas de regeneración de reformadores catalíticos.
 - h) Corrosión en zonas calientes en tuberías con trazas externas de calor. En servicios que se tornan mucho mas corrosivos al incrementar la temperatura, tales como sustancias cáusticas en acero al carbón.
6. Erosión y corrosión/erosión. La erosión se define como la eliminación de material de superficie mediante la acción de numerosos impactos individuales de partículas líquidas y sólidas, ocurre en áreas de flujo turbulento, tales como cambios de dirección en un sistema de tubería o después de válvulas de control donde puede haber vaporización. El daño por erosión se incrementa en flujos con grandes cantidades de partículas sólidas o líquidas fluyendo a velocidades altas.

Estos son algunos ejemplos de sitios a inspeccionar:

- a) Después de las válvulas de control, especialmente cuando hay "flasheo".
- b) Después de placas de orificio.
- c) Después de la descarga de bombas.
- d) En cualquier punto de un cambio de dirección del flujo, como el radio interior y exterior de codos.
- e) Después de configuraciones de la tubería (como soldaduras, termopozos y bridas) que producen turbulencia.

Las áreas probables donde se puede localizar corrosión/erosión deben inspeccionarse utilizando métodos " NDE ", apropiados que proporcionen datos de espesor, tales como el ultrasonido y las radiografías.

7. Agrietamiento debido al medio ambiente. Los materiales de construcción para tuberías, por lo regular se seleccionan para soportar diferentes tipos de "SCC".

Si el inspector sospecha o es advertido de los circuitos específicos que pueden ser susceptibles a agrietamiento por el ambiente, por lo que debe de programar inspecciones suplementarias que incluyan pruebas no destructivas (NDE) tales como: Líquidos penetrantes, Pruebas de partículas magnéticas fluorescentes y Ultrasonido.

8. Corrosión debajo de revestimientos y depósitos. Si los recubrimientos internos o externos están en buenas condiciones y no hay razón para suponer que existe deterioro detrás de ellos, normalmente no es necesario removerlos para la inspección de la tubería.

La corrosión bajo revestimientos puede causar separación o abultamiento del mismo. Si esto se detectara, algunas porciones pueden removerse para inspeccionar la tubería bajo el revestimiento, la toma de mediciones del espesor pueden hacerse desde la superficie exterior utilizando el método de ultrasonido.

9. Agrietamiento por fatiga. Causada por esfuerzos cíclicos excesivos que están a menudo por debajo del límite de cedencia del material. Los esfuerzos cíclicos pueden ser impuestos por presión, por medios mecánicos o térmicos, y puede producir fatiga de ciclos altos o bajos.

10. Agrietamiento por CREEP (deformación). Depende del tiempo, la temperatura y el esfuerzo. Puede presentarse eventualmente en condiciones de diseño, donde la ruptura se acelera por la interacción de la deformación y la fatiga. Un ejemplo de donde se ha presentado una ruptura por "CREEP" en la industria, es en aceros de 1¹/₄% Cr. Arriba de 900 °F (482 °C). Es por ello que se debe poner especial atención en:

- Las áreas con alta concentración de esfuerzos
- Temperaturas excesivas
- Cambios en la microestructura y en las propiedades mecánicas

11. Fractura frágil o quebradiza. Los aceros al carbón, aceros de baja aleación y otros aceros ferríticos pueden ser susceptibles a una falla frágil a temperatura ambiente o menor. La fractura frágil normalmente no concierne a tuberías con paredes relativamente delgadas. La mayoría de las fracturas frágiles han ocurrido en la primera aplicación de un nivel de esfuerzos en particular (que es la primera prueba hidrostática o sobrecarga) a menos que se introduzcan defectos críticos durante el servicio.

12. Daño por congelamiento. A temperaturas bajo cero, el agua y soluciones acuosas en sistemas de tubería pueden congelarse y causar fallas debido a la expansión de estos materiales.

Es recomendable revisar los componentes de la tubería que se encuentran expuestos antes de que se derrita el hielo, los puntos bajos, las piernas de nivel y piernas sin flujo de sistemas de tubería que contengan agua son susceptibles a este tipo de daño.

Velocidad de corrosión

El API 570 establece dos velocidades de corrosión, la primera a largo plazo y otra a corto plazo, por lo que se deben de comparar para ver cual velocidad ofrece un menor tiempo de vida útil restante como parte de la evaluación de datos. El inspector autorizado, en consulta con un especialista en corrosión deberá seleccionar la velocidad de corrosión que mejor refleja el proceso.

La velocidad de corrosión a largo plazo (LP) de una unidad de control de tubería debe ser calculada con ayuda de la siguiente ecuación:

$$V_c(LP) = \frac{t_{inicial} - t_{real}}{\text{Tiempo(años) entre } t_{inicial} \text{ y } t_{real}}$$

Mientras que la velocidad de corrosión a corto plazo (CP) debe ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$V_c(CP) = \frac{t_{anterior} - t_{real}}{\text{Tiempo(años) entre } t_{anterior} \text{ y } t_{real}}$$

El tiempo de vida remanente debe ser calculado con la siguiente ecuación:

$$T_{VR} = \frac{t_{real} - t_{requerida}}{\text{Velocidad de corrosión (mm/años)}}$$

Donde:

V_c = Velocidad de corrosión

T_{VR} = Tiempo de vida remanente

$t_{inicial}$ = Es el espesor en pulgadas o milímetros, en la misma ubicación que t_{actual} medido en la instalación inicial o en el comienzo de un nuevo entorno corrosivo.

$t_{requerido}$ = Es el espesor requerido, en pulgadas o milímetros en la misma localización o componente que la medición t_{real} .

t_{real} = Es el espesor real, en pulgadas o milímetros medido en el momento de la inspección.

$t_{anterior}$ = Es el espesor, en pulgadas o milímetros, en la misma ubicación que t_{real} medida durante una o varias inspecciones anteriores.

3.4.3. Resumen del Código API 510 [2]

El API 510 Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Maintenance Inspection, Rating, Repair and Alteration. (Código de Inspección de Recipientes a Presión: Inspección en servicio, mantenimiento, clasificación, reparación y alteración). Este código es utilizado ya que dentro de su alcance se encuentran la mayoría de los recipientes que constituyen la industria de refinación del petróleo y de procesos químicos.

La identificación y evaluación de los mecanismos potenciales de daño, estado actual de los equipos y la eficacia de las inspecciones anteriores, son pasos importantes en la evaluación de la probabilidad de un fallo de recipientes a presión. Identificar y evaluar el fluido del(os) proceso(s), posibles lesiones, daños ambientales, daños en el equipo, y tiempo muerto del equipo son pasos importantes en la evaluación de la consecuencia de un fallo de recipiente de presión.

El API 510 hace énfasis en la inspección en base al tiempo y en las inspecciones en base a la condición del equipo, realizando principalmente la identificación y evaluación de los mecanismos de daño, estado actual de los equipos y la eficacia de inspecciones anteriores, que son pasos importantes en la evaluación de la probabilidad de un fallo de los recipientes a presión.

Encargados para realizar trabajos de inspección

Para desarrollar e implementar este sistema de aseguramiento de calidad de inspecciones y reparaciones, cualquier planta donde se tengan procesos químicos debe contar con personal especializado, ya sean estos internos o externos, en el cual la gerencia de compañía se hace responsable de su desempeño, por lo que es necesario que se cuente con el siguiente personal para realizar los trabajos bajo el código de servicio:

- Encargado de integridad de los equipos que mantienen presión.
- Agencia de inspección autorizada.
- Un Inspector autorizado.
- Un ingeniero especializado en recipientes a presión.
- Examinadores de ensayos no destructivos.
- Un especialista en corrosión.
- Una organización de reparación.

El operador de recipientes a presión es responsable de desarrollar, documentar, implementar, ejecutar y valorar sus recipientes a presión y sus dispositivos de

alivio de presión por medio de un sistema de inspección y de procedimientos de inspección y reparaciones que cumplan con los requerimientos del código de servicio. Este sistema y procedimientos deben contener y mantener un sistema de aseguramiento de calidad en el manejo de las inspecciones y reparaciones.

Tipos de recipientes sujetos al API 510

Bajo el código de servicio API 510 están cubiertos los distintos tipos de recipientes a presión no sometidos a fuego directo que se detallan a continuación:

- a. Recipientes construidos de acuerdo a un código de construcción aplicable al equipo (Recipientes Código).
- b. Recipientes construidos sin un código de construcción (Recipientes no Código). Son fabricados con un código de construcción no reconocido, cumplen con estándares no reconocidos por lo que es difícil que se apeguen a estándares y códigos en cuanto a recipientes a presión que se reconozcan a nivel mundial.
- c. Recipientes construidos y aprobados de manera especial una jurisdicción, por lo que el diseño, fabricación, inspección, pruebas e instalaciones son particulares.
- d. Recipientes no estándar. Son recipientes fabricados de acuerdo a un código de construcción reconocido, pero que han perdido su placa de datos o estampa

En el API 510 se establece un plan de inspección donde se describen los tipos de inspección y su alcance., las siguientes inspecciones son las que se describen en este código:

1. Inspección Externa.
2. Inspección On-stream (Inspección en servicio)
3. Inspección Interna.

4. Inspección de Espesores
5. Inspección de corrosión bajo aislación.

Planificación de las tareas de inspección

Esta es una etapa previa a la ejecución de las inspecciones, que se tiene que desarrollar para realizar una planificación y control de las actividades de inspección en servicio y comprende las siguientes tareas:

1. Revisión de la documentación del equipo.
2. Análisis de mecanismos de falla que pueda tener o que están activos en el recipiente a presión a examinar en base a los documentos analizados.
3. Elaboración de un plan de inspección para desarrollar y controlar las tareas de inspección en servicio. Este plan está basado en los datos analizados en la documentación del equipo y en análisis de mecanismos de fallas posibles o activos del equipo.

Revisión de la Documentación del Equipo

La clave para implantar el código de servicio y de bajar los costos de inspección es el de que el sistema de aseguramiento de las inspecciones maneje un adecuado sistema de control de documentos para cada equipo.

Los documentos requeridos para realizar la inspección de equipos los podemos englobar en las siguientes categorías:

- a) Información técnica del equipo
- b) Historial y Condiciones de Operación
- c) Inspecciones Anteriores

Información Técnica del equipo

- Año de fabricación

- Placa de identificación y certificación del producto
- Registro del National Board o algún registro jurisdiccional
- Reporte de fabricación del equipo (Manufacture Data Report)
- Memoria de cálculo del equipo y especificaciones del equipo
- Dibujos
- Registro de pruebas de materiales (Material Test Report)

Historial y Condiciones de Operación

- Fecha de la instalación.
- Requerimientos de operación (Presión y temperatura de operación; máximas y mínimas).
- Contenido del recipiente (Tipo de fluido; incluye la identificación de las características del fluido a diferentes cortes).
- Condiciones de operación (Identificación de cargas internas y externas, ambiente mecánico y químico, procesos, condiciones de diseño, etc.).
- Historial de operación del equipo (Esto incluye la determinación de ciclos, presiones, temperatura, puesta en marchas y colocación fuera de servicio del equipo, condiciones extremas a las cuales haya operado el equipo, accidentes que presentó el equipo o alrededor del mismo, variaciones en la composición del fluido almacenado). Verificación del historial de operaciones y de mantenimiento
- Lista de mecanismos de daños identificados en el pasado y que pueden estar presentes, esto basados en el material, contaminantes y condiciones de operación.

Inspección en Servicio

Esta etapa de la inspección en servicio esta detallada en la sección 5, 6, y 7 del API 510.

La inspección en servicio comprende las siguientes etapas:

1. Verificación de los requerimientos de seguridad de planta y de la jurisdicción para los trabajos de Inspección.
2. Planificación de las tareas de inspección.
3. Ejecución de las tareas de inspección.
4. Valorización del recipiente a presión y planificación de las tareas de inspección futuras o recomendaciones de reparaciones.

Una vez concluidos todos los puntos anteriores de la inspección en servicio como la revisión de la documentación del equipo y las inspecciones realizadas sobre el mismo, se procede a realizar una valorización del equipo, programar las próximas inspecciones y se valora su estado para continuar en el servicio.

La valorización comprende las siguientes etapas:

1. Análisis de mecanismos de daños anteriores y presentes actualmente en el recipiente a presión.
2. Revisión de la aptitud para continuar con el recipiente en servicio y por cuanto tiempo, además, de la programación de reparaciones si aplica.
3. Programación de inspecciones futuras en el recipiente a presión o su retiro de servicio.

3.4.4. Resumen norma DG-ASIPA-IT-0008^[5]

En esta norma se define el espesor de retiro así como el calculado para la pared de una tubería, válvula o conexión de acuerdo con el código aplicable al caso, para las condiciones de diseño, sin tomar en cuenta espesores adicionales para desgaste, y por debajo del cual se considera que no puede operar con seguridad

Las tuberías, válvulas o conexiones deben retirarse de servicio en los siguientes casos:

- Cuando como consecuencia del desgaste, o por cualquier otra causa, se determinen en ellas espesores iguales o menores que el límite de retiro.
- Por modificaciones o cambios.

