



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

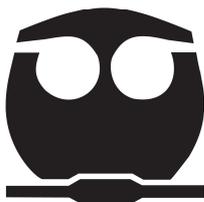
**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN Y
CONTROL DE ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS
(SIMECELE) EN UNA PLANTA FRACCIONADORA DE
LIGEROS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA QUÍMICA**

PRESENTA

ANA ISABEL SOSA NÚÑEZ



MÉXICO, D.F.

2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: JOSE ANTONIO ORTIZ RAMIREZ

VOCAL: Profesor: MARIANO PEREZ CAMACHO

SECRETARIO: Profesor: MODESTO JAVIER CRUZ GOMEZ

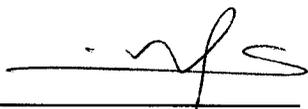
1er. SUPLENTE: Profesor: EZEQUIEL MILLAN VELASCO

2° SUPLENTE: Profesor: NESTOR NOE LOPEZ CASTILLO

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

TORRE DE INGENIERÍA, UNAM

NIVEL 4, ALA NORTE



SUSTENTANTE:

Ana Isabel Sosa Núñez



SUPERVISOR TÉCNICO

M. en I. Luis Fernando Pérez Lara



ASESOR DEL TEMA

Dr. Modesto Javier Cruz Gómez

A MIS PADRES, HERMANA, FAMILIA, AMIGOS, MAESTROS Y COMPAÑEROS

QUE HAN ESTADO CONMIGO TODO ESTE TIEMPO

Y QUE ME HAN ENSEÑADO COSAS NUEVAS CADA DÍA...

... SIEMPRE LOS LLEVO EN MI MENTE Y EN MI ALMA.

¡GRACIAS!



TABLA DE CONTENIDO

<u>ÍNDICE DE TABLAS</u>	<u>III</u>
<u>ÍNDICE DE FIGURAS</u>	<u>V</u>
<u>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN</u>	<u>6</u>
1.2 Hipótesis	7
1.3 Objetivo General	8
1.3.1 Objetivos particulares	8
<u>CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO</u>	<u>9</u>
2.1 Administración de la Seguridad Industrial en plantas de procesos químicos.	9
2.2 Sistema de Inspección Técnica Preventiva de Espesores.	15
2.3 Metodología para la Inspección Técnica Preventiva de Espesores con el Sistema de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos (SIMECELE).	38
2.3.1 Pasos para la medición de espesores, programación, análisis y manejo de resultados.	38
2.3.2 Criterios de digitalización y carga al SIMECELE	40
2.4 Planta fraccionadora de ligeros	43
2.4.1 Descripción del proceso	44
<u>CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA DE LA IMPLEMENTACIÓN</u>	<u>51</u>
3.1 Recopilación de Información	51
3.1.1 Problemas comunes en la recopilación de información	52
3.2 Elaboración de Censos de Circuitos	53
3.2.1 Líneas	53
3.2.2 Equipos.	56
3.3 Elaboración de Censos de Unidades de Control	58
3.3.1 Líneas	58



3.3.2 Equipos	62
3.4 Digitalización de dibujos para inspección técnica	64
3.5 Captura de datos al SIMECELE	66
3.6 Presentación de entregables y Capacitación	78
CAPÍTULO 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES	81
4.1 Resultados y Análisis	81
4.1.1 Etapa 1: Recopilación de Información	81
4.1.2 Etapa 2: Elaboración de Censos de Circuitos	85
4.1.3 Etapa 3: Elaboración de Censos de Unidades de Control	92
4.1.4 Etapa 4: Digitalización de Dibujos para Inspección Técnica	105
4.1.5 Etapa 5: Captura de Datos al SIMECELE	107
4.1.6 Etapa 6: Presentación de entregables y Capacitación	131
4.2 Conclusiones	131
4.3 Recomendaciones	133
ANEXOS	134
ANEXO 1 INFORMACIÓN RECOPIADA	134
ANEXO 2 DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO Y DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN	139
ANEXO 3 EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL UC-ML-022	142
ANEXO 4 EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL ML-D-1-CUERPO	151
BIBLIOGRAFÍA	157



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Documentos mínimos que debe contener el recipiente de integridad mecánica	13
Tabla 2-2 Número de posiciones de acuerdo al perímetro	21
Tabla 2-3 Grados de corrosión en inspección de tornillería	23
Tabla 2-4 Norma DG-SASIPA-IT-0008 "Valores de referencia para los cálculo de espesores en tuberías de proceso"	31
Tabla 2-5 Valores del coeficiente Y	37
Tabla 3-1 Relación de entregables por etapa	79
Tabla 4-1 Diagrama de Flujo de Proceso	81
Tabla 4-2 Listado de diagramas de tubería e instrumentación	81
Tabla 4-3 Materiales del licenciador IMP de la planta fraccionadora de ligeros	83
Tabla 4-4 Censo de circuitos previo a la implementación del SIMECELE.	85
Tabla 4-5 Censo de circuitos final de la planta fraccionadora de ligeros	86
Tabla 4-6 Censo de circuitos de equipos de la planta fraccionadora de ligeros	90
Tabla 4-7 Censo de unidades de control de la planta fraccionadora de ligeros	92
Tabla 4-8 Censo final de unidades de control de equipos	96
Tabla 4-9 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste del acumulador	101
Tabla 4-10 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste del cuerpo del acumulador	103
Tabla 4-11 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste de la pierna del acumulador	104
Tabla 4-12 Información del expediente de la unidad de control UC-ML-022	108
Tabla 4-13 Reporte de reenumeración de niveles de la UC-ML-022	108
Tabla 4-14 Niveles eliminados de la unidad de control	109
Tabla 4-15 Puntos críticos de la unidad de control	112
Tabla 4-16 Análisis de VUE; FPME y FRP general de la unidad de control UC-ML-022	116
Tabla 4-17 Comparativo de análisis visual de tubería	117



Tabla 4-18 Inspección de niplería de la unidad de control	118
Tabla 4-19 Inspección visual de niplería. Agosto-2005	119
Tabla 4-20 Inspección visual de niplería. Marzo-2009	120
Tabla 4-21 Inspección de tornillería. Marzo-2009	122
Tabla 4-22 Información disponible de la unidad de control ML-D-1- CUERPO	124
Tabla 4-23 Resultados de los cálculos para la unidad de control UC-ML-D-1-CUERPO	125
Tabla 4-24 Análisis de VUE, FPME y FRP de la unidad de control ML-D-1-CUERPO	128
Tabla 4-25 Inspección de tornillería. Marzo-2009	129
Tabla 4-26 Resumen de la información de la planta fraccionadora de ligeros	130
Tabla 4-27 Ejemplo de la U. de C. 006	130



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Localización de los puntos de calibración en los arreglos básicos de niplería	25
Figura 2.2 Forma y dimensiones de casquete elipsoidal	34
Figura 2.3 Ejemplo de niveles medidos en cuerpo de bombas	42
Figura 2.4 Ejemplo de niveles en solapas de acumuladores	42
Figura 3.1 Sección de fraccionamiento, Torre Deshexanizadora	54
Figura 3.2 Sección de fraccionamiento, Torre Deshexanizadora con circuitos identificados	54
Figura 3.3 Unidad de Control. Descarga de bombas a entrada a intercambiadores	60
Figura 3.4 Unidad de Control. Salida de acumulador a succión de bombas y entrada a intercambiador	60
Figura 3.5 Ejemplo de definición de la unidad de control	61
Figura 3.6 Bloque para identificar las unidades de control de líneas	62
Figura 3.7 Bloque de Auto CAD® para identificación de unidades de control de equipos	64
Figura 4.1 Dibujo de acumulador ML-D-1. Niveles considerados para el cálculo de las velocidades de desgaste en el cuerpo y en la pierna	98
Figura 4.2 Mediciones de espesores consideradas del acumulador, fecha de inspección 11/03/2009	99
Figura 4.3 Mediciones de espesores consideradas del acumulador, fecha de inspección 30/07/2006	100
Figura 4.4 Carga del isométrico de la unidad de control	110
Figura 4.5 Ejemplo de TEE	111
Figura 4.6 Ejemplo de puntos crítico del nivel 8 con la ventana de información del nivel	114



CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

Las industrias petroquímicas se sujetan a sistemas de seguridad, salud y protección ambiental con el objetivo de proteger la salud de los trabajadores, reducir accidentes, minimizar riesgos y proteger el medio ambiente. Dichos sistemas deben contar con procedimientos para asegurar la integridad mecánica de los equipos y líneas en cada etapa de su vida útil, desde su fabricación y operación hasta su desmantelamiento.

