



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA INTEGRAL DE
MEDICIÓN Y CONTROL DE ESPESORES DE LÍNEAS Y
EQUIPOS DE PROCESO EN UNA PLANTA
RECUPERADORA Y PURIFICADORA DE HIDRÓGENO.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERA QUÍMICA

PRESENTA

SONIA GUADALUPE VARGAS DE ALBA



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: ANAYA DURAND ISAÍAS ALEJANDRO

VOCAL: Profesor: ORTIZ RAMIREZ JOSÉ ANTONIO

SECRETARIO: Profesor: CRUZ GÓMEZ MODESTO JAVIER

1er. SUPLENTE: Profesor: MILLAN VELASCO EZEQUIEL

2° SUPLENTE: Profesor: LÓPEZ CASTILLO NESTOR NOÉ

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

4° PISO, ALA SUR, TORRE DE INGENIERÍA. CIUDAD UNIVERSITARIA.

ASESOR DEL TEMA:
Dr. Modesto Javier Cruz Gómez



SUPERVISOR TÉCNICO:
M. EN I. ALEJANDRO SORIANO ZÁRATE

SUSTENTANTE:
Sonia Guadalupe Vargas De Alba

Contenido

Índice de Tablas	7
Índice de Figuras	8
RESUMEN	10
1. INTRODUCCIÓN.....	12
Integridad mecánica.....	15
Inspección Técnica	16
Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE).....	17
Capturar o editar información	18
Consultar información	19
Ver isométricos en intranet	19
Ver o crear reportes	19
Ver o cargar especificaciones de materiales	20
Hacer o editar un isométrico	20
Caso de Estudio: Planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.	20
Objetivos	21
Generales	21
Particulares.....	21
2. MARCO TEÓRICO	23
Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).....	23
Normas que utiliza el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).....	26

Definiciones importantes para entender el trabajo del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).....	29
Corrosión	29
Pruebas destructivas	31
Pruebas no destructivas	31
Diagrama de Flujo de Procesos (DFP)	37
Diagrama de Tuberías e Instrumentación (DTI).....	40
Circuito.....	42
Unidad de control.....	42
Diagramas de inspección técnica de espesores	43
Posiciones o puntos de medición	43
Nivel de medición	48
Velocidad de desgaste.....	52
Velocidad de desgaste promedio.....	52
Velocidad Máxima Ajustada.....	53
Velocidad de desgaste crítica	53
Límite de retiro.....	53
Vida útil estimada (VUE).....	55
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	56
Fecha de retiro Probable (FRP).....	56
3. IMPLEMENTACIÓN DEL SIMECELE	57
ETAPA 1. Recopilación de la Información	58
ETAPA 2. Elaboración de los Censos de Circuitos	60
Censo de Circuitos de Líneas de Proceso.....	60
Censo de Circuito de Equipos de Proceso	63

ETAPA 3. Elaboración de los Censos de Unidades de Control	63
Censo de Unidades de Control de Líneas de Proceso	63
Censo de Unidades de Control de Equipos de Proceso	66
ETAPA 4. Actualización de Diagramas de Inspección Técnica de Espesores (Levantamientos)	67
Levantamiento de líneas.....	67
Levantamiento de equipos.....	69
ETAPA 5. Digitalización de los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores	71
Digitalización de diagramas de inspección técnica de espesores de líneas ...	73
Digitalización de diagramas de inspección técnica de espesores de equipos	77
ETAPA 6. Correlación de Niveles de Inspección (Empate).....	78
Empate de Líneas.....	79
Empate de Equipos.....	84
ETAPA 7. Captura de Especificaciones de Materiales en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)	88
ETAPA 8. Captura de la Estructura de la Unidad de Control en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)	89
ETAPA 9. Captura de las Inspecciones de la Unidad de Control en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)	90
ETAPA 10. Revisión y Validación de los Datos.....	91
4. CASO DE ESTUDIO	92
Descripción del proceso de la planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.	92

Secciones de la planta recuperadora y purificadora de hidrógeno	92
Procedimientos que solían utilizarse en esta planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.	98
5. RESULTADOS	100
Etapa 1: Recopilación de información.....	100
Etapa 2: Elaboración de los censos de circuitos.....	102
Etapa 3: Elaboración de los censos de Unidades de Control	104
Etapa 4: Actualización en campo de Diagramas para Inspección Técnica de Espesores (DITE).....	107
Etapa 5: Digitalización en AutoCAD de los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores actualizados	107
Etapa 6: Correlación de Niveles de Inspección en los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores actualizados con los expedientes donde se tiene el historial de mediciones.....	109
Etapa 7: Captura de especificación de materiales de la planta (Licenciador/clases de material).....	110
Etapa 8: Captura de la estructura de la Unidad de Control en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).....	114
Etapa 9: Captura de las inspecciones de la UC en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).....	118
Etapa 10: Revisión y Validación de los datos.....	118
6. CONCLUSIONES.....	120
REFERENCIAS.....	122
ANEXO A	124
Diagrama de Flujo de Procesos de este caso de estudio.	124

Índice de Tablas

Tabla 1 Grandes accidentes en la industria química (1)[21].....	12
Tabla 2 Proceso de Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) (4)	24
Tabla 3 Equipos de medición de espesor por ultrasonido	34
Tabla 4 Notación de posiciones de medición.	43
Tabla 5 Arreglos típicos de niplería. (9).....	47
Tabla 6 Niveles de Medición	48
Tabla 7 Valores de R para diferentes diámetros de tubería	54
Tabla 8 "Valores de referencia para los cálculos de espesores en tuberías de proceso" (8).....	55
Tabla 9 Representaciones de las orientaciones de los puntos de medición	90
Tabla 10 Documentación recopilada para la PSA	100
Tabla 11 Descripción de los materiales que atienden los diversos servicios de la recuperadora y purificadora de hidrógeno, PSA.....	102
Tabla 12 Descripción de circuitos de líneas determinados para la recuperadora y purificadora de hidrógeno PSA.....	102
Tabla 13 Descripción de circuitos de equipos determinados para la recuperadora y purificadora de hidrógeno PSA.....	103
Tabla 14 Muestra del Censo de unidades de control de líneas.....	105
Tabla 15 Servicios y sus rangos de operación	110

Índice de Figuras

Figura 1 Proceso de Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) (4)	24
Figura 2 Corrosión puntual y Corrosión homogénea (11).....	30
Figura 3 Gama de Frecuencias	34
Figura 4 DFP con elementos resaltados	38
Figura 5 Ejemplo de PDF	39
Figura 6 Ejemplo de DTI.....	41
Figura 7 Elementos identificados en un DTI.....	42
Figura 8 Posiciones de nivel en tuberías.....	44
Figura 9 Posiciones de nivel en codos	45
Figura 10 Posiciones de nivel en Tees.....	46
Figura 11 Niveles de tubería. (7)	50
Figura 12 Proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4)	57
Figura 13 Ejemplo de la marcación de los circuitos de líneas en un DFP.	61
Figura 14 Ejemplo de marcación de los circuitos de líneas en un DFP.....	62
Figura 15 Ejemplo de numeración y marcación de Unidades de Control en un DTI. (4).....	64
Figura 16 Plantilla de líneas	73
Figura 17 Diagrama de Inspección técnica de espesores completo	76
Figura 18 Plantilla de equipos	77
Figura 19 Ejemplo de expediente de unidad de control. (4)	80

Figura 20 Ejemplo de unidad de control digitalizada en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4).....	81
Figura 21 Ejemplo de empate. (4)	83
Figura 22 Ejemplo de formato de empate lleno. (4)	84
Figura 23 Ejemplo de dibujo de equipo de referencia. (4).....	85
Figura 24 Ejemplo de diagrama de equipo digitalizado en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4).....	86
Figura 25 Ejemplo de empate de equipos. (4).....	87
Figura 26 Ejemplo de formato de empate de equipos	88
Figura 27 DITE de la unidad de control 58	109
Figura 28 Pantalla del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) para el material SS150.....	112
Figura 29 Pantalla del material A1. H2 + Hidrocarburos	113
Figura 30 Pantalla del material A3. Hidrógeno	114
Figura 31 Nivel 7 de la unidad de control UC-PSA-058. Te	115
Figura 32 Nivel 4 de la unidad de control UC-PSA-058. Codo	116
Figura 33 Codo.....	117
Figura 34 Nivel 3 de la UC 058.Tubería	117

RESUMEN

El sistema integral de medición y control de espesores de líneas y equipos de proceso es una herramienta que se enfoca al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de la seguridad, la protección ambiental y la salud ocupacional basado en la prevención. La integridad mecánica de las instalaciones es un elemento indispensable para esto y se fundamenta en la captura y diagnóstico de las condiciones en las que se encuentran los equipos y líneas de proceso, actividades que se desarrollan mediante la inspección técnica.

La Inspección Técnica se refiere a las actividades realizadas por personal con conocimientos en la materia, 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.

Con base a lo anterior se desarrolló el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE). El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) es un desarrollo tecnológico del grupo de trabajo del Dr. M. Javier Cruz Gómez, 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.

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) permite obtener mejores resultados (datos y análisis) para la programación adecuada de los mantenimientos preventivos y/o correctivos de las instalaciones, enfocados a incrementar la seguridad de las plantas de proceso. Al mismo tiempo hace que sea más eficiente la asignación de recursos para dicho fin. Adicionalmente con el sistema integral de medición y control de espesores en

líneas y equipos (SIMECELE) se busca tener un mejor control de la información, que dé cumplimiento a los objetivos de resguardo y facilidad de acceso a los usuarios.

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) presenta ventajas sobre otros sistemas al compartir la información en todo el corporativo desde el momento mismo en que se hace la inspección técnica de espesores, evita errores humanos al no tener que transcribir los datos de cada punto de medición y al establecer un análisis gráfico, lo que permite gozar de una mejor visión del estado general del circuito analizado, al mismo tiempo que realiza los reportes en el formato que el corporativo requiere, con las memorias de cálculo, y resalta los puntos críticos que deben revisarse o mandarse a emplazar a brevedad.

Este trabajo describe el proceso general de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), aplicando este proceso en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

Esta planta se dedica a purificar y elevar las concentraciones de Hidrógeno de las corrientes remanentes de otras plantas, de tal forma que pueda reutilizarse y así disminuir su importación. El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido y altamente inflamable, además de ser propenso a fugas debido a su baja viscosidad y peso molecular, por lo que es de suma importancia mantener un estricto control del espesor de las tuberías y equipos en los que se transporta y almacena, para prevenir todas las fugas por corrosión generalizada, reduciendo de esta forma las probabilidades de accidentes por pérdida de contención.

Es importante mencionar que la implementación de este sistema es un trabajo arduo y muy largo, que se realiza en equipos de trabajo, por lo que mi participación es en todas las etapas de esta implementación. Y lo más sobresaliente es hacer la descripción de cómo se realiza esta implementación, de tal forma que pueda realizarse en cualquier otro centro de trabajo.

1. INTRODUCCIÓN

La pérdida de contención de los materiales por corrosión puede ocasionar accidentes graves, además de afectar la salud de los trabajadores, el medio ambiente, dañar las instalaciones y producir una pérdida económica.

La gravedad de esos accidentes potenciales radica en la peligrosidad de las sustancias que se manejen, y pueden llegar incluso comprometer la producción de la planta.

A través de la historia se han observado diferentes accidentes en la industria, lo que ha generado pérdidas de vidas humanas, daños materiales e incuantificables consecuencias ambientales, como lo fueron el incidente en San Juan Ixhuatepec, México, en noviembre de 1984 y un par de semanas después, el incidente en Bhopal, India en diciembre. Algunos ejemplos de estos accidentes se encuentran en la Tabla 1

Tabla 1 Grandes accidentes en la industria química (1)[21]

Año	Fecha	Lugar	Sustancia involucrada	Tipo de accidente	Consecuencias
1974	Feb, 25	Cubatao, Brasil.	Gasolina	Incendio	500 muertos
1976	Jul, 9	Seveso, Italia.	Dioxina (2-3-7-8-Tetraclorodibenzoparadioxina)	Escape	2000 lesionados 25km ² contaminados
1984	Nov, 19	San Juan Ixhuatepec, México	Gas L.P.	BLEVE ¹	542 muertos 4248 lesionados
1984	Diciembre, 3	Bhopal, India	Isocianato de metilo (MIC)	Escape	2,000 muertos en las primeras dos horas, 8,000 para el tercer día 40% de la población afectada 50000 con incapacidad laboral absoluta

¹ BLEVE "boiling liquid expanding vapor explosion"

Año	Fecha	Lugar	Sustancia involucrada	Tipo de accidente	Consecuencias
1984	Diciembre, 3	Bhopal, India.	Isocianato de metilo (MIC)	Escape	Daños genéticos Daños hormonales Se duplicaron las cataratas Daño a pulmones, hígado, riñones y aparato digestivo. Contaminación del agua de los pozos Contaminación de la tierra
1988		Mar del Norte	Petróleo crudo Propano Gas condensado	Explosión	167 muertos 73 lesionados Destrucción de las instalaciones
2001	Septiembre, 24	Toulouse, Francia.	Fertilizantes	Explosión	30 muertos 2500 lesionados graves 8000 heridos leves 20000 viviendas dañadas 3 hospitales, +60 escuelas y un estadio quedaron inutilizables 1 campus universitario (para 25000 estudiantes) inutilizable Destrucción de las instalaciones Daño ambiental Un cráter de 30m de ancho
2004	Abril, 22	Ryongchon, Corea del Norte	Gasolina Nitrato de Amonio	Explosión	161 muertos 1300 lesionados Destrucción de la estación del tren 2 cráteres de 12m de profundidad 1 escuela destruida 1 fabrica de alimentos destruida 6300 edificios dañados Destrucción de 1800 viviendas

Año	Fecha	Lugar	Sustancia involucrada	Tipo de accidente	Consecuencias
2005	Ene, 7	Granetiville, Estados Unidos	Cloro	Escape	8 muertos 260 lesionados
2012	Ago, 25	Paraguná, Venezuela	Propano Hidrógeno	Escape	55 muertos 188 heridos 1 500 millones de dólares para la reconstrucción

Las consecuencias de algunos de estos incidentes sentaron la necesidad de crear normas, leyes y reglamentos que reduzcan no sólo la cantidad de accidentes en los centros de trabajo, sino que además las consecuencias sean las menores posibles, no sólo en cuanto a las vidas humanas, sino también al medio ambiente; al igual que instituciones que vigilen su cumplimiento, tal es el caso de la OSHA y la EPA, entre muchas otras.

La OSHA (por sus siglas en inglés "Occupational Safety and Health Administration"), es la administración de la seguridad y salud ocupacional, creada por la ley de la seguridad y salud ocupacional de los Estados Unidos en 1970, buscando reducir la cantidad de accidentes, enfermedades, lesiones y muertes laborales. Pero es hasta 1992, que la OSHA señaló 14 elementos que deben existir en la administración de la seguridad de los procesos que manejan sustancias químicas altamente peligrosas.

EPA (por sus siglas en inglés Environmental Protection Agency), la agencia de protección del ambiente, surgió en 1970 en Estados Unidos con el objetivo de proteger la salud humana y cuidar que los daños al medio ambiente sean los mínimos posibles; en enero de 1994 la EPA obliga a la industria a implementar un programa de administración de riesgos.

En México es hasta 1988 que se crea la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) que obliga a elaborar programas para la prevención de accidentes a las disciplinas de alto riesgo.

Tanto la EPA como la OSHA consideran como uno de sus puntos fundamentales la integridad mecánica de las instalaciones de los centros de trabajo, y todas las aseguradoras de la industria petroquímica exigen que se implementen sistemas de administración del riesgo similares a los que proponen la OSHA y la EPA para establecer las primas de seguro.

Los Sistemas de Administración de la Seguridad de los procesos son herramientas administrativas compuestas por un conjunto de elementos, que se enfocan al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de la seguridad, la protección ambiental y la salud ocupacional, todos ellos basados en la prevención. Un elemento fundamental en este tipo de sistemas es la integridad mecánica en las instalaciones.

Integridad mecánica

En el 2003, durante el 1er Congreso Mexicano de Confiabilidad y Mantenimiento, Samuel Rico Coria, ex subgerente de planeación de mantenimiento en PEMEX, en su conferencia "Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad" definió a la integridad mecánica como "todos los esfuerzos que enfocamos en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida durante toda la vida de las instalaciones desde la fase de diseño, fabricación, instalación o construcción, operación y mantenimiento hasta su desmantelamiento para garantizar la protección al personal, la comunidad, el medio ambiente y las instalaciones". .

La finalidad de la integridad mecánica es que todo equipo de proceso sea diseñando, fabricado, procurado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente.

"Los elementos que conforman la integridad mecánica en cualquier instalación de procesos, según Samuel Rico Coria en esa misma conferencia, son el aseguramiento de la calidad de equipos, los procedimientos de mantenimiento, la capacitación en mantenimiento, el control de calidad de materiales de

mantenimiento y las partes de repuesto, las reparaciones y modificaciones, la ingeniería de confiabilidad, auditorías así como las inspecciones y pruebas".

Inspección Técnica

Se entiende por inspección a un examen sistemático, planificado y realizado por personal con conocimientos en la materia, que determina si un equipo o línea de proceso puede continuar funcionando en condiciones seguras.

Una inspección técnica conlleva una revisión visual externa de la línea de proceso y/o equipo, que conlleva la identificación de todos y cada uno de los elementos que lo componen, como puede ser el caso de las válvulas, boquillas, el espesor, verificación de la existencia de agrietamientos, materiales dañados u oxidados, el estado de los soportes, tornillerías y niplerías, así como los lugares que pudieran presentar fugas de materia; así como la inspección interna, utilizando pruebas no destructivas, como ultrasonido, para determinar el espesor de las paredes de las líneas y equipos.

La determinación de los espesores ayuda a determinar si el material aún sirve para el trabajo que se desea, ayuda también a calcular el momento en que debe ser cambiado porque ya no soportará la presión, evitando pérdidas de contención. La medición de espesores busca disminuir el riesgo de deformación, fisuras, fugas y/o explosiones.

En los diferentes centros de trabajo que hay en México existe una gran variabilidad relacionada con los procesos y prácticas de inspección en líneas y equipos en cuanto a la calidad de los resultados de la inspección, la interpretación de la normatividad relacionada a la revisión y análisis de medición de espesores existente y la solución de problemas que no están previstos en dicha normatividad, además de que muchos de estos centros de trabajo tienen prácticas de administración de la información de las inspecciones que se consideran obsoletas (uso de archivos en papel).

Tomando en cuenta los puntos de mejora en el proceso de medición de espesores y en general de las actividades de inspección técnica en refinerías, plantas químicas e instalaciones de proceso que manejan sustancias químicas peligrosas, el grupo de trabajo del Dr. M. Javier Cruz Gómez, de la Facultad de Química de la UNAM, desarrolló el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos, (SIMECELE).

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

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) es una herramienta tecnológica que incrementa la efectividad y eficacia del proceso de inspección técnica de espesores en líneas y equipos, a través de la integración y explotación de diferentes tecnologías informáticas de punta, como lo son Visual Basic, AutoCAD, Microsoft SQL entre otros. (2)

En el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) se integran las metodologías propuestas por las diferentes normas de inspección técnica de PEMEX Refinación. En él se integran la experiencia y el buen criterio de personal de diferentes centros de trabajo con una amplia experiencia en la inspección técnica y seguridad de sus instalaciones.

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) logra mejoras en el resguardo de la información, tanto de las calibraciones como de los diagramas de inspección técnica, en el control de resultados de la calibración de espesores, así como en la predicción y programación de los mantenimientos de las líneas y equipos, a su vez que mantiene actualizado el estado de las instalaciones en los diagramas de inspección, y los diagramas técnicos de proceso.

El sistema también incluye una aplicación capaz de capturar los datos obtenidos directamente en campo a través de un medidor ultrasónico de espesores, facilitando la identificación de los puntos que se están midiendo y también el

análisis de los datos de dicha toma, respecto al historial. Esto permite identificar las anomalías en el momento de la medición.

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

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

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) colabora en el suministro de información confiable y rápida para el personal de mantenimiento, pero está dirigido a todo aquel personal involucrado en tareas como: inspección técnica de espesores, evaluación de la integridad mecánica y análisis de la medición de espesores de líneas y equipos.

El sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) está compuesto por seis módulos que contribuyen a agilizar el trabajo de captura y consulta de la información requerida: capturar o editar información, ver isométricos por intranet, ver o crear reportes, ver o cargar especificaciones de materiales, hacer o editar un isométrico, y módulo de consultar información.

Capturar o editar información

En este módulo se permite ingresar nuevos datos al sistema, así como editar la información contenida en el mismo. Desde aquí se puede acceder a la captura y

edición de nuevas unidades de control (líneas y equipos), inspecciones, equipos de medición, personal, etc. (2)

Consultar información

En él se puede consultar la información respecto a la administración de la medición de espesores, como próximas fechas de inspección y características de las unidades de control. Este módulo no permite la modificación de la información. (2)

Ver isométricos en intranet

Permite la consulta de diagramas para inspección técnica de espesores (DITE), diagramas de flujo de proceso (DFP), diagramas de tubería e instrumentación (DTI) y otros diagramas disponibles, enlazados de forma inteligente (a través del Sistema de Diagramas Técnicos Inteligentes, SIDTI). Además se pueden consultar los reportes generados. (2)

Ver o crear reportes

Este módulo permite generar y consultar los reportes para cada inspección, de las unidades de control que se requieran, de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-0204 (3) al momento, los publica en el sistema para su consulta por el personal autorizado y permite su impresión desde el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). En caso de ser necesario, genera automáticamente órdenes de emplazamiento o mantenimiento de las piezas de las unidades de control que así lo requieran.

Este módulo desarrolla el análisis estadístico de los datos medición de espesores para las unidades de control, con el cual se obtiene datos como la fecha de próxima medición de espesores, la fecha de retiro probable de la unidad de control y la vida útil estimada de la instalación de acuerdo con lo que dicta la normatividad vigente. (2)

Ver o cargar especificaciones de materiales

Permite llevar un control de información de los materiales de las tuberías y los equipos de la planta, las especificaciones con que fue construida la instalación, según el libro de ingeniería del licenciador, para disponer de estos y especificar a los niveles de calibración. Cada especificación contiene los datos de materiales, cédulas y detalles de tuberías, niplería, bridas y válvulas con las que fue diseñada una sección específica de la instalación; así como los servicios que puede manejar y las condiciones máximas de operación (presión y temperatura). (2)

Hacer o editar un isométrico

Aquí se encuentran disponibles espacios para la edición y creación de diagramas de inspección técnica de espesores utilizando la barra de herramientas contenida en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), los cuales cuentan con un formato especial definido y desarrollado por la UNAM. (2)

Con este módulo se generan los diagramas inteligentes de forma fácil y rápida.

Caso de Estudio: Planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

La planta recuperadora y purificadora de hidrógeno se dedica a purificar y elevar las concentraciones de hidrógeno de las corrientes remanentes de otras plantas de la refinería, de tal forma que pueda reutilizarse y así disminuir su importación. Sabemos que el hidrógeno es un gas incoloro, inoloro, insípido y altamente inflamable, además de ser propenso a fugas debido a su baja viscosidad y peso molecular, por lo que es de suma importancia mantener un control del espesor de las tuberías y equipos en los que se transporta y almacena para prevenir todas las fugas por corrosión generalizada.

La implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) automatiza el procedimiento de inspección técnica de espesores con medios electrónicos, de manera que disminuye la cantidad de datos incongruentes, mejora en sí mismo la gestión de las inspecciones

preventivas futuras debido a que programa la reparación, mantenimiento o emplazamiento de la línea o equipo conociendo su estado actual comparado con la revisión previa.

Este mismo sistema es utilizable como evidencia de la aplicación de mejores prácticas para auditorías, evitando multas y obteniendo mejores calificaciones y reducciones de primas con las aseguradoras.

En este trabajo se describen los pasos y criterios utilizados durante la implementación de un Sistema Integral de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos de Proceso en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno. Se describen además las características de los entregables de cada fase de la implementación.

Objetivos

Generales

- Contribuir a la disminución de accidentes petroquímicos en México, así como la gravedad y consecuencias al ambiente, a las instalaciones y a las personas, mediante la integridad mecánica, específicamente a través de las inspecciones oportunas y eficaces.
- Implementar el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

Particulares

- Mejorar el actual sistema de inspección de espesores de líneas y equipos, así como el almacenamiento y uso de la información resultante de dichas inspecciones.
- Realizar los censos de circuitos y de unidades de control de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204 (3)
- Actualizar los diagramas de inspección técnica de espesores.

- Digitalizar los diagramas de inspección técnica de espesores de cada unidad de control, así como sus expedientes de las inspecciones de espesores, revisiones visuales y toda la información referente a ellas con que cuente el centro de trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

Para el completo entendimiento de este trabajo, es importante comenzar con una explicación breve de la forma en que se realiza la implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) y algunos conceptos importantes para dicho proceso, como corrosión, posición y nivel de medición, diagramas de inspección técnica, entre otros.

Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Como se observa en la Figura 1, el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) es un proceso cíclico en el cual cada una de sus etapas está ligada con el resto de las etapas de implementación.

La complejidad intrínseca de este proceso requiere un entendimiento global del mismo ya que interactúan diferentes etapas durante la realización de las actividades, este proceso se verá de forma más profunda en el capítulo 3.

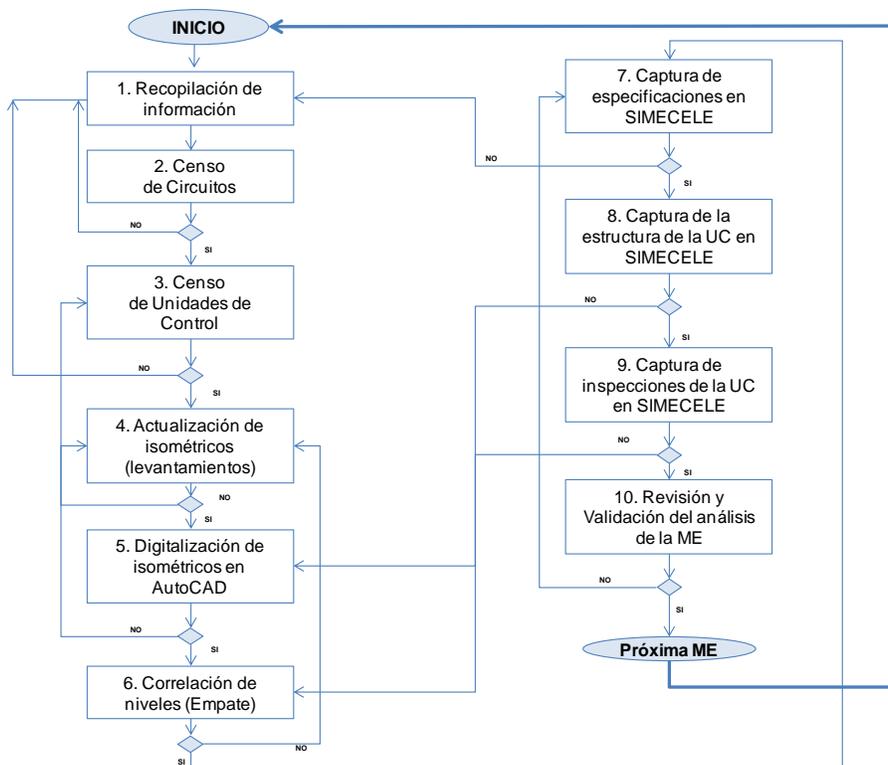


Figura 1 Proceso de Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) (4)

Para entender mejor la Figura 1, a continuación se presenta la Tabla 2, en donde se explica de forma breve las actividades que comprende cada etapa de este proceso de implementación.