Para todas las tuberías se debe calcular el espesor mínimo requerido por presión según el Código ANSI o el Código que corresponda por diseño. Para el caso de tuberías de proceso se regirán en forma general, por el código ANSI B 31.3.

Procedimiento de cálculo límite de retiro

Como vemos esta norma al igual que el código API 574 hacen referencia al código ANSI B 31.3 para el cálculo del límite de retiro, donde la ecuación utilizada es la de Barlow:

$$T_r = \frac{PD}{2S}$$

Donde:

T_r = Espesor o límite de retiro en pulgadas.

P = Presión de diseño en psig.

D = Diámetro nominal en pulgadas

S = Esfuerzo máximo permisible del material a la temperatura de diseño en libras por pulgada cuadrada.

Para tuberías con extremos roscados, el espesor de retiro se calcula exactamente como lo indica la ecuación siguiente:

$$T_{rr} = T_r + R$$

Donde:

T_{rr} = Espesor de retiro para tubería con extremos roscados en pulgadas.

T_r = Espesor de retiro del tubo, en pulgadas.

R = Espesor adicional debido a la profundidad de la cuerda en pulgadas.

Donde:

$R = 0.060''$ para $3/4'' \leq \varnothing \leq 1''$ a $2'' \leq \varnothing \leq 2\ 1/2''$ a $24'' \leq \varnothing$

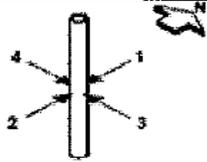
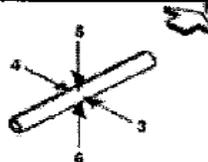
Cuando por condiciones particulares de operación de algunas tuberías se prevea que una eventual falla se deba a otras razones diferentes de las de disminución de espesor, no se debe manejar el concepto de espesor de retiro.

3.4.5. Resumen norma DG-SASIPA-IT-204^[7]

Niveles y puntos (cuadrantes) de calibración

La normatividad interna de PEMEX-Refinación, para tomar puntos de medición como en el API 574 y 570, desarrolló la norma DG-SASIPA-IT-0204 donde menciona e ilustra como identificar los niveles de medición de espesores (TMLs) en sistema de tuberías o también definidos en esta normatividad como niveles de calibración.

Los niveles de calibración se dividen en niveles de tubería, nipleria, tornillería y de equipos, así también cada nivel presenta los cuatro cuadrantes como lo dice el API 570 y en estos cuadrantes es donde se deben de tomar las mediciones de espesor, en la figura 3.9 se ilustran los cuatro cuadrantes en una unidad de control de tuberías y de equipos que es como lo maneja esta norma.

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

Ejemplo de niveles de medición de espesores en torres.

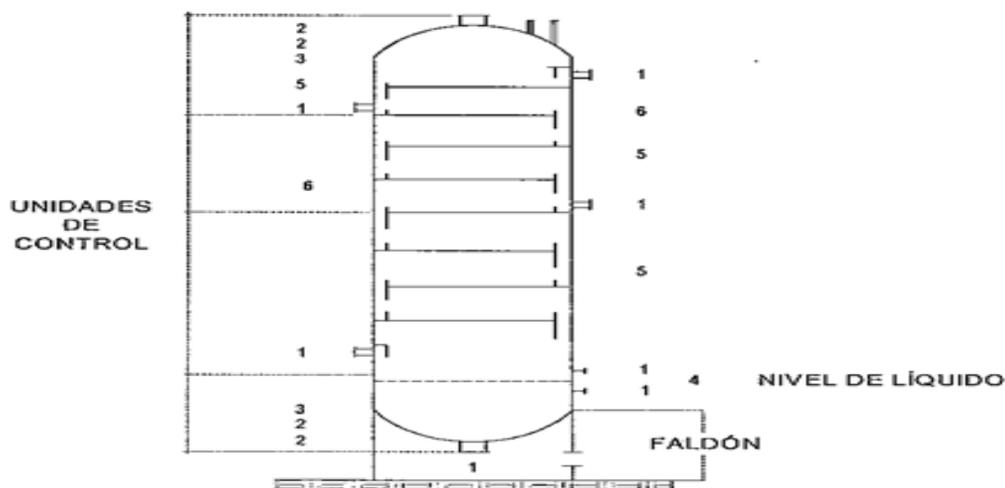


Figura 3.9. Cuadrantes para los niveles de calibración.

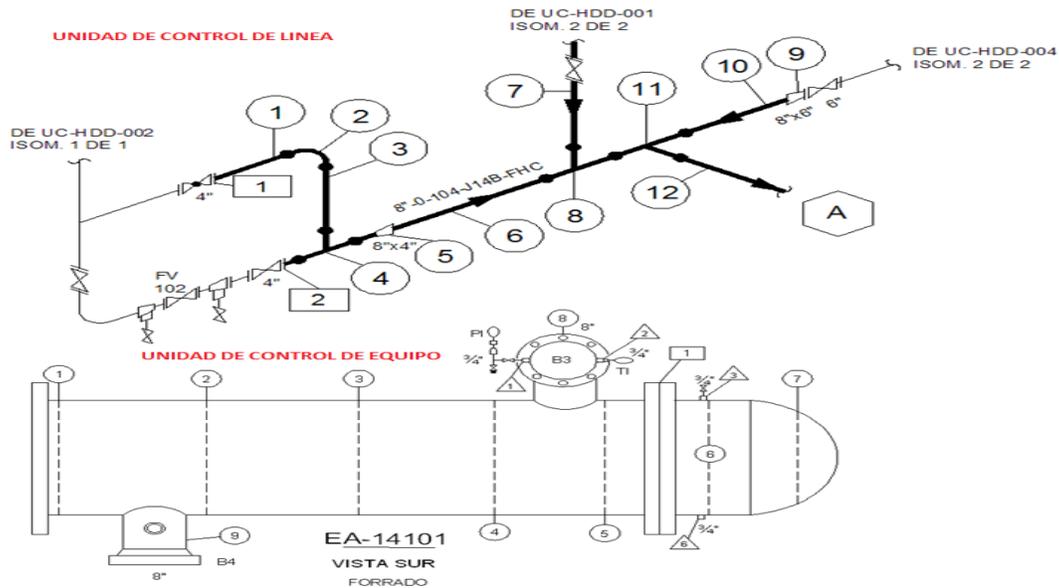
Para los niveles de calibración de equipos pueden variar las posiciones de teniendo como máximo 32, según cuerpo, zonas de liquido y el diámetro del equipo.

Para mayor facilidad en esta norma se usa el término de unidad de control, esto para definir tramos de tuberías y facilitar su identificación en campo, por lo que en los dibujos isométricos siempre se van a referir a unidades de control ya sean de tuberías o equipos.

Para identificar el(los) tipos de nivel que se tienen en una unidad de control se tiene la siguiente simbología:

- Nivel de línea o equipo 
- Nivel de niplería 
- Nivel de tornillería 
- # = Número arábigo

En la figura 3.10 podemos visualizar la forma en que se localizan los tipos de niveles, es un ejemplo de un dibujo isométrico de una unidad de control de línea y de equipo.



3.10. Niveles de tubería, niplería y tornillería en unidades de control de línea y de equipo

Medición de espesores

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

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

$$d = \frac{e_i - e_f}{f_f - f_i}$$

Donde:

d = Velocidad de desgaste del punto (mpa).

f_f = Fecha de la medición más reciente de e_f (años).

f_i = Fecha de medición anterior de e_i (años).

e_i = Espesor obtenido en la fecha f_i (mils).

e_f = Espesor obtenido en la fecha f_f (mils).

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

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

$$D_{prom} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 \dots + d_n}{n}$$

$$D_{max} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}}$$

Donde:

$d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado [mpa].

n = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.

D_{prom} = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa].

$D_{máx.}$ = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa].

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

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

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

Ecuaciones de cálculo:

$$VUE = \frac{ek - Lr}{D_{max}}$$

Donde:

VUE = Vida útil estimada (años).

Lr = Límite de retiro (mils).

ek = Espesor más bajo encontrado en la última medición (mils).

D_{max} = Velocidad máxima ajustada (mils/año).

Fecha Próxima de Medición (FPME)

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3}$$

Donde:

VUE = Vida útil estimada (años).

fk = Fecha de última medición (años).

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

Fecha de Retiro Probable (FRP)

$$FRP = fk + VUE$$

Donde:

VUE = Vida útil estimada [años]

fk = Fecha de última medición [años]

No se deben aceptar prórrogas más allá de la Fecha de Retiro para cumplir con los emplazamientos.

3.4.6. Resumen norma GPEI-IT-0201 ^[10]

El Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación, cubre las actividades necesarias para llevar a efecto la revisión de los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de proceso estáticos y dinámicos, así como el control posterior de cambios y/o modificaciones, incluyendo su registro, en las plantas que se encuentran en operación.

La revisión a la cual 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.

Para programar adecuadamente esta revisión, previamente se tendrá que actualizar el censo de niplería de cada planta, a fin de que toda la niplería básica instalada pueda cubrir con el procedimiento, esto implica el desarmado de los arreglos básicos roscados por lo que es necesario jerarquizar en cada reparación la revisión de niplería dando prioridad a aquellos circuitos y equipos considerados críticos. Dentro de un sistema de tuberías los arreglos de niplería pueden localizarse en:

- En una purga
- En un dren
- En una toma de instrumento

- En un termopozo
- En un medidor de flujo
- En un venteo
- Cuando sea un arreglo típico para un termopar (Termocople: cople, línea de proceso, brida, niple y termopar)

Revisión

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

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

Las revisiones deben ser llevadas a cabo con la planta o el circuito fuera de operación, jerarquizando la niplera por circuitos y equipos más importantes o críticos. El periodo de revisión de niplera en circuitos y equipos críticos debe realizarse cada 1.5 años, y para los no críticos deberán revisarse cada 5 años.

Los periodos de calibración de la niplera, son 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 niplera, en el caso de arreglos, cuyas determinaciones de desgaste acusen una velocidad mayor a la registrada en líneas o equipos donde vayan armados, los periodos de calibración de la niplera serán dictados de acuerdo a su propio desgaste.

Resultados de Revisión

Todos los datos que se obtengan de la revisión deberán registrarse en los formatos indicados para cada arreglo, es conveniente que los arreglos deban estar invariablemente acompañados del dibujo isométrico de la línea o del equipo; a este último dibujo isométrico se le agregarán todas las formas de sus arreglos. Los arreglos básicos de niplería se enlistan a continuación:

1. Cople-Niple-Válvula
2. Cople-Tapón
3. Cople-Termopozo
4. Orificio-Tapón
5. Orificio-Niple-Válvula
6. Orificio-Codo de Cola-Niple-Válvula
7. Arreglos especiales

Para cada arreglo existe un formato de registro donde solo varía el número de posiciones a revisar, la figura 3.11 muestra el formato para el arreglo 1.

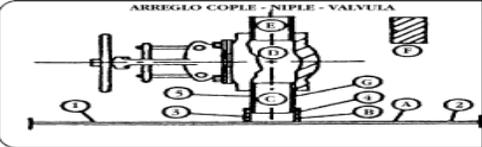
PETROLEOS MEXICANOS SUBDIRECCION DE TRANSFORMACION INDUSTRIAL GERENCIA DE PROTECCION ECOLOGICA E INDUSTRIAL		CENTRO : _____ SECTOR : _____ PLANTA : _____			
REVISION DE NIPLERIA ARREGLO COPLE - NIPLE - VALVULA					
		FECHA : _____ CIRCUITO O EQUIPO : _____ DIBUJO : _____ ARREGLO BASICO No. : _____ DIAMETRO : _____ CONDICIONES DE OPERACIÓN :			
		TEMP. MAX. _____ PRES. MAX. _____	MATERIAL : _____ SOLDADO <input type="checkbox"/> ROSCADO <input type="checkbox"/>		
REGISTRO DE LA REVISION					
PIEZA	CARACTERISTICAS POR REVISAR	COMO SE ENCONTRO	COMO SE DEJO	PUNTOS DE CALIBRACION	ESPESORES OBTENIDOS
B.- COPLE	1.- Libraje			1	
	2.- Longitud			2	
	3.- Estado de la cuerda			3	
	4.- Material			4	
	5.- Estado fisico			5	
	6.- Soldadura	*			6
C.- NIPLE	7.- Cédula				
	8.- Longitud				
	9.- Estado de la cuerda				
	10.- Material				
	11.- Estado fisico				
	12.- Soldadura	*			
D.- VALVULA	13.- Libraje				
	14.- Estado de la cuerda				
	15.- Material				
	16.- Estado fisico				
	17.- Soldadura	*			
OTRAS OBSERVACIONES : _____ _____ _____					
				REVISO : _____	
* SOLO PARA EL CASO DE ARREGLOS SOLDADOS					

Figura 3.11. Revisión de niplería.