Para asegurar la integridad mecánica del equipo o línea durante su fase de operación es necesario realizar pruebas e inspecciones preventivas de espesores, entre otras, estableciendo procedimientos en el centro de trabajo de acuerdo a los códigos de ingeniería aplicables. De esta manera se evitan fallas en los sistemas que puedan causar accidentes, y se asegura el cumplimiento de las condiciones de operación y se evitan fugas o pérdidas de contención del fluido que manejen.

Las pérdidas de contención del material por corrosión representan pérdidas económicas y pueden ocasionar accidentes graves afectando la salud de los trabajadores, efectos negativos al medio ambiente y daños a las instalaciones del centro de trabajo. Las consecuencias de dichos accidentes estarán en función de la peligrosidad de la sustancia que manejen y pueden ir desde conatos de incendios hasta paros de emergencia comprometiendo la producción de la planta.

En el presente trabajo se describen los pasos, estrategias, criterios, problemas y soluciones detectadas durante la implementación de un Sistema de Medición de Espesores de Líneas y Equipos (SIMECELE) en una planta fraccionadora de ligeros. Plantea además las características de los entregables de cada fase de la implementación y del reporte final del proyecto.

La implementación reducirá la cantidad de datos incongruentes causados principalmente por malas prácticas del personal encargado de la inspección preventiva pues asegura la automatización del procedimiento mediante medios



electrónicos, lo que disminuirá errores humanos; además de mejorar la gestión de las inspecciones preventivas de espesores de la planta, pues permitirá programar su reparación, mantenimiento o emplazamiento de la línea o equipo conociendo su estado actual.

SIMECELE aportará las evidencias para el cumplimiento de la normatividad en materia de integridad mecánica por parte del centro de trabajo, y específicamente de la planta fraccionadora de ligeros, en auditorías a cualquier nivel organizacional.

1.2 Hipótesis

La corrección de los censos mediante la reestructuración de las unidades de control que constituyen la planta ayudará a la programación de la medición de espesores para organizar mejor el trabajo de inspección a través de un cálculo correcto de las velocidades de desgaste.

La homologación de los criterios para definir las unidades de control ayudará a la identificación de todas las unidades de control que no se encontraban programadas para inspección.

La carga al SIMECELE de todas las unidades de control de líneas y equipos de la planta mejorará la seguridad y el control de los trabajos en la medición de espesores, emplazamientos, reparaciones o mantenimientos.

El uso del SIMECELE mostrará las evidencias necesarias en las auditorías que garanticen el adecuado funcionamiento de la línea o equipo y el estado de las unidades de control que conforman la planta.



1.3 Objetivo General

Implementar el SIMECELE en una planta fraccionadora de ligeros para mejorar el actual Sistema de Inspección Preventiva de Espesores de la planta contribuyendo a la administración de la seguridad.

1.3.1 Objetivos particulares

- Establecer las fases para implementar el SIMECELE en la planta.
- Detectar errores comunes y proponer respuestas a los mismos.
- Homologar criterios en dibujos de inspección preventiva y en la carga de unidades de control de la planta fraccionadora de ligeros al SIMECELE para lograr un correcto análisis de las velocidades de desgaste de las unidades de control de la planta.
- Cargar y digitalizar las unidades de control de la planta fraccionadora de ligeros, respetando los criterios establecidos.
- Capacitar al personal asignado para apoyar en la implementación para conseguir continuidad en la metodología de inspección preventiva de espesores una vez terminado el proyecto.

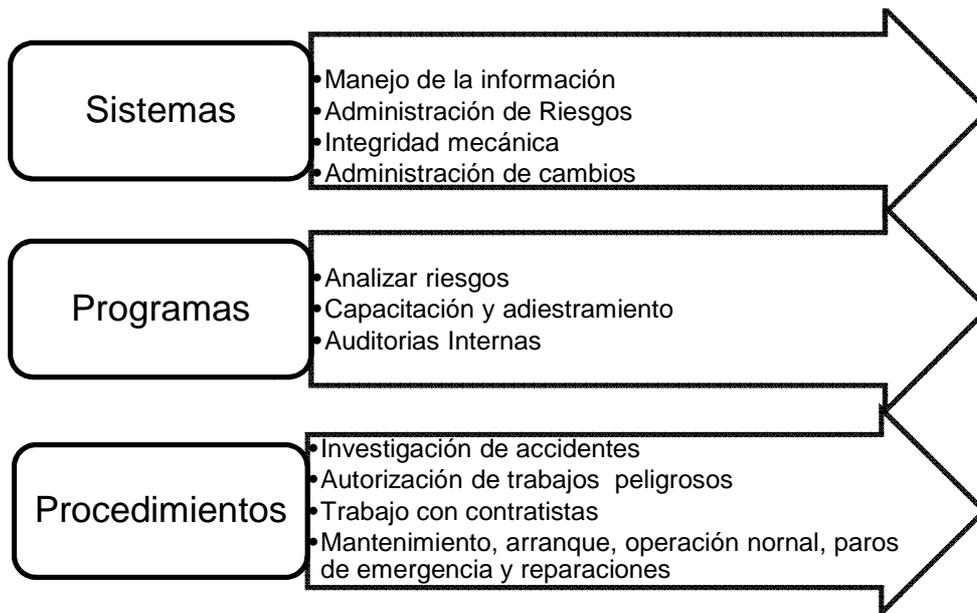


CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1 Administración de la Seguridad Industrial en plantas de procesos químicos

La seguridad de los centros de trabajo donde se realicen operaciones o procesos con sustancias químicas queda sujeta a las disposiciones establecidas en las Normas Oficiales Mexicanas elaboradas por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

La norma NOM-028-STPS-2004 ⁽¹⁵⁾ establece que cada centro de trabajo debe contar con *Sistemas, Programas y Procedimientos* organizados de la siguiente manera:



Las Normas Oficiales Mexicanas establecen el rol del patrón, el de los trabajadores y el de las unidades de vigilancia o verificación de dicha norma, además de las acciones que se deben llevar a cabo para cada punto antes mencionado y la información mínima requerida que demuestre su cumplimiento por parte del centro de trabajo.



Para el caso del presente trabajo, se profundizará en el Sistema de Integridad Mecánica.

Cada centro de trabajo debe desarrollar y llevar a cabo un programa con procedimientos escritos enfocados a mantener la integridad mecánica de los procesos.

Dicho programa debe estar encaminado a asegurar que se lleven a cabo revisiones periódicas a los equipos críticosⁱ, a los que practicarán pruebas, someterán a mantenimiento, revisarán el cumplimiento de las acciones correctivas resultantes y comprobarán la calidad de los equipos críticos relacionados con el proceso de cada centro de trabajo.

Todas las actividades encaminadas al aseguramiento de la integridad mecánica deben ser documentadas, la información mínima requerida es:

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

La norma NOM-020-STPS-2002 ⁽⁷⁾ establece los requisitos mínimos para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión y calderas en los centros de trabajo, para la prevención de riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones.

ⁱ Equipo Crítico. Maquinaria, equipos e instalaciones, en los que la falla en los dispositivos de seguridad, integridad mecánica o maniobras, durante la operación de los mismos, puede ocasionar un accidente mayor. (Definición de la NOM-028-STPS-2004⁽¹⁵⁾).



Esta norma establece también los pasos para solicitar autorización de funcionamiento de algún recipiente sujeto a presión, siempre y cuando este cumpla con las condiciones mínimas de seguridad planteadas en dicha norma, las cuales son:

1) Condiciones físicas y operativas

- Los equipos ubicados cerca de pasillos de tránsito o vehículos o maniobras, deben ser resguardados contra golpes o impactos.
- El sistema de soporte de los equipos debe mantenerse en condiciones que no afecten la operación segura del equipo, considerando medidas de corrosión, degradación, inestabilidad, vibraciones y nivelación.
- Los equipos deben disponer de espacios libres necesarios para las actividades de operación, mantenimiento y revisión.
- Los equipos que operen a temperaturas extremas deben estar protegidos y señalizados.
- Los equipos deben contar con aparatos auxiliares, instrumentos de medición de presión y dispositivos de seguridad.
- Los aparatos auxiliares de las calderas o generadores de vapor deben mantenerse en condiciones seguras de operación.
- El desfogue de los fluidos a través de válvulas de seguridad en los equipos deben dirigirse a un lugar donde no se dañe a trabajadores ni al centro de trabajo.