Tabla 2 Proceso de Implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) (4)

ETAPA	ACTIVIDADES A DESARROLLAR
Etapa 1. Recopilación de información	Esta etapa tiene por objetivo coleccionar la información necesaria para las etapas posteriores del proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).
Etapa 2. Identificación y elaboración del censo de circuitos	El objetivo de esta etapa es elaborar un censo de circuitos con base en la descripción del proceso y el DFP.

ETAPA	ACTIVIDADES A DESARROLLAR
Etapa 3. Identificación y elaboración del censo de Unidades de Control	La finalidad de esta etapa es la identificación y definición de unidades de control de acuerdo con el Censo de Circuitos elaborado en la etapa 2.
Etapa 4. Actualización en campo de Diagramas para Inspección Técnica de Espesores	Ésta etapa tiene por objetivo la revisión y actualización de los diagramas de inspección técnica de espesores a través de los levantamientos en campo.
Etapa 5. Digitalización en AutoCAD® y de los DITE	Al terminar el levantamiento en campo de los isométricos se procede a realizar el dibujo de los diagramas utilizando como herramienta principal el programa AutoCAD® y la paleta QITDraw.
Etapa 6. Correlación de Niveles de Inspección en los DITE actualizados con los expedientes donde se tiene el historial de mediciones	El objetivo principal de la sexta etapa es relacionar los Niveles de Inspección de diagramas de referencia con uno actualizado para comparar los niveles anteriores con los actuales y poder conservar el historial de los niveles anteriores con los cambios detectados durante esta misma etapa.
Etapa 7. Captura de especificación de materiales de la planta	Las actividades que se realizan en esta etapa se hacen directamente en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), para la captura correcta del Licenciador y las clases de material.
Etapa 8. Captura de estructura en sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), con base en los censos realizados y servicios de la planta	El sistema funciona por la correcta organización y distribución de la información, y esta etapa funge como la organizadora de dicha información dispuesta para ser usada por el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) para las etapas posteriores.

ETAPA	ACTIVIDADES A DESARROLLAR
Etapa 9. Captura de inspecciones en la UC	Esta etapa es importante y crucial para el análisis de la Medición de Espesores, en ella se capturan en el software del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) los datos que se tienen en los expedientes de las inspecciones anteriores.
Etapa 10. Revisión y Validación del análisis de la Medición de espesores, y generación del programa anual de Mediciones de espesores	La última etapa de éste proceso da la pauta para continuar con el ciclo del proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), programando la siguiente fecha de medición de espesores y poder continuar con la mejora de las prácticas de la administración de la Integridad Mecánica y la Inspección Preventiva de Espesores

Normas que utiliza el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Para su diseño, implementación y desarrollo de los análisis y reportes que realiza, el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) se basa en la normatividad para la seguridad, salud y protección ambiental vigente en México.

A continuación se presenta la normatividad vigente utilizada para tan importante labor como lo es la implementación de este sistema integral de medición y control de espesores de líneas y equipos de proceso.

- DG-SASIPA-IT-0204 (3), Rev. 7 (guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores), cuyo objetivo es predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles, que puedan afectar la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos, y su alcance son todos los equipos, tuberías y tanques que manejan, almacenan o transportan

hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas. Por lo tanto, son de aplicación general y de observancia obligatoria en todos los centros de trabajo del Organismo de PEMEX Refinación que cuenten con instalaciones industriales.

- GPEI-IT-0201 (procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación), cuyo objetivo es cubrir 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 modificaciones, incluyendo su registro en las plantas que se encuentran en operación.
- GPEI-IT-4200 (5), Rev. 0 (Procedimiento para el control de desgaste de niplería), Este procedimiento 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.
- DG-GPASI-IT-0903 (6), Rev. 3 (Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería en tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX Refinación), cuyo objetivo es evaluar el estado físico de las tornillería de la tubería 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.
- GPSI-IT-0209 (7), Rev. 2 (Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las plantas en PEMEX Refinación), que tiene por objetivo establecer los criterios para efectuar la inspección de tuberías de plantas de proceso y servicios auxiliares en operación.
- DG-ASIPA-IT-00008 (8) (Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos), donde se establecen los espesores de retiro para los sistemas de tubería de proceso y de transporte y recolección.
- GPASI-IT-4002 (9), Rev. 2 (Procedimiento para efectuar el diagnóstico sobre el estado físico de equipos y tuberías en unidades de proceso,

servicios auxiliares y almacenamiento), que busca conocer el estado físico de equipos y tuberías en plantas de proceso y unidades de servicio y determinar las acciones correctivas para que la instalación opere en condiciones seguras.

- DG-GPASI-4004 (10), Rev. 0 (Procedimiento para elaborar los informes de inspección y reparación de las unidades de proceso y servicios auxiliares en los centros de trabajo de PEMEX Refinación), que busca formar el historial de las unidades de proceso y servicios auxiliares así como de cada uno de los equipos intervenidos y trabajos efectuados durante las reparaciones parciales o generales.
- API-510, Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration (Código de inspección de tanques a presión: inspección de mantenimiento, clasificación, reparación, y alteración)
- API-570, Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems (Código de inspección de tuberías: Inspección, reparación, alteración y reclasificación de sistemas de tuberías en servicio)
- API-RP-572, Inspection of Pressure Vessels: Tower, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers (Inspección de recipientes a presión: torres, bombas, reactores, intercambiadores de calor y condensadores). Tiene como objetivo recomendar prácticas para la inspección de recipientes a presión, incluye la descripción de varios tipos de recipientes a presión, así como sus estándares para su construcción y mantenimiento, así como las razones para efectuar la inspección, causas de deterioro, frecuencia y métodos de inspección, métodos de reparación, elaboración de los expedientes y reportes, y hace un énfasis especial en la operación segura.
- API-RP-573, Inspection of Fired Boilers and Heaters (Inspección de calderas y calentadores). Habla de las prácticas de inspección de calderas y calentadores usados en plantas petroquímicas y procesos de refinación de petróleo.

- API-RP-574, Inspection Practices for Piping Systems Components (Prácticas de Inspección para los componentes de los sistemas de tuberías). Cuyo objetivo es explicar las prácticas de inspección de tuberías, diferentes tipos de válvulas y accesorios usados en plantas químicas y refinerías, como medidores de nivel, instrumentos de control de columnas, válvulas de control, etc.
- API-RP-575, Inspection of Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks (Inspección de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión), donde se explican las prácticas de inspección de tanques atmosféricos y a baja presión en servicio, se describen varios tipos de tanques, los estándares para su construcción y mantenimiento, las razones para realizar las inspecciones, frecuencia y los métodos de reparación, así como la elaboración de los expedientes y reportes; se enfatiza la seguridad y operación eficiente.
- API-RP-653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction (Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques). Donde se cubren los tanques de acero al carbono y aleaciones. Nos proporciona los requisitos mínimos para mantener la integridad mecánica de los tanques soldados, remachados, refrigerados, a presión atmosférica, de almacenamiento una vez que están en servicio. Cubre la inspección de mantenimiento, reparación, alteración, reubicación y reconstrucción de dichos tanques.
- 800/16000/DCO/PE/080, Procedimiento para el registro, análisis y programación de la medición de espesores de pared en tuberías y equipos de las instalaciones de Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios.

Definiciones importantes para entender el trabajo del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Corrosión

Corrosión es la degradación del metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente. Es un proceso natural, en el cual se produce una

transformación del elemento metálico a un compuesto más estable, que es un óxido.

Corrosión generalizada u homogénea.

Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie del metal. Es decir que es aquella corrosión que se produce con el adelgazamiento uniforme producto de la pérdida regular del metal superficial, puede ser por el interior o el exterior de la pared metálica de una tubería o equipo. (11)

Corrosión puntual

En este caso, la destrucción se produce en algunas regiones de la superficie del metal. La corrosión puntual aparece como resultado de la rotura de la capa de protección de óxidos, creando puntos de corrosión, de esos puntos afectados la corrosión se propaga al interior del metal. (11)

Los defectos de la superficie (placas, grietas, rasguños, intergranulados, fisuras, picaduras) favorecen el desarrollo de la corrosión puntual.

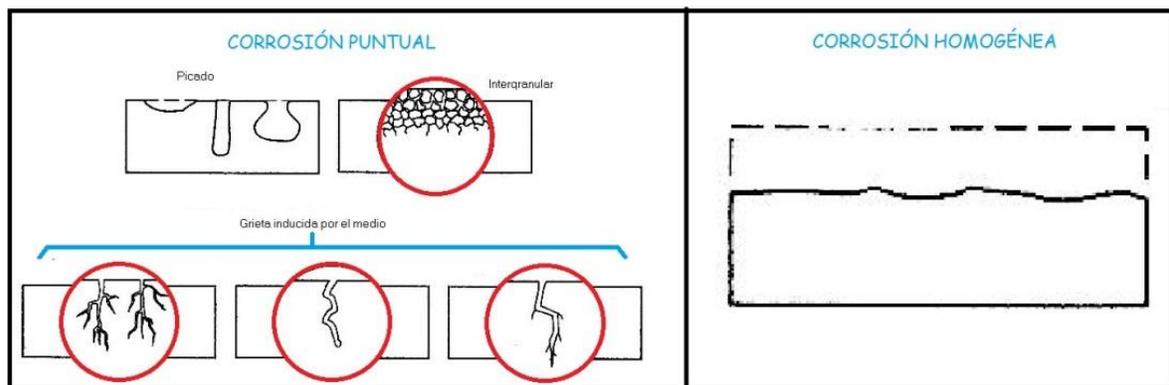


Figura 2 Corrosión puntual y Corrosión homogénea (11)

En la Figura 2 se puede observar la diferencia entre la corrosión generalizada y la corrosión puntual de forma gráfica. Para la corrosión puntual, se pueden observar diferentes factores que favorecen este tipo de corrosión, como lo son las picaduras, grietas o intergranulados.

El proceso de corrosión, en sus variadas formas (para los cálculos realizados por el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), solo se toma en cuenta la corrosión homogénea), va produciendo un deterioro considerable en los metales, los cuales con el tiempo, si no son tratados, inducen a su completa destrucción, lo cual implica grandes riesgos a la seguridad y salud de los trabajadores, riesgos al equilibrio del medio ambiente así como también enormes pérdidas económicas y de producción.

Pruebas destructivas

Las pruebas destructivas son aquellas en las que las propiedades físicas de un material son alteradas y sufren cambio en la estructura. Su cometido es determinar si la pieza analizada puede seguir cumpliendo con la función para la que fue creada. Por esta razón estas pruebas solo se realizan cuando las pruebas no destructivas no son suficientes para determinar el estado de los equipos o tuberías.

Las pruebas destructivas que se pueden realizar son las siguientes:

- Resistencia a la tracción, es decir la resistencia a la ruptura, de acuerdo a lo establecido en el método ASTM-E-8.
- Resistencia a la compresión, de acuerdo al método ASTM-E-9.
- Prueba de Impacto, de acuerdo al método ASTM-E-23.
- Prueba de dobléz, de acuerdo al método ASTM-E-190.
- Prueba de fluencia - fátiga, de acuerdo al método ASTM-E-2714.

Pruebas no destructivas

Las pruebas no destructivas son aquellas que determinan la utilidad, durabilidad o calidad de una parte o material sin limitar su funcionalidad.

Las pruebas no destructivas se utilizan para conservar las líneas y equipos con el fin de evitar accidentes que redunden en el daño a la seguridad y salud del trabajador y daños al medio ambiente, así como pérdidas de servicio no programado y costo a causa de fatiga o desgaste.

Con ellas se determinan propiedades físicas, composición y estructura, se revelan los defectos, se mide el espesor y se monitorea la corrosión.

Las pruebas no destructivas se dividen en los siguientes métodos básicos: Inspección visual, partículas magnéticas, líquido penetrante, método radiográfico, infrarrojo, corriente parásito, ultrasonido.

Inspección visual

Inspección visual es la más ampliamente utilizada, ya que brinda información de la condición superficial de los materiales que se estén inspeccionando, con el simple uso del ojo humano. El personal que realiza este tipo de inspección, debe tener conocimientos sobre los materiales que está inspeccionando, tal como el tipo de irregularidades o discontinuidades a detectar en él.

Partículas magnéticas

Esta prueba se basa en el principio del magnetismo; un metal magnético puede ser magnetizado local o globalmente y se le pueden esparcir sobre su superficie, pequeños trozos o diminutas partículas magnéticas y así observar cualquier acumulación de las mismas, lo cual es evidencia de la presencia de discontinuidades sub-superficiales y/o superficiales en el metal.

Líquido Penetrante

Este método consiste en verter un líquido sobre el equipo o tubería y observar después de su limpieza y remoción con un material absorbente, si las áreas contienen discontinuidades superficiales (grietas, perforaciones, etc.).

Radiográfico

Se basa en la capacidad de un material para dejar pasar o retener la radiación (Rayos X o GAMA), con esto es posible determinar la presencia de irregularidades internas, midiendo o caracterizando la radiación incidente contra la radiación retenida o liberada por el material. Se utiliza principalmente para encontrar defectos en soldaduras.

Corriente parásita

La corriente parásita se utiliza principalmente para encontrar rajaduras, variaciones de tratamiento térmico, profundidad de grietas, permeabilidad, y mide el espesor de paredes y/o recubrimientos.

Infrarrojo

La radiación infrarroja se transmite en forma de calor mediante ondas electromagnéticas a través del espacio. De esta forma, es posible medir o revelar puntos calientes, transferencia de calor, isothermas y órdenes de temperatura.

Ultrasonido

Para el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), el ultrasonido es la prueba elegida para la medición de espesores de las paredes de líneas y equipos de proceso, pues entre las ventajas que presenta, el uso de esta técnica son que presenta un mayor poder de penetración, acceso a una superficie, es portátil y no presenta peligro para el operario.

El ultrasonido es un tipo de prueba no destructiva del tipo mecánico, se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales. Con el método de ultrasonido es posible obtener una evaluación de la condición interna del material en cuestión.

Se considera ultrasonido aquellas oscilaciones de presión que poseen frecuencias por encima de la gama audible (es decir, superior a 20 000 Hz²). En la Figura 3 se muestra el espectro de la gama de frecuencias, donde se pueden observar que de 0-30 Hz son los infrasonidos, de 30-5000 Hz es la gama audible, con ejemplos de las frecuencias que puede tener el teléfono y la música, y como de 20000 Hz en adelante es el ultrasonido.

² Hz (Hertz): es la unidad de frecuencia sobre tiempo

Marca	Modelo	Observaciones
General Electric	DMS 2	<p>Medidor de espesores portátil con registrador de datos integrado. Con este aparato se puede medir el espesor de pared en las piezas como por ejemplo, tubos, contenedores a presión y otras piezas de equipos sujetas a una reducción gradual del espesor. Especialmente indicado para mediciones con el fin de comprobar la corrosión documentada. Su registrador de datos puede almacenar hasta 150.000 valores de medición. (12)</p> 
General Electric	DMS Go	<p>Medidor de espesores que combina una interfaz de usuario innovadora y fácil de usar, con una administración de datos potente y una capacidad para proporcionar valores precisos, confiables y exhaustivos. Ideal para una amplia gama de sectores industriales, incluyendo el petrolero. Puede almacenar hasta 150.000 mediciones. Es apto para el monitoreo de corrosión, incluso a altas temperaturas y en piezas recubiertas. (13)</p> 
General Electric	CL5	<p>Puede mostrar el estado de acoplamiento/no-acoplamiento y la imagen en tiempo real de los ecos (permitiendo asegurarse de que el palpador está correctamente puesto, que están midiendo los ecos adecuados y que el valor digital es correcto). Puede utilizarse en componentes de aluminio, acero, cobre, bronce, flejes y placas metálicas. Su registrador permite guardar los valores de espesor en forma de archivo, almacena hasta 10.000 valores. (14)</p> 

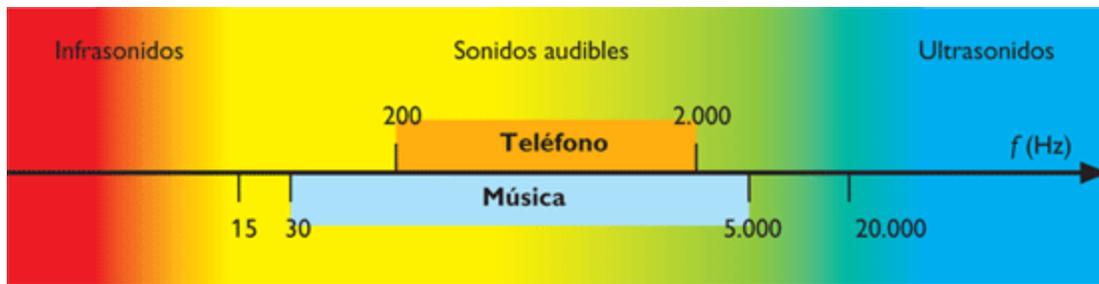


Figura 3 Gama de Frecuencias

El equipo utilizado para la aplicación de estas técnicas es capaz de generar, emitir y captar haces de ondas muy bien definidas sujetas a las leyes de reflexión al encontrar en su trayectoria un cambio en las propiedades físicas del medio en el cual se propagan. Al ser captadas, son analizadas según el objetivo del equipamiento y con la determinación del tiempo transcurrido desde su emisión hasta su recepción, puede conocerse la distancia recorrida, al ser la velocidad previamente establecida.

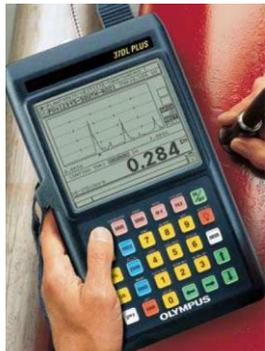
Medidores de espesores

Existen diferentes equipos que nos ayudan a medir el espesor, los hay portátiles y fijos, sin embargo, para la inspección de espesores que el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) administra se utilizan los equipos portátiles, debido a que las mediciones se realizan *in situ*.

Recordemos que los medidores de espesor por ultrasonido toman medidas instantáneas emitiendo ondas ultrasónicas desde un lado del material, lo cual evita cortar la parte corroída. Sus medidas son precisas, confiables y repetibles. Algunos de los diferentes equipos que se utilizan se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3 Equipos de medición de espesor por ultrasonido

Marca	Modelo	Observaciones
-------	--------	---------------

Marca	Modelo	Observaciones	
OLYMPUS	MG2 MG2-XT MG2-DL	<p>Diseñados especialmente para los responsables de medir el espesor residual de las tuberías, depósitos y otras estructuras metálicas corroídas en su interior. Pueden calcular el espesor con un solo eco de fondo y mostrar simultáneamente las medidas del espesor del metal y recubrimiento, representar la forma de onda en la pantalla para verificar la lectura del espesor y suprimir los ecos parásitos causados por el ruido de la superficie del metal. (15)</p>	
OLYMPUS	37DL Plus	<p>Mide el espesor real del metal y de su recubrimiento utilizando un sólo eco de fondo. Ajusta la velocidad de propagación de la onda ultrasónica en función de los cambios de temperatura que hay en el material. Mide el espesor del acero y las acumulaciones de óxido y las costras. Su gama de espesores va de 0.080mm y 635.00mm, con una gama de temperaturas de -10°C hasta 50°C. Almacena hasta 60.000 mediciones. (16)</p>	
OLYMPUS	38DL Plus	<p>Es compatible con un gran cantidad de palpadores, por lo que puede realizar la medición del espesor de tubos corroídos internamente hasta la medición de alta precisión de espesores finos o de varias capas (hasta 4 simultáneamente), puede medir las capas de óxido y depósitos adheridos de magnetita. Su gama de espesores va desde 0.080mm hasta 635.00mm. Almacena hasta 475.000 lecturas. (17)</p>	

El equipo con que se iniciaron las mediciones fue el DMS 2. Actualmente se utilizan los equipos arriba descritos.

Diagrama de Flujo de Procesos (DFP)

Es la representación gráfica del proceso utilizando figuras aceptadas internacionalmente por distintas normatividades nacionales y extranjeras, como ISA-S5.5-1985 “Graphic Symbols for Process Displays”, ASME Y32-11-1961 “Graphic Symbols for Process Flow Diagrams”, Simbología de Equipo de Proceso P.2.0401.01 PEMEX Exploración y Producción, entre otras.

El DFP contiene el balance de materia y energía de los influentes y efluentes, todos los equipos principales con sus características generales más destacadas, notas que definen aquellos puntos o circunstancias que se deben cumplir en el proceso y la filosofía de control básica³.

En la Figura 4 se puede observar en el cuadro verde las notas, en rojo los equipos principales y en azul el balance de materia.

³ Filosofía de control básica. En ella se definen qué equipos deben ser duplicados y controlados exhaustivamente y qué aspectos de las condiciones de operación son mandatorias en el proceso.

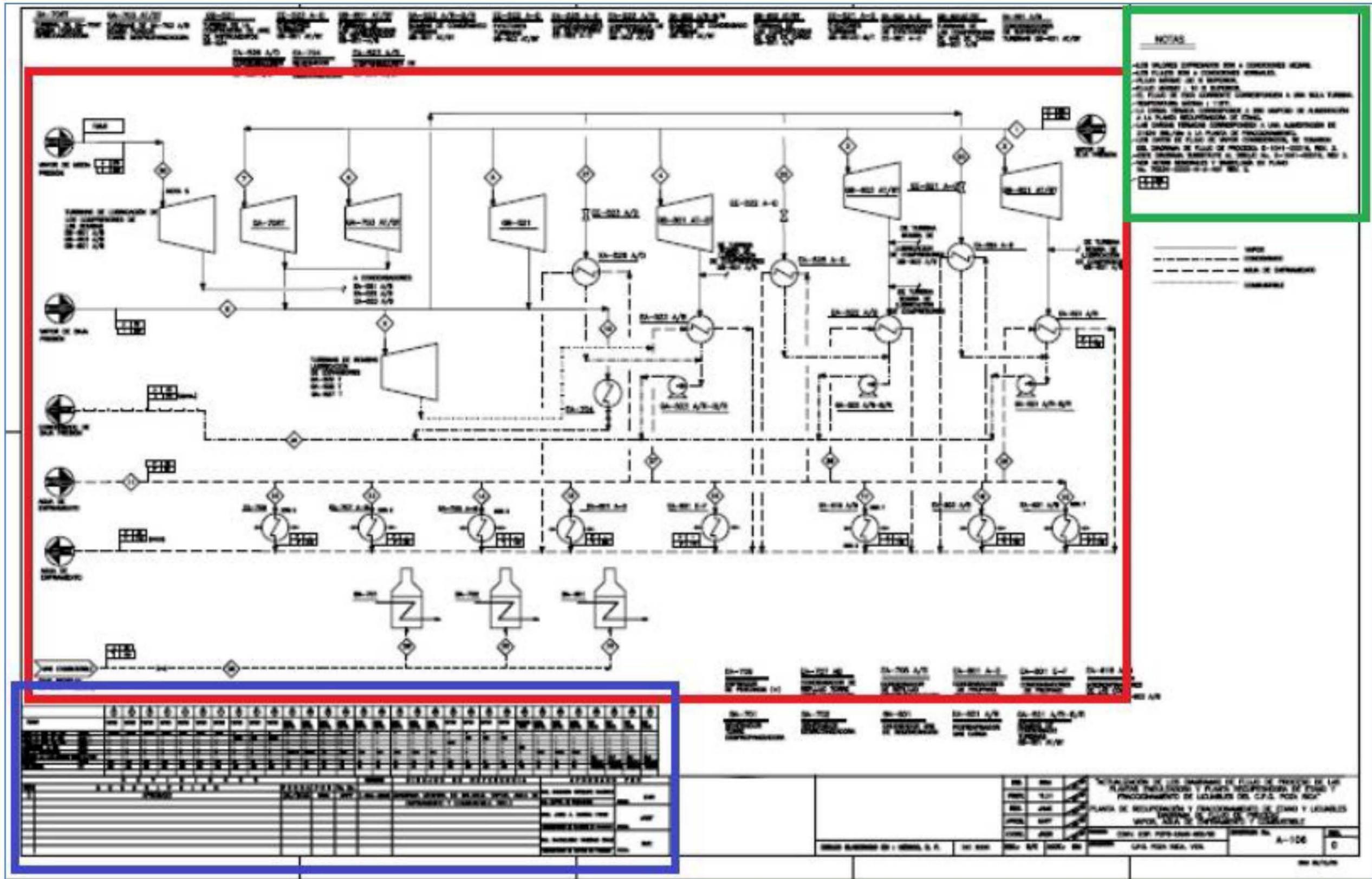


Figura 4 DFP con elementos resaltados

Diagrama de Tuberías e Instrumentación (DTI)

Los diagramas de tuberías e instrumentación muestran la interconexión de equipos de proceso e instrumentos utilizados para controlar el proceso.

Los DTI's desempeñan un papel importante en el mantenimiento y modificación del proceso que describen. Es fundamental para demostrar la secuencia física de los equipos y sistemas, así como la forma de conexión de estos sistemas. Durante la etapa de diseño, el esquema también proporciona la base para el desarrollo de sistemas de control del proceso, lo que permite aumentar la seguridad operacional y las investigaciones, así como los estudios de peligros y operabilidad (Hazard Operation, HAZOP).