3.4.7. Resumen norma GPI-IT-4200^[11]

El Procedimiento para el control de desgaste de niplería, cubre 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

Para llevar el control del desgaste de los arreglos de niplería, se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores, además del uso de un formato para el registro de las calibraciones (formato SGIT-1-21), análisis de los desgastes y cálculos de la vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería. Estos formatos se adjuntarán al resto de la estadística de niplería, la cual, usualmente, deberá constar de:

- Dibujo isométrico o plano del equipo localizando los arreglos.
- Formatos con las revisiones de cada uno de los arreglos que pertenecen a dicho dibujo.
- Radiografías de aquellos arreglos soldados del mismo dibujo.
- Formatos del control de desgaste por calibración de los arreglos que pertenecen al dibujo.

Puntos de calibración

Los puntos de calibración en los arreglos de niplería típicos son los siguientes:

- 2 puntos sobre la línea o equipo a 1 pulgada del cople o de la pieza macho roscada dentro del orificio (en el sentido del flujo).
- 2 puntos en el cople (opuestos en el sentido del flujo) y 2 puntos en el niple (opuestos en el sentido del flujo).
- Los 2 puntos son necesarios, 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.

- Deben incluirse 2 puntos de calibración por cada pieza susceptible de calibrarse en aquellos arreglos con un número de piezas mayores a los arreglos básicos típicos.

Los periodos de calibración para los arreglos de niplería son los mismos que se mencionan en el Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación (GPEI-IT-0201).

Resultados de calibración

En el formato SGIT-1-21 que se encuentra descrito dentro de esta misma norma, se vaciarán los datos obtenidos en la calibración

El método para los cálculos de desgastes y vida útil, es el mismo que el utilizado en el análisis de las calibraciones efectuadas a circuitos de tubería (procedimiento DG-SASIPA-IT-0204).

En el renglón de observaciones se anotarán los datos de fechas y causas de los cambios o piezas del arreglo, en la figura 3.12 se muestra la estructura del formato.

SGIT-1-21

PETROLEOS MEXICANOS SUBDIRECCION DE TRANSFORMACION INDUSTRIAL GERENCIA DE PROTECCION ECOLOGICA E INDUSTRIAL						CENTRO: _____		SECTOR: _____		PLANTA: _____	
---	--	--	--	--	--	---------------	--	---------------	--	---------------	--

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERIA											
DIBUJO: _____						ARREGLO BASICO No.: _____					
CIRCUITO O EQUIPO.: _____						DIAMETRO: _____					
REGISTRO DE CALIBRACIONES											
PUNTO DE CALIB.	PIEZA CALIBRADA	1ra. CALIBRACION FECHA:	DESGASTE IMPY	VIDA UTIL	2da. CALIBRACION FECHA:	DESGASTE IMPY	VIDA UTIL	3ra. CALIBRACION FECHA:	DESGASTE IMPY	VIDA UTIL	
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											

OBSERVACIONES

Figura 3.12. Formato SGIT-1-21.

3.4.8. Resumen norma DG-GPASI-IT-0903 ^[6]

El procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación, lleva a cabo la evaluación del estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos de las instalaciones, para detectar oportunamente daños o fallas e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas, la tornillería a la cual se refiere este procedimiento, es la siguiente:

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

Este procedimiento no incluye la tornillería instalada en los internos de equipos.

La responsabilidad de la programación y ejecución de la revisión de la tornillería, debe estar a cargo de las dependencias de Seguridad Industrial de los propios Centros de Trabajo, las revisiones deben hacerse de acuerdo con lo establecido en la tabla 3.2:

Tabla 3.2. Grado de corrosión en tornillería ^[1].

GRADO DE CORROSIÓN	DESCRIPCIÓN	PERIODO DE REVISIÓN
Leve	Se observan oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 años
Moderada	Se observan depósitos de corrosión en algunas partes del espárrago y los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste, pero todavía con profundidad suficiente.	4 años
Alta	El espárrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver todavía los hilos.	3 años
Severa	El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y por supuesto los hilos de la rosca ya no existen.	2 años

Al tener la suficiente información estadística de varias revisiones o de mediciones con testigos de corrosión, los periodos de revisión se deben optimizar y ajustar.

Procedimiento de inspección

Para llevar a cabo la inspección de tornillería debe de formularse un programa anual específico (formato SIT-24), jerarquizando los equipos y tuberías a inspeccionar, de acuerdo con su criticidad (presión, temperatura, toxicidad, velocidades de desgaste) y las condiciones particulares de su localización, además de seguir los siguientes puntos:

- Seleccionar la sección (planta, equipo o circuito de tubería) a inspeccionar.
- En los dibujos o isométricos correspondientes marcar y numerar las bridas y válvulas para fines de identificación adecuada.
- Calificar el grado de corrosión cómo:
 - Leve
 - Moderada
 - Alta
 - Severa
- Inspeccionar visualmente y determinar el grado de corrosión exterior que presentan las siguientes piezas:
 - Espárragos
 - Tornillos
 - Tuercas
- Revisar el estado de la cuerda.
- Revisar si faltan tornillos o tuercas, si son todos de las medidas de diseño, etc. Tomar nota de cualquier anomalía en la revisión.
- Solicitar el cambio de todos los tornillos y tuercas que presenten corrosión severa y alta.
- En caso de duda sobre el grado de afectación por corrosión, solicitar la remoción de una o varias piezas para hacerles un estudio de comportamiento mecánico, análisis químico de sus componentes y pruebas

3.4.10. Resumen NRF-032-PEMEX ^[15]

La normatividad de Sistemas de tubería en plantas industriales, diseño y especificaciones de materiales, establece los requisitos que deben cumplir los servicios de ingeniería de diseño de los sistemas tuberías, así como las especificaciones de materiales que se adquieran, es de aplicación general y observancia obligatoria en las áreas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, para el diseño y la especificación de materiales y accesorios de los sistemas de tubería de proceso y servicios auxiliares de las plantas de producción terrestres y costa afuera e industriales de Petróleos Mexicanos.

Las condiciones que rigen el diseño mecánico aplicables a los sistemas de tuberías son:

- Presión de diseño: Debe estar arriba en un 10% 0.172 MPa (25 Lb/in²), la que resulte mayor, de la máxima esperada (interna) a la temperatura mínima para líneas criogénicas o máxima para líneas calientes, durante la operación normal.
- Temperatura de diseño: Para que esta se pueda determinar se deben considerar por lo menos la temperatura del fluido, temperatura ambiente, radiación solar, temperatura media de calentamiento o enfriamiento y las previsiones aplicables.
- Influencia del ambiente: Las condiciones ambientales siempre jugaran un papel importante en el diseño de tuberías y deben de tomarse en cuenta factores como:
 - Efectos en la presión por enfriamiento.
 - Efectos por calentamiento de fluidos.
 - Congelamiento.
 - Baja temperatura ambiental.

- Viento.

Los materiales para componentes con rangos establecidos se encuentran en los documentos técnicos listados en la Tabla 326.1 del ANSI/ASME B31.3 o equivalente, se establecen las características, las propiedades mecánicas y químicas y los rangos de presión-temperatura que deben tener los componentes de tubería. También debe considerarse que para el diseño de tuberías se debe cumplir con los requisitos de esta norma:

- Distribución y arreglo general de tubería.
- Elevaciones y espacios libres.

Clasificación de tuberías

- De proceso.
 - Tubería que interconecta equipo de proceso.
 - Tuberías de carga a plantas, las cuales deben llegar al límite de las mismas y usualmente en su recorrido conectan a equipos.
 - Tubería de productos, con recorrido desde recipientes, cambiadores de calor o desde bombas a algún otro equipo mecánico, hasta los límites de planta, para su conducción al área de almacenamiento o conexión a cabezales fuera de planta y/o ductos de transporte.
- De desfuegos.
 - Para conducir los fluidos relevados por los dispositivos de seguridad hasta los recipientes de desfuegos y sello y finalmente a las boquillas de quemado.
- De instrumentos.
 - Tubería de transmisión de señales neumáticas para indicación, registro y/o control.
- Servicios auxiliares.

- Para vapor, condensados, aire de planta y de instrumentos, que son distribuidos a los equipos en toda la planta.
- De agua de servicios, agua potable, agua de enfriamiento, inhibidores, diesel, cemento, barita, gas combustible y agua contra incendio, que funcionan como cabezales generales de distribución en la planta y/o como servicios independientes para algunos sistemas.
- De sistemas de recolección de drenajes aceitosos, residuales y químicos.

Especificaciones de Materiales

En el anexo 12.3 de esta norma, se presentan tablas que contienen los índices de servicios y las especificaciones de materiales mínimas para tubería, válvulas, conexiones y accesorios que utiliza PEMEX-Refinación en la construcción de sus instalaciones de producción y plantas industriales.

El diseñador puede proponer otros materiales, siempre y cuando demuestre que son adecuados para el servicio destinado, de conformidad con los requisitos de esta norma, la figura 3.14 es una parte de una tabla de índices de servicios y especificaciones de materiales extraída de la norma en el apéndice 12.3.2.1.

Índice de servicio.							
Servicio.	Temp. máx. op. °C (°F).			Presión máx. op. kPa (psig).			Material tubería.
	Líquido	LV	Vapor (gas)	Líquido	LV	Vapor (gas)	
A5A							
Desfogue seco			-44 (-48)			14 (2)	Clase 150 R.F. Acero al carbono. T.C. = 1,3 mm (0,05 pulg)
Drenaje líquido	-43 (-46)			101 (15)			
Gas inerte seco			-37 (-35)			48 (7)	
Hidrocarburos	-44 (-47)			69 (10)			ASTM A 333 Gr. 6 S/C de DN 15 (NPS 1/2) a DN 500 (NPS 20)
Hidrocarburos	-24 (-13)			1071 (155)			
Hidrocarburos butano		-4 (25)			480 (71)		
Hidrocarburos propano		-44 (-47)			480 (71)		
Propano		-37 (-35)			21 (3)		
Propileno refrigerante	-44 (-47)			16 (2)			ASTM A 333 Gr. 6 C/C clase 11 "EFW" de DN 800 (NPS 24)
Propileno refrigerante ()	-27 (-17)			136 (20)			
Propileno refrigerante	42 (107)			1889 (245)			
Solventes	-37 (-35)			1544 (224)			ASTM A 671 Gr. CC 65 C/C clase 22 de DN 650 (NPS 26) a DN 1500 (NPS 60)

Figura 3.14. Tabla de servicio para la especificación A5A ^[15].

3.5. ANALISIS Y FUNCIONAMIENTO DEL SIMECELE EN BASE A LOS CODIGOS API Y NORMATIVIDAD INTERNA DE PEMEX-REFINACION

En los apartados anteriores se realizó el análisis de la normatividad API y de PEMEX-Refinación con la finalidad de verificar que el SIMECELE cumpla con las normatividades, para realizar esta tarea es necesario que se realicen actividades con respecto al funcionamiento del sistema retomando las principales funciones que realiza el SIMECELE como se mencionó en el apartado 3.3. Para fines de este trabajo se pondrá en práctica el funcionamiento del sistema desde el punto de vista del usuario para llevar a cabo el análisis pertinente.

Se tomará como ejemplo una Unidad de Control la cual se cargara al sistema con sus respectivas inspecciones, no se puede dar detalles de la procedencia de la misma por seguridad de la información de las instalaciones de PEMEX-Refinación, solo se usará para verificar y analizar el funcionamiento del software.

3.5.1. Secuencia y análisis al cargar una especificación de materiales

La unidad de control UC-FCC1-006 que se va a dar de alta tiene los siguientes datos:

- Material: Acero al carbón
- Licenciador: Procesos de México, S.A.\IMP
- Especificación: A13A
- Corrosión permitida: 125mil (milésimas de pulgada)
- Servicio: Desfogue ácido Líquido/Vapor
- T_{Max.}: 70°C
- P_{Max.}: 22.11 kg/cm²

El proceso de captura de la Unidad de Control se iniciará a partir de la especificación de materiales por lo que se tiene que seguir la siguiente ruta de

trabajo: **L Capturar o editar información** **L Capturar nueva especificación de materiales** **L Catalogo especificación de materiales** **L Nueva** **L Clave del administrador**. A continuación aparecerá una ventana como la que se observa en la fig. 3.15.

Tipo de Parte	Detalles	Material	Cedula/Rating	Diámetro Menor	Diámetro Mayor
Tubería	Sin costuras, extremos planos	ASTM A106 Gr. B steel, carbon steel	XS	1/2"	2"
Tubería	Sin costuras, extremos biselados	ASTM A53 Gr. E-B steel, carbon steel	STD	2 1/2"	24"
Nipleña	Sin costuras, un extremo roscado	ASTM A106 Gr. B steel, carbon steel	160	1/2"	2"
Bridas	Insero soldable, para cedula XS	ASTM A105 Gr. K03504 steel, carbon ste	150#	1/2"	2"
Bridas	Cuello soldable, para cedula STD	ASTM A105 Gr. K03504 steel, carbon ste	150#	2 1/2"	24"

Figura 3.15. Ventana de captura de especificación de materiales.