2) Condiciones documentales

Se debe contar con los procedimientos impresos en idioma español que incluyan al menos las medidas de seguridad, y los datos e información documental siguiente:



- De operación, para: El arranque y paro seguros, atención a emergencias, capacitación y adiestramiento, uso de instrumentos de medición, valores de límites seguros para la operación y el registro de dichas actividades.
- De mantenimiento, para: Mantenimiento preventivo, capacitación y adiestramiento, uso de instrumentos de medición, la implementación de medidas de seguridad en las actividades de reparación y mantenimiento, registro de las actividades realizadas.
- De revisión, para: Requisitos de seguridad en el acceso a equipos, frecuencia de las revisiones, capacitación y adiestramiento, uso de instrumentos de medición en las actividades de revisión, registro de reportes de resultados de las revisiones, información del certificado de fabricación, presión y temperatura de diseño y operación, presión de trabajo máxima permitida, dispositivos de seguridad, capacidad volumétrica, fluidos manejados y la especificación de los materiales de construcción.

Para la autorización del recipiente sujeto a presión es necesario demostrar la seguridad del equipo y de sus dispositivos de seguridad, esto se puede realizar de las siguientes formas:

Para el equipo

- 1) Prueba de presión (presión hidrostática, presión neumática).
- 2) Exámenes no destructivos (exámenes volumétricos, superficiales y de fuga).
- 3) Expediente de integridad mecánica (De acuerdo a la Tabla 2-1).
- 4) Método alternativo.

Para este último método es necesario que el centro de trabajo cuente con la autorización del mismo por parte de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

PEMEX-Refinación cuenta con un método alternativo para demostrar la seguridad de los recipientes y calderas con la opción de *integridad mecánica modificada* en el punto 3 de la Tabla 2-1. La justificación de dicho método radica en que la empresa detectó que los controles en los documentos de diseño, fabricación y



registros que, según la Tabla 1 de la norma, sirven para evidenciar la integridad mecánica, no son consistentes. Es decir, que no cuentan con alguno o ninguno de los documentos de diseño de algunos de los equipos del centro de trabajo.

El procedimiento propuesto considera que el equipo opera a la fecha actual de manera satisfactoria, es sometido a revisiones y mantenimientos periódicos, y que se dispone de la información necesaria para la operación segura del sistema en forma de manuales de operación o diagramas.

El procedimiento presenta dos casos: 1) Cuando únicamente se cuenta con un dibujo, plano o documento del equipo, y 2) Cuando el centro de trabajo no cuenta con ningún documento de diseño del equipo. En ambos casos, el expediente de integridad mecánica constará de todas las inspecciones técnicas preventivas y los cálculos como resultado de dicha inspección, que garantizan la operación segura del equipo así como su integridad estructural.

Para los dispositivos de seguridad

- 1) Prueba de funcionamiento
- 2) Demostración documental

Tabla 2-1 Documentos mínimos que debe contener el recipiente de integridad mecánicaⁱⁱ

DOCUMENTOS O REQUISITOS	RECIPIENTE NUEVO	RECIPIENTE USADO
1. Índice del expediente	A	A
2. Formato N-020 (copia del presentado a la STPS)	A	A
3. De fabricación:		
a) Dibujo, plano o documento (libro de proyecto, manual catálogo del equipos;	A	A
b) Fotografía o calca de placa de datos del equipo adherida o estampada por el fabricante en el equipo;	A	A
c) Certificado de cumplimiento con norma o código de fabricación	A	A
d) Certificado de pruebas hidrostáticas de fábrica	A	A
4. Descripción breve de la operación del equipo, función, riesgos inherentes y medios de control	A	A
5. Resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, congruentes con un programa que para tal efecto se tenga,	N/A	A

ⁱⁱ Tabla tomada de la NOM-020-STPS-2002.



DOCUMENTOS O REQUISITOS	RECIPIENTE	RECIPIENTE
	NUEVO	USADO
debidamente registrados y documentados, de esas actividades.		
6. Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas al equipo, debidamente registrados y documentados, de esas actividades.	N/A	A
7. Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el recipiente sujeto a presión, debidamente registrados y documentados, de esas actividades.	N/A	A
8. Resumen de los resultados de las revisiones en servicio efectuadas, debidamente registrados y documentados.	N/A	A
9. Identificación de los dispositivos de seguridad que protegen al equipo y documentación de las calibraciones.	A	A
10. Resumen de transitorios relevantes y resultados del análisis efectuado para determinar sus consecuencias.	N/A	A

La normatividad mexicana no solo establece las obligaciones por parte de las industrias, también presenta guías, de carácter no normativo, que pretende guiar a los centros de trabajo en la implementación de los sistemas, programas o procedimientos.

Dentro de los códigos mas utilizados en la industria de refinación del petróleo para inspección de recipientes a presión y tuberías se encuentran los siguientes:

API 510 Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Maintenance Inspection, Rating, Repair and Alteration. (Código de Inspección de Recipientes a Presión: Inspección en servicio, mantenimiento, clasificación, reparación y alteración). Este código es utilizado ya que dentro de su alcance se encuentran la mayoría de los recipientes que constituyen la industria de refinación del petróleo y de procesos químicos. Establece la organización de la inspección y los roles del personal responsable, los tipos de inspección que se pueden realizar a los recipientes, así como los intervalos y frecuencia de las mismas, la evaluación y análisis de los datos obtenidos y sus registros. Hace referencia además a otros códigos API, dentro de los más importantes y como parte del tema en estudio del presente trabajo se encuentra el código API 572 Inspection of Pressure Vessels:



Towers, Drums, Reactor, Heat Exchangers and Condensers (Inspección de recipientes a presión: Torres, tambores, reactores, intercambiadores de calor y condensadores). Estos códigos se deben usar en conjunto para la inspección de equipos pues establece las prácticas recomendadas para recipientes, así como las causas de deterioro y los métodos de inspección.

Caso similar ocurre para la inspección de tuberías, donde el código API 570 Inspection, Repair, Alteration and Rerating of In- Service Piping Systems (Inspección, reparación, alteración y cambio de condiciones de operación de sistemas de tubería en servicio) establece la gestión y periodicidad de las inspecciones, haciendo referencia al código API 574 Inspection Practices for Piping System Components (Prácticas de inspección para accesorio de sistemas de tuberías). Éste último explica las prácticas de inspección en tuberías, válvulas y accesorios que también son aplicables a válvulas de control, medidores de nivel, instrumentos, etc., y debe aplicarse en conjunto con el código API 570.

Pemex-Refinación cuenta con una serie de normas para la inspección técnica preventiva elaboradas en base a dichos códigos de ingeniería y que cumplen con los requisitos estipulados en la normatividad mexicana, dentro de su alcance están todos los centros de trabajo de la organización y en conjunto conforman un complejo sistema de Inspección Técnica Preventiva.

2.2 Sistema de Inspección Técnica Preventiva de Espesores

El sistema de inspección preventiva de espesores se basa en las siguientes guías y consta de los puntos que se describen brevemente a continuación:

- DG-SASIPA-IT-0204_REV_7 Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.
- GPEI-IT-0201 Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.



- GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.
- DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación.
- GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
- DG-ASIPA-IT-00008 Límite de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.
- GPASI-IT-0002 Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.
- GPASI-IT-00014 Guía para la inspección técnica de recipientes a presión en las instalaciones de PEMEX-Refinación.