Para las instalaciones de procesamiento, es una representación pictórica de

- Instrumentos clave de las tuberías y los detalles
- Control y sistemas de cierre
- Seguridad y los requisitos reglamentarios
- Puesta en marcha
- Información operativa

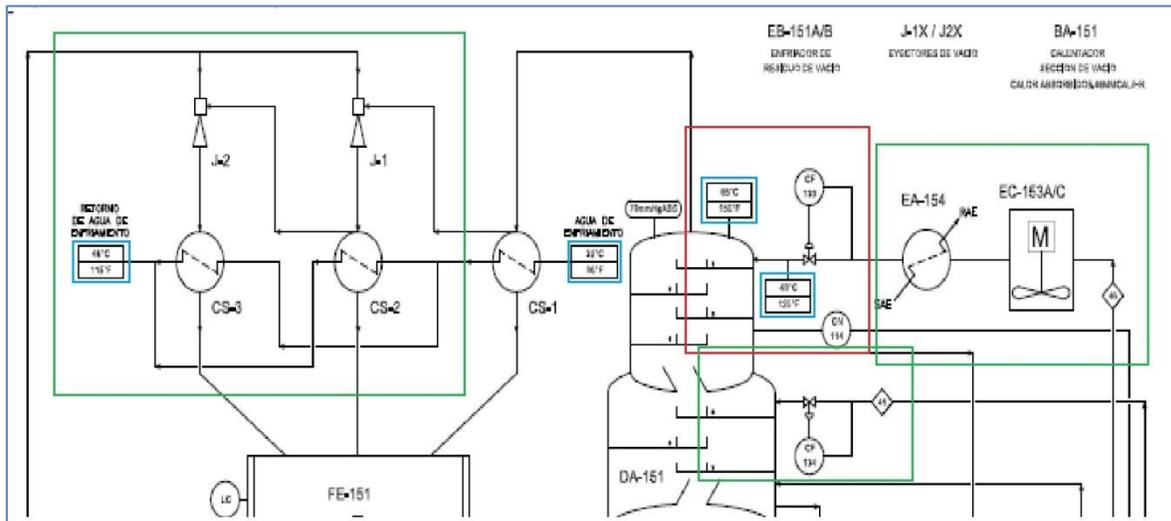


Figura 7 Elementos identificados en un DTI

En la Figura 7 Elementos identificados en un DTI, se puede observar parte de un DTI, donde se encuentran identificadas algunas de las características de un DTI. En color azul se encuentra la información operativa, como temperaturas, presiones o flujos que debe de cumplir la línea en esos puntos, de color verde se encuentran resaltados instrumentos clave de la tubería, y en color rojo se muestra un sistema de control.

Circuito

Un circuito es el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación (P, T). (3)

Unidad de control

Una unidad de control es una sección de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea tal como de 0 a 8 mpa, de 8 a 15 mpa, de 15 > mpa. (3). En el caso de tuberías, se tendrán diferentes unidades de control en función de las condiciones de operación (presión, temperatura y flujo) y materiales de las tuberías.

Los equipos generalmente se encuentran sujetos a corrosión variable, por lo que las unidades de control en este caso pueden ser equipos enteros o partes de los mismos que presentan similares condiciones de corrosión.

Diagramas de inspección técnica de espesores

Los diagramas para inspección técnica de espesores, son el conjunto de isométricos⁴ y dibujos de equipos utilizados para la medición preventiva de espesores. Éstos representan de manera gráfica los niveles de medición de una unidad de control ya sea de tubería, niplería o tornillería. (18)

Posiciones o puntos de medición

Posición de medición es el punto específico donde se toma la medición del espesor de la pared basándose en la orientación de la tubería o accesorio, según sea el caso. (3)

Al establecer las posiciones de medición en los diagramas de inspección técnica se logra homologar las mediciones en los diferentes centros de trabajo.

En la Tabla 4 podemos ver la notación que se utiliza para marcar las posiciones de medición de líneas

Tabla 4 Notación de posiciones de medición.

No.	ORIENTACIÓN	LETRA	No.	ORIENTACIÓN	LETRA
1	NORTE	N	5	ARRIBA	A
2	SUR	S	6	ABAJO	B
3	ORIENTE	O	7	CODO	C
4	PONIENTE	P	8	GARGANTA	G
CUANDO NO HAY MEDICIÓN SE REPRESENTA CON CERO O "X"					

⁴ Isométrico es aquel dibujo tridimensional que se ha realizado con los ejes inclinados formando un ángulo de 30° con la horizontal que tiene una escala de medición igual para cada eje. Un dibujo isométrico se realiza sin reducción alguna. (19)

En la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se observan las diferentes posiciones de medición de líneas que existen.

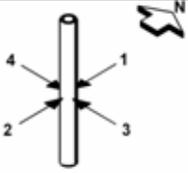
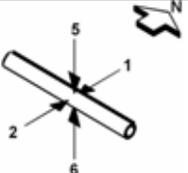
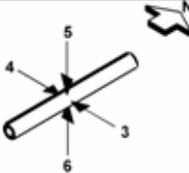
Dibujo			
Notación con letras	N,S,O,P	N,S,A,B	O,P,A,B

Figura 8 Posiciones de nivel en tuberías

En la Figura 8 se pueden observar las diferentes posiciones que podemos encontrar en campo de las tuberías, y las posiciones donde se tomará medición de espesores para cada una de ellas. Si la tubería sube o baja, las mediciones de espesores se deberán realizar al norte, sur, oriente y poniente, para una tubería que va de oriente a poniente o de poniente a oriente, las mediciones se realizarán al norte, sur, arriba y abajo, y para una tubería que va de norte a sur o de sur a norte, las mediciones se realizarán en las posiciones oriente, poniente, arriba y abajo, todo está indicado con letras en la parte inferior de la figura.

En la Figura 9 se observa que en los codos siempre se toma medición en los puntos de dentro y fuera, si es posible por su tamaño, y los otros puntos de medición dependen de la orientación de la pieza en particular. Para los casos donde va al norte y sube, sube y va al norte, baja y va al norte y la que va al norte y baja, se mide en oriente y poniente. Para aquellos que sube y va al oriente, va al oriente y baja, baja y va al oriente y la que va al oriente y sube se miden las posiciones norte y sur. Y para las piezas que van al oriente y al norte, al norte y al oriente, al poniente y al norte y las que van al norte y luego al poniente, se miden los puntos de arriba y abajo.

Dibujo			
Notación con letras	O,P,C,G	O,P,C,G	O,P,C,G
Dibujo			
Notación con números	N,S,C,X	N,S,C,X	O,P,C,X
Dibujo			
Notación con números	A,B,C,X	A,B,C,X	A,B,C,X
Dibujo			
Notación con números	A,B,C,X	N,S,C,X	N,S,C,X

Figura 9 Posiciones de nivel en codos

Los codos obstruidos son todos aquellos codos que por su tamaño no puedan ser medidos en la garganta. En la Figura 9 se pueden observar las diferentes posiciones en donde se deben realizar las mediciones para cada caso de orientación que podemos encontrar para un codo, en todos estos ejemplos, existe obstrucción, por lo que se observa en la parte inferior de cada ejemplo la notación "X" para la posición que correspondería a la garganta, que significa que ahí no se puede realizar medición.

Dibujo			
Notación con letras	N, X, O, P	X, S, O, P	N, S, X, P
Dibujo			
Notación con letras	N, X, A, B	X, S, A, B	N, S, X, B
Dibujo			
Notación con letras	O, X, A, B	X, P, A, B	O, P, X, B

Figura 10 Posiciones de nivel en Tees

En la Figura 10 se muestran las diferentes orientaciones que en campo se pueden encontrar de una tee, en la primer fila de dibujos, se observan aquellas tees que suben o bajan, en la segunda fila de dibujos se ven las tees que van de oriente a poniente o de poniente a oriente y en la última fila de dibujos se muestran aquellas que van de sur a norte o de norte a sur, y en la parte inferior de cada dibujo se muestran las letras que representan las posiciones en que la medición se debe realizar, incluyen la posición en la que no se puede medir (“X”).

Para los niveles de niplería, las posiciones que se deben medir y revisar son solamente dos por pieza que la conformen hasta el primer bloqueo.

En la Tabla 5, se presentan de manera general las posiciones de medición de espesores para los arreglos típicos de niplería que podemos encontrar en las plantas de proceso.

Tabla 5 Arreglos típicos de niplería. (9)

ARREGLO	PUNTOS DE MEDICION	FIGURA	PUNTOS DE MEDICIÓN
COPLE-NIPLE-VÀLVULA (CNV)	6		
COPLE-TAPON (CTAP)	4		
COPLE-TERMOPOZO (CTER)	4		
ORIFICIO-TAPÒN (OTAP)	2		
ORIFICIO-NIPLE-VÀLVULA (ONV)	4		

Nivel de medición

Se le llama nivel de medición al conjunto de posiciones de medición de espesor de pared que se deben tomar a la misma altura o distancia de una tubería o equipo. (3)

Existen cuatro tipos especiales de niveles de medición, el de tuberías, equipos, tornillería y niplería. En la Tabla 6 se muestran las figuras que representan cada tipo de nivel.

Tabla 6 Niveles de Medición

Nivel	Figura	Observaciones
Tubería o equipo		Marca los niveles de tubería o equipo en un diagrama de inspección técnica de espesores, el orden se indica con números arábigos al centro de la figura.
Niplería		Marca los niveles de niplería en un diagrama de inspección técnica de espesores, el orden se indica con números arábigos al centro de la figura.
Tornillería		Marca los niveles de tornillería en un diagrama de inspección técnica de espesores, el orden se indica con números arábigos al centro de la figura.

Los niveles de medición se indican claramente en los diagramas de inspección técnica para facilitar su localización al técnico que realizará las inspecciones de espesores de líneas y equipos de proceso, además de homologar la forma en que se realizan las mediciones de las tuberías y equipos, en los diferentes centros de trabajo.

Los niveles de medición deben ir más o menos a una pulgada de la soldadura, siguiendo la dirección del flujo, debido a que en la soldadura se alteró la estructura del metal y porque es ahí, en la soldadura, donde se genera más turbulencia, y en el caso especial de los codos y tee's, que reciben el golpe de ariete, deben recibir especial atención.

La inspección de los arreglos básicos de niplería es importante porque si llegara a fallar alguno de sus componentes (cople, niple, codos, etc), no hay forma de detener las fugas o derrames pueden llegar hasta a tener que detener el proceso.

La inspección de tornillería se lleva a cabo para realizar una evaluación del estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos, para así detectar oportunamente daños o fallas e implementar las correcciones necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las tuberías y equipos bridados.

Determinación de los niveles de medición en un Diagrama de Inspección Técnica

En caso de que los niveles de inspección no estén asignados, deben ser numerados de acuerdo con el sentido del flujo como prioridad y en el sentido de la numeración consecutiva de equipos. Y en el caso de que existan disparos o ramificaciones de las líneas principales, la numeración de los niveles debe seguir al disparo como prioridad y regresar a la línea principal en el consecutivo del último número de nivel perteneciente a tal disparo.

A continuación se dan las indicaciones a seguir para la numeración de los niveles de inspección en una unidad de control.

1. Para comenzar a numerar los niveles de medición se parte del equipo, o de la sección de origen de flujo y se deberá seguir la línea principal en la dirección del flujo.
2. En el caso de que existan ramificaciones o disparos en la línea principal, se deberán de seguir con la numeración de niveles hasta concluir el disparo siguiendo la dirección de flujo y posteriormente se continúa con la numeración de la línea principal.
3. Las indicaciones 1 y 2 se deben seguir hasta concluir la unidad de control.
4. En el caso de los cabezales, estos se deben numerar iniciando de la posición más al norte.
5. Cuando se tenga un arreglo de equipos, por ejemplo un banco de intercambiadores, la numeración se inicia con el equipo que tenga la primera letra consecutiva (A, B, C,... según sea el caso).

Los criterios para determinar un punto de medición se enlistan a continuación, según el tipo de nivel que sea.

Niveles de tubería

Un nivel de tubería se coloca según el procedimiento (7)

- Después de cada soldadura
- En los codos, el nivel va exactamente a la mitad
- En un injerto
- En la reducción
- En la unión de la "T"
- En la unión de los filtros
- Después de un medidor de flujo
- Después de un brida

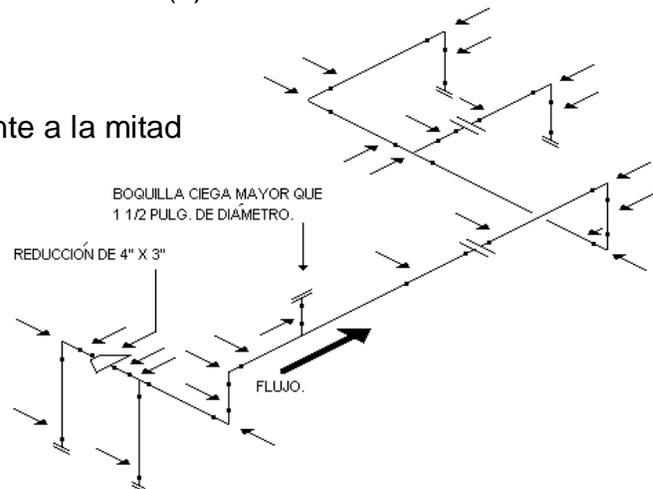


Figura 11 Niveles de tubería. (7)

Niveles de niplería

En el caso de la niplería, los criterios que determinan los niveles de inspección en el procedimiento (5) son:

- En una purga
- En un dren
- En un venteo
- En una toma de instrumento
- En un termopozo
- En las tomas de muestra
- En un medidor de flujo
- En el caso de las bombas, las salidas a desfogue se consideran como niplería hasta la primera válvula perteneciente al equipo

Niveles de tornillería

Los criterios que determinan un nivel de inspección en tornillería según el procedimiento (6), son:

- Cuando se trate de válvulas intermedias bridadas habrá un nivel en cada extremo de la válvula.
- Todas las bridas unidas a boquillas de equipos, deberán ser consideradas como un nivel de inspección de tornillería.
- En válvulas o bridas terminales (final de línea de proceso)
- En un medidor de flujo.
- En bridas.
- En las válvulas de bloqueo que lleven espárragos.

Niveles de equipo

En el caso de los niveles de inspección en el cuerpo de los equipos, deben ser numerados de acuerdo con el procedimiento (9):

- El primer nivel de medición es el que está orientado hacia el norte y/o en la parte de arriba y hacia la izquierda
- El sentido para continuar numerando es de izquierda a derecha, de arriba hacia abajo (en forma de zigzag) hasta terminar con todo el equipo.
- Antes de cada brida de equipo
- Después de cada brida de equipo (que une al haz de tubos con la carcasa y la tapa)
- Al final de la tapa
- En cada placa
- En la zona de transición
- Posteriormente en cada boquilla hay un nivel
- En el fondo
- En el cuerpo
- En las zonas de vapores.

Velocidad de desgaste

Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared metálica de un equipo o tubería en un punto. Esta velocidad comprende la pérdida de espesor por corrosión y por erosión. (3)

Se calcula comparando los espesores de la pared obtenidos, en un mismo nivel de medición de espesores, en la misma posición, en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con un mínimo de un año de diferencia.

Su ecuación matemática es:

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

Donde:

d_a = velocidad de desgaste del punto a (mils⁵ x10⁻³/año).

e_i = espesor obtenido en la fecha inicial en la posición "a" (mils x10⁻³).

e_f = espesor obtenido en la última fecha de medición en la posición "a" (mils x10⁻³).

f_f = fecha de la medición más reciente (años).

f_i = fecha de la medición anterior (años)

Velocidad de desgaste promedio

Es la rapidez promedio con que disminuye la pared de un equipo o tubería, es decir que es el promedio de las velocidades de desgaste. (3)

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

Dónde:

D_{prom} = velocidad de desgaste promedio (mils x10⁻³/año)

d_1 = velocidad de desgaste del punto 1 (mils x10⁻³/año)

⁵ mils: milésimas de pulgada

d_2 = velocidad de desgaste del punto 2 (mils $\times 10^{-3}$ /año)

d_3 = velocidad de desgaste del punto 3 (mils $\times 10^{-3}$ /año)

d_n = velocidad de desgaste del punto n (mils $\times 10^{-3}$ /año)

n= número de puntos totales considerados para el promedio

Velocidad Máxima Ajustada

Se calcula conforme lo establece Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores. (3)

$$D_{m\acute{a}x} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}}$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$ = velocidad máxima ajustada (mils $\times 10^{-3}$ /año)

D_{prom} = velocidad de desgaste promedio (mils $\times 10^{-3}$ /año)

n= número de puntos totales considerados para el promedio

Velocidad de desgaste crítica

Es la velocidad de desgaste que excede las 15 milésimas de pulgada por año (15mpa) puntual o promedio. (3)

Límite de retiro

Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño pues por debajo del cual se considera que no puede operar con seguridad. (8)

Para determinar el límite de retiro, hay dos casos: a) el diseñador o fabricante indicó el límite de retiro y b) se realiza el cálculo del límite de retiro.

Cálculo del límite de retiro

Las tuberías de proceso se rigen en forma general por el código ANSI B 31.3.

El procedimiento para el cálculo del límite de retiro es el siguiente:

Para las tuberías con extremos planos

$$L_r = \frac{P * D}{2S}$$

Donde:

L_r = Límite de retiro para tuberías con extremos planos (in)

P= presión de diseño (lb/in²)

D= diámetro nominal (in)

S= Esfuerzo máximo permisible del material a la temperatura de diseño (lb / in²)

Para las tuberías con extremos roscados

$$L_{rr} = L_r + R$$

Donde:

L_{rr} = Límite de retiro para tuberías con extremos roscados (in)

L_r = Límite de retiro para tuberías con extremos planos (in)

R= espesor adicional debido a la profundidad de la cuerda (in)

Tabla 7 Valores de R para diferentes diámetros de tubería

R	Diámetros de tubería Ø
0.060"	$\frac{3}{4}$ "
0.060"	1" - 2"
0.060"	2 ½" - 24"

Una vez calculado este valor, se compara con el reportado en la tabla 5.1 de la norma DG-ASIPA-IT-00008, que en este trabajo presento como la Tabla 8.

Tabla 8 "Valores de referencia para los cálculos de espesores en tuberías de proceso" (8)

Diámetro nominal	Tuberías con extremos llanos	Tubería roscada	Conexiones con brida y válvula Clase		
			150 #	300 #	600 #
3/8	0.080	0.110	--	--	--
1/2	0.090	0.120	--	--	--
3/4	0.090	0.120	--	--	--
1	0.090	0.120	0.115	0.125	0.150
1 1/2	0.100	0.120	0.120	0.140	0.175
2	0.100	0.130	0.125	0.150	0.200
2 1/2	0.100	0.140	0.130	0.165	0.225
3	0.100	0.150	0.140	0.175	0.250
4	0.120	0.170	0.150	0.200	0.300
6	0.150	0.190	0.170	0.250	0.400
8	0.180	0.200	0.200	0.300	0.500
10	0.190	0.230	0.230	0.350	0.600
12	0.190	0.240	0.250	0.400	0.700
14	0.190	0.250	0.270	0.450	0.800
16	0.190	0.250	0.295	0.495	0.900
18	0.190	0.250	0.320	0.545	1.000
20	0.190	0.250	0.345	0.595	1.100
24	0.190	0.250	0.395	0.695	1.300

De ambos valores (el calculado y el reportado en esta tabla), se elige el mayor.

Vida útil estimada (VUE)

Es el tiempo estimado (duración) que debe transcurrir antes de que la unidad de control, o sección de la unidad de control, llegue a su límite de retiro. (3)

Su ecuación matemática es:

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{max}}$$

VUE = vida útil estimada (años)

e_k = Mínimo espesor encontrado durante la inspección (mils x10⁻³/año)

L_r = límite de retiro (mils x10⁻³/año)

D_{max} = velocidad máxima ajustada

Este resultado da una idea de cuándo es necesario solicitar los materiales requerido para el cambio de las piezas de la unidad de control. Cuando este valor es igual o inferior a 1.5 años, se debe emplazar inmediatamente.

Fecha próxima de medición de espesores (FPME)

Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de espesor de la unidad de control, de acuerdo al análisis estadístico que se realiza de la medición más actual con mediciones anteriores. (3)

Su ecuación matemática es:

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

FPME = fecha próxima de medición de espesores.

f_k = fecha de última medición

VUE = vida util estimada

Fecha de retiro Probable (FRP)

Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil. (3)

$$FRP = f_k + VUE$$

FRP = fecha de retiro probable

f_k = fecha de última medición

VUE = vida util estimada

3. IMPLEMENTACIÓN DEL SIMECELE

La metodología de implementación del Sistema Integral de Medición y Control de Espesores de Líneas de Proceso propuesta por la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México, se puede observar en la Figura 12

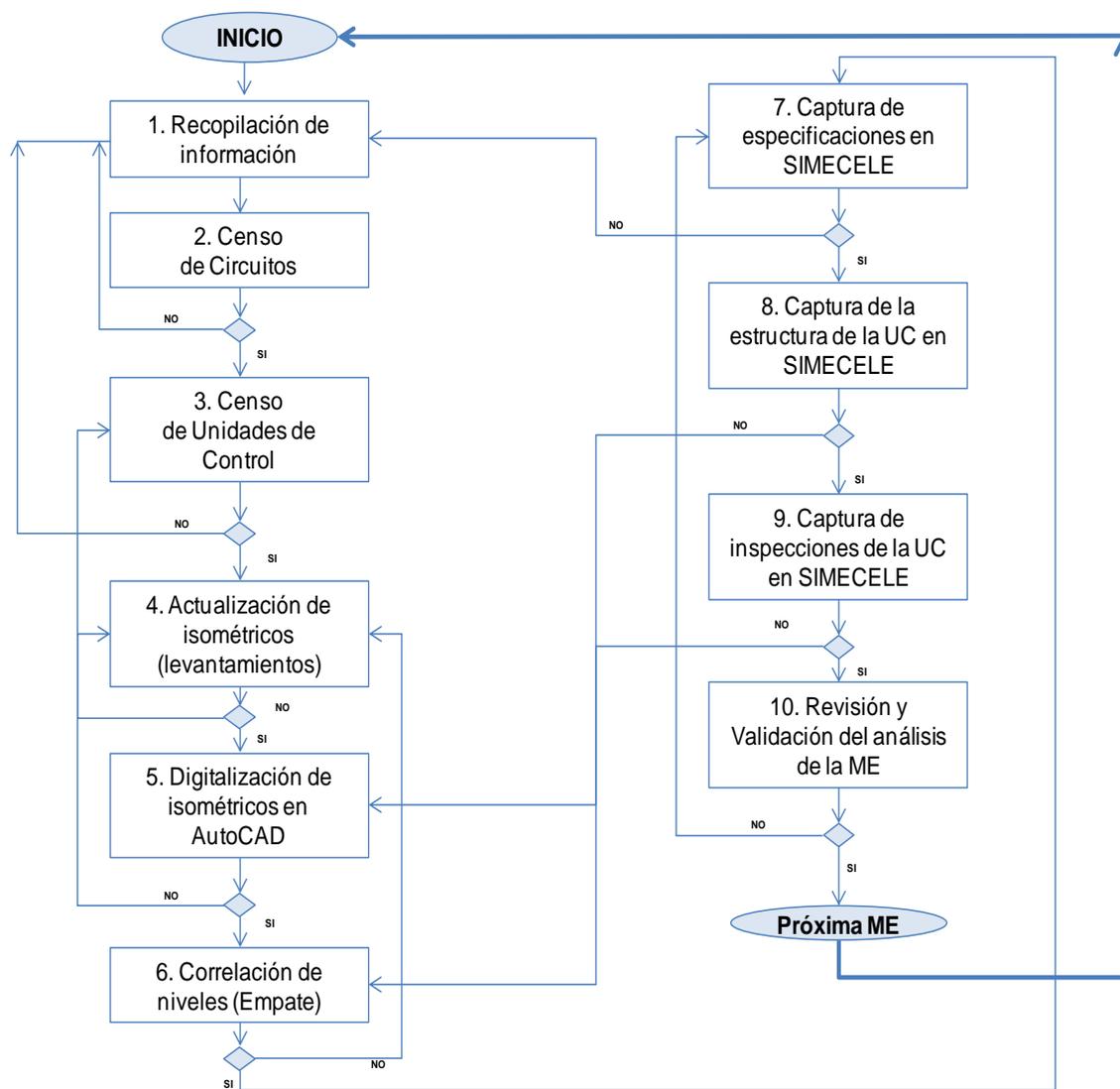


Figura 12 Proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4)

Como se puede apreciar en la Figura 12, el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) es cíclico, además se observa que la etapa 1 es una de las más

importantes, pues de ella se derivan y basan las otras 9 etapas, por lo que se puede decir que todo el proceso de implementación está construido en esta etapa como base.

Las etapas 2, 3 y 4 dependen directamente de la etapa 1, ya que sin la información precisa no se pueden realizar estas etapas, y por lo tanto la digitalización (etapa 5) no se podría llevar a cabo de acuerdo a los criterios que establece el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) y la etapa 6 no podría llevarse a cabo.

Las etapas 7, 8 y 9 también resultan de la información que se obtengan en la etapa 1. La etapa 10 nos regresa a la etapa 7 para revisar los datos capturados.

Por lo anterior, es posible notar que la etapa 1 es la de las más importantes en el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Basados en lo anterior, se puede decir que el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) requiere un entendimiento global del mismo, ya que interactúan diferentes etapas durante la realización de las actividades.

A continuación se describen a detalle cada una de las etapas del proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

ETAPA 1. Recopilación de la Información

Esta etapa tiene por objetivo obtener toda la información necesaria para estudiar la planta y llevar a cabo las etapas posteriores del Proceso de Implementación, esto es la recopilación de datos básicos de diseño de instalaciones y equipos, como son archivos, expedientes, diagramas, normas, entre otros.

Los documentos más relevantes para la implementación son los siguientes:

- Diagrama de Flujo de Procesos

- Descripción del proceso
- Diagramas de Tubería e Instrumentación
- Catálogo de líneas
- Catálogo de especificaciones de tuberías
- Listado de equipos
- Índice de servicios
- Dibujos para inspección técnica
- Expedientes de unidades de control
- Hojas de datos
- Hojas de diseño mecánico de equipos

El tiempo empleado para el desarrollo de esta etapa depende de la accesibilidad y organización de la información misma.

En algunas ocasiones la información puede no estar actualizada, como los diagramas de tubería e instrumentación o los diagramas de inspección técnica de espesores, en donde no se representan los cambios que ha sufrido el proceso, tales como lo son equipos desmantelados, o fuera de operación, equipos y/o tuberías recientemente integrados al proceso.

Pueden presentarse otros contratiempos, como que los diagramas de tubería ya no sean los elaborados por el licenciador original de la planta, en cuyo caso, es necesario comparar las descripciones y materiales de las líneas del catálogo con las líneas de los diagramas, esto para identificar diferencias entre ellas. Si existieran discrepancias, se debe buscar el documento que respalda esas modificaciones en los cambios de materiales.

Se puede elaborar una lista de la información con la que se cuenta, esto para valorar si es suficiente para la implementación de las siguientes etapas.