En cuanto a la captura de la especificación de material es importante analizar los siguientes puntos:

- Datos generales. No se pueden repetir especificaciones o clase de material para un mismo licenciador, de lo contrario el sistema no permitirá la captura.
- Rangos de operación. Se puede utilizar el mismo rango de operación para varias unidades de control y también se pueden dar de alta otros rangos con la misma especificación de material.
- Tipo de parte. Son los accesorios del sistema de tuberías, en este caso se da de alta el material, cedula y los diámetros que se utilizaran, no se pueden capturar varias piezas con las mismas características, esto no lo permite el sistema.

Los elementos con los cuales cumple el SIMECELE se pueden verificar en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y las normatividad de PEMEX-Refinación en la captura de especificaciones de Materiales.

Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y las normatividad de PEMEX-Refinación en la captura de especificaciones de Materiales	
Códigos API	Normatividad PEMEX-Refinación
Datos generales	
574 Información de componentes de sistemas de tubería que están incluidas en tablas (Pág. 4-7)	NRF-032-PEMEX, Información relaciona con la construcción de las instalaciones, con respecto a las especificaciones de materiales (Anexo 12.3).
Rangos de operación	
510 Documentación para el desarrollo de un plan de inspección, desglosada en la sección 5 de esta norma (Pag. 5-1 a 5-4)	
Tipo de parte	
574 Información de componentes de sistemas de tubería que están incluidas en tablas (Pág. 4-18).	NRF-032-PEMEX Información relaciona con la construcción de las instalaciones, con respecto a las especificaciones de materiales (Anexo 12.3).

3.5.2. Proceso y análisis en la captura de una Unidad de Control (UC)

Después de haber dado de alta la especificación de material de la UC lo que sigue es dar de alta su estructura (niveles que la componen) y condiciones de operación, por lo que se considerará la siguiente información para su captura:

- $P_{DIS.}: 20 \text{ kg/cm}^2$
- $T_{DIS.}: 70.11 \text{ } ^\circ\text{C}$
- $P_{OP.}: 15.2 \text{ kg/cm}^2$
- $T_{OP.}: 55 \text{ } ^\circ\text{C}$
- Categoría de tubería: N.D. (no disponible)
- Índice de riesgo: N.D. (no disponible)
- Diámetros de tubería: 3", 10", 12" y 14"
- Diámetros de niplería: 1/2", 3/4" y 1"

- No. de Niveles de tubería: 26
- No. de Niveles de niplería: 7
- No. de niveles de tornillería: 12

En el sistema la ruta de esta tarea es la siguiente: Capturar o editar información Capturar nueva unidad de control de tuberías Seleccione personal responsable Seleccionar la ubicación de la nueva Unidad de Control.

Posterior a la captura de información de la UC hasta diámetros de niplería y tornillería, lo que sigue es dar de alta los niveles de tubería, por lo que al momento de ejecutar esta acción se visualizará la ventana de captura como la que se muestra en la figura 3.16.

En esta ventana se pueden observar datos los cuales necesitan ser proporcionados por el usuario tal como:

- Diámetro del nivel
- Tipo de nivel

Estos pueden ser obtenidos de registros como por ejemplo de dibujos isométricos. Otros datos que podemos observar en la figura 3.16 son:

- Cédula de la tubería
- Espesor nominal
- Límite de retiro

Estos datos son proporcionados por el sistema ya que desde el momento en que se dio de alta la especificación para la ubicación donde se está capturando la unidad de control los datos permanecen registrados colocándose en las columnas indicadas, esto con la finalidad de no salirse del diseño de la planta y cumplir con lo que dicta la normatividad en el caso especial del Límite de Retiro.

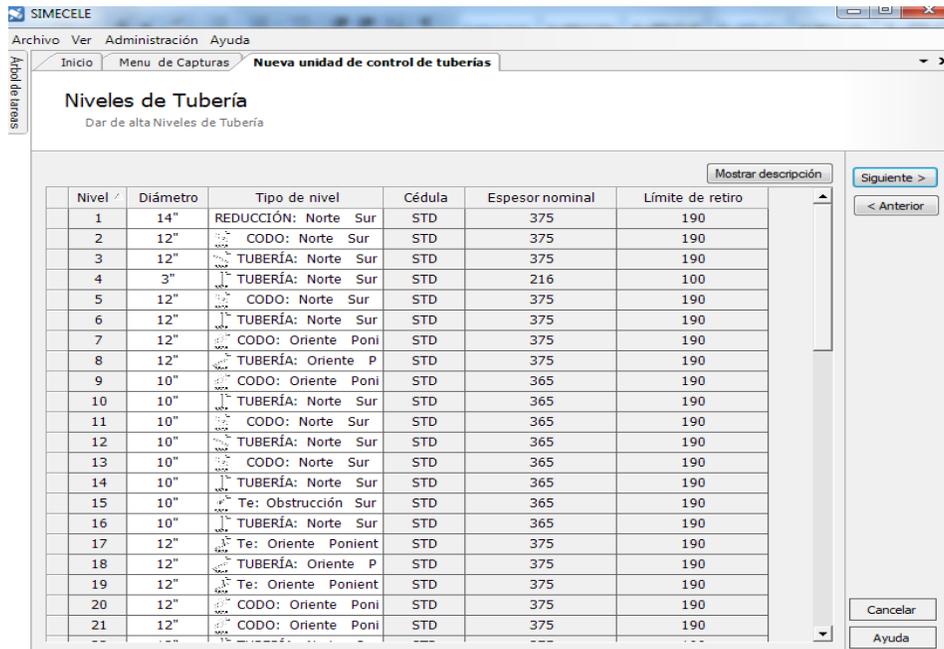


Figura 3.16. Captura niveles de tubería.

Al finalizar la captura de niveles de tubería, al dar clic en la opción siguiente el sistema inmediatamente muestra la ventana para captura de niplería (figura 3.17), puede darse el caso que no existan niveles de niplería, para nuestro ejemplo la Unidad de control cuenta con 7 niveles.

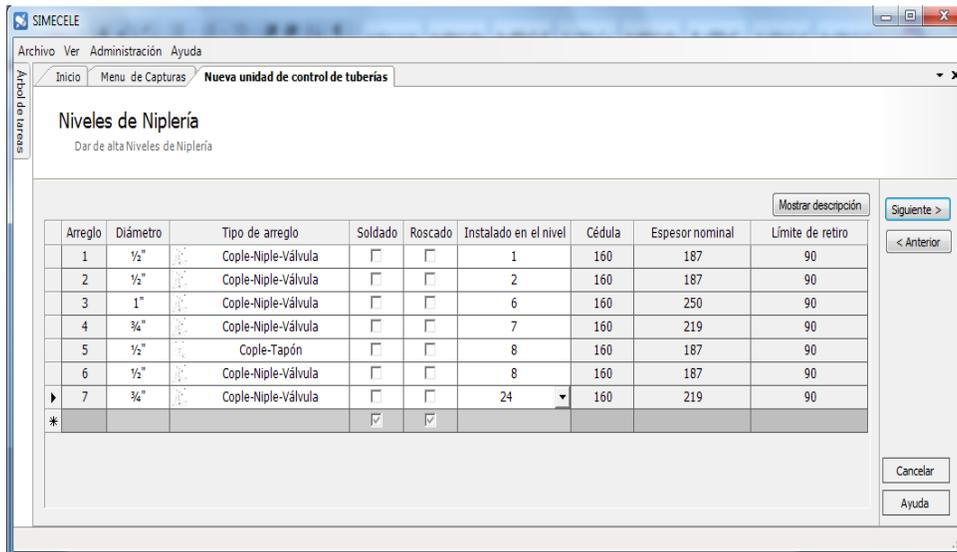


Figura 3.17. Niveles de niplería.

Posterior a la captura de los niveles de niplería se deben capturar los niveles de tornillería, en este caso también, puede que no existan dichos niveles y continuar sin ningún problema, para nuestro ejemplo la Unidad de control cuenta con 12 niveles, en la figura 3.18 se puede notar la forma en que quedan dados de alta dichos niveles, para este caso se visualizan los siguientes datos:

- Diámetro del nivel de tornillería
- No. de espárragos
- Libraje

Brida	Diámetro	No. de espárragos	Libraje
1	14"	12	150#
2	3"	4	150#
3	12"	12	150#
4	12"	12	150#
5	10"	12	150#
6	10"	12	150#
7	12"	12	150#
8	12"	12	150#
9	12"	12	150#
10	12"	12	150#
11	12"	12	150#
▶ 12	14"	12	150#
*			

Figura 3.18. Captura de niveles de tornillería.

Para finalizar la captura de la unidad de control el sistema muestra una ventana con el resumen de los datos capturados tal como se muestra en la figura 3.19 en ella podemos observar todos los datos que se señalan al inicio de este apartado.

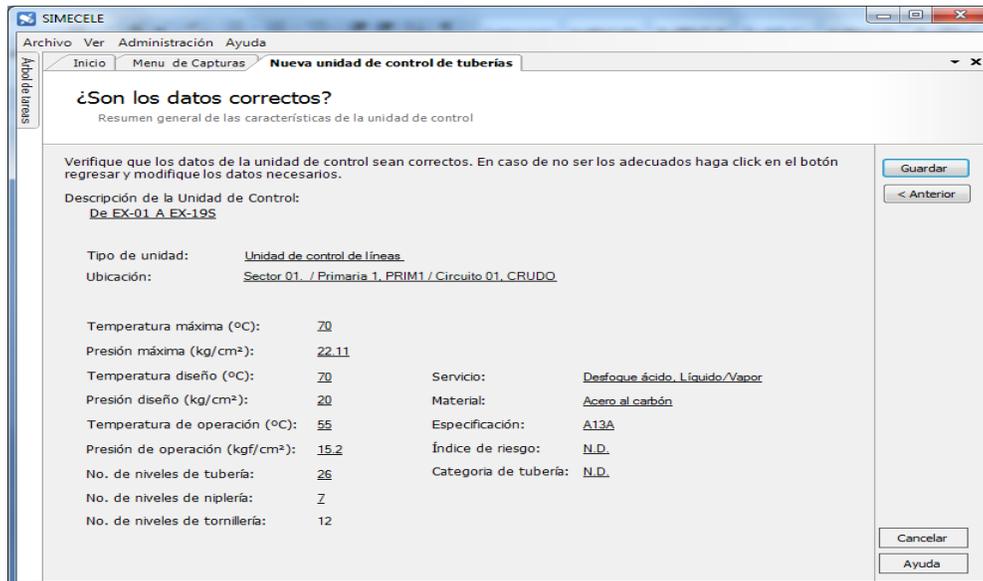


Figura 3.19. Resumen de datos de la Unidad de Control.

Isométricos de la unidad de control

Una de las formas de localizar los puntos de calibración ya sea de tubería, niplería o tornillería de una unidad de control, puede realizarse a partir del dibujo isométrico, esta herramienta de SIMECELE ha sido de gran ayuda para realizar la medición de espesores en campo.

Como se observa en la figura 3.20, se tiene el dibujo isométrico de la unidad de control con la que se ha trabajado para realizar el análisis del sistema, en esta figura podemos observar el dibujo en hoja de papel y su digitalización, SIMECELE cuenta con la aplicación para ser compatible con AutoCAD que permite cargar estos archivos, en la figura también se observan los niveles de tubería (circulo), niplería (triangulo) y tornillería (rectángulo).

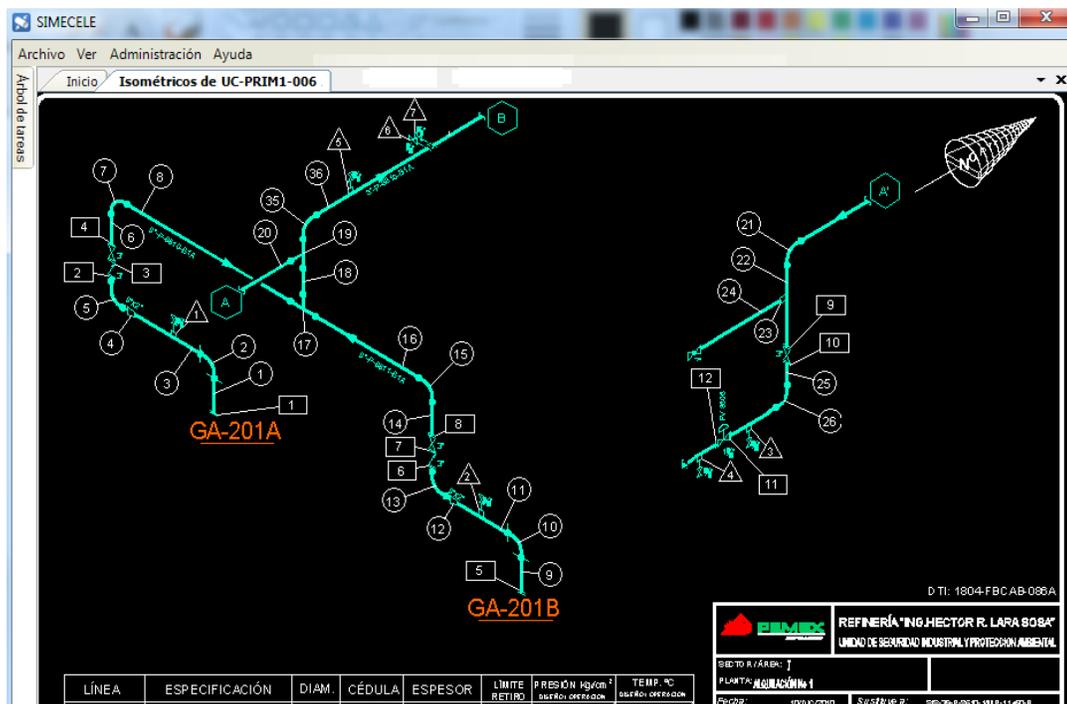


Figura 3.20. Dibujo isométrico de una unidad de control

Como lo menciona el API 574 Y 510 así como la norma DG-SASIPA-IT-0204, el anexo de registros de una unidad de control o de un sistema de tuberías puede complementarse con el anexo de dibujos isométricos tal como lo realiza SIMECELE.