1. Requisitos y seguridad del personal

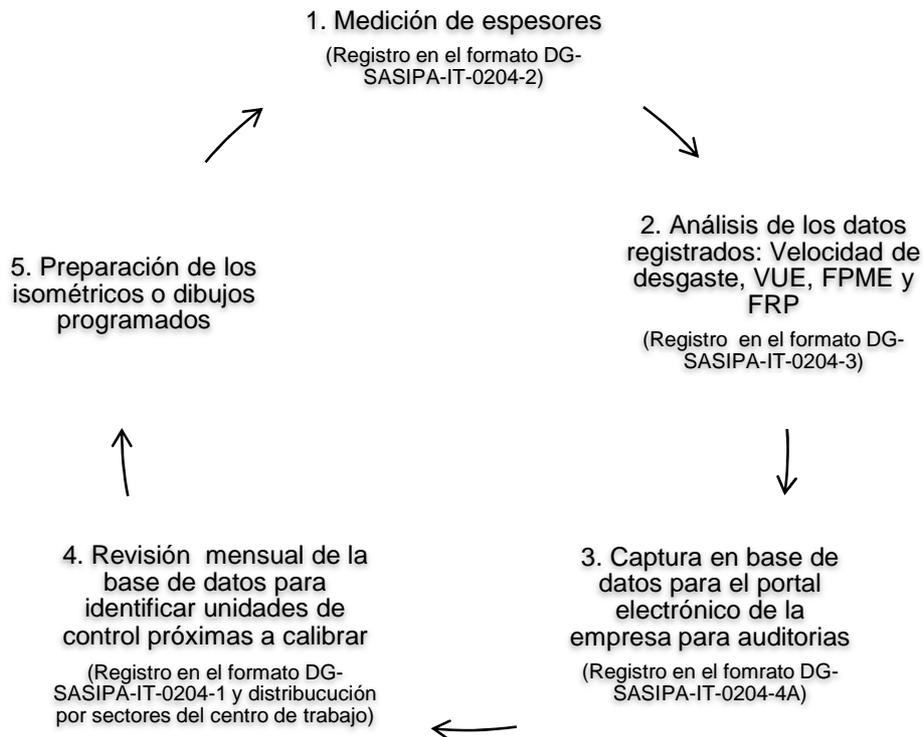
El personal que realice la actividad debe estar capacitado y certificado como nivel II o III de acuerdo a la Norma Mexicana NMX-482ⁱⁱⁱ de Capacitación, Calificación y Certificación del personal en ensayos no destructivos.

El personal que ejecute la inspección deberá portar el equipo de protección personal adecuado de acuerdo al trabajo a realizar, por ejemplo: trabajo en altura, trabajo en espacios confinados, etc., y por lo tanto es necesario elaborar los permisos de trabajo correspondientes.

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

El proceso de medición de espesores es un proceso cíclico, puesto que cada uno aporta los datos para la ejecución del siguiente, y así sucesivamente. A continuación se describe la secuencia:

ⁱⁱⁱ Norma de carácter no obligatorio empleada como guía para evaluar y documentar la capacidad técnica del personal que realiza, testifica, supervisa y evalúa los ensayos no destructivos.

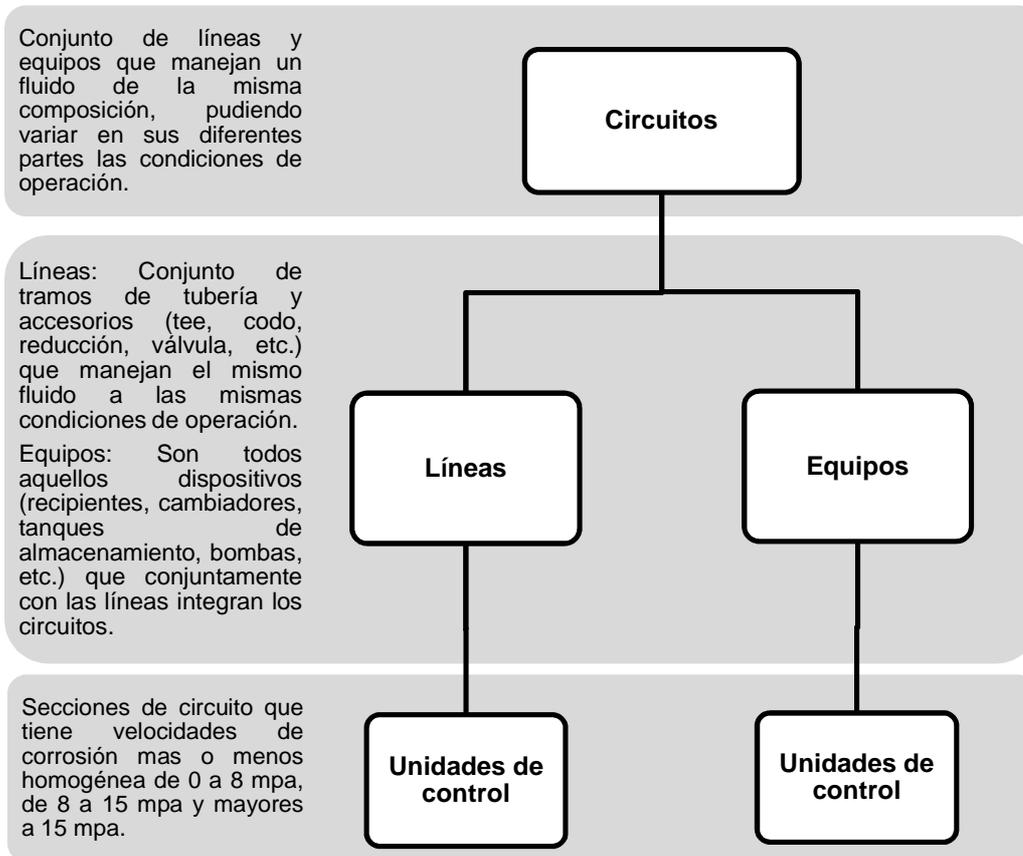


Este procedimiento aplica a tuberías y equipos en general, sujetos a corrosión del tipo generalizada. En ningún momento es aplicable a equipos y tuberías con corrosión puntual o localizada con desgaste muy irregular, por ejemplo desgaste por erosión. Tampoco es aplicable para aquellos equipos y tuberías sujetos a corrosión intergranular, transgranular, fallas metalúrgicas o fallas por fatigas.

Todos los formatos que se mencionan forman parte de los anexos de la norma DG-SASIPA-IT-00204 ⁽¹⁾.

3. Integración de la estadística de medición preventiva de espesores

Cada planta debe contar con un censo de circuitos que se encuentra dividido a su vez en unidades de control. Las definiciones se presentan a continuación:



Programa general de medición preventiva de espesores

Se debe mantener actualizado un programa de medición de espesores, ordenado de acuerdo a las fechas de próxima medición de espesores de las unidades de control. El registro se lleva de acuerdo al formato DG-SASIPA-IT-0204-1.

4. Preparativos para la medición preventiva de espesores

Se debe revisar el programa de medición antes de salir a campo con el fin de preparar el juego de isométricos o dibujos de equipos de las unidades de control. En caso de que el dibujo no coincida con lo que está en campo o presente nuevos accesorios y/o modificaciones, éste se actualizará o modificará.

5. Inspección en campo

Una vez en campo, se debe inspeccionar la unidad de control. Los periodos de calibración de tornillería y niplería son los mismos que los de la unidad de control donde van armados, por lo tanto, para cada unidad de control se debe realizar lo siguiente:

- A. Medición de espesores. Esta medición se realizará en aquellos puntos marcados en los dibujos como nivel de tubería o equipo y se realizarán en las siguientes posiciones de nivel^{iv}:

En el caso de las líneas, su orientación dictará la orientación de los puntos de medición de espesores de cada nivel.

Las posiciones para tuberías se presentan a continuación:

Dibujo			
Orientación de las posiciones	N,S,O,P	N,S,A,B	O,P,A,B

^{iv} Punto o posición de nivel. Conjunto de posiciones donde se mide el espesor de pared.