ETAPA 2. Elaboración de los Censos de Circuitos

Censo de Circuitos de Líneas de Proceso

El desarrollo de esta etapa requiere del estudio y análisis en forma conjunta de la descripción del proceso y el Diagrama de Flujo de Procesos (DFP), para comprender mejor el funcionamiento de la planta y de esta forma localizar los puntos en el proceso donde ocurren cambios en la composición del fluido, además se deben evaluar los servicios auxiliares que entran en el censo.

Dicha evaluación, debe considerar tres factores:

- 1) La normatividad vigente
- 2) Comprobar su existencia en campo
- 3) Contactar a los ingenieros encargados de la operación y seguridad de la planta.

Después de este estudio, se elabora un censo.

El censo es un listado que contiene el nombre y número de los circuitos, así como el servicio⁶ que maneja. Además se realiza una descripción de cada uno de ellos.

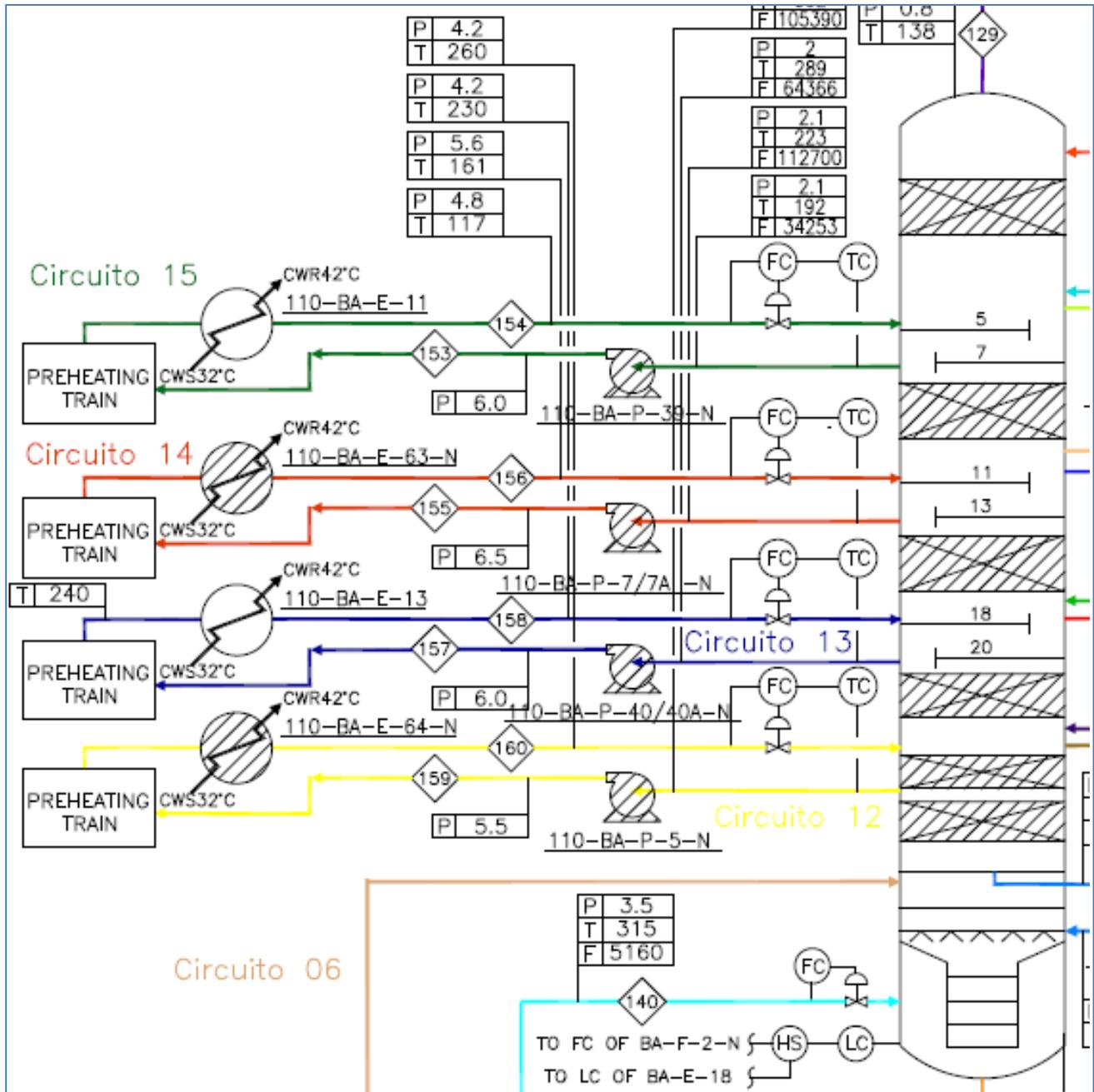
Para identificar y ordenar los circuitos de la planta se siguen los siguientes criterios:

El nombre del circuito corresponde a la parte del proceso en cuestión, o al servicio que maneja. Por ejemplo, el circuito de desfogue recibe este nombre por la función que realiza en la planta.

El número de circuito es asignado conforme lo indica la descripción del proceso.

En la Figura 13 se puede ver un DFP marcado, se aprecian los circuitos 12, 13, 14 y 15. En todos los casos, la corriente sale de la torre, pasa por un tren de

⁶ Servicio: Es aquel fluido que maneja una tubería. Un tipo de tubería puede manejar diferentes servicios, por ejemplo la clase A1, que es acero al carbón, maneja hidrógeno gas, aire de planta, aceite, hidrógeno con hidrocarburos, gas combustible, desfogue mezcla de hidrocarburos, gas de cola, hidrógeno, hidrocarburos y nitrógeno.



intercambio de calor y regresa a la torre, como únicamente aumenta su temperatura, es decir que cambia una de sus condiciones de operación pero mantiene su composición, a cada uno de esos procesos se considera un circuito.

Figura 13 Ejemplo de la marcación de los circuitos de líneas en un DFP.

A continuación, en la Figura 14 se pueden ver los circuitos 17 y 18, 20 y 21, 23 y 24, y 25 y 26. En estos casos, las líneas 17, 20, 23 y 25 se dirigen a la rectificadora sin pasar por ningún equipo o cambio, así que cada una es un circuito, por otro lado, las líneas 18, 21, 24 y 25 salen del domo de la rectificadora, al haber pasado por éste proceso, han cambiado su composición, por lo que son un circuito independiente cada uno de ellos.

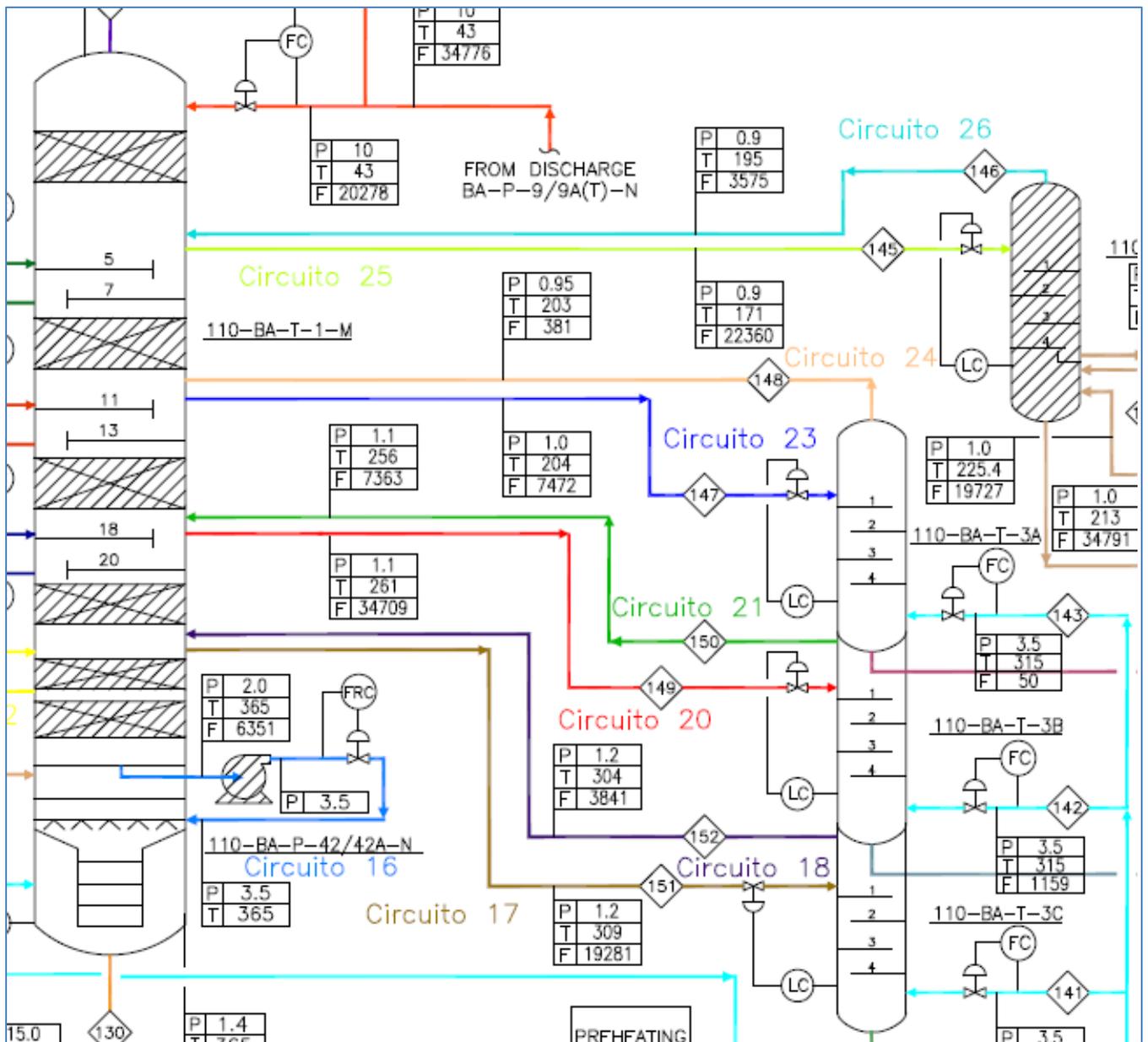


Figura 14 Ejemplo de marcación de los circuitos de líneas en un DFP

Censo de Circuito de Equipos de Proceso

Se debe realizar también un censo de circuitos de equipos, para lo que se debe hacer la revisión de todos los equipos de proceso con que la planta cuenta, y si se encontraran equipos fuera de operación, es necesario preguntar su estado, ya que en algunas ocasiones aunque el equipo no opere e incluso presente daños físicos, no se tiene programado su desmantelamiento y es necesario incluirlo dentro del censo circuito de equipos.

Considerando que cada equipo representa un circuito, existirán tantos circuitos como equipos en la planta. Si manejan un servicio diferente al de proceso se debe evaluar la necesidad de integrarlo al censo considerando los mismos factores que se evaluarían en las líneas.

ETAPA 3. Elaboración de los Censos de Unidades de Control

La finalidad de esta etapa es la identificación de unidades de control de acuerdo con el Censo de Circuitos elaborado en la etapa 2.

Censo de Unidades de Control de Líneas de Proceso

Ya que se han identificado los circuitos, éstos deben ser divididos a su vez en unidades de control.

La elaboración del censo de unidades de control comienza con su identificación, limitándolas según sus condiciones de operación, sus velocidades de desgaste y si existe algún cambio de material.

Por lo general, existe un sistema de inspección preventiva de espesores para cumplir la normatividad vigente, por lo que es común que la planta cuente con un censo previo. Se debe comprobar que se tengan contempladas todas las secciones de proceso que corresponden a la planta.

Para realizar la identificación de las unidades de control, es necesario apoyarse en los diagramas de tubería e instrumentación, y la información recopilada

previamente, en la etapa 1, es importante revisar que la información esté actualizada y contenga los cambios o modificaciones que ha tenido la planta.

La identificación de las unidades de control se hace con nombre y colores diferentes sobre los DTI's, así como con su etiqueta de identificación, como puede observarse en la Figura 15.

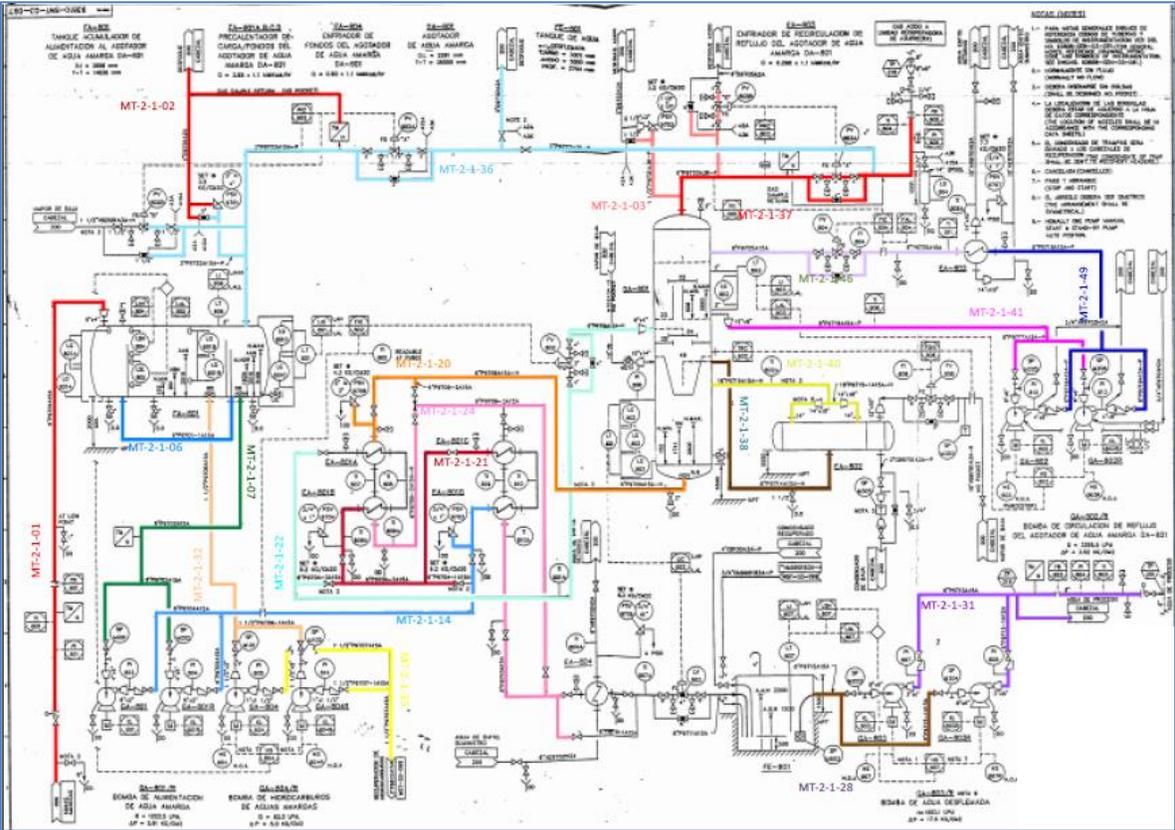


Figura 15 Ejemplo de numeración y marcación de Unidades de Control en un DTI. (4)

Es indispensable hacer una revisión en campo, con la finalidad de identificar las tuberías y equipos que se encuentran fuera de operación, posteriormente con ayuda del ingeniero de operación, averiguar qué ocurrirá con todas las tuberías y equipos que se encuentran fuera de operación, en el caso de que no se cuente con un documento que avale un futuro desmantelamiento de esas tuberías y que físicamente estén separadas del proceso en servicio, éstas deberán incluirse en el nuevo censo de unidades de control.

Las unidades de control que conformen el nuevo censo deben estar relacionadas con las anteriores, para permitir la correcta identificación y relación con el isométrico y el expediente de espesores medidos.

Las razones más comunes para modificar el censo de unidades de control son cuatro, y se describen a continuación:

- Surgen unidades de control nuevas no consideradas anteriormente. En la referencia se debe escribir NUEVA, indicando que antes de la implementación no era considerada esa tubería o equipo, por lo que su inspección debe realizarse a la brevedad.
- La antigua unidad de control se divide en dos o más unidades de control. Este caso surge cuando se encontraron cambios considerables en las condiciones de operación o no se respetaron los cambios de material. En la referencia de cada unidad de control nueva se escribe el nombre de la antigua unidad de control.
- Dos antiguas unidades de control se unieron para formar una sola unidad de control. En la referencia se escriben ambos nombres de las antiguas unidades de control.
- Tubería fuera de los límites de batería de la planta. Queda a criterio del ingeniero de seguridad de la planta la incorporación de dichos tramos de tubería al nuevo censo de la planta, o crear una planta extra para la revisión de las interconexiones.

Las unidades de control se enlistan de acuerdo al circuito al que pertenecen, y al orden de proceso dentro de los circuitos.

Al final, debe elaborarse un listado con todas las unidades de control, el circuito al que pertenece cada una de ellas, las referencias anteriores, el diagrama donde se localiza y una breve descripción, es decir, el Censo de Unidades de Control de Líneas.

Censo de Unidades de Control de Equipos de Proceso

El censo de unidades de control se elabora con base en el censo de circuitos de equipos, las hojas de diseño, los diagramas de tuberías e instrumentación y sus expedientes.

Dado que cada equipo es un circuito, la unidad de control es una sección de dicho equipo y cada equipo se seccionará de manera diferente de acuerdo a sus dimensiones, geometría, operación y el servicio que manejan.

Se toman ciertos criterios de acuerdo a la normatividad correspondiente aunque pueden conservar algunas prácticas del centro de trabajo.

Cuando en un recipiente las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas se debe considerar como una unidad de control el recipiente entero.

A continuación se mencionan los equipos más comunes en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

FILTROS

Cada filtro corresponde a una unidad de control, llamada cuerpo, siempre y cuando no existan zonas con velocidades de desgaste diferentes a las del resto del cuerpo.

ABSORBEDORES

En los absorbedores, las unidades de control que podemos encontrar son las que corresponden al cuerpo, es decir que cada absorbedor es una única unidad de control.

SEPARADORES

Igualmente, en un separador solamente definimos una unidad de control, que es cuerpo, por lo que cada separador es una unidad de control.

Las unidades de control se presentan en un listado que incluye el circuito al que pertenecen, el nombre de la unidad de control, es decir, la parte del equipo que se

inspeccionará (por ejemplo, cuerpo, domo, fondo, etcétera), su localización en los diagramas de tubería e instrumentación, así como el servicio que manejan.

ETAPA 4. Actualización de Diagramas de Inspección Técnica de Espesores (Levantamientos)

Ésta etapa tiene por objetivo la revisión y actualización de los diagramas de inspección técnica.

Cada dibujo debe ser revisado en campo, es decir, debe compararse el dibujo que fue proporcionado por el centro de trabajo con lo que hay físicamente en campo, para asegurar que el dibujo de inspección técnica representa lo existente actualmente en la planta, si no es el caso, se debe de hacer la actualización correspondiente.

Tanto para esta etapa como para la etapa de digitalización, se debe elaborar un documento llamado “asignación de tareas” que es la relación de la unidad de control a levantar con la persona encargada de ello (solamente sus iniciales) y el encargado de hacer la revisión final de la unidad de control. En este documento aparecen todas las unidades de control. Se debe hacer una asignación de tareas para líneas y otra asignación para equipos.

A continuación se hace una descripción breve de los procedimientos que debe seguirse para realizar los levantamientos de las diferentes unidades de control, de líneas y de equipos, como lo sugiere el manual de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4)

Levantamiento de líneas

Para realizar estas actualizaciones/levantamientos se deben utilizar hojas de papel isométrico.

Al llegar a la planta lo primero que debe hacerse es identificar el norte de construcción de la planta, para con ello orientar los dibujos que se realizarán, recordemos que hay plantas que tienen un norte diferente al norte geográfico, por lo que se debe corroborar este dato con el plot plan o con el personal de la planta.

- 1) El norte en los levantamientos debe estar apuntando a la parte superior derecha de la hoja, las direcciones de las líneas se asignan de acuerdo al norte.
- 2) Después de la identificación del norte, y con ayuda del plot plan y DTI, se identifica la línea que se levantará, desde dónde sale y hasta dónde llega.
- 3) Para hacer el dibujo se debe iniciar por el lugar indicado en el DTI como el inicio de la UC, tratando que sea en la dirección del flujo.
- 4) Todo tramo de línea debe indicar claramente de dónde proviene y a dónde va la UC.
- 5) Se debe seguir la línea principal, dibujar los disparos o ramificaciones que vayan apareciendo y agregar como referencia las válvulas o equipos a los que estén conectados. Cada ramificación o disparo de la UC que se va presentando, hay que dibujarlo por completo y después regresar a la línea principal y continuar sobre esta siguiendo de manera similar todos los disparos como se van presentando hasta terminar con toda la línea y todos sus disparos.
- 6) Debe anotarse en los levantamientos:
 - Diámetros de las tuberías,
 - Válvulas, las cuales normalmente cuentan con: marca, material, libraje y diámetro; grabado a un costado de ellas, lo que permite establecer el diámetro de la línea que se está levantando.
 - Accesorios (tipo de reducción concéntrica o excéntrica)
 - Niplerías, deben estar a detalle. Si es necesario se puede dibujar un detalle a parte del arreglo de niplería. Se debe nombrar el arreglo del que se trata: CNV, CTAP, CTER, OTAP, ONV, OCNV⁷
- 7) Identificar claramente los tramos de tubería y accesorios que son reforzados (roscados y soldados) y dibujarlos en el levantamiento.
- 8) Revisar el número de espárragos de los arreglos de tornillería. Anotarlo en el levantamiento.

⁷ Véase la Tabla 5 Arreglos típicos de niplería.

- 9) Revisar la unión entre tramos de tubería, ya que pueden ser soldaduras, coples o tuercas unión, y representarlas claramente en el levantamiento.
- 10) Agregar los soportes de la línea.
- 11) En las válvulas debe indicarse claramente si son bridadas o soldadas y si están normalmente cerradas.
- 12) Especificar si la línea está forrada o no..
- 13) Indicar el "TAG" del equipo proveniente o de llegada de la línea y la sección del equipo de la que sale, como pueden ser: carrito o cuerpo de un intercambiador de calor, succión o descarga de una bomba, fondo, domo de algún tanque separador, tanque de almacenamiento o de alguna torre de destilación.
- 14) Se debe procurar levantar en el isométrico una sección más de línea, es decir hasta el próximo bloqueo o válvula. De tal manera que al final sea sencillo unir todos los isométricos de manera secuencial e identificar las unidades de control nuevas.
- 15) En caso de tomas de muestra, venteos y purgas sólo se levanta el arreglo básico de niplería y no se considera en el levantamiento la tubería auxiliar aunque la primera válvula se encuentre abierta.
- 16) Es muy importante verificar que todos los elementos se encuentren marcados en el dibujo

Se recomienda hacer en el levantamiento las anotaciones correspondientes es decir, si la línea está enterrada, si hubo limitantes de altura, si la tubería está demasiado oxidada o cualquier indicación que se observe en campo.

Se debe asegurar que las líneas estén orientadas en la dirección correcta.

Al terminar el dibujo, se pone fecha y las iniciales del responsable de dicho levantamiento.

Levantamiento de equipos

Para realizar el levantamiento de algún equipo de la planta se procede de la forma que se describe a continuación.

- 1) Se deben ubicar los equipos en el plano de localización general de la planta.
- 2) Se debe asignar una vista⁸ relacionada con la orientación desde donde estamos situados al momento de realizar el levantamiento del mismo.
- 3) Se levanta con la mejor vista, que es en la cual se aprecian mejor los arreglos de niplería y boquillas. Se toma como referencia, el punto cardinal que esta a nuestra espalda al observar el equipo de frente.
- 4) Los levantamientos de equipos deben incluir:
 - Nombre del Equipo. Indicar correctamente el TAG del equipo tal y como está indicado en campo, de no estar rotulado hacer la anotación correspondiente en el levantamiento.
 - Nombre de las vistas. Los equipos deben incluir nombre de la vista principal y nombre de cada una de las vistas secundarias para cerciorarse de que las boquillas y arreglos están orientados en esa dirección.
 - Numero de espárragos de las tapas.
 - Soldaduras de los equipos. Las placas se dibujan con línea continua si son visibles con la vista, y si están por detrás se dibujan con línea punteada.
 - Tornillerías. Levantar todas las tornillerías con sus diámetros.
 - Arreglos de Niplería. Dibujar a detalle cada uno de los arreglos de niplería y anotar de qué tipo de arreglo se trata: CNV, CTAP, CTER, OTAP, ONV, OCNV. Si las niplerías y boquillas se encuentran detrás de la vista utilizada para el levantamiento, se dibujarán con línea punteada y se indicará que están por detrás.
 - Indicar si el equipo cuenta o no con aislamiento térmico. En caso de contar con él, señalar la posición de las ventanas o los puntos en donde se les debe tomar medición.

⁸ Vista: se refiere a la forma en la cual se ve claramente el equipo en campo

- Colocar todos los diámetros de los equipos en cada uno de sus arreglos, boquillas y en todos los arreglos de niplería. Es muy importante localizar la placa del equipo y buscar el diámetro del mismo, así como cualquier dato que pueda ser útil.
- Todos los LG's provenientes de un equipo se levantarán siguiendo las mismas indicaciones para los levantamientos de líneas.
- Indicar en cada una de las tuberías que salen del equipo a dónde se dirigen las mismas.

Se debe asegurar que las vistas estén bien nombradas.

Al terminar el dibujo, se pone fecha y las iniciales del responsable de dicho levantamiento.

ETAPA 5. Digitalización de los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores

Al terminar el levantamiento en campo de los diagramas de inspección técnica de espesores se procede a realizar la digitalización de los diagramas, utilizando como herramienta principal el programa AutoCAD® y la paleta QITDraw, esta última desarrollada por el grupo de trabajo del Dr. M. Javier Cruz Gómez de la Facultad de Química de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Es de suma importancia que se realicen diagramas de inspección técnica de forma homogénea y conforme a las normas vigentes ya que para llevar a efecto la programación, el análisis y el control de la inspección técnica de espesores en líneas se requiere seguir el procedimiento basándose en criterios muy puntuales.

A continuación se describe a grandes rasgos el proceso de digitalización de los diagramas de inspección técnica.

Para comenzar se debe de contar con el levantamiento, el diagrama de tubería e instrumentación y con las especificaciones de materiales de líneas.

Para dibujar los diagramas de inspección técnica de espesores, AutoCAD® cuenta con diferentes capas, a las cuales les asignan diferentes características, como color o tipo de línea. La ventaja de utilizar estas capas es que se puede seleccionar la capa en la que se desee trabajar, simplificando la visualización del diagrama, el cual se observa completo al estar activas todas las capas.