Los elementos con los cuales cumple el SIMECELE en cuanto a la captura de unidades de control se pueden verificar en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y a las normatividad de PEMEX-Refinación en la captura de Unidades de control.

Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y a las normatividad de PEMEX-Refinación en la captura de Unidades de control	
Códigos API	Normatividad PEMEX-Refinación
Datos generales	
510 Documentación para el desarrollo de un plan de inspección, desglosada en la sección 5 de esta norma (Pág. 5-1 a 5-4)	NRF-032-PEMEX Información relaciona con la construcción de las instalaciones, con respecto a las especificaciones de materiales (Anexo 12.3).
Niveles de tubería	
570 Localización de Puntos de Monitoreo de	DG-SASIPA-IT-204 Tipos de niveles que se localizan en una

<p>Espesores TMLs, desarrollado en la sección 5.3.1</p> <p>574 Uso de la ecuación de Barlow para la determinación del espesor de retiro (sección 11.1.2)</p>	<p>unidad de control, descritos en la sección 9.5 e ilustrados en el apéndice B.</p> <p>Norma DG-ASIPA-IT-0008 Procedimiento de cálculo límite de retiro (sección 5).</p>
Niveles de niplería	
<p>570 Localización de Puntos de Monitoreo de Espesores TMLs, desarrollado en la sección 5.3.1</p> <p>574 Uso de la ecuación de Barlow para la determinación del espesor de retiro (SECCION 11.1.2)</p>	<p>GPI-IT-4200 Puntos de calibración para niveles de niplería, descritos en la sección 5 e ilustrados en la hoja 4.</p> <p>Norma DG-ASIPA-IT-0008 Procedimiento de cálculo límite de retiro (sección 5).</p>
Niveles de tornillería	
	<p>DG-GPASI-IT-0903 Como realizar una inspección de tornillería, descrito en la sección 4.</p>

3.5.3. Proceso y análisis de captura de Inspección de líneas

Para el proceso de captura de inspecciones de la unidad de control se puede iniciar desde el árbol de tareas, sin embargo en esta ocasión se realizó desde el menú de inicio del programa, siguiendo la ruta de trabajo: Capturar o editar información Buscar unidad de control Buscar unidad de control.

Es necesario que se cuente con la siguiente información para que sea capturada en la ventana de datos de la inspección como se muestra en la figura 3.21.

- Fecha de inspección
- Nombre del inspector
- Nombre del responsable de la revisión
- Equipo de inspección
- Tipo de inspección (medición de espesores, notas de campo, etc.)

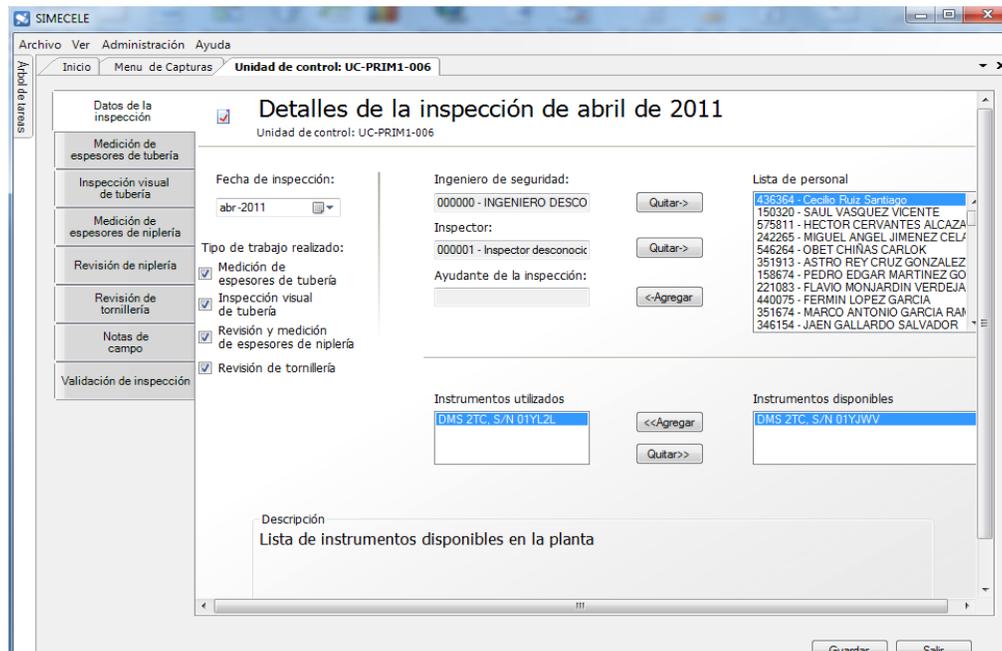


Figura 3.21. Datos de la inspección.

Después de la captura de los detalles de la inspección lo que sigue es llenado de datos de espesores o calibraciones de la unidad de control, en este caso se trata de una unidad de control de tubería, esta tarea puede ser realizada a través del uso de equipos de medición ultrasónica o vía manual.

Como se puede observar la figura 3.22 se tiene la captura de dos inspecciones (para fines de análisis), también podemos apreciar se muestran datos como:

- Número de nivel
- Datos del nivel
- Posición
- Lectura anterior, que no se pueden modificar.
- Lectura actual
- Velocidad de desgaste
- Detalles

En la columna “Lectura actual” es donde se ingresan los valores de espesores de la inspección que se está capturando, es el único dato que es proporcionado por el usuario a diferencia de los demás que son suministrados automáticamente por el

sistema, como se observa en la figura 3.22 la columna se encuentra en color amarillo y es resultado del análisis de los valores de la velocidad de desgaste calculados en la columna con el mismo nombre, es necesario dejar en claro que este color depende de los valores que se tengan en cada celda o posición de la tubería de acuerdo con la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Valores de la velocidad de desgaste ^[1].

COLUMNA		
Velocidad de desgaste (mpa)	Lectura Actual (Color de la celda)	Detalles
0-10	Blanco	Punto normal
10-15	Amarillo	Punto normal
>15	Rojo	A un año o menos del límite de retiro

En la columna “detalles” se muestran comentarios que genera el programa, ya sea respecto a la medición o con base en la velocidad de desgaste, los comentarios que pueden aparecer son los siguientes:

- No tiene mediciones previas validas
- 20% por encima del valor nominal
- A 1 año o menos del límite de retiro
- Por encima del valor nominal
- Engrosamiento respecto al punto anterior
- Por debajo del límite de retiro
- Nueva pieza
- Punto normal
- Obstrucción
- Está en el límite de retiro
- Sin medición

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 14"	Norte	450 (may-2006)	440	2.03	Punto Normal
		Sur	451 (may-2006)	450	0.20	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Oriente	425 (may-2006)	425	0.00	Punto Normal
2	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 12"	Poniente	460 (may-2006)	450	2.03	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Norte	495 (may-2006)	482	2.64	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Sur	490 (may-2006)	492	0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
3	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 12"	Fuera (Codo)	432 (may-2006)	431	0.20	Punto Normal
		Dentro (Garganta)	520 (may-2006)	516	0.81	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Norte	480 (may-2006)	478	0.41	20% o más por encima del espesor nominal (po)
4	Esp. Nom.: 216 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 243 Diámetro: 3"	Sur	460 (may-2006)	450	2.03	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Arriba	460 (may-2006)	458	0.41	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Abajo	450 (may-2006)	458	0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
5	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 12"	Norte	390 (may-2006)	375	3.05	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Sur	395 (may-2006)	356	7.93	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Oriente	380 (may-2006)	360	4.07	20% o más por encima del espesor nominal (po)
5	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 12"	Poniente	365 (may-2006)	365	0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Norte	500 (may-2006)	492	1.63	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Sur	510 (may-2006)	490	4.07	20% o más por encima del espesor nominal (po)
5	Esp. Nom.: 375 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 422 Diámetro: 12"	Fuera (Codo)	490 (may-2006)	485	1.02	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Dentro (Garganta)	540 (may-2006)	541	0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
		Norte	490 (may-2006)	485	1.02	20% o más por encima del espesor nominal (po)
5	Sur	485 (may-2006)	480	1.02	20% o más por encima del espesor nominal (po)	

Figura 3.22. Inspección de tubería.

Con respecto a la opción de inspección visual de tubería, se muestran los resultados de una inspección visual valga la redundancia con los parámetros que se piden de acuerdo al lista de verificación de las normas API 574 y GPASI-IT-209, esto se puede observar en la figura 3.23.

Anomalia	Por evaluar:	Estado
Fugas	Proceso	Si
	Indicios de vapores	Si
	Grampas existentes	No
Desalineamiento	Desalineamiento de tuberías/ desplazamiento restringido	No
	Desalineamiento de juntas de expansión	No
Vibración	Peso Colgado excesivo	No
	Soportes inadecuados	No
	Tuberías de pequeño calibre	No
	Conexiones roscadas	No
	Soportes sueltos por deterioro metálico	No
	Patines de soportes	No
	Colgantes deformados o fracturados	No
	Resortes fuera de apoyo	No
	Abrazadera deformada o fracturada	No
	Observaciones:	
Sin observaciones		

Figura 3.23. Inspección visual de tubería.

En la columna “estado” se pueden agregar opciones con respuesta específicas que ayudan a la homologar la interpretación de la información en todos los centros de trabajo donde se ejecuta el sistema, las respuestas que se pueden agregar con respecto al estado de la tubería son:

- No se revisó
- Si
- No

En la inspección de niplería se registran los resultados medición de espesores de la niplería, Como se puede observar la figura 3.24 en cada columna se tienen datos tales como:

- Nivel y tipo de arreglo
- Pieza
- Lectura anterior
- Calibración
- Vida útil
- Velocidad de corrosión
- Detalles

Nivel y Tipo de Arreglo	Pieza	Lectura anterior	Calibración	Vida Útil	Velocidad de corrosión	Detalles
Nivel 1 Arreglo Cople-Niple-Válvula	Base	419 (may-2006)	401	57.70	3.66	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Base	400 (may-2006)	400	Infinito	0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Cople	490 (may-2006)	491		0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
Especor nominal: 187 mils Limite de retro (base): 190 mils Limite de retro (niple): 90 mils Limite de retro (cople): 184 mils Diámetro: 7/8"	Cople	486 (may-2006)	480	242.60	1.22	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Niple	218 (may-2006)	210	73.60	1.63	Punto Normal
	Niple	229 (may-2006)	230		0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
Nivel 2 Arreglo Cople-Niple-Válvula	Base	405 (may-2006)	400	205.90	1.02	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Base	412 (may-2006)	410	636.60	0.41	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Cople	460 (may-2006)	446	323.50	0.81	20% o más por encima del espesor nominal (po)
Especor nominal: 187 mils Limite de retro (base): 190 mils Limite de retro (niple): 90 mils Limite de retro (cople): 184 mils Diámetro: 7/8"	Cople	426 (may-2006)	420	193.40	1.22	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Niple	200 (may-2006)	190	49.30	2.03	Punto Normal
	Niple	190 (may-2006)	190	Infinito	0.00	Punto Normal
Nivel 3 Arreglo Cople-Niple-Válvula	Base	416 (may-2006)	410	180.30	1.22	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Base	405 (may-2006)	410		0.00	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Cople	466 (may-2006)	450	185.20	1.22	20% o más por encima del espesor nominal (po)
Especor nominal: 250 mils Limite de retro (base): 190 mils Limite de retro (niple): 90 mils Limite de retro (cople): 224 mils Diámetro: 1"	Cople	462 (may-2006)	436	40.20	5.28	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Niple	180 (may-2006)	182		0.00	Engrosamiento respecto al punto anterior (men)
	Niple	210 (may-2006)	200	54.20	2.03	Punto Normal
Nivel 4 Arreglo Cople-Niple-Válvula	Base	298 (may-2006)	295	172.10	0.61	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Base	305 (may-2006)	302	183.60	0.61	20% o más por encima del espesor nominal (po)
	Cople	462 (may-2006)	450	626.80	0.41	20% o más por encima del espesor nominal (po)
Especor nominal: 210 mils						

Figura 3.24. Inspección de niplería.