Ejemplos de posiciones de tee's:

Dibujo				
Orientación de las posiciones	N,X,O,P	X,S,O,P	N,S,X,P	N,S,O,X

Ejemplos de posiciones de nivel de codos:

Dibujo				
Orientación de las posiciones	N,S,C,G	N,S,C,G	N,S,C,G	N,S,C,G

En el caso de los equipos, la orientación del equipo o boquilla dictará las posiciones de los puntos, mientras que el número de posiciones estará fijado por el perímetro del cuerpo o boquilla, el cual no deberá ser menor a 4. Los puntos por nivel se muestran en la siguiente tabla:



Tabla 2-2 Número de posiciones de acuerdo al perímetro^y

Perímetro				Puntos por nivel
Desde		Hasta		
cm	plg	cm	plg	
Menor	Menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	236	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	Mayor	Mayor	24

B. Inspección visual de tubería

La inspección visual de tubería se realiza con el objeto de conocer la condición externa de la tubería, el sistema de aislamiento, de la pintura y del recubrimiento. Se busca detectar cualquier signo de desalineamiento, vibración y fugas. La revisión se realiza de acuerdo a un check list de la norma GPASI-IT-0209, el cual enlista todas las anomalías que se puedan presentar como fugas, desalineamiento, vibración, soporte, corrosión, aislamiento, y es responsabilidad del inspector detectar y anotar cualquier anomalía detectada en campo.

Se debe poner especial atención en la formación de productos de corrosión en la superficie de contacto con los soportes de las tuberías, y en caso de haberla, será necesario remover el soporte para su inspección. Estos soportes incluyen las piernas de soportes verticales para evitar que no se encuentren rellenas de agua y evitar corrosión externa en la tubería. Es importante revisar las tuberías ubicadas

^y Tabla de la norma DG-SASIPA-IT-00204.



en zonas de trincheras y revisar la zona inferior de las mismas para evitar corrosión externa.

Este tipo de inspección considera causas específicas de corrosión y desgaste:

- Puntos de Inyección
- Piernas sin flujo
- Corrosión bajo aislamiento
- Interfase suelo-aire
- Servicio específico y corrosión localizada
- Erosión y corrosión-erosión
- Agrietamiento por el medio ambiente
- Corrosión debajo de revestimientos y depósitos
- Agrietamiento por fatiga
- “Creep”
- Fractura frágil
- Daños por congelamiento

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

C. Revisión de tornillería de la unidad de control

La tornillería (los espárragos o tornillos de las bridas, válvulas, etc.) se inspeccionan visualmente para detectar el grado de corrosión exterior que presentan, calificándola de acuerdo a la siguiente tabla:



Tabla 2-3 Grados de corrosión en inspección de tornillería^{vi}

GRADO DE CORROSIÓN	DESCRIPCIÓN	PERÍODO DE REVISIÓN
1) LEVE	Se observan oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 AÑOS
2) MODERADA	Se observan depósitos de corrosión en algunas partes del espárrago y los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste, pero todavía con profundidad suficiente.	4 AÑOS
3) ALTA	El espárrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver todavía los hilos.	3 AÑOS
4) SEVERA	El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y los hilos de la rosca ya no existen.	2 AÑOS

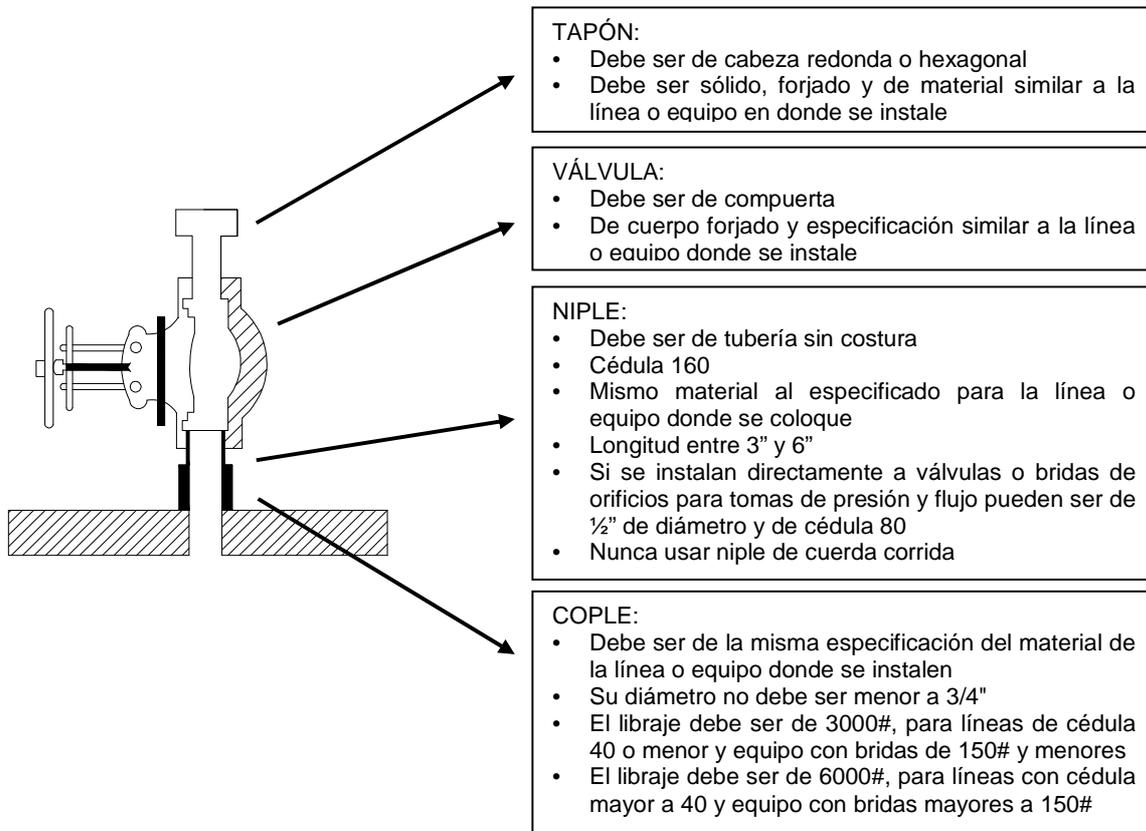
En caso de que el material tenga adheridos productos de la corrosión, se limpian para poder ver el estado de la cuerda y se debe revisar además la falta de tornillos o tuercas. En caso de detectar espárragos que presenten corrosión **Severa** o **Alta**, es necesario solicitar el reemplazo de los mismos. Los resultados se registrarán en el formato correspondiente de la norma.

D. Revisión de los arreglos de niplería de la unidad de control

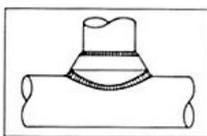
De igual forma que la tubería, la medición de espesores incluye a los arreglos de niplería además de la inspección visual de cada uno de los componentes de los arreglos básicos con el objeto de verificar su estado físico y el cumplimiento con las especificaciones de construcción establecidas en la norma ⁽¹⁴⁾ correspondiente, las cuales se muestran de manera general a continuación.

Todos los arreglos cople-niple-válvula deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

^{vi} Tabla de la norma DG-GPASI-IT-0903

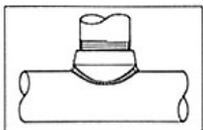


Los siguientes accesorios deben cumplir:



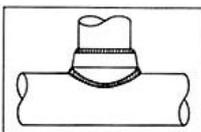
Weldolet

Debe ser cédula STD (estándar) para líneas son cédula 40 y menores, cédula XS (extra fuerte) para líneas con cédula 80 y cédula XXS (doble extra fuerte) o 160 para líneas con cédula mayor a 80.

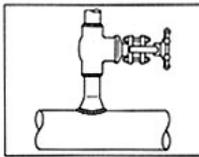


Thredolet

Colocar de 3000# para líneas con cédula 40 y menor y 6000# para líneas con cédula mayor a 40.



Sockolet



Deben ser de cédula 160.