En el dibujo de isométricos para inspección se utilizan diferentes capas, cada una con características diferentes de tal manera que se facilite la identificación de los elementos colocados en ellas.

Las capas que se utilizan son:

- Capa cero, donde se encuentran la plantilla de dibujo⁹
- Capa de equipo, donde se encuentra solamente el TAG de los equipos de donde proviene la línea de proceso, para el caso de los diagramas de líneas, y en el caso de los diagramas de inspección técnica de espesores de equipos, esta capa contiene el EQUIPO, sus boquillas y el TAG.
- Capa de líneas, que contiene todas las líneas de proceso con sus accesorios, las líneas de referencia hacia otros diagramas continuación de líneas de proceso, las líneas y sombreados que indican el cambio de ángulo de una línea de proceso.
- Capa de niveles de medición de tubería y equipos, en la que se encuentran sólo los niveles de medición de tuberías y equipos, con sus respectivas líneas de indicación.
- Capa de niveles de medición de niplería, con los niveles de medición de niplería y sus líneas de indicación.
- Capa de niveles de medición de tornillería, con los niveles de medición de la tornillería y sus líneas de indicación.

⁹ Plantilla de dibujo: archivo de dibujo que contiene una geometría predeterminada, como un cuadro de rotulación. Se utiliza como base para un dibujo nuevo.

- Capa de soportería, que contiene todos los soportes de la línea de proceso.
- Capa de notas, que contendrá las notas respecto a los isométricos.

Digitalización de diagramas de inspección técnica de espesores de líneas

En la Figura 16 se puede observar la capa cero, que contiene la plantilla de dibujo para líneas, integrada por el bloque del Norte, la plantilla de especificación de líneas y la plantilla de datos generales.

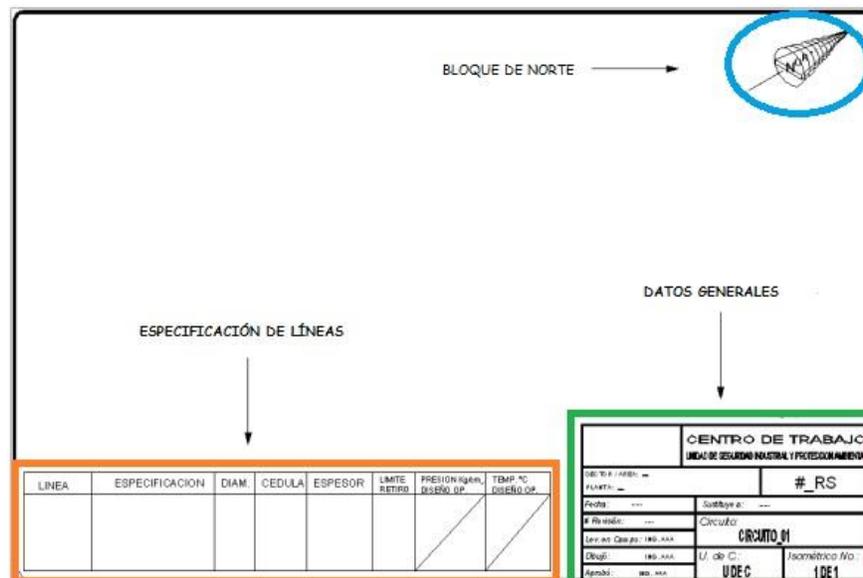


Figura 16 Plantilla de líneas

Se puede observar que la información necesaria para llenar esta plantilla en los datos generales es la siguiente: Centro de trabajo, la dependencia que solicitó los diagramas de inspección, número de sección o sector, planta o terminal, circuito, unidad de control, el número (una unidad de control puede tener más de un diagramas, por lo que resulta conveniente numerarlos y decir cuál es el total, ejemplo 3 de 4), fecha de la realización, revisión a la que corresponde, quién levantó en campo, quién dibujó, quién revisó, en qué DTI se encuentra.

La información requerida para la especificación de líneas es la siguiente: se necesita la clase de línea, la clase de material, el material, el diámetro nominal, cédula de la tubería, el espesor original de la tubería, el límite de retiro, presión de

diseño y presión de operación, ambas en Kg_f/cm^2 , y finalmente las temperaturas de diseño y de operación, en $^{\circ}\text{C}$.

A continuación se hace una rápida explicación de los pasos a seguirse para la digitalización de los diagramas de inspección técnica de espesores de las unidades de control de líneas.

- 1) Para comenzar la digitalización, se empieza por llenar el cuadro de datos generales.
- 2) Se traza la línea principal que muestra el levantamiento de forma continua, sin cortes. Una vez que ya está terminada, se continúa dibujando los disparos, injertos, ramificaciones, bypass y líneas de referencia, asegurándose de estar en la capa de líneas.
- 3) Se engrosan las líneas con ayuda del QITDraw, indicando si los codos son soldados o reforzados, al igual que la tubería. Es importante recordar que las líneas de referencia (pertenecientes a otras unidades de control, no llevan la línea engrosada ni niveles de inspección).
- 4) Se debe indicar las líneas que van por detrás, haciendo un corte en ella con la paleta de QITDraw, de tal forma que permita entender su ubicación.
- 5) Ya terminado el dibujo de las líneas, se insertan los accesorios, tales como válvulas, arreglos de niplerías, reducciones, térs, y se indica si está forrado.
- 6) Una vez que están colocados todos los accesorios, se agregan los bloques para texto de la paleta QITDraw que indican el TAG de línea, para las válvulas el TAG y su diámetro, el diámetro de las reducciones, el cual debe siempre de ir "diámetro mayor"x"diámetro menor" (por ejemplo 4"x2"), los cuales deben encontrarse en la capa de líneas, en letra Arial con tamaño 0.5 y texto de líneas múltiples.
- 7) Se insertan los niveles de medición, tal como se indica en el marco teórico, con las herramientas de la paleta QITDraw.
- 8) Se colocan los soportes, en el caso de que los tenga.
- 9) Se llena el cuadro de especificación de líneas.

En la Figura 17 puede verse un diagrama de inspección técnica terminado. Se resalta el bloque de norte con un cuadrado de color azul, se muestra en color rojo la tabla de datos generales llena, y la tabla de especificación de líneas en color verde. en color naranja se puede ver el tag (o etiqueta) de línea, con morado se resalta el tag de equipos, en rosa un soporte y en un óvalo de color azul se puede ver texto de referencia.

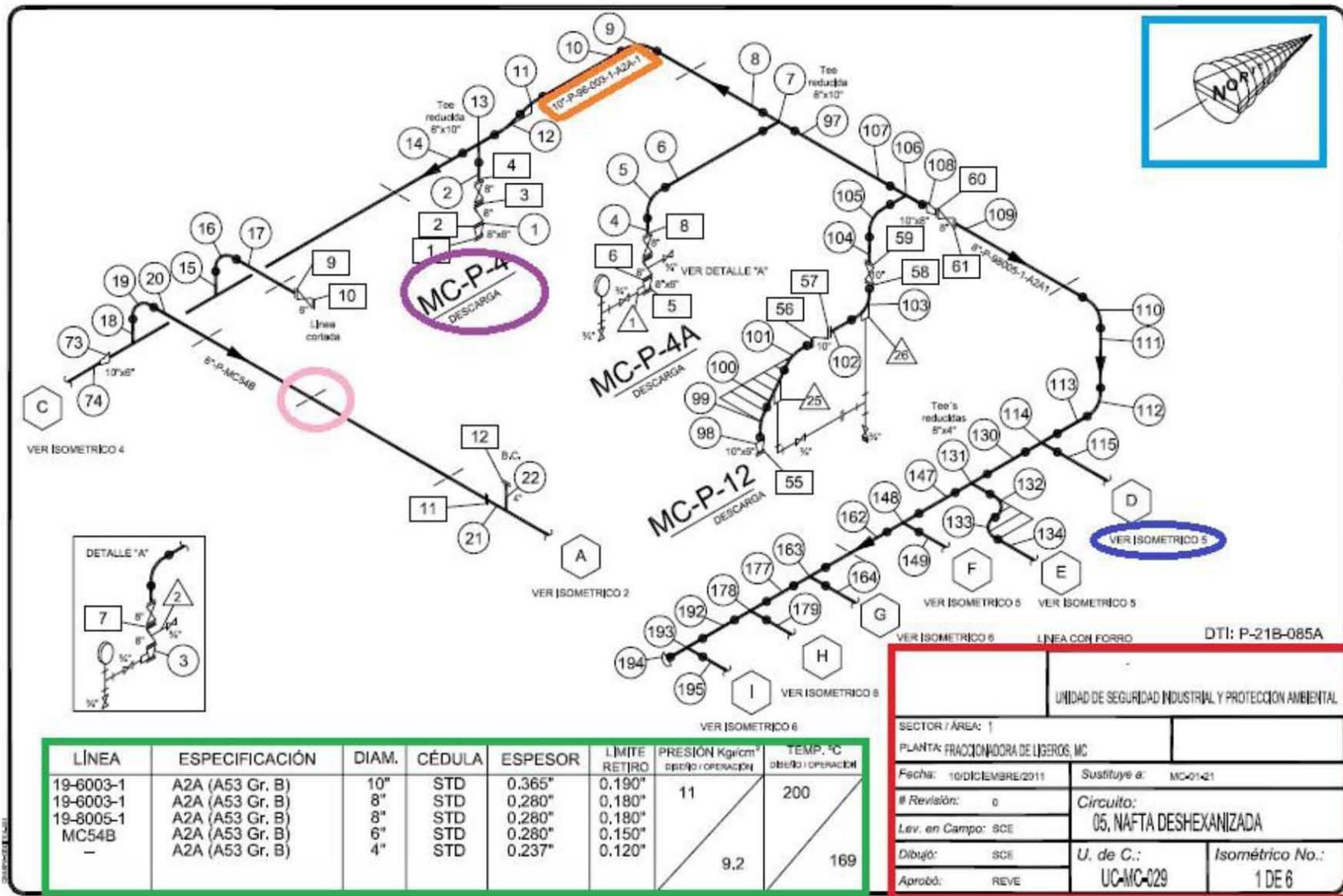


Figura 17 Diagrama de Inspección técnica de espesores completo

Digitalización de diagramas de inspección técnica de espesores de equipos

En el caso de los equipos, hay diferentes plantillas para asegurarse de que la información que se presenta es la adecuada a cada caso particular, por lo que aquí se presenta únicamente un ejemplo, el cual corresponde a los equipos verticales.

En la Figura 18 se puede ver la capa cero con la plantilla correspondiente a un diagrama de equipos, con el espacio para los datos que identifican a la unidad de control (datos generales), un cuadro de información específica del equipo, la información de las boquillas, los datos del casquete y espacio para notas que pudieran ser relevantes.

DATOS DEL EQUIPO

TEMP. (°C)	INCISIÓN
PRESIÓN (kg/cm ²)	IT
DIÁMETRO (Ø)	
ESP. ORIGINAL (Ø)	
CORR. PERMITIDA (Ø)	
LIM. DE RETIRO (Ø)	
ESP. MATERIAL	
SERVICIO	
NÚMERO DE PLACAS	
DENSIDAD (Ø/Ø)	
CON. DE LIGAMIENTOS	

DATOS DE LAS BOQUILLAS

BOQUILLA(S)	ESP. MATERIAL	Ø (Ø)	#

DATOS DEL CASQUETE

CASQUETE	CÓNICO
ESP. MATERIAL	
RADIO INT. (Ø)	
ÁNGULO DEL CONO	
ESP. ORIGINAL (Ø)	
CORR. PERMITIDA (Ø)	
LIM. DE RETIRO (Ø)	

NOTAS

NOTAS

DATOS GENERALES

REFINERÍA "NOMBRE DE LA REFINERÍA"	
UNIDAD DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	
SECTOR / AREA: ISE/SEGUR	#_RS
PLANTA: NOMBRE DE PLANTA	
Fecha: DIA/MES/AÑO	Solicitud #: EIO DE REF
# Revisión: 0	Circuito: TAG
Lev. en Campo: ING. AAA	U. Ob. C.: SECCIÓN
Dibujó: ING. AAA	Isométrico No.: 1DE1
Aprobó: ING. AAA	

Figura 18 Plantilla de equipos

Para los datos generales se necesita la misma información que para la plantilla de líneas.

Para realizar la digitalización de los diagramas de equipos es necesario contar con los levantamientos de equipos y la especificación de materiales de equipos.

Es importante decir que estos diagramas, a diferencia de los diagramas de líneas, se realizan en un sistema coordinado rectangular, es decir sólo en las coordenadas X y Y.

A continuación se describe de forma general la manera en que se deben realizar los diagramas de inspección técnica de espesores de equipos de la forma que lo sugiere la guía para dibujar diagramas de inspección técnica de espesores *CEASPA-GDDITEA-002* (18):

Para comenzar se selecciona el equipo de entre los bloques de equipos, y debe asegurarse que se encuentre en la capa de equipos.

Si por algún motivo no se contara con el bloque que se desea, el equipo debe trazarse con polilínea, y se comienza por el contorno del equipo.

Una vez que se tiene el dibujo del equipo, se deben trazar las líneas de referencia para indicar los niveles de medición, estos niveles son de niplería, tornillería y equipo. Esto se realiza con el tipo de línea *LÍNEAS_OCULTASX2* en la capa que corresponda al nivel de calibración.

En el caso de que el equipo cuente con más de una unidad de control, se utiliza la línea *DASHEDX2* para dibujar la unidad de control que es de referencia en el equipo, ya que el equipo completo debe ser proyectado en cada diagrama.

ETAPA 6. Correlación de Niveles de Inspección (Empate)

El objetivo principal de la correlación de niveles de una unidad de control es relacionar los niveles de un diagrama de referencia con uno actualizado y homologado conforme a la guía *DG-SASIPA-IT-0204* (3) para comparar los niveles anteriores con los actuales y poder conservar el historial de las mediciones de espesor previas con los cambios detectados durante esta misma etapa.

Dicha correlación sólo se realiza cuando hay un cambio en la línea de proceso o se descubren niveles que no fueron tomados en cuenta previamente.

Empate de Líneas

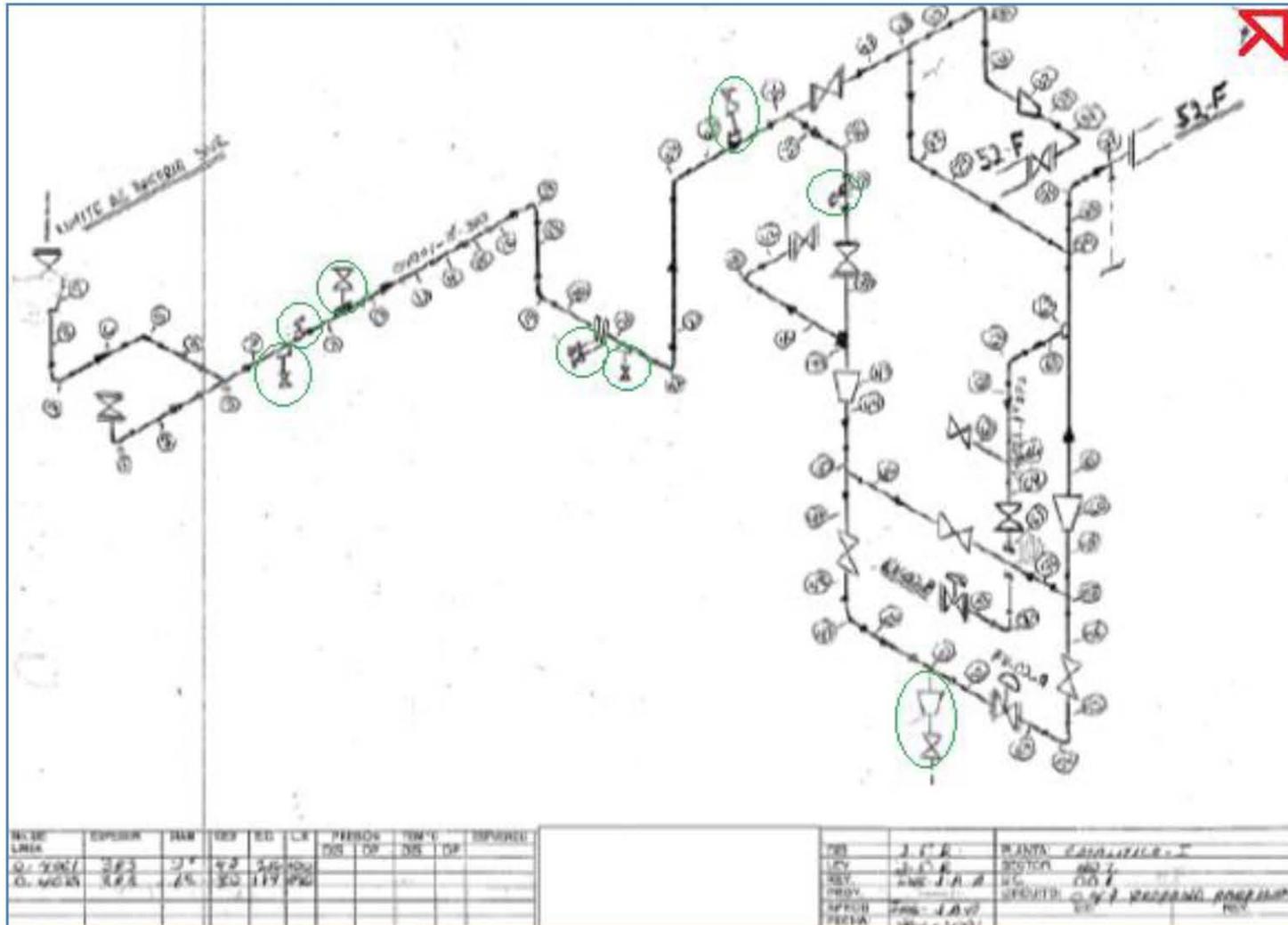
Es importante recalcar que antes de iniciar con la correlación de niveles de inspección se debe contar con los diagramas de inspección técnica de espesores actualizados e integrados, así como con el diagrama de referencia ubicado en sus expedientes, el cual debe tener indicados los niveles de revisión y medición de espesores de tuberías, niplería y tornillería, y el formato de empate, que cuenta con una sección de información general de la unidad de control, una sección de observaciones y una sección donde se relacionan los niveles de los diagramas actualizados con los niveles de referencia.

Para realizar esta correlación, se inicia comparando el diagrama actualizado con el diagrama de referencia, que las orientaciones de las líneas y accesorios concuerden.

Después se realiza una segunda comparación, ahora de los niveles de revisión y medición de espesores, anotando los niveles equivalentes.

En la Figura 19, se puede ver el ejemplo de un expediente de una unidad de control, se puede observar el norte resaltado con color rojo, y los diferentes arreglos de niplería se resaltan en círculos verdes, para facilitar su identificación en este trabajo.

En la Figura 20, se puede observar una unidad de control que fue digitalizada con la QITDraw. Se puede observar el bloque de norte, y que las tablas ya tienen toda la información que describe la unidad de control.



N.º DE LÍNEA	ESPECIE	M.M.	DEF.	ED.	L.E.	PERIODO		T.M.º		OBSERVACIONES
						DS	DP	DS	DP	
0- 5067	283	2*	52	56	200					
0- 4025	322	25	30	119	200					

DES	J. J. A.	PLANTA	CONDICIONES - I
REV	J. J. A.	SECCION	0001
REV	J. J. A.	N.º	001
APROB	J. J. A.	FECHA	01/07/2000
REDA	J. J. A.		

Figura 19 Ejemplo de expediente de unidad de control. (4)

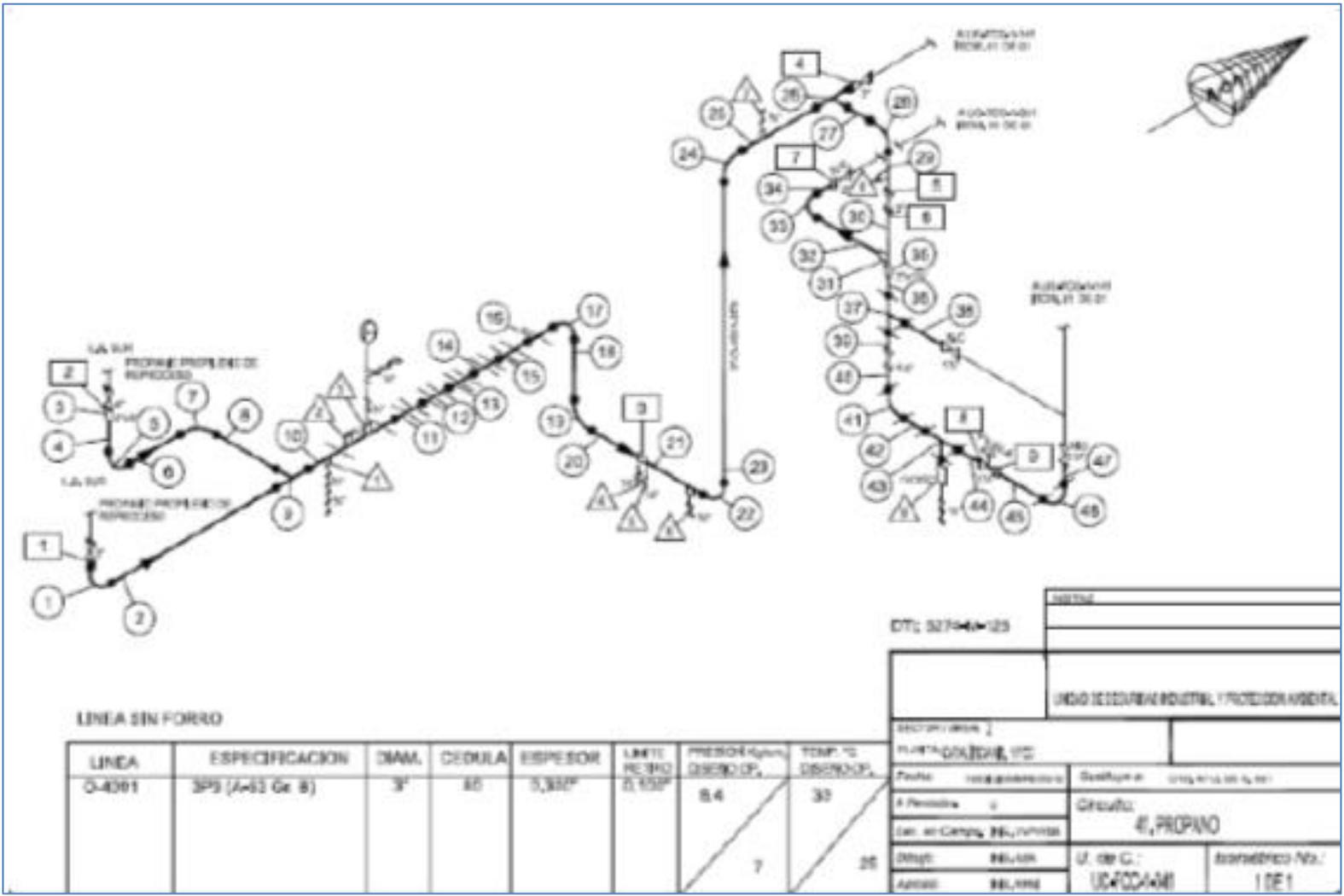


Figura 20 Ejemplo de unidad de control digitalizada en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4)

Se realiza la comparación del diagrama de inspección de referencia con el diagrama de inspección para asegurarse de que las orientaciones concuerden.

Después se realiza una segunda comparación, esta vez referente a los niveles de medición de espesores, anotando claramente en el formato de empates los niveles equivalentes y los niveles nuevos, como se puede ver en la Figura 22

En la Figura 21, se observa la comparación entre el expediente y un diagrama actualizado, en este caso, el norte se encuentra orientado de la misma forma, lo que simplifica la tarea. Se encuentran unidos por una línea los puntos más representativos para dicha comparación. Los arreglos de niplería se identifican con círculos de igual color para el equivalente entre el isométrico actualizado y el expediente. Como se observa en la Figura 21 al realizar la equivalencia de niveles de medición de espesores se encontró que en el diagrama de referencia el nivel 3 corresponde al nivel 9, el 5 corresponde al 7 y que el 1 sigue siendo 1.

En el caso de aquellos niveles que anteriormente no se tomaban en cuenta, se escribe la palabra NUEVO.

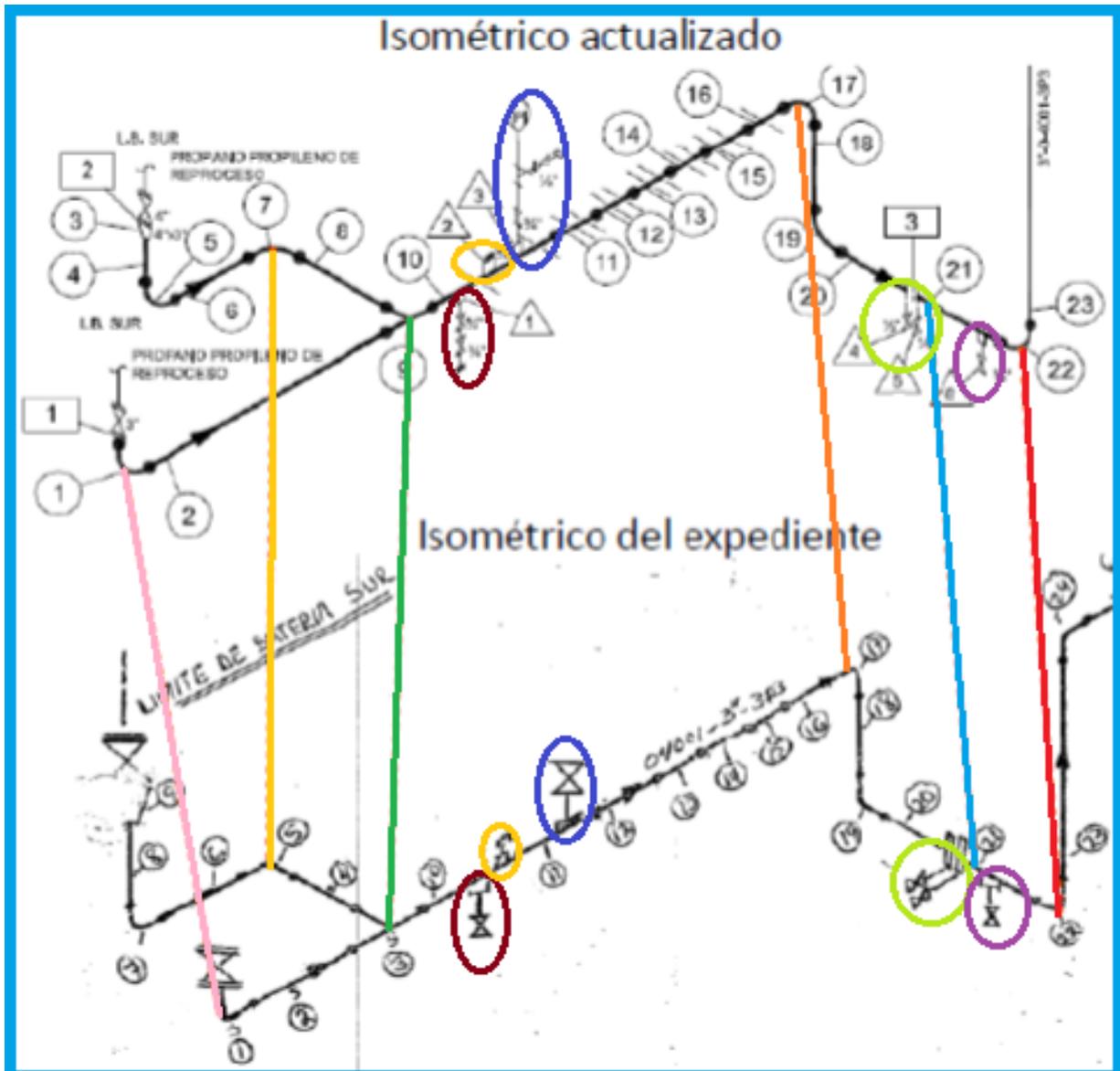


Figura 21 Ejemplo de empate. (4)

En la Figura 22, se puede observar el ejemplo de un formato de empate lleno, se encuentran resaltados algunos niveles, de tal forma que sea claro para este ejemplo que el nuevo nivel es diferente al nivel del expediente, se observa que dicho formato contiene información relevante para la descripción de la unidad de control, como el tipo de nivel de medición del que se habla, el diámetro de cada nivel, en el caso de la niplería da la información de los arreglos de los que se trata.