En la columna “Calibración”, es donde se ingresan los valores de espesores de la inspección que se está dando de alta, es el único dato proporcionado por el usuario, los demás el sistema inmediatamente los proporciona, realizando el cálculo de vida útil y de velocidad de corrosión como se observa en sus respectivas columnas con el mismo nombre y de igual forma como en la inspección de tubería, en la columna detalles se muestran los comentarios que ya se describieron, con respecto a la medición o a la velocidad de desgaste.

Para complementar la revisión de niplería, el sistema muestra una lista de verificación para la inspección visual de los niveles que se dieron de alta desde la Unidad de control, al seleccionar un nivel se muestra la imagen del arreglo y los elementos que se deben de inspeccionar del mismo, tal como se muestra en la figura 3.25.

En dicha lista de verificación SIMECELE se presentan opciones de respuesta específicas, al igual que en la inspección visual de tubería ya que anteriormente se tenían confusiones, por ejemplo en el caso de la pieza cople, en la columna “característica por revisar” en la celda de la columna “como se encontró” que corresponde al libraje, se podía poner cualquier comentario o valor numérico ya que la celda se encontraba habilitada para escritura en las versiones anteriores de SIMECELE, el usuario agregaba comentarios como:

- Bien
- Correcto
- Valores de libraje de diseño

Actualmente con esta delimitación que hace el sistema solo se pueden agregar los siguientes comentarios específicos para la columna “como se encontró” son los siguientes:

- Correcto
- Alto
- Bajo

Para la columna “como se dejó” los comentarios son los siguientes:

- Cambio pendiente
- Dar seguimiento
- Se cambio

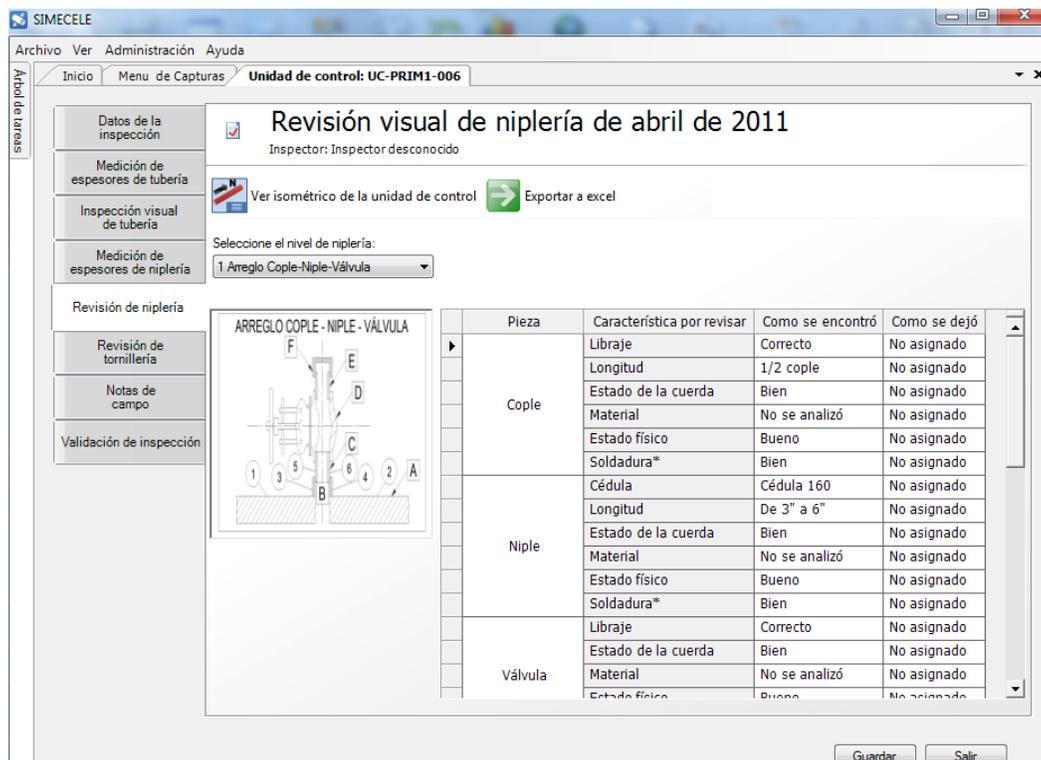


Figura 3.25. Revisión visual de niplería.

Para finalizar la captura de datos de inspección de los niveles de calibración o de revisión, se termina con la inspección visual de tornillería, en esta opción se presenta una lista de verificación (figura 3.26), de acuerdo con la Norma DG-GPASI-IT-0903 para la revisión de tornillería, de igual forma al igual que la inspección visual de tubería y niplería, el sistema delimita a respuestas específicas para la columna “grado de corrosión” que son las siguientes:

- Leve
- Alta
- Moderada
- Severa

Los datos para las columnas “numero de espárragos por cambiar y “observaciones” deben de ser proporcionados por el usuario.

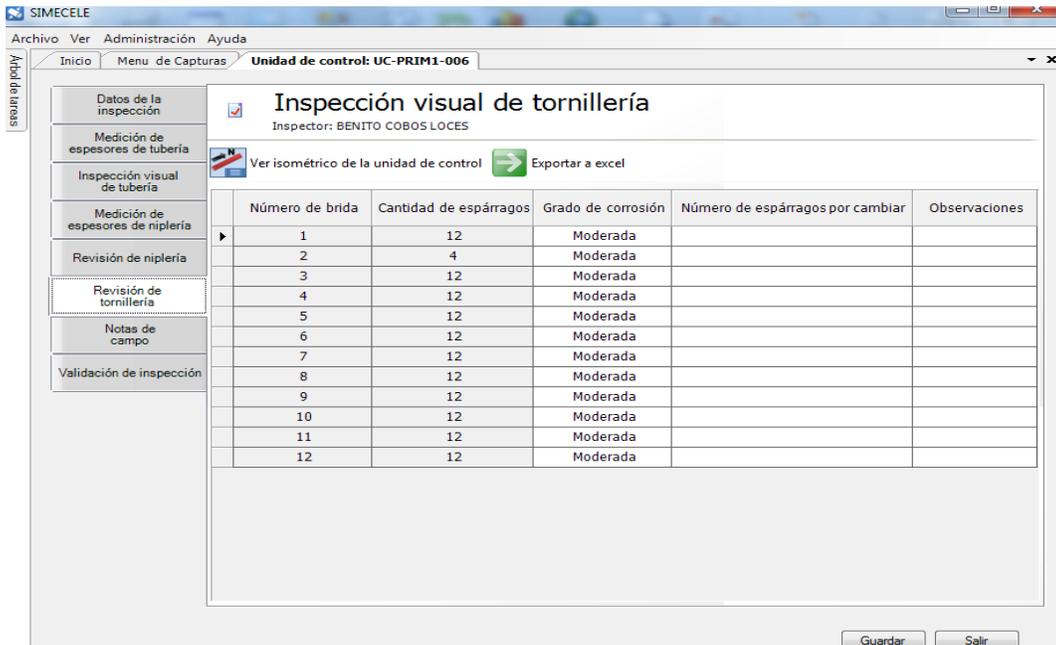


Figura 3.26. Inspección visual de tornillería

En caso de que se tenga información sobre algún análisis extra, por ejemplo análisis radiográfico, fotografías, isométricos escaneados o alguna otra información, esta puede ser agregada a la inspección, esto con la tarea de “Notas de campo”. La sección está formada por un campo en blanco, donde es posible agregar texto con distintos estilos, esto se puede observar en la figura 3.27.



Figura 3.27. Nota de campo cargada al SIMECELE.

Cuando se tienen capturados todos los elementos de la inspección, el sistema muestra un análisis de la Unidad de control (tarea “Validación de la inspección”) esto de acuerdo con las inspecciones que se tienen dadas de alta.

Recordemos que en este caso, nuestra unidad de control con la que se está realizando el análisis del sistema cuenta con dos inspecciones, por lo que el sistema realiza un análisis gráfico, esto lo podemos observar en la figura 3.28, este consiste en comparar el valor de los espesores de tubería o niplería según sea el caso, con los valores de espesor y límite de retiro los cuales el sistema ya tiene registrado y realiza el cálculo respectivamente.

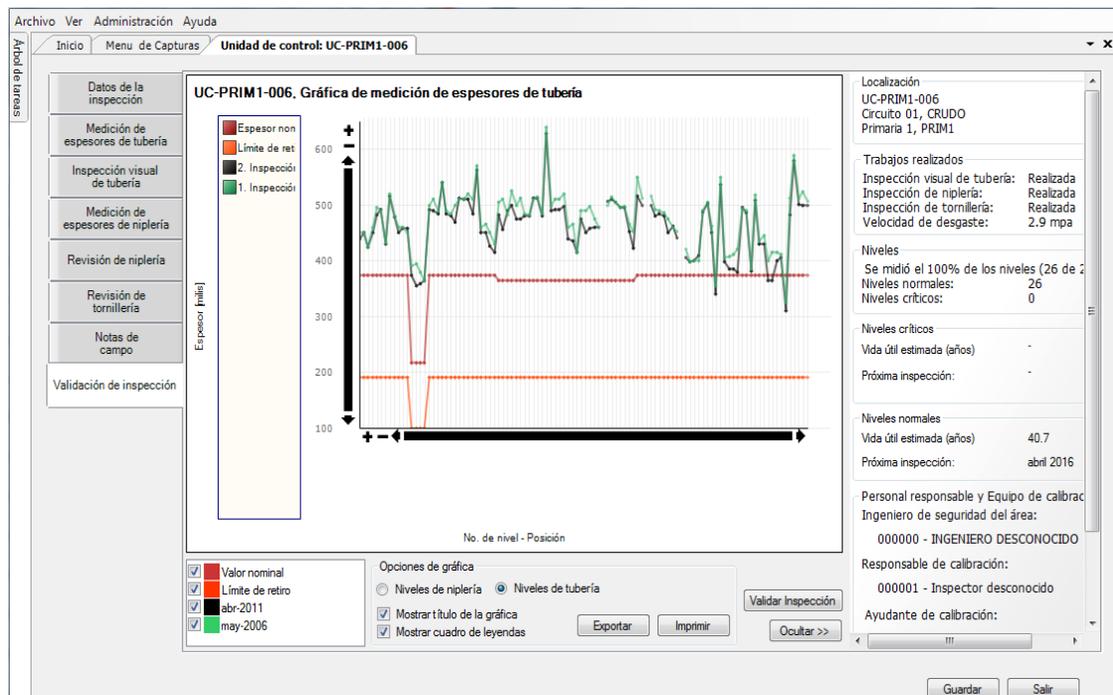


Figura 3.28. Validación de la Inspección.

Después de la revisión de tareas que realiza el software en la captura de una inspección, lo que sigue es complementar esta revisión con el cumplimiento de la normatividad de acuerdo con la tabla 3.6

Tabla 3.6. Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y a la normatividad de PEMEX-Refinación en la captura inspecciones.

Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API y a la normatividad de PEMEX-Refinación en la captura inspecciones	
API	Normatividad PEMEX-Refinación
Detalles de la inspección	
510 Personal encargado para realizar trabajos de inspección, descrito en la sección 5.	
Inspección de tubería	
570 Tipos de inspección descritos en la sección 5. Calculo de la Velocidad de corrosión, descrita en la sección 7	DG-SASIPA-IT-204 Tipos de niveles que se localizan en una unidad de control, descritos en la sección 9.5 e ilustrados en el apéndice B. Ecuaciones utilizadas para el cálculo de velocidad de desgaste desarrolladas en la sección 11.
574 Uso de la ecuación de Barlow para la determinación del espesor de retiro (sección 11.1.2). Tipo de registro para la medición de espesores desarrollada e ilustrada en la sección 12	Norma DG-ASIPA-IT-0008 Procedimiento de cálculo límite de retiro (sección 5).
Inspección visual de tubería	
570 Tipos de inspección descritos en la sección 5. Lista de verificación para inspección visual de tubería ilustrada en el apéndice D.	GPASI-IT-209 Uso de la Lista de verificación para inspección externa de tubería de proceso ilustrada en la hoja 20.
Inspección de niplería	
570 Tipos de inspección descritos en la sección 5. Cálculo de la Velocidad de corrosión, descrita en la sección 7	GPI-IT-4200 Puntos de calibración para niveles de niplería, descritos en la sección 5 e ilustrados en la hoja 4.
574 Uso de la ecuación de Barlow para la determinación del espesor de retiro (sección 11.1.2).	DG-ASIPA-IT-0008 Procedimiento de cálculo límite de retiro (sección 5).