Nipolet

En adición al arreglo cople-niple-válvula se admiten los siguientes arreglos:

- Cople-termopozo
- Brida de orificio-niple-válvula
- Brida de orificio-tapón
- Cople-Tapón
- Brida de orificio-codo de cola-niple-válvula

Las posiciones de medición de espesores se presentan en la siguiente figura:

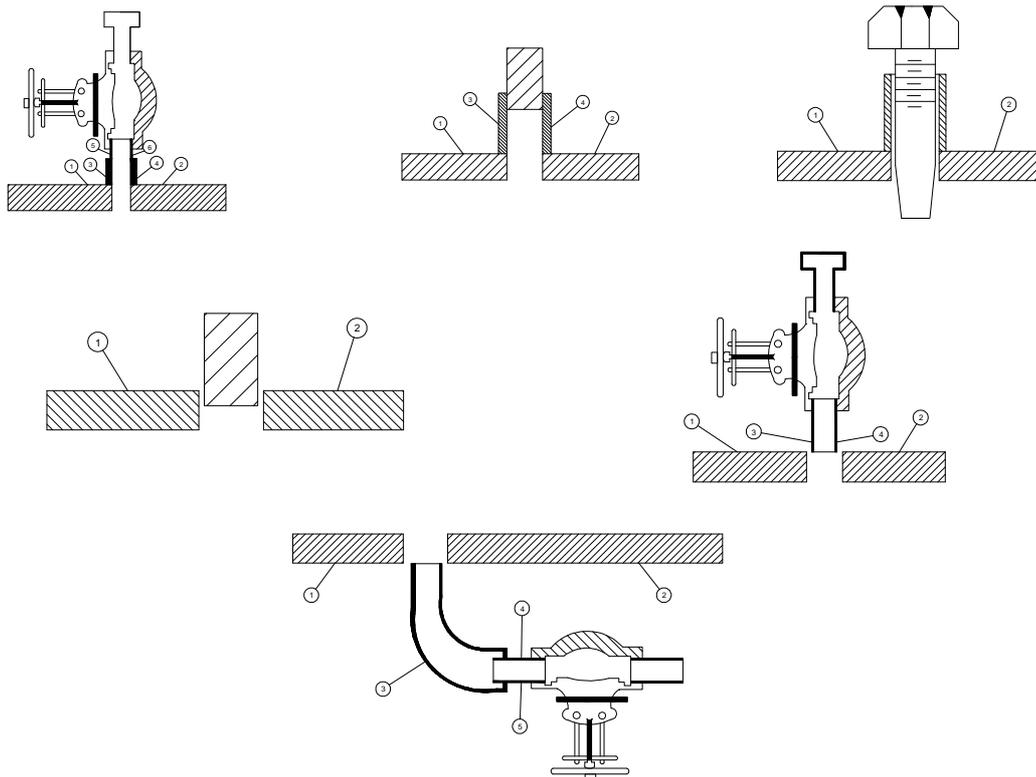


Figura 2.1 Localización de los puntos de calibración en los arreglos básicos de niplería



La inspección visual de los arreglos de niplería incluye la revisión y cumplimiento de los siguientes puntos:

- Espesores, cédulas o librajés
- Longitud de niples y coples
- Construcción y estado físico de la cuerda
- Materiales
- Estado de soldaduras
- Tipos de tapones y bolsas termopozo

Los valores de espesores obtenidos, la VUE determinada y la inspección visual se documentan en los formatos correspondientes al arreglo. Para el cálculo de la VUE se utiliza el límite de retiro de líneas como se describe mas adelante.

6. Análisis preliminar de espesores

Este debe realizarse inmediatamente después de la medición de espesores con el fin de verificar los valores obtenidos. Cada valor de espesor se deberá comparar con el límite de retiro correspondiente y con el valor de medición anterior para comprobar que se comportan de manera similar. Los valores que resulten por debajo del límite de retiro deben ser medidos nuevamente.

7. Análisis estadístico formal

Este se realiza para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición de espesores y fecha de retiro probable de la unidad de control.

Para este análisis se deben discriminar aquellos valores de espesores no significativos, es decir, aquellos que excedan más del 5% de la anterior calibración. Por su parte, los valores que presenten un incremento de espesor del 0 al 5% tendrán una velocidad de corrosión de 0 mpa^{vii}.

^{vii} Milésimas de pulgada al año.



La velocidad de desgaste o velocidad de corrosión es la velocidad con la cual disminuye el espesor de pared y se considera crítica si su valor puntual o promedio excede las 15 mpa.

Para el cálculo de la velocidad de desgaste puntual se utiliza la siguiente fórmula:

$$d = \frac{ei - ef}{ff - fi}$$

Ecuación 2.1

Donde d = velocidad de desgaste puntual [mpa]

ff = fecha de medición más reciente [años]

fi = fecha de medición anterior [años]

ei = espesor obtenido en la fecha fi [mils]

Para el cálculo de la velocidad de desgaste promedio:

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

Ecuación 2.2

Donde n = es el número de valores de velocidad de desgaste

D_{prom} = promedio de las velocidades de desgaste [mpa]

d_1, d_2 = velocidades de desgaste puntuales

En caso de detectar varios puntos críticos o atípicos se deberán analizar por separado para programar su fecha próxima de inspección aparte. Para el cálculo de la velocidad de desgaste máxima ajustada se utilizan las siguientes fórmulas:

Para puntos normales:



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

Ecuación 2.3

Donde D_{MAX} = velocidad de desgaste máxima ajustada [mpa]

Para puntos atípicos

$$D_{MAX} = D_{prom} + t_{\alpha} \frac{S}{\sqrt{n}}$$

Ecuación 2.4

Donde S = desviación estándar de la muestra

t_{α} = valor de la t de student para una cola

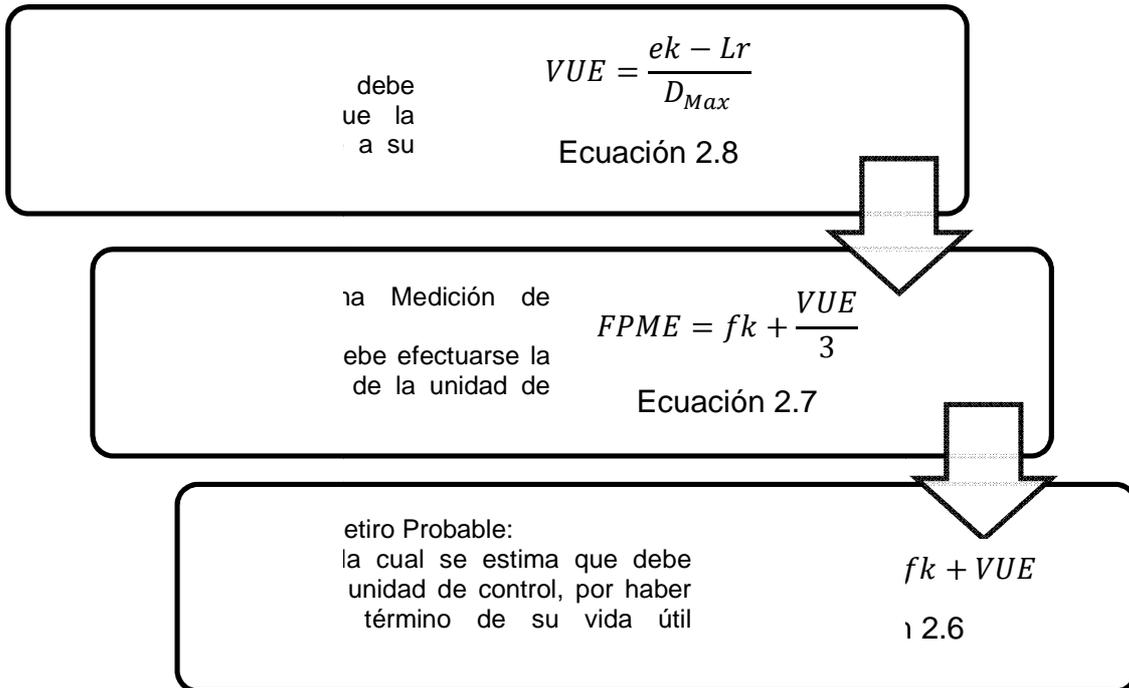
Para el cálculo de la desviación estándar de los puntos medidos:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (d_i - D_{prom})^2}{n - 1}}$$

Ecuación 2.5

Se utilizará un valor de 1.28 para t_{α} cuando se realice el análisis para más de 32 datos. En caso de contar con una menor cantidad de datos se tomará el valor correspondiente para el número de muestras con un 90% de confiabilidad para una cola. Dichas tablas se pueden encontrar en varias fuentes de información.