FORMATO PARA EMPATES PARA LA CAPTURA						UC FINAL EN SIMECELE		341			
PLANTA CATALITICA No.1 FCC						UC ANTERIOR CTO. 47 U. DE C. 001					
EMPATE		MABP		CAPTURA		MABP		FECHA		27/04/11	
OBSERVACIONES											

NIVELES DE TUBERÍA			R=roscado			S=soldado			Esp.= Especial			
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR
3	1	1	1½	37	45	C-N-V-S	¾	1	A	3	1	1
3	2	2	1½	38	46	C-T-S	¾	2	B	4	2	2
4	3	9	1½	39	47	Esp12P-S	¾	3	C	3	3	5
3	4	8	1½	40	48	O-N-V-R	¾	4	D	3	4	10
3	5	7	1½	41	49	O-N-V-R	¾	5	E	3	5	12
3	6	6	1½	42	50	O-N-V-R	¾	6	F	3	6	12
3	7	5	1½	43	51	O-N-V-R	¾	7	G	2	7	13
3	8	4	1½	44	52	C-T-S	¾	8	H	1½	8	17
3	9	3	1½	45	53	C-N-V-S	¾	9	I	1½	9	17
3	10	10	1½	46	54							
3	11	12	1½	47	55							
3	12	13										
3	13	14										
3	14	15										
3	15	16										
3	16	Nvo										
3	17	17										
3	18	18										
3	19	19										

Figura 22 Ejemplo de formato de empate lleno. (4)

Empate de Equipos

La elaboración de la correlación de niveles en las unidades de control de equipos es similar al empate realizado en las unidades de control de líneas (tuberías).

Para comenzar con esta actividad, es necesario contar con el diagrama de inspección de técnica de espesores actualizado, el diagrama de referencia con los niveles de revisión y medición indicados, el expediente de inspecciones previas o la hoja de diseño mecánico de dicho equipo, así como con el formato de empate.

El formato de empate de equipos es el mismo que el de empate de líneas, así que cuenta con una sección de información general de la unidad de control, una sección de observaciones y la sección de correlación de niveles.

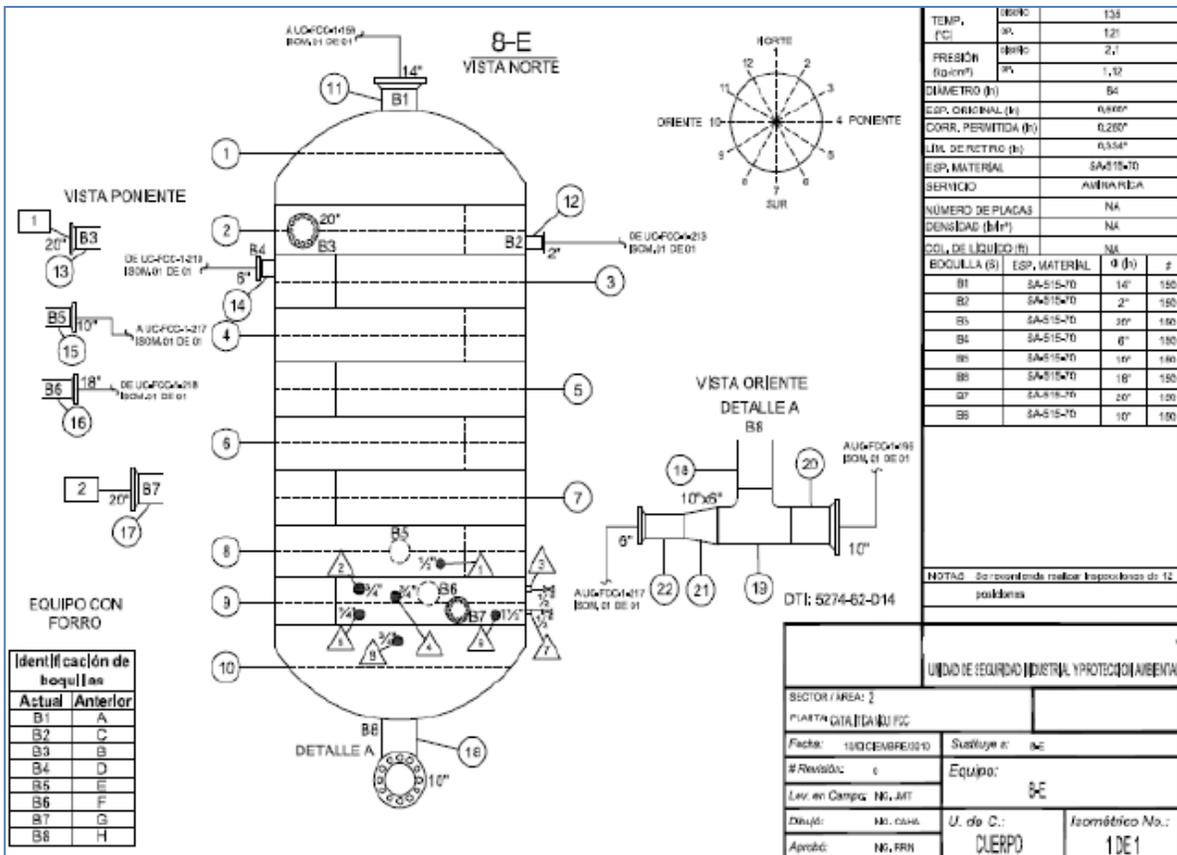


Figura 24 Ejemplo de diagrama de equipo digitalizado en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE). (4)

En la Figura 25 se puede apreciar la comparación entre el diagrama del expediente y el diagrama actualizado, con líneas rojas se facilitó la relación entre los niveles de ambos diagramas. Ahí pueden verse los niveles equivalentes, es decir, en el diagrama de referencia el nivel "I" y el nivel "H", corresponden a los niveles 1 y 18, respectivamente, en el diagrama digitalizado.

Para aquellos niveles que anteriormente no se tomaban en cuenta, se escribe la palabra NUEVO.

En la Figura 26, se observa el formato de empate de equipos con la información más relevante para este equipo, como son los diámetros de los diferentes tipos de niveles, los arreglos de niplería que presenta, y las observaciones pertinentes a este diagrama.

FORMATO PARA EMPATES PARA LA CAPTURA						UC FINAL EN SIMECELE			CUERPO			
PLANTA Catalítica FCC-1						UC ANTERIOR			8-E			
EMPATE MPT		CAPTURA MPT				FECHA 07/04/2011						
OBSERVACIONES <u>En el expediente sólo se tienen 4 posiciones calibradas por cada nivel, debido al diámetro del equipo, los niveles se cargaron de 12 posiciones y se acomodaron las inspecciones del expediente.</u>												
DN: Diámetro nominal (in)			R=roscadp			S= soldado			Esp: Especial			
NIVELES DE TUBERÍA						NIVELES DE NIPLERÍA				NIVELES DE TORNILLERÍA		
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR
84	1	I				C-N-V-R	½	1	a	20	1	B
84	2	II				C-N-V-R	¾	2	b	20	2	G
84	3	III				C-N-V-R	½	3	g			
84	4	IV				C-N-V-R	¾	4	d			
84	5	V				C-N-V-R	¾	5	c			
84	6	VI				C-N-V-R	1½	6	f			
84	7	VII				C-N-V-R	½	7	h			
84	8	VIII				C-N-V-R	¾	8	e			
84	9	IX										
84	10	X										
14	11	A										
2	12	C										
20	13	B										
6	14	D										
10	15	E										
18	16	F										
20	17	G										
10	18	H										
10	19	NUEVO										

Figura 26 Ejemplo de formato de empate de equipos

ETAPA 7. Captura de Especificaciones de Materiales en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)

En esta etapa se trabaja directamente en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Aquí se realiza la captura correcta del licenciador y las especificaciones de materiales que utiliza la planta, así como los servicios que tiene cada clase de material y las condiciones de operación de dichos servicios.

Al dar de alta el licenciador es importante verificar que se están tomando en cuenta todos los detalles que pueden presentarse en la planta: si la tubería es roscada o soldada, el tipo de extremos, los librajes, los diámetros que pueden presentar cada material.

Todo esto es de suma importancia porque con estos datos, el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) nos dará de forma automática, cuando estemos revisando los diagramas, el espesor original y el límite de retiro, el cual es necesario para los cálculos de vida útil estimada (VUE).

La primera actividad de esta etapa es el registro en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) del licenciador, que es la compañía que se encargó del diseño y construcción de la planta.

Después se realiza la captura de las especificaciones de materiales, lo que es importante porque más adelante nos brindará información como el límite de retiro, el espesor nominal, el espesor máximo permitido, entre otros.

Para realizar esta actividad, son necesarias las listas de materiales, listas de servicios, y las condiciones máximas de operación (P, T).

ETAPA 8. Captura de la Estructura de la Unidad de Control en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)

El sistema funciona por la correcta organización y distribución de la información, y esta etapa funge como la organizadora de dicha información dispuesta para ser usada por el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) para las etapas posteriores.

Para iniciar la captura en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) se debe contar primero con el o los expedientes de inspección de la línea o equipo de proceso. Una parte importante en los expedientes son las orientaciones de los niveles o puntos de medición, estos se señalan con números que van del 1 al 8 o con letras, como se puede observar en la Tabla 9

Tabla 9 Representaciones de las orientaciones de los puntos de medición

Orientación	Número	Letra	Orientación	Número	Letra
NORTE	1	N	ARRIBA	5	A
SUR	2	S	ABAJO	6	B
ORIENTE	3	O	DENTRO	7	D
PONIENTE	4	P	FUERA	8	G
También se maneja el 0 para denotar obstrucción (X).					

La captura de la estructura implica generar el lugar donde se van a guardar los datos de las mediciones de espesores y la revisión visual, para ello se requiere indicar claramente el tipo de nivel del que se trata.

ETAPA 9. Captura de las Inspecciones de la Unidad de Control en el Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE)

En esta etapa se realiza la captura de los valores obtenidos en las inspecciones realizadas por los ayudantes de ingeniero, quienes realizan mediciones para los niveles correspondientes a tubería y niplería, puesto que los niveles de tornillería sólo llevan inspección visual, además de una lista de revisión del estado de las tuberías, donde se anota si presenta corrosión, fugas, vibración, desalineación, aislamientos, la situación de los soportes, etc.

Para realizar la captura del historial de las mediciones de una unidad de control, nos debemos apoyar en el empate para asegurarnos de que las mediciones serán capturadas en los niveles actualizados.

De una forma similar a la captura de la estructura de la unidad de control, la captura del historial comienza con los datos de las mediciones de la tubería y equipos, comenzando por la más antigua y terminando en la más reciente, posteriormente se capturan los datos de las mediciones de las niplerías, si hubiera

más de una medición al igual que en los niveles de tubería/equipos se inicia por el más antiguo y se termina por el más reciente, y por último se captura la información obtenida de la inspección de tornillería, si hubiera más de un checklist debe comenzarse por el más antiguo para terminar con el más reciente, así como las observaciones o notas de campo, si hubieron.

Esta etapa es muy importante debido a que el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) realizará los cálculos, análisis y reportes basado en esta información.

ETAPA 10. Revisión y Validación de los Datos

La última etapa de éste proceso da la pauta para continuar con el ciclo del proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), programando la siguiente fecha de medición de espesores y poder continuar con la mejora de las prácticas de la administración de la Integridad Mecánica y la Inspección Preventiva de Espesores en los procesos de refinación.

En esta etapa, cada unidad de control debe ser validada por un ayudante de ingeniero, es la forma de aceptar que la información es correcta y por lo tanto los cálculos de velocidad de desgaste, velocidad de desgaste crítica, vida útil estimada, fecha de próxima medición de espesores y la fecha de retiro probable, son correctos.

Después de esta validación, el especialista técnico (ingeniero de seguridad) debe revisar la unidad validada y ver que los resultados son congruentes con lo esperado con base en las mediciones previas y al ratificar la veracidad de los datos, debe cerrar la inspección.

Una vez que se ha cerrado la inspección, ya nadie puede modificar esa información, por lo que es de suma importancia que esta actividad se realice por el ingeniero de seguridad.

4. CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se hace una descripción de la planta en la que se realizó la implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Para entender cómo se llevó a cabo la determinación de los diferentes circuitos, así como las unidades de control, es necesario conocer el proceso que se lleva a cabo en la planta recuperadora y purificadora de hidrógeno, así como las prácticas de trabajo que se tenían en este lugar.

Descripción del proceso de la planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

La planta recuperadora y purificadora de hidrógeno, como su nombre lo indica purifica y recupera el hidrógeno proveniente de diversas plantas de la refinería, la pureza del H₂ varía de entre un 60% y un 87% a la entrada de esta planta.

El volumen gaseoso total aproximado que entra a la planta es de 490,000 Sm³ (standar cubic meters, Sm³) lo que permite una producción de 337,000 Sm³/D de hidrógeno de alta pureza. Durante el proceso de recuperación y purificación de hidrógeno, se separan los hidrocarburos líquidos y gases de cola que arrastran las corrientes de H₂.

El gas de alimentación pasa a recuperarse y purificarse a la Unidad Polibed “PSA” (Pressure Swing Adsorption) fijando el tiempo de adsorción de acuerdo al flujo de alimentación que se espera recibir. Mientras se estabiliza la unidad “PSA” todo el gas se recircula al sistema de gas de cola hasta que el hidrógeno alcance la pureza especificada.

Secciones de la planta recuperadora y purificadora de hidrógeno

Las secciones con que cuenta la planta son: recuperación, purificación, compresión de gas puro, compresión de gas de cola, compresión de gas de ajuste, distribución de gas producto y desfuegos.

La etapa de purificación se encuentra dividida a su vez en la sección de adsorción y regeneración, para su mejor entendimiento; la sección de compresión de gas de cola se subdividió también en el sistema de lubricación, para explicar un poco mejor cómo funciona este sistema

A continuación se hace una descripción más detallada de cada sección en la que está dividida la planta, de forma que se entienda mejor el proceso.

Sección de recuperación.

Todas las plantas que aportan corrientes de gas pobre¹⁰ en hidrógeno cuentan con un cabezal independiente por donde lo conducen hasta el cabezal general que se encuentra a la misma presión, excepto la planta reformadora de naftas, que tiene una presión menor, por lo que su trayectoria es completamente independiente.

El hidrógeno de baja pureza llega del límite de batería a un separador de hidrógeno, este recipiente tiene por objeto retener los posibles licuables contenidos o arrastrados por el gas pobre. La corriente que sale del separador, debe mantener la misma presión de entrada a la unidad “PSA”. Así mismo recibe hidrógeno de la reformadora de naftas, de la descarga de un compresor. Esta corriente se utiliza para complementar el flujo que requiere la unidad “PSA” cuando alguna de las plantas de alimentación principal sale de operación.

Sección de purificación.

El proceso de purificación consiste de cuatro recipientes adsorbentes, donde las impurezas se adsorben del gas de alimentación en la parte de alta presión y después se desorben a una presión baja.

También se incluyen dos etapas de igualación de presión para maximizar la recuperación de hidrógeno.

¹⁰ Gas pobre en hidrógeno: mezcla de gases con una concentración baja de hidrógeno

A continuación se describe cada etapa del proceso de un adsorbedor que pasa por un ciclo completo de adsorción y regeneración en el proceso de adsorción principal.

Adsorción.

El gas de alimentación entra al adsorbedor por el fondo a través de la válvula de carga. Todas las impurezas son selectivamente adsorbidas y el hidrógeno purificado sale por las válvulas de producto.

De los cuatro recipientes usados en el proceso, uno se encuentra normalmente en la etapa de adsorción en cualquier momento dado.

Regeneración.

Al finalizar la etapa de adsorción, la cama adsorbente ha sido cargada parcialmente de impurezas con concentraciones mayores en el fondo las cuales disminuyen hacia la parte superior del recipiente. La recuperación de hidrógeno se mejora sacando al hidrógeno de la parte superior del adsorbedor a través de despresurización en forma de corriente paralela.

El hidrógeno puro que queda en el recipiente se utiliza para proporcionar el gas de represionamiento en las etapas de igualación y proporcionar gas de purga para otro adsorbedor.

Para cuando se completa la etapa de purga las impurezas casi han llegado a la parte superior del recipiente. En ese momento se invierte el flujo en el recipiente (adsorbedor) y se depresiona a contracorriente (flujo hacia abajo) a la presión del gas de cola, expulsando parte de las impurezas hacia el sistema de gas de cola.

La regeneración continúa al purgar el recipiente a contracorriente con gas hidrógeno puro proveniente de otro recipiente (adsorbedor) en despresurización. Las impurezas restantes se eliminan del recipiente y éste está ahora listo para la represurización.

Sección de compresión de gas puro.

El hidrógeno producido sale de la Unidad Polibed “PSA” y continúa hacia un separador y llega al área de compresión de gas puro, esta línea se divide en dos ramales que alimentan a los tanques de amortiguamiento en la succión de un segundo compresor.

Como medida de protección de los compresores, en la línea de alimentación de gas puro se tiene la válvula de seguridad, la que permite desfogar todo el gas puro alimentado si existiera un paro imprevisto del compresor que se encuentre en operación. En igual forma la línea de descarga cuenta con dos válvulas de seguridad tipo PSV que pueden desfogar el flujo excedente si la presión llegara a incrementarse por una posible obstrucción de los compresores, que se encuentran corriente arriba. Las válvulas de seguridad envían la corriente de gas (sus desfogues) al cabezal general de desfogues.

Después del compresor, la corriente de hidrógeno puro llega al enfriador (soloaire) con el fin de eliminar el calor generado durante la compresión, después de abatir la temperatura de compresión, el gas puro se conduce a un separador de impulsión a fin de eliminar cualquier posible líquido formado durante el enfriamiento.

La corriente de hidrógeno puro es enviada a la planta de ciclohexano o al cabezal de gas de cola. La línea de salida también puede recibir hidrógeno de ajuste de U-500 proveniente de la descarga de los compresores.

Sección de compresión de gas de cola.

El gas de cola pasa por un tanque de estabilización o acumulador, cuya función principal es la de conservar un volumen de gas de cola apropiado para mantener a la salida del acumulador un flujo de gas constante, es decir, un flujo sin variaciones que puedan ocasionar alteraciones en la alimentación de los compresores de gas de cola.

El gas de cola es descargado y enviado a un cabezal común que lo conduce al paquete de aceite de lubricación. Este paquete consiste en un patín (SKID) que contiene los equipos, accesorios e instrumentos necesarios para recuperar el aceite arrastrado por el flujo de gas de cola comprimido, así como para reutilizar este aceite en los mismos compresores, además cuenta con el equipo requerido que permite la obtención del gas de cola limpio y a la temperatura adecuada para su suministro al cabezal general.

El gas de cola comprimido llega al paquete de aceite. El aceite líquido separado cae al fondo del tanque acumulándose, mientras que el gas de cola asciende hacia la parte superior, pasando por los filtros coalescedores colocados en la parte superior del tanque los cuales retienen las partículas de aceite arrastradas en el ascenso del mismo gas.

Sistema de lubricación.

El aceite líquido recuperado es extraído del fondo de dos tanques hacia dos bombas. La descarga de ambas bombas se envía hacia un enfriador (soloaire), que se divide en dos líneas de diámetros iguales, la primera línea conduce el aceite caliente al enfriador que tiene como finalidad reducir la temperatura del aceite, la segunda línea conduce el aceite caliente sin pasar por el enfriador.

El aceite caliente se mezcla con el aceite frío que sale del enfriador y se obtiene una mezcla de aceite a la temperatura intermedia. El aceite es conducido a dos filtros tipo canasta. El aceite limpio y a una temperatura intermedia sale de los filtros, se divide en dos líneas de igual diámetro que se dirigen cada una de ellas a los cabezales de aceite de lubricación de cada compresor para el funcionamiento de la válvula de deslizamiento que regula la capacidad de carga del compresor. La segunda derivación conduce parte del gas de cola hacia la planta tratadora de gas amargo.

Sección de compresión de gas de ajuste.

La corriente de gas pobre de hidrógeno proveniente de la planta reformadora U-500 se aprovecha como una corriente de ajuste, es decir, una corriente que

comprimida a la presión adecuada y mezclada con el hidrógeno puro proveniente de la “PSA” se convierte en una corriente de hidrógeno al 92% con un flujo mayor. Por tal motivo la corriente de gas de U-500 se acondiciona antes de integrarse a la corriente de gas hidrógeno puro, según se describe a continuación:

El gas de ajuste se recibe en los tanques de pulsación del compresor. De estos recipientes pasan a la primera etapa de compresión. El gas comprimido sale de la primera etapa y pasa a los recipientes de pulsación de descarga del primer paso. El gas de ajuste sale de los recipientes de pulsación de descarga y se envían a interenfriadores del gas de ajuste de la descarga de la primera etapa de compresión.

Las salidas de estos recipientes de pulsación descargan en un cabezal común que conduce el gas al enfriador de impulsión. Después de abatir la temperatura de compresión, el gas de ajuste es conducido al separador de impulsión, este tanque tiene por objeto retener los líquidos arrastrados por el gas de ajuste.

En el fondo del separador se tiene una boquilla por donde se drenan los líquidos retenidos durante el paso del gas de ajuste. Los líquidos drenados son enviados a la descarga de las bombas utilizadas para sacar los licuables del tanque separador de desfogues al cabezal general de desfogues de la planta.

Sección de distribución de gas Producto.

El punto de mezclado de gas puro y el gas de ajuste se encuentra localizado en el cabezal de gas puro. A partir de este punto se tiene una corriente de gas producto con una composición mínima de 92% en volumen de H₂. Esta corriente es conducida un cabezal de distribución manifold, por medio de este manifold se distribuye el hidrógeno producto a las plantas isomerizadora, hidrodesulfuradora de diesel, kerosina y destilados intermedios.

Sección de desfogues.

En el cabezal general de desfogue se reciben los desfogues de las válvulas de seguridad, líneas de gas de proceso que se purgan y purgas de casetas de analizadores.

Esta línea se injerta al cabezal general de desfogues, este cabezal llega a un tanque separador de líquidos. El vapor separado sale por la parte superior del tanque y es enviado al cabezal general de desfogues de la refinería que los conduce a los quemadores.

El líquido acumulado en el fondo del tanque es succionado por las bombas centrífugas y lo envían por un cabezal a la Planta U-600.

Procedimientos que solían utilizarse en esta planta recuperadora y purificadora de hidrógeno.

El trabajo en esta planta seguía las normas vigentes de inspección técnica de espesores, sin embargo, la forma en que se guardaba tan valiosa información era poco confiable, esto debido a dos factores principales:

- a) Toda la información estaba registrada de forma manual
- b) Todos los expedientes estaban únicamente en papel

De lo anterior se identifica la necesidad de crear un sistema informático de administración de la información, que respalde los diferentes datos obtenidos de las diferentes actividades relativas a la inspección técnica de espesores, como lo son la medición misma, y los cálculos sobre la vida útil estimada, o la fecha próxima de medición de espesores, con lo que se toman decisiones, se agendan las próximas mediciones y se realiza el análisis del histórico de cada expediente de forma sencilla y rápida, un sistema que presenta de forma gráfica la pérdida de material a través del tiempo, lo que permite la visualización del fenómeno de la corrosión y ayuda al entendimiento de los cálculos y análisis que presenta.

El tener los expedientes de las unidades de control en papel permite que éstos se deterioren con el paso del tiempo y las condiciones del medio ambiente, como la humedad, con lo que la información dejaba de ser clara, o incluso se podía extraviar el historial de alguna unidad de control.

Otro factor importante es que todos los datos se capturaban a mano en una hoja de datos para después realizar los cálculos de velocidad de desgaste, velocidad de desgaste promedio, velocidad máxima ajustada, elegir las velocidades críticas (de haberlas), calcular el límite de retiro, la vida útil estimada, la fecha de próxima medición de espesores y la fecha de retiro probable, lo que se presta a error humano al poderse confundir al escribir los valores (error de dedo) o al no ser los valores legibles debido a la caligrafía de quien registró la inspección.

En general, los diagramas de inspección técnica de espesores se encontraban hechos a mano y no digitalizados, y cuando se realizaba la inspección en campo se llegaba a encontrar niveles no considerados anteriormente, lo que hacía que la numeración no fuera continua, lo que generaba errores en el expediente.

La forma en que se guardaba la información no permitía la consulta desde ningún otro centro de trabajo, ni en las oficinas administrativas, lo que entorpecía la toma de decisiones de seguridad y mantenimiento.

Por otro lado, la realización de las inspecciones y los formatos a seguir para el reporte de las mismas, se realizaban como se establece en las normas, por lo que la implementación del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) alcanzaba todos los puntos de oportunidad hallados anteriormente en este centro de trabajo.

5. RESULTADOS

En el proceso de implementación del sistema integral de medición y control de espesores de líneas y equipos (SIMECELE) de proceso en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno se obtuvieron los siguientes resultados:

Etapa 1: Recopilación de información

La planta recuperadora y purificadora de hidrógeno PSA cuenta con un diagrama de flujo de proceso, que fue utilizado para la identificación de los circuitos de la misma, y 17 diagramas de tubería e instrumentación, que fueron utilizados para la identificación de las unidades de control. Estos documentos se encuentran enlistados en la Tabla 10.