Tipo de registro para la medición de espesores desarrollada e ilustrada en la sección 12	DG-SASIPA-IT-204 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de velocidad de desgaste desarrolladas en la sección 11.
Revisión visual de niplera	
570 Tipos de inspección descritos en la sección 5.	Norma GPEI-IT-0201 Ejecución de la revisión visual de niplera, utilizando como base los formatos de las hojas 7, 12, 17, 21, 26, 31 y 36.
Inspección visual de tornillería	
570 Tipos de inspección descritos en la sección 5.	DG-GPASI-IT-0903 Como realizar una inspección de tornillería, descrito en la sección 4, utilizando también el formato ilustrado en la hoja 7.
Validación de la inspección	
Todas las anteriores	Todas las anteriores

3.5.4. Uso de equipo de medición ultrasónica (DMS2, 37DL PLUS y 38DL PLUS)

Para poder realizar la descarga de datos del DMS2 al SIMECELE o viceversa, debe de realizarse a partir de la tarea dar de alta una inspección de tubería, siguiendo la ruta que se dio en el apartado 3.5.3., seleccionado la opción Medición de espesores de tubería, como se observa en la figura 3.29 en el recuadro en color rojo hay 2 botones con las opciones:

- Enviar al medidor
- Descargar del medidor

Cuando se da clic a cualquiera de las dos el sistema muestra una ventana para seleccionar el equipo de medición ultrasónica con el cual se está trabajando y al final cuando se concluye la tarea el sistema de igual forma muestra un mensaje para confirmar que se llevó con éxito la descarga o envió de datos.



Figura 3.29. Envío y descarga de datos de equipos de medición ultrasónica

A continuación en la tabla 3.7 se analiza el cumplimiento de la normatividad

Tabla 3.7. Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API la normatividad de PEMEX-Refinación en el uso de equipos de medición ultrasónica.

Puntos que contiene SIMECELE de acuerdo a los códigos API la normatividad de PEMEX-Refinación en el uso de equipos de medición ultrasónica	
API	Normatividad PEMEX-Refinación
<p>570</p> <p>Uso de la técnica de inspección ultrasónica para la medición de espesores desarrollada en la sección 5.6.</p> <p>Aplicación de los tipos específicos de corrosión y agrietamiento desarrollados en la sección 5.3.</p>	<p>GPASI-IT-209</p> <p>Aplicación de los tipos de inspecciones, descritos en toda la sección 6.</p>

A grandes rasgos las dos normatividades que se mencionan en la tabla son con las que cumple el SIMECELE con respecto al uso de equipos de medición ultrasónica.

3.5.5. Propuesta de evaluación para la mejora en las aplicaciones del SIMECELE

En toda paquetería de software lo que se espera es que se tenga un funcionamiento adecuado y una buena aceptación por parte de los usuarios, esta es una tarea difícil sobre todo si la paquetería es nueva en el mercado, sin embargo esto se va logrando con el paso del tiempo con ayuda del propio usuario, para el caso del SIMECELE es a través de un proceso de implementación (Apéndice 1: Pasos del proceso de implementación del SIMECELE).

En un estudio realizado se pudo corroborar que las personas que ejecutan el SIMECELE buscan en el sistema que:

- La base de datos disponible en cualquier momento
- Velocidad al momento de la captura de datos
- Ninguna variación o alteración en los datos que se capturan al sistema

Desde que SIMECELE se comenzó a implementar en las instalaciones de PEMEX-Refinación ha ido mejorando en cuanto a sus aplicaciones y diseño, el usuario ha sido pieza clave en este mejoramiento, sin embargo el personal involucrado en las áreas de soporte y de informática del sistema se han encargado de desarrollar estrategias para que esto se logre con éxito.

A lo largo de la sección 3.5 se describieron los pasos a seguir para la ejecución de las tareas principales que el SIMECELE realiza como un software, lo que dio lugar a que se estuviera en la perspectiva del usuario, a través de este ejercicio se pudieron encontrar puntos de mejora y que también podrían darse con similitud en los centros de trabajo donde se ejecuta el SIMECELE.

Hasta el momento no se tenía establecida una estrategia de cómo recibir las propuestas de los usuarios para establecer mejoras al sistema, pues no se tenía claro si dichas propuestas requerían ser tomadas en cuenta, de acuerdo con el

área de soporte algunos casos tienen que ver con falta de capacitación del usuario para ejecutar el sistema y simplemente sus propuestas se convierten en soporte técnico para ellos.

Con este antecedente y con lo que se pudo observar en la ejecución del SIMECELE, se optó por desarrollar listas de verificación que evalúan el funcionamiento del sistema como software desde la perspectiva del usuario.

Las listas de verificación tienen como objetivo definir si las complicaciones y propuestas que presentan los usuarios requieren en realidad modificaciones a la informática del sistema, agregar nuevas funciones o simplemente brindar soporte técnico (figura 3.30) . Son aplicadas siguiendo cada aplicación del sistema.



Figura 3.30. Aplicación de listas de verificación al SIMECELE

Estas listas pueden observarse en el apéndice 2, están diseñadas para aplicarse a partir de las funciones principales del SIMECELE, esperando contribuyan con los equipos de soporte e informática del sistema.

CONCLUSIONES

A lo largo del presente trabajo de tesis se realizó un breve resumen de los códigos API y la normatividad de PEMEX-Refinación que existe en cuanto a integridad mecánica, abordando lo que concierne a la inspección técnica de sistemas de tuberías (Unidades de control líneas y equipos), tocando los temas más relevantes de cada norma.

Al finalizar dicho resumen se pudieron comparar las dos normatividades para analizar el cumplimiento de SIMECELE con dichos documentos, tal como se desarrolló en el apartado 3.5.

En general funcionamiento del SIMECELE como una herramienta tipo software para la administración de información, cumple con los requerimientos necesarios para su ejecución no solo en PEMEX-Refinación si no en cualquier otra empresa o industria que cuente con instalaciones donde se manejen procesos químicos.

El análisis realizado consistió en probar el funcionamiento del SIMECELE a partir de la simulación de un problema real al cual se enfrenta el usuario (personal encargado de los trabajos de inspección). A partir de la ejecución de las 4 funciones principales del sistema se pudo comprobar lo siguiente:

- Se verificó que el software SIMECELE cumple con los puntos más relevantes respecto a inspección técnica enmarcados dentro de los código API y la normatividad interna de PEMEX-Refinación, sin embargo, no los abarca de manera estricta pues considera las mismas adaptaciones que se realizan a estos marcos normativos en los propios centros de trabajo por mejores prácticas realizadas en los trabajos de inspección y administración de la información. Esto puede representar un punto de mejora si el software del SIMECELE no se mantiene actualizado respecto a los cambios en los marcos normativos previamente mencionados.
- Se encontraron mejoras en cuanto a la usabilidad del software para así rectificar detalles que tienen que ver con:

- El desarrollo del software a nivel de programación.
- Desconocimiento de los usuarios respecto al uso del software y/o dudas técnicas de ingeniería.

Con respecto a estos puntos se propone el uso de las listas de verificación que se presentan en el apéndice 2 para su aplicación en los distintos centros de trabajo y en las instalaciones de desarrollo del sistema para evaluarlo constantemente y estar a la altura de las circunstancias a las que se enfrenta el usuario. Esperando se tenga seguimiento al presente trabajo por parte de los ingenieros involucrados.

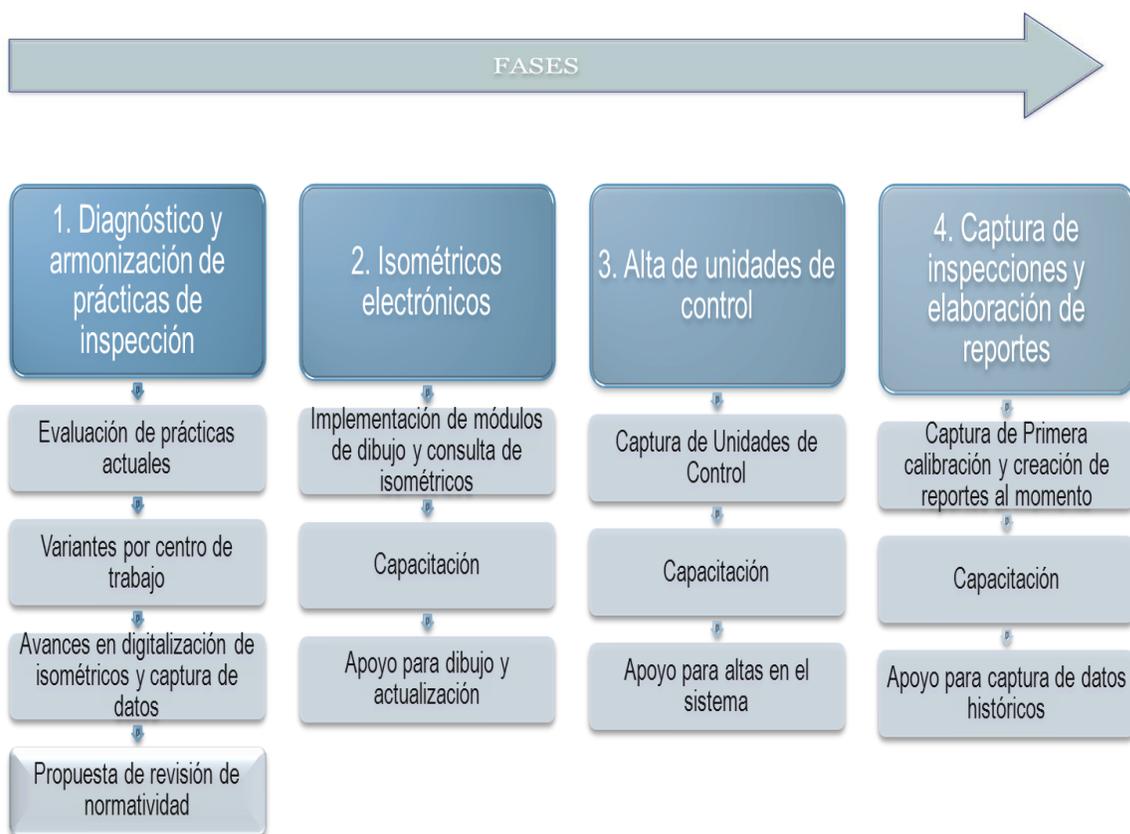
Es indispensable que el software del SIMECELE cumpla con requisitos técnicos basados en los marcos normativos actuales así como el correcto funcionamiento del mismo, para que funcione como una herramienta eficiente al proceso de implementación de mejores prácticas de inspección técnica y administración de la información, cuyo objetivo final será siempre el mantener un adecuado control de la integridad mecánica de las instalaciones de PEMEX Refinación, reduciendo costos económicos por incidentes y sus índices de seguridad tanto para el medio ambiente como para las personas.

APÉNDICES

APÉNDICE 1

Pasos del proceso de implementación del SIMECELE

Fases de Implementación



Las 10 actividades de implantación en un centro de trabajo

No.	ACTIVIDAD	% ESTIMADO POR ACTIVIDAD
1	Recopilación de información (DFP, DTI, expedientes de UC existentes, especificación de materiales de la planta)	5
2	Identificación y censo de circuitos de acuerdo a DFP	5
3	Identificación y censo de unidades de control de acuerdo a DTI	10
4	Actualización en campo de isométricos para inspección	20

5	Digitalización en AutoCAD de los isométricos actualizados en el formato homologado del SIMECELE (plantilla)	30
6	Correlación de niveles en isométricos o dibujos actualizados con los expedientes donde se tienen historial de mediciones	10
7	Captura de especificación de materiales de la planta (Licenciador/clases de material)	2
8	Captura de estructura de la ubicación de la planta en SIMECELE, con base en los censos realizados y servicios de la planta. (Centro de trabajo/Sector-Región/Planta-Terminal/Circuito/Unidad de Control	8
9	Captura de inspecciones en la UC (historial de inspección o nueva inspección)	5
10	Revisión y validación de censo e inspecciones capturadas	5

APÉNDICE 2

Listas de verificación

		LISTA DE VERIFICACIÓN PARA DAR DE ALTA UNA UNIDAD DE CONTROL (DE TUBERIAS Y/O QUEUIPOS)				
Responsable de pruebas:						
Centro de Trabajo:						
Fecha:						
Versión:						
	PREGUNTA	SI	NO	OBSERVACIONES		
1	¿El sistema permite continuar al escribir los datos de clave o parte del equipo y descripción?					
2	¿Se observa la lista de especificaciones de materiales y es posible continuar al seleccionar alguna?					
3	¿Se observa la lista de servicios y es posible continuar al seleccionar alguna?					
4	¿El sistema permite continuar si las condiciones de operación son correctas (menores a las máximas) y/o aparece la señal de error cuando ocurre lo contrario?					
5	Si apareció la señal de error ¿el sistema evita continuar?					
6	En la opción de lista de diámetros ¿Es posible continuar al haber diámetros seleccionados?					
7	Al dar de alta un nivel de tubería ¿aparecen exclusivamente los diámetros que seleccionaron en la lista de diámetros?					
8	Al seleccionar un diámetro de Niveles de Tubería y tipo de nivel ¿Aparece automáticamente la información complementaria tales como: Cédula, Espesor Nominal y LR?					
9	En caso de que se haya seleccionado un diámetro de niplería, ¿aparecen exclusivamente los niveles seleccionados?					
10	Al dar de alta un nivel de niplería ¿Aparece automáticamente la					

	información complementaría tales como: Cédula, Espesor Nominal y LR?			
11	Al dar de alta un nivel de tornillería, ¿están disponibles diámetros y aparece automáticamente el libraje?			
12	Al finalizar la captura de información en la pestaña final ¿El resumen de datos corresponde con lo que capturo? (Verificar regresando a los controles anteriores)			
13	¿Se logro guardar la UC exitosamente?			
14	¿Es posible consultar la UC capturada?			