Una vez determinada la velocidad de desgaste máxima ajustada se pueden determinar los valores de la VUE, FPME y FRP que se definen a continuación:



Para el cálculo de VUE, FPME, y FRP es necesario seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Las variables son:

fk = fecha de última medición [años]

ek = espesor más bajo encontrado en las última medición [mils^{viii}]

Lr = límite de retiro [mils]

Para el cálculo del límite de retiro de tuberías de proceso, la normatividad ⁽²⁾ de PEMEX propone determinarla mediante la fórmula de Barlow, en caso de que la planta cuente con un código de diseño diferente se determina el límite de retiro de acuerdo al código correspondiente.

^{viii} Milésimas de pulgada.



Fórmula de Barlow:

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

Ecuación 2.9

Donde T_r = espesor o límite de retiro en pulgadas

P = presión de diseño en PSIG

D = diámetro nominal en pulgadas

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

Para el caso de tuberías con extremos roscados, al espesor de retiro se le agrega el valor R , que es un espesor adicional debido a la profundidad de la cuerda en pulgadas.

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

Ecuación 2.10

$R = 0.030$ " para $\frac{3}{4}$ "

$R = 0.040$ " para 1" a 2"

$R = 0.060$ " para 2½" a 24"

Donde T_{RR} = espesor de retiro para tubería con extremos roscados en pulgadas

De acuerdo a estas fórmulas, los espesores de retiro no debe ser menores a 0.090" para tuberías con extremos planos, ni menores a 0.110" para tuberías con extremos roscados. Este valor se debe comparar con los valores de la Tabla 2-4 y se utilizará el valor de límite de retiro que resulte mayor. Cuando el fabricante proporcione el límite de retiro se utilizará dicho valor.



Tabla 2-4 Norma DG-SASIPA-IT-0008 "Valores de referencia para los cálculo de espesores en tuberías de proceso"

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

Para el cálculo del límite de retiro de equipos, PEMEX establece un procedimiento ⁽²⁾ que maneja 3 formatos para el cálculo de casquetes de recipientes cilíndricos, envolventes de recipientes cilíndricos y de recipientes esféricos. Dichos formatos condensan las fórmulas que establece el código ASME Sección VIII División 1 para el cálculo del límite de retiro de recipientes a presión.

A continuación se presentan las fórmulas para el cálculo del límite de retiro y la presión de diseño de un recipiente cilíndrico horizontal con tapas elipsoidales



puesto que más adelante se analizará una unidad de control correspondiente a dicho equipo.

Cálculo de límite de retiro para casquetes elipsoidales

El límite de retiro de los casquetes y la presión máxima permisible de trabajo se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$t = \frac{P_D DK}{2SE - 0.2P_D} + C$$

Ecuación 2.11

$$P_D = \frac{2SE(t_a - C)}{KD + 0.2(t_a - C)}$$

Ecuación 2.12

Donde P_D = presión de diseño o presión máxima permisible de trabajo

R = radio del casquete

S = esfuerzo máximo permisible

E = eficiencia de soldadura

C = corrosión permitida o margen de corrosión

t_a = espesor mínimo encontrado

K = factor de proporción

La presión máxima permisible de trabajo actual o la presión máxima de trabajo permisible, es la presión más alta, que según su diseño y/o con los espesores actuales, puede resistir un equipo sin deformarse permanentemente y sin presentar fugas.

El esfuerzo máximo permisible, S , es el esfuerzo máximo que puede soportar el recipiente de una forma segura y es una de las características del material de construcción, indica la relación entre la resistencia de los componentes de recipiente, las características del material y las cargas que puede soportar. Este



dato se obtiene de la Tabla T1A de esfuerzos máximos permisibles del código ASME Sección II Parte D, Subparte 1.

La eficiencia de la soldadura, E, toma en consideración la calidad de la soldadura y dicho dato será proporcionado por el fabricante.

La corrosión permitida es aquel espesor que se le agrega al espesor original del equipo para que el recipiente resista un determinado tiempo de operación. El margen de corrosión es aquel espesor que se determina a través de la velocidad de desgaste real del equipo y su tiempo de vida útil estimada, por lo tanto, es recomendable utilizar el margen de corrosión en caso de contar con datos recientes de espesores del equipo, de lo contrario, el dato de corrosión permitida será proporcionado por el fabricante. Para el cálculo del margen de corrosión se utiliza la siguiente fórmula:

$$MC = \frac{D_{MAX}}{VUE}$$

Ecuación 2.13

Donde D_{MAX} = velocidad de desgaste máxima ajustada

VUE = vida útil estimada

Para un casquete elipsoidal se toma en cuenta el factor K, que es un factor de proporción y relaciona el diámetro, y la profundidad del casquete. Esta relación está dada por la Ecuación 2.14 y los datos se obtienen del plano de diseño del equipo. La geometría del casquete se muestra en la Figura 2.2.

$$K = \frac{2 + \frac{D}{2h}}{6}$$

Ecuación 2.14

Donde D = diámetro

h = profundidad del casquete

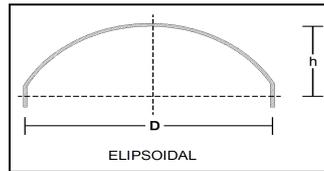


Figura 2.2 Forma y dimensiones de casquete elipsoidal

Cálculo de límite de retiro para el cuerpo

El espesor mínimo requerido para el cuerpo del recipiente y la presión permisible de trabajo estarán dados por las siguientes ecuaciones:

$$t = \frac{P_D R}{SE - 0.6P_D} + C$$

Ecuación 2.15

$$P_D = \frac{SE(t_a - C)}{R + 0.6(t_a - C)}$$

Ecuación 2.16

Donde P_D = presión de diseño o presión permisible de trabajo

R = radio de la envolvente

S = esfuerzo máximo permisible

E = eficiencia de soldadura

C = corrosión permitida o margen de corrosión

t_a = espesor mínimo encontrado

Cálculo de límite de retiro para boquillas

De acuerdo al código ASME Sección VIII División 1 Parte UG-45, el espesor mínimo requerido será determinado de acuerdo a la Ecuación 2.15 y se deberá agregar el espesor considerando corrosión, erosión o que puede ocurrir desgaste debido a operaciones de limpieza, además de adicionar un espesor adicional en



caso de que los extremos sean roscados, en una proporción de $0.8/n$ en pulgadas o $20/n$ en milímetros, donde n será el número de hilos por pulgada.

El espesor mínimo requerido debe ser mayor:

- 1) Que el espesor calculado de la manera previamente descrita mas la tolerancia a la corrosión.
- 2) Que aquel calculado para presiones en la tapa o el cuerpo, dependiendo donde se ubique la boquilla, considerando $E=1$, mas la tolerancia a la corrosión.
- 3) Que el espesor mínimo especificado de $1/6''$ (16 mm), que se considera el espesor mínimo para el cuerpo y tapas después de fabricados, independientemente del servicio que maneje y el material de construcción.
- 4) Que el espesor mínimo de tubería cédula STD mas el espesor añadido por la tolerancia a la corrosión. Dichos espesores se pueden encontrar en la tabla 2 de ANSI/ASME B36.1^{ix}, menos el 12.5%.

Considerando que las boquillas de los equipos se diseñan como si fueran tuberías rectas, se propone otra fórmula para el cálculo del límite de retiro establecido en el Código ASME B31.3 Process Piping (Tuberías de proceso) para el diseño de tuberías de proceso, las ecuaciones son las siguientes:

$$t_m = t + c$$

Ecuación 2.17

$$t = \frac{PD}{2(SEW + PY)}$$

Ecuación 2.18

$$Y = \frac{d + 2c}{D + d + 2c}$$

^{ix} ANSI B36.1 WELDED AND SEAMLESS WROUGHT STEEL PIPE. (Tubería de acero forjado soldada y sin soldar)



Donde P = presión de diseño o presión permisible de trabajo

D = diámetro externo de la tubería

d = diámetro interno de la tubería

E = eficiencia de soldadura

S = esfuerzo máximo permisible

c = corrosión permitida o margen de corrosión

t = espesor

t_m = espesor mínimo

El coeficiente Y se puede calcular con la ecuación mostrada o se puede determinar de la Tabla 2-5.

El factor E es un factor de calidad de soldadura que depende del material y es proporcionado por el fabricante o se determina de las Tablas A-1A Factores básicos de la calidad de soldadura y la Tabla A-1B Factores básicos para soldaduras longitudinales en tuberías y accesorios del código ASME B31.3.