Tabla 10 Documentación recopilada para la PSA

No.	NOMBRE	REV.
1	Diagrama de Flujo de Proceso Planta recuperadora y purificadora de hidrógeno	5
	Diagrama de flujo de proceso Balance de materia y energía	
2	Diagrama de Tuberías e Instrumentación Unidad Polybed	5
3	Diagrama de Tuberías e Instrumentación Gas de Cola y de Hidrógeno Purificado	5
4	Diagrama de Tubería e Instrumentación Compresión de Gas Reformado de Naftas II	6
5	Diagrama de Tubería e Instrumentación Sistema de Desfogue y Balsa de Aguas Aceitosas	5
6	Diagrama de Tubería e Instrumentación Distribución de Hidrógeno y Gas de Cola	6
7	Purified Hydrogen Process Flow P & I Diagram	3
8	Purified Hydrogen N ₂ Purge Flow P & I Diagram	3
9	Purified Hydrogen Process Flow P & I Diagram	1
10	Purified Hydrogen N ₂ Purge Flow P & I Diagram	1
11	U500 H ₂ Compressor Process Flow P & I Diagram	3
12	U500 H ₂ Compressor Process Flow P & I Diagram	3

No.	NOMBRE	REV.
13	U500 H ₂ Compressor Process Flow P & I Diagram	1
14	U500 H ₂ Compressor N ₂ Process Flow P & I Diagram	1
15	Piping and Instrumentation Diagram PSA Adsorbers Polybet PSA Unit	3
16	Piping and Instrumentation Diagram Tail Gas Compressor Polybet PSA Unit	3
17	Piping and Instrumentation Diagram Tail Gas Compressor Polybet PSA Unit	3
18	Piping and Instrumentation Diagram Lubricating Oil Section Polybet PSA Unit	3

Este caso de estudio contaba con 70 unidades de control de líneas, de las cuales 67 tenían sus respectivos expedientes.

Es importante mencionar que cada expediente de línea consta de la siguiente información:

- Isométrico de la unidad de control
- Formato de registro de medición de espesores
- Formato de inspección visual y calibración de niplería
- Formato de control de desgaste de la niplería
- Formato de inspección de tornillería

Se cuenta con un catálogo de especificación de líneas, con 5 clases diferentes de materiales para atender los diversos servicios de la planta.

En la Tabla 11, se enlistan los diferentes materiales utilizados para cada servicio.

Tabla 11 Descripción de los materiales que atienden los diversos servicios de la recuperadora y purificadora de hidrógeno, PSA

SERVICIO	CLASE DE MATERIAL	MATERIAL BASE
Hidrocarburos	H 150 (ASTM A106 Gr. B)	Acero al carbón
Hidrógeno e hidrocarburos	H 300 (ASTM A106 Gr. B)	Acero al carbón
Aire de instrumentos. Aceite	SS 150 (ASTM Gr. TP304L)	Acero inoxidable
Hidrógeno, aire de plantas y nitrógeno	A1 (ASTM A106 Gr. B)	Acero al carbón
Hidrógeno y licuables	A3 (ASTM A106 Gr. B)	Acero al carbón

Etapa 2: Elaboración de los censos de circuitos

De acuerdo al análisis realizado al DFP en conjunto con la descripción del proceso de la planta, se identificaron 14 circuitos, definidos según la guía DG-SASIPA-IT-0204 (3), que se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12 Descripción de circuitos de líneas determinados para la recuperadora y purificadora de hidrógeno PSA

No.	Nombre del circuito	Descripción
01	Hidrógeno de baja pureza	De L.B. a PSA
02	Hidrógeno de alta pureza	De PSA a mezcla de hidrógeno
03	Hidrógeno de ajuste de la U-500	De L.B. a mezcla de hidrógeno
04	Mezcla de Hidrógeno	De Mezcla de hidrógeno a L.B.
05	Gas de cola	Salida de los absorbedores a compresor GB-3701 A/B
06	Gas de cola de alta	Salida del compresor GB-3701 A/B.
07	Aceite	Aceite de lubricación de compresores
08	Licuables	Licuables a cabezal de desfogue
09	Licuables de alta	Licuables a cabezal de desfogue líquido
10	Desfogue	Cabezal de desfogue a tanque separador FA-3708.

No.	Nombre del circuito	Descripción
11	Desfogue Líquido	Salida de FA-3708 a L.B.
12	Gas combustible	De FA-3706 a LV-3710 y L.B.
13	Gas amargo	De PIT-3704 al L.B.
14	Agua aceitosa	De registro de aguas aceitosas a L.B.

También se identificaron 18 circuitos de equipos definidos según la guía DG-SASIPA-IT-0204 (3), que se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13 Descripción de circuitos de equipos determinados para la recuperadora y purificadora de hidrógeno PSA

No.	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
E1	FA-3701	Separador de hidrógeno de alimentación, su servicio es Hidrógeno e hidrocarburos, todo en estado gaseoso.
E2	FA-3711	Absorbedor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E3	FA-3712	Absorbedor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E4	FA-3713	Absorbedor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E5	FA-3714	Absorbedor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E6	FV-3701	Filtro de hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E7	FA-3704	Separador de succión, su servicio es Hidrógeno.
E8	FA-3705	Separador de impulsor, su servicio es Hidrógeno.
E9	FA-3706	Separador de succión, su servicio es Hidrógeno.
E10	FA-3707	Separador de impulso, su servicio es Hidrógeno.
E11	FV-3702	Filtro de gas de cola. Su servicio es Hidrógeno e hidrocarburos.
E12	FV-3708	Separador de desfogues, su servicio es desfogues.

No.	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
E13	GB-3701 A	Compresor de gases de cola, su servicio es gases de cola e hidrocarburos, todos en estado gaseoso.
E14	GB-3701 B	Compresor de gases de cola, su servicio es gases de cola e hidrocarburos, todos en estado gaseoso.
E15	GB-3702 A	Compresor de Hidrógeno purificado, su servicio es Hidrógeno.
E16	GB-3702 B	Compresor de Hidrógeno purificado, su servicio es Hidrógeno.
E17	GB-3703 A	Compresor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.
E18	GB-3703 B	Compresor de Hidrógeno, su servicio es Hidrógeno.

Etapa 3: Elaboración de los censos de Unidades de Control

Una vez identificados los circuitos en el DFP, se marca en los DTI's las unidades de control, respetando el orden de los circuitos.

Para realizar esta etapa, se revisaron las etiquetas de líneas, para posteriormente asignarle la especificación, revisar el catálogo de líneas, y las condiciones de operación.

En esta planta se identificaron, bajo los criterios establecidos en la guía DG-SASIPA-IT-0204 (3), 92 unidades de control de líneas, de las cuales 22 no estaban contempladas anteriormente, así que no contaban con mediciones previas por lo que en el censo de unidades de control se les indicó como NUEVA U.C.

En la Tabla 14 se muestran algunas unidades de control de líneas, ordenadas según sus circuitos, y se muestra la información necesaria para las siguientes etapas de la implementación, por ejemplo: qué unidad de control era antes de este censo, si es nueva o si se unieron dos o más unidades de control, y en qué DTI se encuentra, así como el número de circuito al que pertenece.

Tabla 14 Muestra del Censo de unidades de control de líneas

CIRCUITO SIMECELE	UC SIMECELE	UC ANTERIOR	DTI
01.Hidrógeno de baja pureza	UC-PSA-002	04-05 04-41 04-53	P227113-00-SRPM4-DR-0011, P227113-00-SRPM4-DR-0017, 1558-D-102 (2/8)
01.Hidrógeno de baja pureza	UC-PSA-003	04-05	1558-D-102 (2/8)
02.Hidrógeno de alta pureza	UC-PSA-004	NUEVA	1558-D-102 (2/8)
02.Hidrógeno de alta pureza	UC-PSA-006	04-10	P227113-00-SRPM4-DR-0011, 1558-D-102 (2/8)
02.Hidrógeno de alta pureza	UC-PSA-011	04-20 04-27	P227113-00-SRPM4-DR-0017
02.Hidrógeno de alta pureza	UC-PSA-012	04-27	P227113-00-SRPM4-DR-0017
03.Hidrógeno de ajuste de U-500	UC-PSA-013	04-28	P227113-00-SRPM4-DR-0013
03.Hidrógeno de ajuste de U-500	UC-PSA-014	04-29	P227113-00-SRPM4-DR-0013, P227113-00-SRPM4-DR-0017
03.Hidrógeno de ajuste de U-500	UC-PSA-017	NUEVA	B150.1856 ^a (1/5)
03.Hidrógeno de ajuste de U-500	UC-PSA-024	04-29 04-40 04-41	P227113-00-SRPM4-DR-0017
04.Mezcla de Hidrógeno	UC-PSA-025	04-20 04-26	P227113-00-SRPM4-DR-0017
04.Mezcla de Hidrógeno	UC-PSA-026	04-20	P227113-00-SRPM4-DR-0017
05.Gas de cola	UC-PSA-028	04-43	1558-D-102 (2/8), P227113-00-SRPM4-DR-0011
05.Gas de cola	UC-PSA-030	04-45	P227113-00-SRPM4-DR-0011
06.Gas de cola de alta	UC-PSA-036	NUEVA	1558-D-102 (5/8)
06.Gas de cola de alta	UC-PSA-039	04-49	1558-D-102 (5/8)

CIRCUITO SIMECELE	UC SIMECELE	UC ANTERIOR	DTI
06.Gas de cola de alta	UC-PSA-040	04-50	P227113-00-SRPM4-DR-0012, P227113-00-SRPM4-DR-0017, 1558-D-102 (5/8)
07.Aceite	UC-PSA-041	NUEVA	1558-D-102 (5/8)
07.Aceite	UC-PSA-042	NUEVA	1558-D-102 (5/8)
08.Licuables	UC-PSA-051	04-23	P227113-00-SRPM4-DR-0011
08.Licuables	UC-PSA-057	04-79	P227113-00-SRPM4-DR-0011, P227113-00-SRPM4-DR-0014
09.Licuables de alta	UC-PSA-058	04-25	P227113-00-SRPM4-DR-0017
09.Licuables de alta	UC-PSA-060	04-88	P227113-00-SRPM4-DR-0014, P227113-00-SRPM4-DR-0017
10.Desfogue	UC-PSA-061	04-77	P227113-00-SRPM4-DR-0014
10.Desfogue	UC-PSA-062	NUEVA	P227113-00-SRPM4-DR-0011, P227113-00-SRPM4-DR-0014
11.Desfogue líquido	UC-PSA-088	04-86	P227113-00-SRPM4-DR-0014
12.Gas combustible	UC-PSA-090	04-50	P227113-00-SRPM4-DR-0017
13.Gas amargo	UC-PSA-091	04-51	P227113-00-SRPM4-DR-0017
14.Agua aceitosa	UC-PSA-092	04-90	P227113-00-SRPM4-DR-0014

Para la determinación de las unidades de control, se tomaron en cuenta:

- las notas de los diagramas de tubería e instrumentación.
- la revisión en campo de los DITE's
- los cambios de material en las líneas de proceso
- las válvulas que normalmente están cerradas.

El número de unidades de control se incrementó, pues existían algunas tuberías que no eran consideradas en el censo de UC del centro y que al término de este trabajo se tomaron en cuenta debido a que manejan fluidos peligrosos.

Etapa 4: Actualización en campo de Diagramas para Inspección Técnica de Espesores (DITE)

Se realizó en campo la revisión de los 67 diagramas de inspección técnica con los que se contaba al inicio de este trabajo.

Durante la actualización de los diagramas se encontraron algunas diferencias en los expedientes, como etiquetas de líneas diferentes a las que se ven en campo, arreglos de niplería, algunas diferencias en diámetros, o algunos pequeños detalles, los cuales fueron corregidos en esta etapa para su correcta revisión en las futuras mediciones de espesores.

Se observó que había unidades de control que debían considerarse, por lo que el número de unidades de control se incrementó a 92, que están representadas en 98 DITE's.

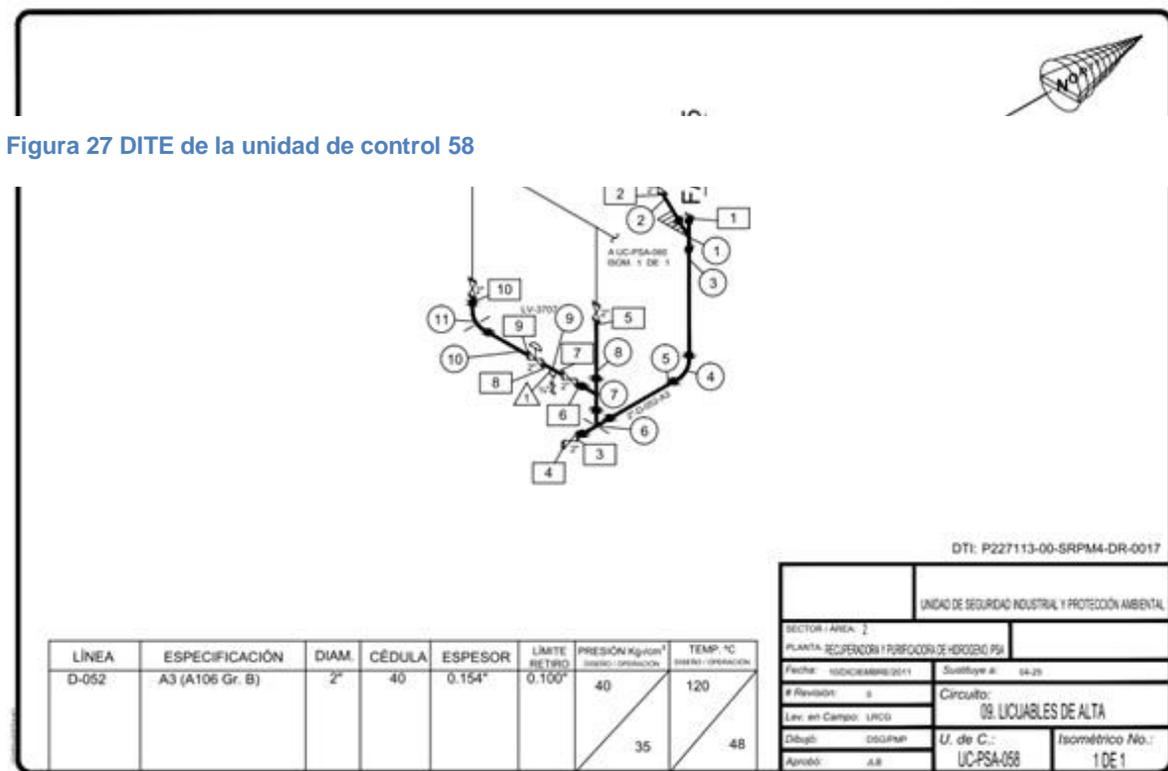
Etapa 5: Digitalización en AutoCAD de los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores actualizados

Se digitalizaron 98 diagramas de inspección técnica correspondientes a las 92 unidades de control de líneas identificadas en los DTI's correspondientes a la planta de recuperación y purificación de Hidrógeno.

La Figura 27 muestra la revisión final del DITE de la unidad de control 58. Se puede ver que cuenta con la indicación del norte, la tabla de datos de la unidad de control, nos dice el nombre y número del circuito al que pertenece, qué unidad de control es, cuántos diagramas tiene esta UC, quien la dibujó, quién la revisó, quién levantó en campo, en qué versión de revisión se encuentra, la fecha en que se entregó, el nombre de la planta a la que pertenece, a qué unidad de control sustituye y en qué DTI se puede revisar. Cuenta con la tabla de líneas, con el nombre de la línea, la especificación de sus materiales, su diámetro, la cédula que utiliza, el espesor y el límite de retiro, así como la presión y temperatura de diseño y de operación.

Se pueden ver claramente los niveles de medición de tubería, tornillería y niplería, de qué equipo sale, y de qué sección del mismo, los diámetros de la tubería y accesorios, los soportes, accesorios soldados, el TAG de las válvulas, y la referencia de la unidad de control con la que se une.

Al contar con la digitalización en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), cada vez que se consulte el expediente de alguna unidad de control, se tendrá la certeza de estar viendo exactamente las tuberías como se encuentran en campo, pues si hubiera existido algún cambio en la UC la modificación se realiza directamente en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), por lo que en el expediente no habrá dos dibujos o más, siempre será sólo el más actualizado.



Etapa 6: Correlación de Niveles de Inspección en los Diagramas de Inspección Técnica de Espesores actualizados con los expedientes donde se tiene el historial de mediciones

En esta etapa se realizaron los empates (correlación de niveles) de las 67 unidades de control que contaban con expedientes.

Estos empates se realizaron porque al hacer la actualización en campo se encontraron niveles que no se contemplaban anteriormente, por lo que en los nuevos diagramas la numeración es diferente a los diagramas de referencia, en algunos otros diagramas de referencia se tenían marcados niveles que no fueron hallados al hacer la actualización en campo, por lo que se eliminaron de los nuevos diagramas de inspección técnica de espesores.

En algunos casos, los arreglos de niplerías y/o tornillería cambiaron, por lo que el diagrama de referencia se modificó y es necesario hacer un empate. También se

realizaron empates para aquellas unidades de control que se dividieron y para aquellas unidades de control que se unieron, pues los niveles de medición cambiaron en los nuevos DITE's.

Con las revisiones en campo y la digitalización en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) se cubrieron los niveles que antes no se revisaban en el centro de trabajo, pero que la guía DG-SASIPA-IT-0204 (3) incorpora a la inspección técnica de espesores, conservando los históricos de todos aquellos niveles que contaban con mediciones previas.

Etapa 7: Captura de especificación de materiales de la planta (Licenciador/clases de material)

Se dio de alta el licenciador en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), los rangos de operación y servicios de cada material, así como su material base.

En la Tabla 15 se puede ver la clase los servicios que maneja cada clase de material, así como el rango de operación que maneja para cada servicio, y el estado en el que se encuentran.

Tabla 15 Servicios y sus rangos de operación

CLASE DE MATERIAL	SERVICIO	ESTADO	P_{MÁX} Kg/cm²	T_{MÁX} °C
H 150.	Gas de cola	Gas	5	150
H 150.	Aceite	Líquido	5	150
H 150.	H ₂	Gas	5	200
H 150.	Gas de cola	Gas	17.6	150
H 300.	Gas de cola	Gas	5	200
H 300.	Gas de cola	Gas	15	200
H 300.	H ₂	Gas	26	200
H 300.	HC	Gas/Líquido	15	200

CLASE DE MATERIAL	SERVICIO	ESTADO	P _{MÁX} Kg/cm ²	T _{MÁX} °C
H 300.	H ₂ + HC	Gas	26	200
SS 150.	Aceite	Líquido	3.5	75
A1.	H ₂	Gas	40	200
A1.	H ₂	Gas	19.2	232
A1.	HC	Gas	5	200
A1.	N ₂	Gas	19.2	232
A1.	Aire de planta	Gas	19.2	232
A1.	Aceite	Líquido	19.2	232
A1.	Gas de cola	Gas	19.2	232
A1.	H ₂ + HC	Líquido/Gas	5	200
A1.	H ₂ + HC	Gas	3.5	200
A1.	H ₂ + HC	Gas	40	200
A1.	Desfogue mezcla de HC's	Líquido	3.5	200
A1.	Gas combustible	Gas	10.5	150
A3.	H ₂	Gas	40	200
A3.	HC	Líquido	40	200
A3.	H ₂ + HC	Gas	26	200
A3.	HC	Gas	23	200
A3.	Gas Amargo	Gas	9.5	75

En la Figura 28, la Figura 29 y la Figura 30 se puede ver la forma en que quedan capturados estos datos en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

En la parte inferior de cada figura se pueden leer los detalles para las tuberías, niplerías y bridas, donde se aprecia el rango de diámetros, la cédula que maneja

dicho rango, el material que utiliza y da una descripción, por ejemplo: tubería "sin costura", o "extremos planos".

En la Figura 28 se observa la pantalla del material SS150, que sólo cuenta con el servicio de aceite, el cual se encuentra en estado líquido a una temperatura de 75°C y una presión máxima de 3.5 Kg_f/cm², utiliza acero inoxidable, y las tuberías para este servicio son sin costura para todos los diámetros, la cédula utilizada es 40S para las tuberías de 1/2" hasta 2", cédula 10S para aquellas que van de 2 1/2" hasta 120". La niplería es y de acero inoxidable sin costura en cédula 40S y pueden presentarse estas niplerías en diámetros que van desde 1/2" hasta 2", mientras que las bridas van desde 1/2" hasta 10" de diámetro, también en acero inoxidable, con un libraje de 150 lb/in²

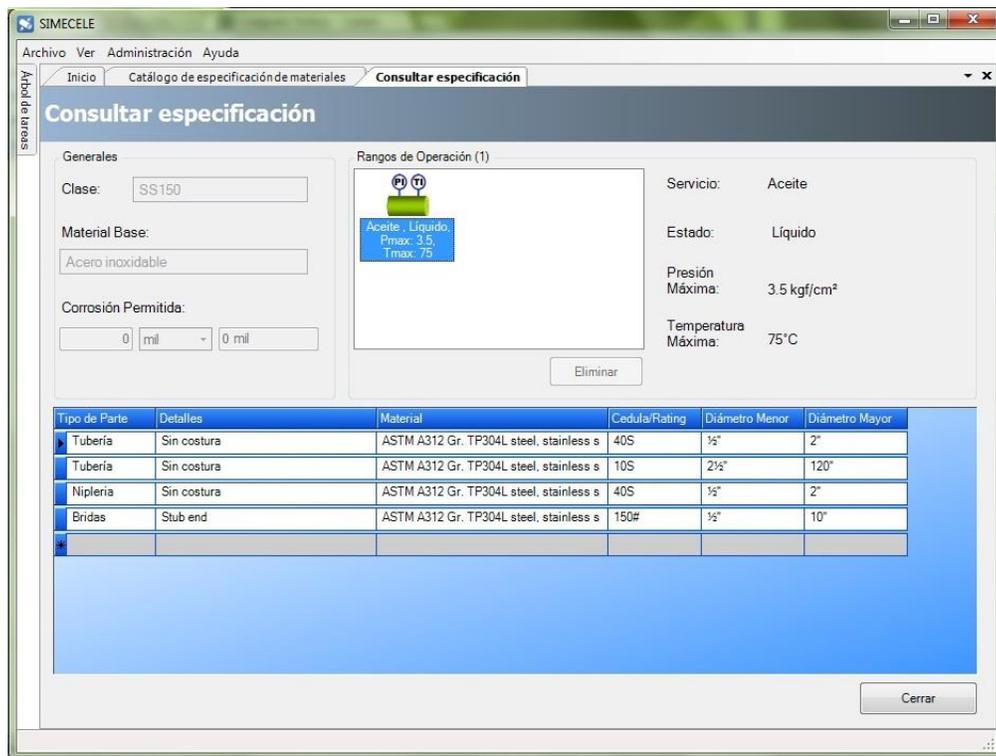


Figura 28 Pantalla del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) para el material SS150

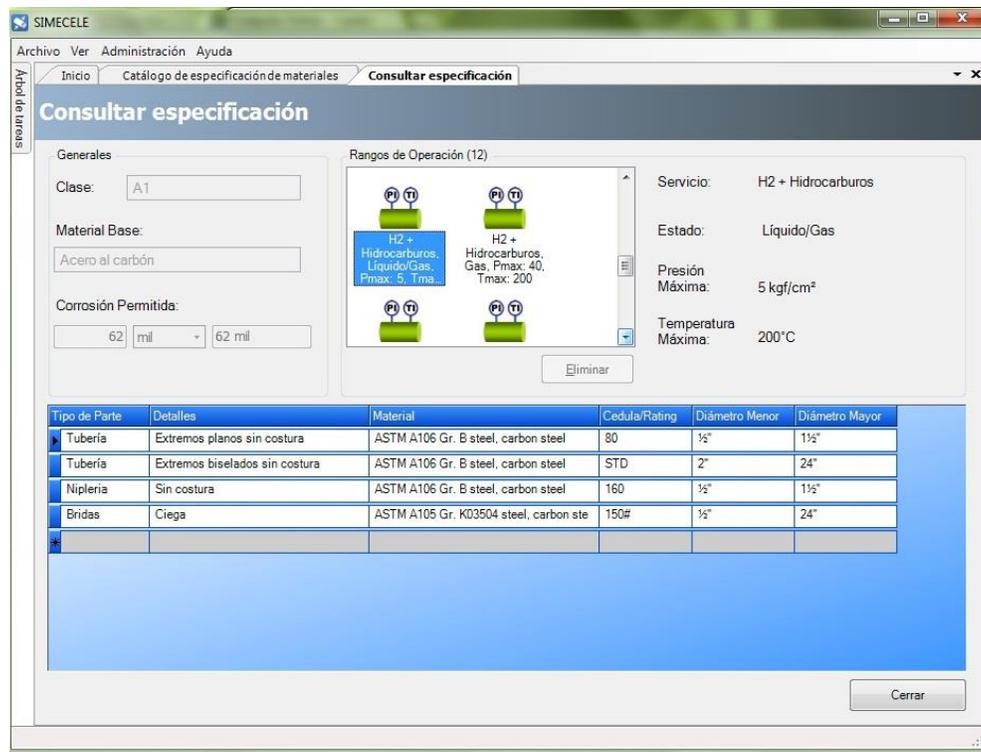


Figura 29 Pantalla del material A1. H2 + Hidrocarburos

En la Figura 29 se muestra la pantalla del material A1, con el servicio de hidrógeno con hidrocarburos, en estado líquido/gas. Se puede ver que su presión máxima es de 5 Kg_f/cm² y su temperatura máxima de 200°C, utiliza acero al carbón, y las tuberías para este servicio son sin costura para todos los diámetros, la cédula utilizada es 80 para las tuberías de 1/2" hasta 1 1/2" y las tuberías para este rango de diámetros presentan extremos planos, y la cédula estándar se utiliza desde 2" y hasta 24" pero en este rango de diámetros las tuberías deben ir con los extremos biselados sin costuras. Las niplerías de este material pueden encontrarse en diámetros desde 1/2" y hasta 1 1/2" en cédula 160, todas sin costura. Mientras que las bridas de esta clase de material son ciegas, con diámetros que van desde 1/2" y llegan hasta las 24", con 150lb/in².