LISTA DE VERIFICACIÓN PARA EL CATALOGO DE ESPECIFICACIÓN DE MATERIALES



Responsable de pruebas:	
Centro de Trabajo:	
Fecha:	
Versión:	

	PREGUNTA	SI	NO	OBSERVACIONES	
NUEVA	1	Al dar click en el botón <i>Nueva</i> , ¿El sistema muestra la ventana que pide proporcionar la clave del administrador?			
	2	Al dar click en el botón <i>Nuevo</i> ¿Aparece la ventana: <i>Nuevo Rango de operación</i> ?			
	3	En el recuadro <i>Rango de operación</i> , si no se encuentra el rango de operación deseado ¿Se encuentra habilitado el botón <i>Nuevo</i> para capturarlo?			
		El botón <i>Guardar</i> de la ventana “ <i>Nuevo rango de operación</i> ” ¿Se encuentra deshabilitado si aún no se han llenado las opciones: <i>Presión</i> y <i>Temperatura Máximas</i> ?			
	4	Si por alguna razón se equivoco en el llenado de del nuevo rango de operación. ¿Se encuentra habilitado el botón <i>modificar</i> ?			
	5	Al finalizar la captura del nuevo rango de operación ¿Este se visualiza en el recuadro <i>Rangos de operación</i> , así como el <i>resumen de información del lado derecho del mismo</i> ?			
	6	En la columna <i>Tipo de parte</i> ¿Se encuentran disponibles las diferentes opciones para su selección?			
	7	En la columna <i>Detalles</i> ¿Se encuentra habilitada para escritura?			
	8	En la columna <i>Material</i> , al dar click en el pequeño botón de la derecha de la celda ¿Aparece la ventana “ <i>Seleccionar material</i> ”?			
	9	En la columna <i>Cédula/Ratin</i> ¿Se encuentran disponibles los valores de cedulas para su selección?			
	10	En las columnas <i>Diámetro menor</i> y <i>Diámetro mayor</i> ¿Se encuentran disponibles las opciones de diámetro para su selección?			
	11	Al seleccionar un diámetro menor o mayor, ¿la columna de su otra opción contraria se encuentra acotada?			
12	Si se elige un tipo de pieza con los mismos rangos de diámetro ¿El sistema da aviso de que ocurre un traslape?				

	13	Después del llenado correcto de Datos generales, Rangos de operación y la lista de secciones de tubería ¿Se habilita el botón <i>Guardar</i> ?			
	14	Al dar click en el botón guardar ¿Aparece la ventana para proporcionar la contraseña del administrador?			
	15	¿La Información capturada es guardada con éxito?			
EDITAR	16	Al dar click en el botón <i>Editar</i> , ¿El sistema muestra la ventana que pide proporcionar la clave del administrador?			
	17	¿Se encuentran habilitados los botones guardar y cancelar si no se han modificado las opciones: Datos generales, secciones de tubería y Rangos de operación?			
	18	En el recuadro <i>Rangos de operación</i> , ¿Se encuentra habilitado el botón Nuevo?			
	19	En las columnas <i>Diámetro menor</i> y Diámetro mayor ¿Se encuentran disponibles las opciones de diámetro para su selección?			
	20	En el recuadro <i>Rangos de operación</i> , si se selecciona una opción ¿Se habilita el botón <i>Modificar</i> ?			
	21	Al dar click en el botón Modificar, ¿Aparece la ventana Modificar rango de operación?			
	22	Si las opciones: Clase y Material base no están llenadas correctamente ¿El botón <i>Guardar</i> se encuentra deshabilitado?			
	23	Si se elige un tipo de pieza con los mismos rangos de diámetro ¿El sistema da aviso de que ocurre un traslape?			
	24	Si la especificación de materiales está siendo utilizada por alguna unidad de control, ¿Al dar click en el botón guardar aparece un mensaje informando las UC que se modificaran y si se desea continuar?			
	25	Si se da click en el botón <i>Si</i> ¿Aparece la ventana para confirmar la clave del administrador?			
	26	¿La información editada se guarda correctamente?			
CONSULTAR	27	¿Al dar click en el botón consultar aparece la ventana con todos los datos de la especificación?			
	28	¿Se encuentran deshabilitadas todas las opciones que modifique la especificación consultada?			

NOTA:

Antes de utilizar esta lista siga los siguientes pasos:

1. Seleccionar una UC de línea con inspecciones previas
2. Abrir en el sistema las pestañas: Expediente de inspecciones la UC de línea y Detalles de la UC en la cual se va a dar de alta la nueva inspección

		LISTA DE VERIFICACIÓN PARA LA CAPTURA DE UNA INSPECCIÓN DE LÍNEA O TUBERÍA			
Responsable de pruebas:					
Centro de Trabajo:					
Fecha:					
Versión:					
		PREGUNTA	SI	NO	OBSERVACIONES
Datos de inspección	1	¿El botón <i>Guardar permanece</i> deshabilitado si no se han seleccionado las opciones, ingeniero de seguridad e inspector asignados?			
	2	Si la UC tiene inspecciones previas ¿Al seleccionar una fecha de inspección repetida (mes y año) aparece la señal de error o se deshabilita el botón de <i>Guardar</i> ?			
	3	Después de la captura de la fecha de inspección ¿Se habilitan las opciones: Medición de espesores de tubería, Inspección visual de tubería, Revisión y medición de espesores de niplería, e Inspección de tornillería según sea el caso? (Observar la UC en la ventana de detalles)			
Medición de espesores de tubería	4	¿El no. de niveles de tubería coincide con el no. de niveles que se tienen dados en alta en la UC actualmente (Observar la UC en la ventana de detalles)?			
	5	En la columna <i>Datos de nivel</i> ¿Se visualiza la información correspondiente al nivel?			
	6	En la columna <i>Lectura anterior</i> ¿los valores coinciden con los que se tienen dados de alta en el expediente de inspecciones?			
	7	En la columna <i>Velocidad de desgaste</i> ¿Se realiza correctamente cálculo (consultar DG-SASIPA-IT-204)?			
	8	Al escribir valores de espesores por debajo del límite de retiro o por arriba del espesor máximo de fabricación ¿En la columna detalles, se muestra el mensaje adecuado?			

	9	Si requiere exportar los datos de medición de espesores de tubería, ¿La exportación se realiza con éxito?			
Inspección visual de tubería	10	En la columna <i>Estado</i> ¿Después de seleccionar alguna de las opciones disponibles, el botón guardar permanece habilitado?			
	11	En la opción <i>Notas</i> ¿Al ocupar el espacio máximo de caracteres (230), se agrega automáticamente una nueva nota?			
		Si requiere exportar los datos de la inspección visual de tubería, ¿La exportación se realiza con éxito?			
Medición de espesores de niplería	12	¿El no. de niveles de partes de niplería coincide con el no de niveles que se tienen dados en alta en la UC actualmente (Observar la UC en la ventana de detalles)?			
	13	¿Los valores de la columna <i>Lectura anterior</i> coinciden con los que se tienen en el expediente de inspecciones?			
	14	¿El resultado de la velocidad de desgaste es correcto para algún valor dado (consultar DG-SASIPA-IT-204)?			
	15	¿El resultado de la vida útil es correcto para algún valor dado (consultar DG-SASIPA-IT-204)?			
	16	Al escribir valores de espesores por debajo del límite de retiro o por arriba del espesor máximo de fabricación ¿En la columna detalles se muestra el mensaje adecuado?			
		Si requiere exportar los datos de la medición de espesores de niplería ¿La exportación se realiza con éxito?			
	17	En la opción <i>Notas</i> ¿Al ocupar el espacio máximo de caracteres (230), se agrega automáticamente una nueva nota?			
Inspección visual de niplería	18	Al seleccionar un nivel de niplería, ¿Se visualizan los arreglos de los mismos? (excepto en arreglos de niplería especiales)			
	19	En la columna <i>Como se encontró</i> ¿Después de seleccionar alguna de las opciones disponibles, el botón guardar permanece habilitado?			
	20	En la columna <i>Como se dejó</i> ¿Después de seleccionar alguna de las opciones disponibles, el botón guardar permanece habilitado?			
		Si requiere exportar los datos de la revisión visual de niplería ¿La exportación se realiza con éxito?			
	21	En la opción <i>Notas</i> ¿Al ocupar el espacio			

		máximo de caracteres (230), se agrega automáticamente una nueva nota?			
Revisión de tornillería	22	¿El no. de niveles de partes de tornillería coincide con el no de niveles que se tienen dados en alta en la UC actualmente (Observar la UC en la ventana de detalles)?			
	23	En la columna <i>Grado de corrosión</i> ¿Después de seleccionar alguna de las opciones disponibles, el botón guardar permanece habilitado?			
	24	En la columna <i>Número de espárragos por cambiar</i> ¿Se puede seleccionar como máximo el no. de espárragos que se encuentran en la columna <i>Cantidad de espárragos</i> ?			
	25	En la columna <i>Observaciones</i> ¿Se encuentra habilitada para escritura?			
		Si requiere exportar los datos de la inspección visual de tornillería ¿La exportación se realiza con éxito?			
	26	La opción <i>Notas</i> ¿Al ocupar el espacio máximo de caracteres (230), se agrega automáticamente una nueva nota?			
Validación de inspección	27	Al seleccionar en la grafica los niveles de tubería ¿se muestran deshabilitadas las inspecciones que no contengan mediciones de espesores de tubería?			
	28	Al seleccionar en la grafica los niveles de niplería ¿se muestran deshabilitadas las inspecciones que no contengan mediciones de espesores de niplería?			
	29	Si se capturaron datos de espesores tanto de tubería como de niplería ¿Se observan estos datos en las graficas?			
	30	Si se cambia la fecha de la inspección que se está capturando ¿se observa esta opción en el cuadro de leyendas?			
	31	¿La información presentada del lado derecho de la ventana es congruente con lo capturado?			
32	¿Se logro guardar la inspección exitosamente?				
33	¿La nueva inspección se visualiza bajo la UC (En el árbol de tareas)?				
34	¿La información de la nueva inspección se visualiza en el expediente de inspecciones?				

BIBLIOGRAFÍA

[1]CEASPA-MUS-003 Manual de usuario del SIMECELE, Facultad de Química, UNAM, 2009.

[2]Código de inspección para recipientes sujetos a presión (Pressure Vessel Inspection Code) API 510, American Petroleum Institute 2006.

[3]Código de inspección para sistemas de tuberías (Piping Inspection Code) API 570, American Petroleum Institute, 2006.

[4]Cruz, Gómez, M.J., Notas del Curso Técnicas de Investigación de incidentes en los procesos químicos, UNAM-Facultad de Química, 2004.

[5]DG-ASIPA-IT-0008 Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas empleadas en el transporte de fluidos, Norma.

[6]DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación, Revisión 3 1995.

[7]DG-SASIPA-IT-0204, Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores, Revisión 7 2009.

[8]GPASI-IT-0002 Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.

[9]GPASI-IT-209 Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las plantas de PEMEX-Refinación, Revisión 2 1994.

[10]GPEI-IT-0201 Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación, Revisión 0 1986.

[11]GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería, Revisión 0 1986.

[12]Introducción al sistema PEMEX-SSPA, PEMEX Exploración y producción, México, 2009.

[13]Manual de Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad, Du Pont, S.A. de C.V., México, 2006.

[14]Manual del SIASPA, política de seguridad industrial y protección ambiental de Petróleos Mexicanos, PEMEX-Refinación, México, 1988.

[15]NRF-032-PEMEX-2005 Sistemas de tubería en plantas industriales, diseño y especificaciones de materiales.

[16]Practicas de inspección para componentes de sistemas de tuberías (Inspection Practices for Piping System Components) API 574, American Petroleum Institute, 2000.

[17]Sitton Ryan, Integration of RBI with an Inspection Data Management System, 2005, Extraído el 12 de febrero del 2012 desde <http://www.ndt.net/article/mendt2005/pdf/14.pdf>

[18]Stellman Mager Jeanne y McCann Michael, Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo, Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales Subdirección General de Publicaciones, España, 1998.

[19]Wiley A Jhon, Guidelines for Mechanical Integrity Systems, Center for Chemical Process Safety (CCPS), United States of America, 2006.