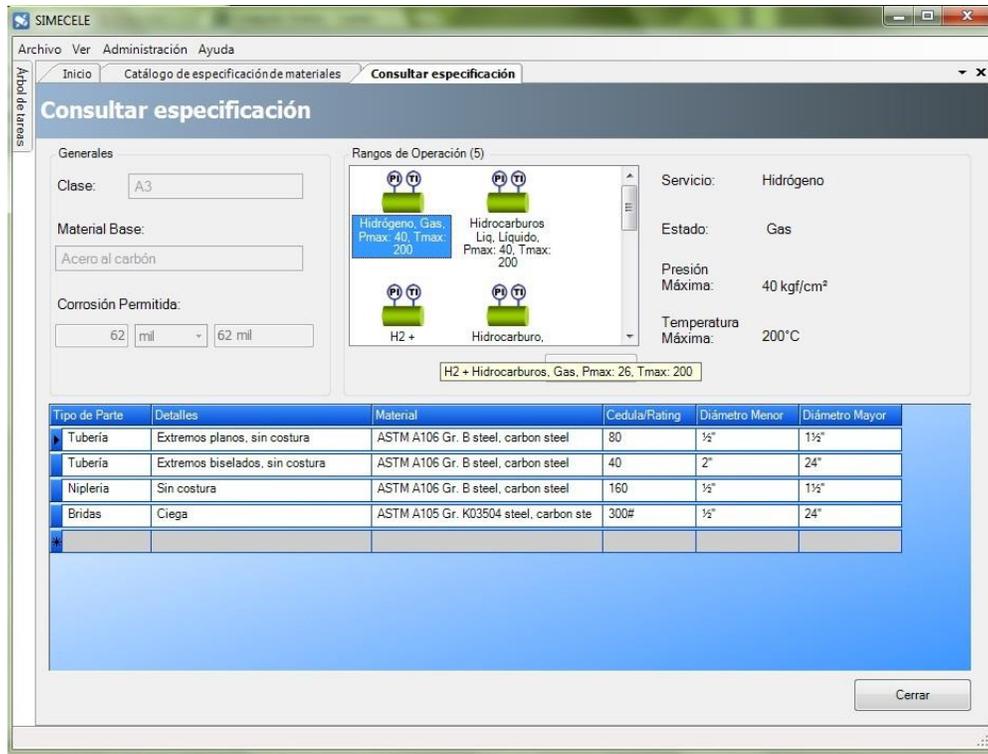


Figura 30 Pantalla del material A3. Hidrógeno

En la Figura 30 se muestra la pantalla del material A3, con el servicio de hidrógeno en estado gaseoso con una presión máxima de 40 Kg_f/cm² y una temperatura de hasta 200°C. Utiliza acero al carbón, y las tuberías para este servicio son sin costura para todos los diámetros, la cédula utilizada es 80 para las tuberías de 1/2" hasta 1 1/2" y las tuberías para este rango de diámetros presentan extremos planos, mientras que se ocupa cédula 40 desde 2" y hasta 24" pero en este rango de diámetros las tuberías deben ir con los extremos biselados. Esta clase de material utiliza bridas ciegas de 300lb/in² que van desde 1/2" hasta 24" de diámetro y las niplerías son utilizadas en cédula 160 sin costura y diámetros de 1/2" a 1 1/2".

Etapa 8: Captura de la estructura de la Unidad de Control en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE)

Se capturaron las estructuras de las 92 unidades de control, se revisó que cada unidad de control capturada contara con todos sus accesorios, que la orientación

de cada accesorio fuera la correcta, además se revisó que la unidad de control contara con los diámetros, cédulas y numeración de niveles de tubería, niplería y tornillería, así como con los datos de las inspecciones técnicas y empates, de tal forma que se pueda consultar de forma sencilla la información desde el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

A continuación la Figura 31, la Figura 32 y la Figura 34 muestran tres diferentes piezas de la UC-PSA-058, tal como aparece en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

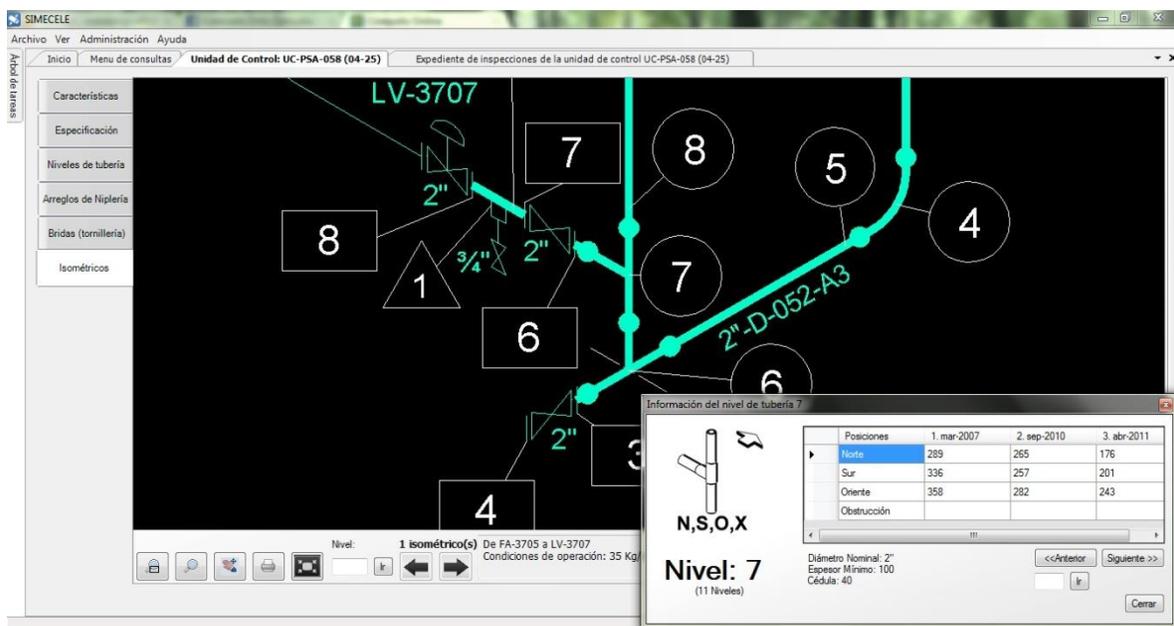


Figura 31 Nivel 7 de la unidad de control UC-PSA-058. Te

En la Figura 31 se puede observar una parte de la unidad de control UC-PSA-058, donde la parte central de la pantalla es el nivel 7, que al ser seleccionado muestra una tabla con el historial de calibraciones que presenta esa pieza en particular.

Dicha tabla muestra una representación de la pieza del lado izquierdo, con la orientación respecto al norte, el nivel que esta seleccionado, el número total de niveles para la unidad de control, las posiciones de medición para esta pieza específicamente, que son norte, sur, oriente y la obstrucción, y los datos de las últimas inspecciones que se le han realizado, que fueron en marzo de 2007, septiembre de 2010 y abril de 2011, muestra el diámetro nominal de la pieza, que

es de 2", el espesor mínimo que puede presentar, en este caso de 100 milésimas de pulgada, y la cédula del material, que para este caso es 40. Esta pequeña tabla se puede apreciar en la parte inferior derecha de la Figura 31.

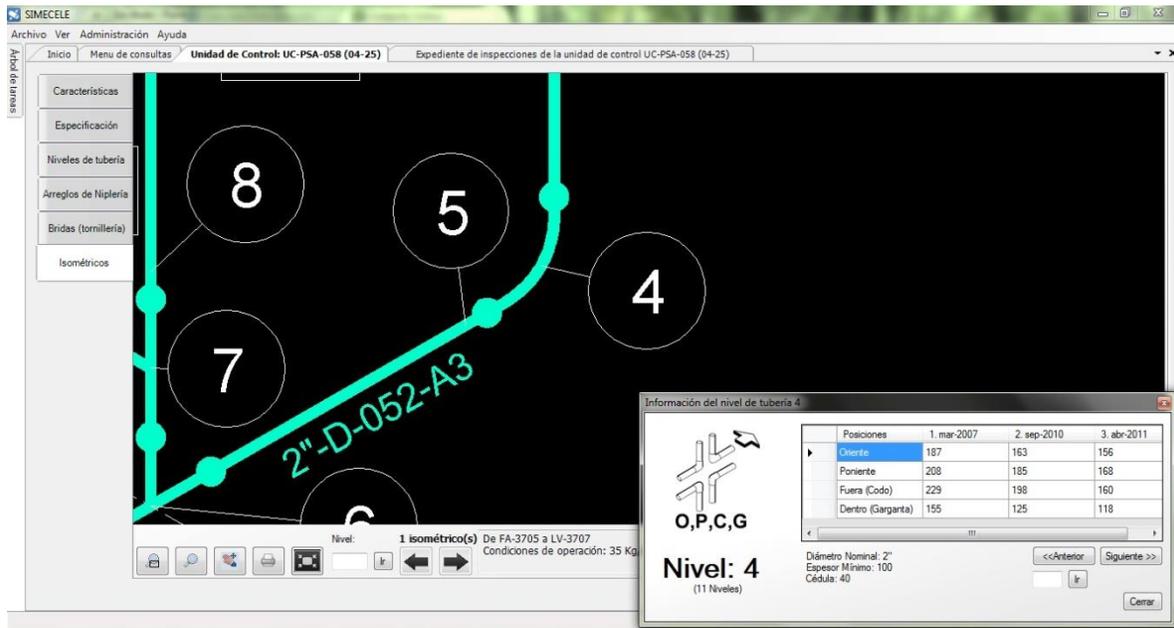


Figura 32 Nivel 4 de la unidad de control UC-PSA-058. Codo

En la Figura 32 se muestra una parte de la unidad de control UC-PSA-058, donde la parte central de la pantalla es el nivel 4, un codo.

En la Figura 33 se muestra la representación que el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) presenta para un codo. Es importante mencionar que en esta figura aparecen cuatro codos que en principio tienen orientaciones diferentes.

El codo 1 tiene orientación NORTE-ARRIBA, el 2 se orienta ABAJO-NORTE, el 3 NORTE-ABAJO y finalmente el 4 se encuentra orientado ARRIBA-NORTE. Sin embargo, la peculiaridad del codo es que para estos cuatro casos, la medición de espesores se realiza en los mismos puntos: ORIENTE, PONIENTE, CODO y GARGANTA. Así que se puede utilizar la misma pieza para cualquiera de los codos mostrados en la Figura 33 cuando se necesita realizar la inspección técnica.

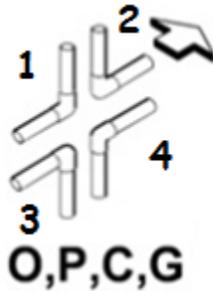


Figura 33 Codo

En la tabla de información de la Figura 32 se observa la representación de la pieza del lado izquierdo, con la orientación respecto al norte, el nivel que está seleccionado, el número total de niveles para la unidad de control, las posiciones de medición para esta pieza, oriente, poniente, codo (fuera) y garganta (dentro), y los datos de las últimas inspecciones que se le han realizado, que fueron en marzo de 2007, septiembre de 2010 y abril de 2011, muestra el diámetro nominal de la pieza, que es de 2", el espesor mínimo que puede presentar, en este caso de 100 milésimas de pulgada y la cédula del material, que en este caso es 40. Esta pequeña tabla se puede apreciar en la parte inferior derecha de la Figura 32.

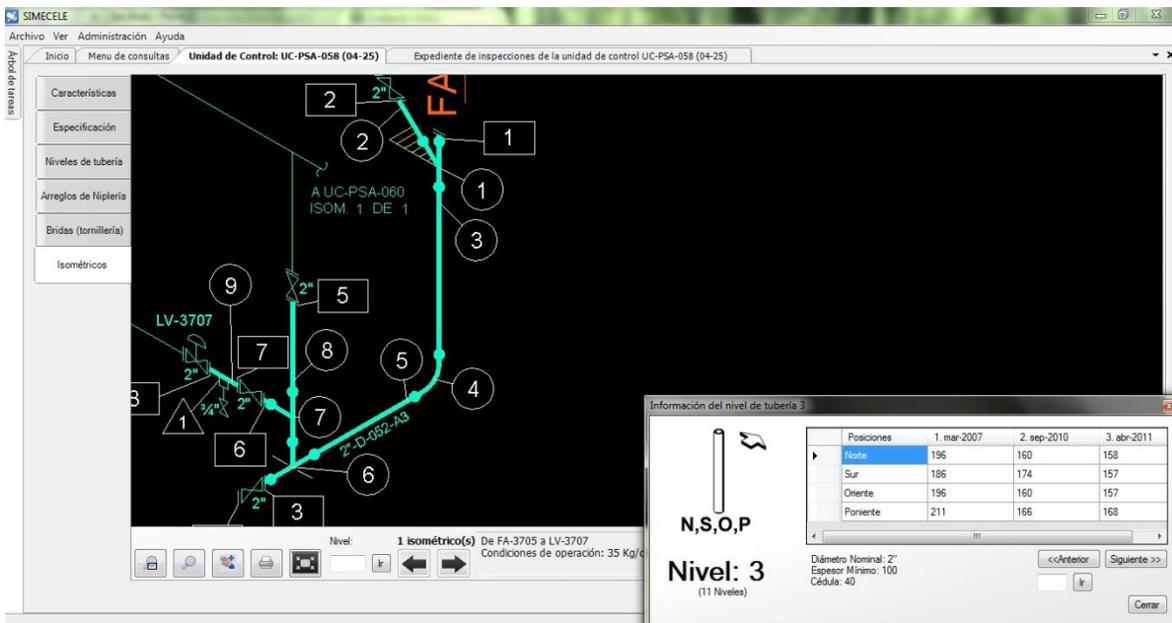


Figura 34 Nivel 3 de la UC 058.Tubería

En la Figura 34 se muestra el nivel 3, una tubería. En su tabla de información se observa una representación de la pieza del lado izquierdo, con la orientación respecto al norte, el nivel que esta seleccionado, el número total de niveles para la unidad de control, las posiciones de medición para esta pieza, norte, sur, oriente y poniente, así como los datos de las últimas inspecciones que se le han realizado, que fueron en marzo de 2007, septiembre de 2010 y abril de 2011, muestra el diámetro nominal de la pieza, que en este caso es de 2", el espesor mínimo que puede presentar, que para este caso es de 100 milésimas de pulgada y la cédula del material, que para este caso es 40.

Etapa 9: Captura de las inspecciones de la UC en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE)

Se capturaron 92 unidades de control de líneas. Esto representa la captura al sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) de 98 diagramas de inspección técnica, y 67 expedientes con que se contaba para ellas.

Lo que quiere decir que de esas 92 unidades de control, 22 solamente tienen sus diagramas de inspección técnica de espesores debido a que son nuevas y aún no cuentan con más información o historiales de medición de espesores.

En el caso de las unidades de control que contaban en su expediente con más de dos inspecciones de espesor, estas inspecciones se capturaron cronológicamente, de la más antigua a la más reciente.

Al capturar en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) se guarda de forma electrónica cada histórico de manera que se pueda revisar, analizar y tomar decisiones rápidamente acerca de cada nivel de medición de espesores.

Etapa 10: Revisión y Validación de los datos

En esta etapa se realizó una revisión de la información, detectando los puntos críticos, los emplazamientos y las fechas próximas de medición de espesores.

Con estas revisiones, se elaboró un condensado donde aparecen todas las unidades de control ordenadas con observaciones acerca de cada una de ellas de forma que el personal encargado de validar las inspecciones pueda tomar decisiones acerca de las necesidades particulares de cada UC. Dicha información se le entregó al personal encargado de realizar la validación de datos, el usuario final del sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE).

Una vez que se realizaron todas las acciones correspondientes se procede a validar toda esa información.

6. CONCLUSIONES

El implementar este Sistema Integral de Medición de Espesores en líneas y Equipos de Proceso (SIMECELE) en cualquier centro de trabajo muestra el interés de la industria petroquímica por mantener la integridad mecánica de sus instalaciones, para garantizar la protección al personal, a la comunidad, al medio ambiente y a las instalaciones, reflejando el compromiso de las empresas para con la sociedad, reduciendo accidentes y previniendo incidentes que por el tipo de sector en el que se encuentran podrían ser muy serios como se ha visto a lo largo de la historia en la industria química, petroquímica y de refinación del petróleo, a nivel mundial.

Al término de esta tesis, se implementó el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) en una planta recuperadora y purificadora de hidrógeno quedando organizada en 14 circuitos y 92 unidades de control.

Se actualizaron y digitalizaron las 92 unidades de control en 98 diagramas de inspección técnica, es decir el 100% del centro de trabajo.

Se capturaron en el sistema integral de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE) las revisiones visuales, inspecciones de tornillería y los expedientes de las mediciones de espesores de todas y cada una de esas unidades de control con que contaba el centro de trabajo, así como las estructuras de dichas unidades de control y las especificaciones de los materiales utilizados en este centro de trabajo.

Los censos elaborados se presentaron ante el Jefe de Seguridad correspondiente, y con su aprobación servirán de base para registrar y programar las futuras inspecciones de espesores preventivas, así como los emplazamientos oportunos de la planta.

Se realizarán las calibraciones en base a los niveles indicados en los diagramas de inspección digitalizados y será responsabilidad del personal del centro de trabajo la actualización de los mismos de acuerdo a los cambios físicos que vaya sufriendo la planta con el tiempo.

Con este trabajo se mejora el sistema de inspección de espesores de líneas y equipos, así como el almacenamiento y uso de la información resultante de dichas inspecciones, facilitando el proceso de toma de decisiones para la seguridad, específicamente en las fechas de revisión y medición de espesores logrando que las inspecciones sean oportunas y eficaces, lo que resultará en la disminución el riesgo de accidentes en la industria por pérdida de contención, ahorrando recursos, disminuyendo el daño al ambiente, comunidad e instalaciones y sobretodo, evitando la pérdida de vidas humanas.

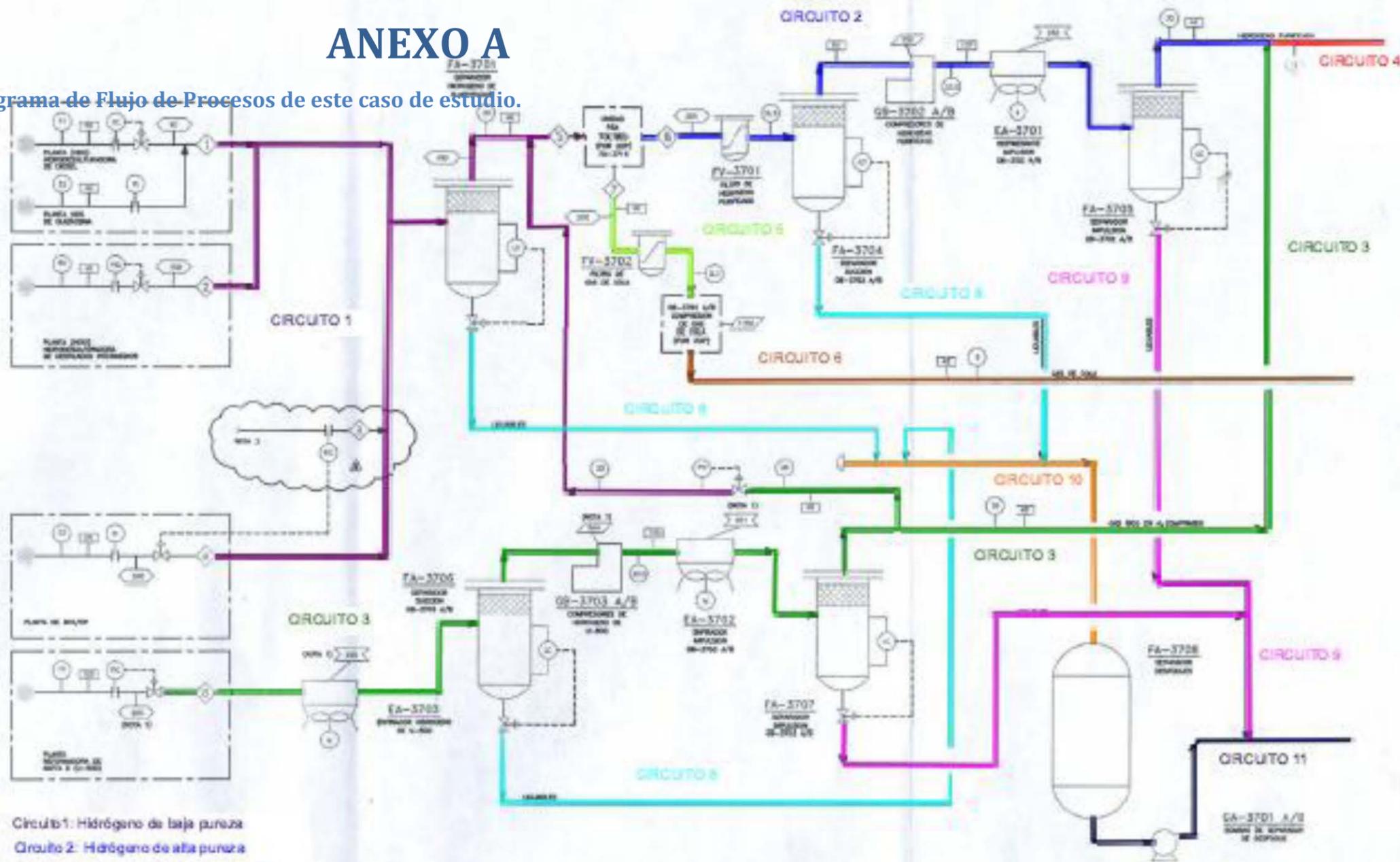
REFERENCIAS

1. REVISAMOS DESPUES? [En línea]
http://www.redproteger.com.ar/escueladeseguridad/grandesaccidentes/grandes_accidentes.htm.
2. **Facultad de Química, Departamento de Ingeniería Química, CEASP4A.** CEASPA-MUS-003, Rev. 2. *Manual del usuario del SIMECELE*. s.l. : Universidad Nacional Autónoma de México, Noviembre 2009.
3. *DG-SASIPA-IT-0204, Rev. 7. Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores*. s.l. : PEMEX-Refinación, Noviembre 2009.
4. **Facultad de Química, Departamento de Ingeniería Química, CEASP4A.** CEASPA-MIS-005. *Manual de Implementación del SIMECELE*. México, D.F. : Universidad Nacional Autónoma de México, Noviembre, 2011.
5. *GPI-IT-4200. Procedimiento para el control de desgaste de niplería*. s.l. : PEMEX-Refinación, Febrero, 1986.
6. *DG-GPASI-IT-0903, Rev. 3. Procedimiento para efectuar la revisión de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación*. s.l. : PEMEX-Refinación, Agosto 1995.
7. *GPASI-IT-0209, Rev. 2. Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación*. s.l. : PEMEX-Refinación, Octubre 1994.
8. *DG-ASIPA-IT-00008, Rev.2. Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos*. s.l. : PEMEX-Refinación, Septiembre 2001.
9. *GPASI-IT-4002, Rev. 2. Procedimiento para efectuar el diagnóstico sobre el estado físico de equipos y tuberías en unidades de proceso, servicios auxiliares y almacenamiento*. s.l. : PEMEX-Refinación, Enero 1994.

10. *DG-GPASI-4004, Procedimiento para elaborar los informes de inspección y reparación de las unidades de proceso y servicios auxiliares en los centros de trabajo de PEMEX-Refinación.* s.l. : PEMEX-Refinación, Julio 1996.
11. Universidad Nacional de la Plata, Argentina. Facultad de Ingeniería. [En línea] 2012. <http://www.ing.unlp.edu.ar/quimica/corrosion.htm>.
12. General Electric Company. *GEInspection Technologies.com*. [En línea] <http://www.serviam.cl/productos/pdf/dms2.pdf?titulo=Kratkramer%20DMS2>.
13. General Electric Company. [En línea] <http://www.serviam.cl/productos/pdf/dmsgo.pdf>.
14. General Electric Company. . *GEInspection Technologies.com* . [En línea] <http://www.serviam.cl/productos/pdf/cl5.pdf>.
15. OLYMPUS. Productos. . [En línea] <http://www.olympus-ims.com/es/mg2/>.
16. OLYMPUS. Productos obsoletos. . [En línea] <http://www.olympus-ims.com/es/37dl/>.
17. OLYMPUS. Productos. . [En línea] <http://www.olympus-ims.com/es/38dl-plus/>.
18. **Facultad de Química, Departamento de Ingeniería Química, CEASP4A.** *CEASPA-GDDITEA-002, Rev. 2. Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en AutoCAD® 2008.* s.l. : Universidad Nacional Autónoma de México, Septiembre 2010.
19. [En línea] <http://es.scribd.com/doc/6242991/Isometricos>.

ANEXO A

Diagrama de Flujo de Procesos de este caso de estudio.



- Circuito 1: Hidrógeno de baja pureza
- Circuito 2: Hidrógeno de alta pureza
- Circuito 3: Hidrógeno de ajuste de U-500
- Circuito 4: Mezcla de hidrógeno
- Circuito 5: Gas de cola
- Circuito 6: Gas de cola de alta
- Circuito 7: Acido
- Circuito 8: Licuado
- Circuito 9: Licuado de alta
- Circuito 10: Desfogos
- Circuito 11: Desfogos liquido
- Circuito 12: Gas combustible
- Circuito 13: Gas amargo
- Circuito 14: Aguas aciduladas

Balance de masa - Alternativa
 Aprobación: [] Fecha: []
 Revisión: [] de []

Componente (kg/día)	Entradas al Sistema								Salidas del Sistema							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Hidrógeno (H ₂)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000		
Acido		
...		

LEYENDA

- TANQUE ALMACÉN
- SEPARADOR
- COMPRESOR
- INTERCAMBIADOR DE CALOR
- COLUMNA DE DESTILACIÓN
- CONDENSADOR
- REBOILER
- BOMBEO

NOTA IMPORTANTE

Este diagrama de flujo de procesos fue desarrollado por el equipo de ingeniería de la planta de hidrógeno de la empresa [] para fines de estudio y no debe ser utilizado para otros fines.

NOTAS

- 1- El flujo de salida de hidrógeno de alta pureza es de 1000 kg/día.
 - 2- Este flujo fue diseñado a fin de asegurar la línea de recolección.
 - 3- Sección de línea pendiente de salida por fondo.
 - 4- Retorno de agua para consumo de planta de oxidación.
- Nota: Los circuitos 7, 12, 13 y 14 se incluyeron porque lo menciona la descripción del proceso, aunque no se encuentran dibujados e identificados en el DFP.

INGENIERO	A. S. S.	INGENIERO
PROYECTO	A. S. S.	INGENIERO
REVISOR	A. S. S.	INGENIERO
APROBADO	A. S. S.	INGENIERO

NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	COMPROBADO	APROBADO	FECHA
1

PLANTA RESPONSABLE Y PUBLICADORA DE PROCESOS	...
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO	...
BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA	...
PLANTA No.	...