La Ecuación 2.18 es la similar a la que plantea el código API 570 con excepción de la variable W^x , dicho factor se utiliza porque a temperaturas elevadas y después de cierto tiempo, la fuerza de las soldaduras puede ser menor que la fuerza del material base, por lo tanto, para tuberías soldadas se debe multiplicar SE por el factor W , que representan la proporción entre el esfuerzo que causa falla en la soldadura y el esfuerzo que causa falla en el material base para un mismo periodo de tiempo.

^x Weld Joint Strength Reduction Factor (Factor de reducción de la fuerza de la soldadura)



Dicho dato será proporcionado por el fabricante y en caso de ausencia de dato se considerará 1.0 para temperaturas menores a 510°C, y 0.5 para temperaturas de entre 510°C y 810°C para todos los materiales.

Tabla 2-5 Valores del coeficiente Y^{xi}

Material	Temperatura, °C (°F)					
	≤ 482 (900 & Menores)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	≥ 621 (1150 & Mayores)
Acero Ferrítico	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Acero Austenítico	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Otros metales dúctiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Hierro fundido	0.0

El límite de retiro obtenido se puede utilizar siempre y cuando cumpla con los cuatro puntos descritos previamente y el valor obtenido sea mayor que el valor que presenta la Tabla 2-4 para el mismo diámetro.

8. Uso de resultados

El análisis de la unidad de control se debe realizar con las medición de espesores al 100% y se deben comparar dos fechas que presenten un intervalo de al menos un año de diferencia.

En caso de variación en la velocidad de desgaste máxima ajustada con respecto a las fechas, se debe considerar lo siguiente:

^{xi} Tabla de valores del coeficiente Y del código ASME B31.3.



- Si la velocidad de desgaste aumenta, se toma en cuenta en valor obtenido en el análisis actual.
- Si la velocidad de desgaste disminuye se toma en cuenta el valor obtenido en el análisis anterior hasta tener cuando menos dos análisis consecutivos que confirmen el cambio observado, mientras tanto las fechas de próxima medición y las fechas de retiro probables se calculan con el valor de velocidad de desgaste obtenido en el análisis anterior, hasta comprobar la veracidad de la última velocidad de desgaste.

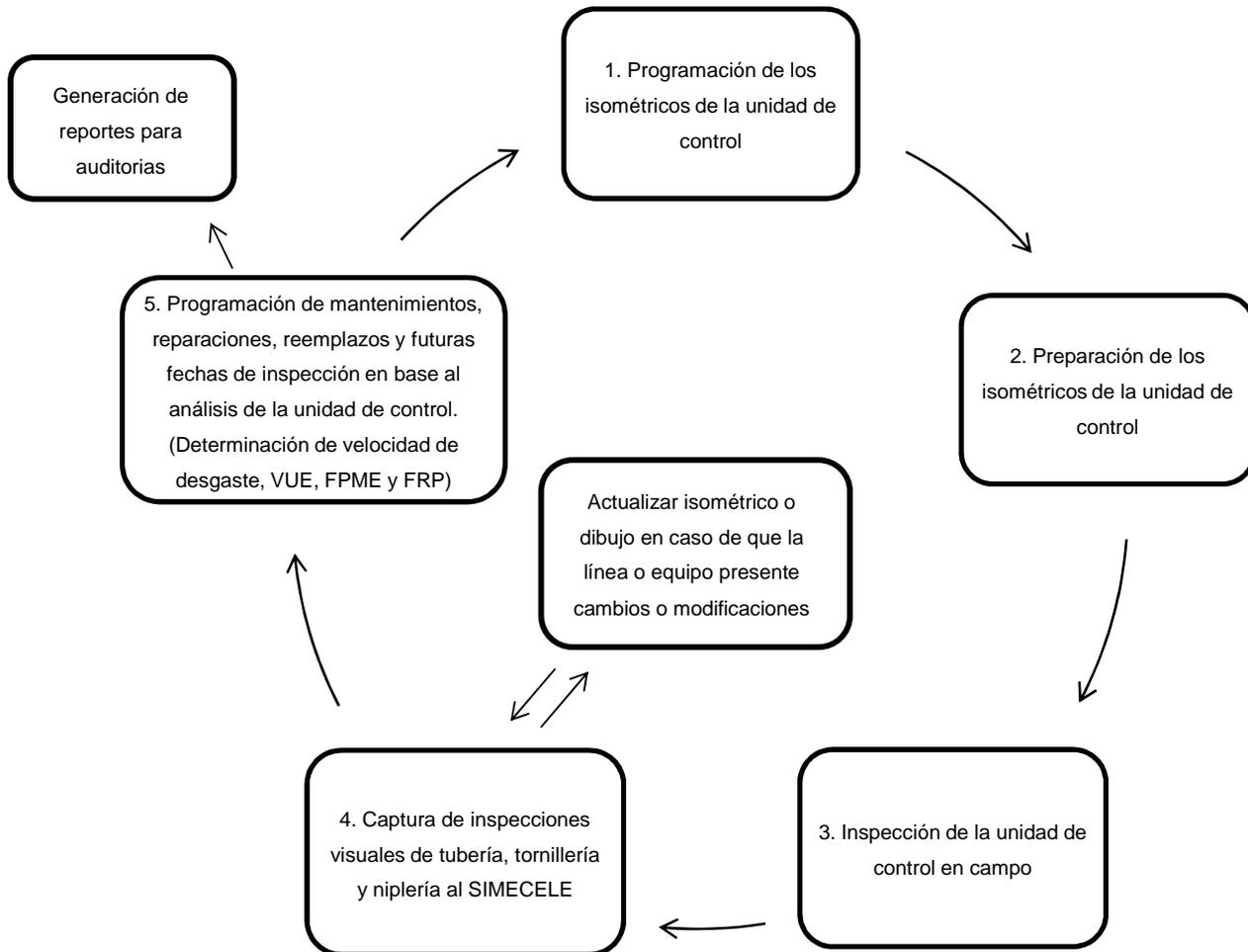
La vida útil estimada servirá para solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control. Si esta es menor o igual a 1.5 años se deberá emplazar la pieza, línea o equipo, mediante la elaboración del formato de Emplazamiento DG-SASIPA-IT-0204-5. El emplazamiento debe cumplirse dentro del plazo, sin prórrogas.

La fecha próxima de medición de espesores debe ser aquella que resulte más cercana de la calculada para todos los diferentes diámetros de la unidad de control, y en base a esta se programará la próxima medición de espesores de la unidad de control en el programa general.

2.3 Metodología para la Inspección Técnica Preventiva de Espesores con el Sistema de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos (SIMECELE)

2.3.1 Pasos para la medición de espesores, programación, análisis y manejo de resultados

El orden y los pasos para la medición de espesores, programación, análisis y manejo de resultados se presentan a continuación:



SIMECELE programa la inspección de las unidades de control de acuerdo a los resultados analizados de las últimas fechas de inspección de cada unidad de control, y de éste mismo se puede imprimir los dibujos de inspección técnica de las unidades de control próximas a inspeccionar.

Después de realizar la inspección de la unidad de control, los datos obtenidos de los espesores se pueden enviar del equipo ultrasónico al SIMECELE, el resto de las inspecciones visuales se anotan en los formatos correspondientes para después cargarlas manualmente al SIMECELE. La información capturada se analiza automáticamente, arrojando nuevas fechas para inspección, reemplazos y mantenimientos.



En caso de que se requiera reportar la seguridad en la operación de la unidad de control, SIMECELE genera el reporte de la misma en base a la información capturada de todas las inspecciones realizadas a la misma.

Los criterios utilizados para inspección de las unidades de control son los mismos que los establecidos en las guías y procedimientos de PEMEX puesto que estos se basan en los códigos de ingeniería aplicables.

De igual forma el inspector debe estar capacitado en los temas de la inspección, además debe recibir un curso de capacitación para el uso del SIMECELE.

Para realizar cualquier cambio o movimiento en el SIMECELE se deben contar con los permisos necesarios, es decir, los usuarios que tengan acceso al SIMECELE deben ser controlados mediante claves de acceso para asignar responsabilidades.

2.3.2 Criterios de digitalización y carga al SIMECELE

Los dibujos utilizados para la inspección técnica son los isométricos de líneas y dibujos de equipos. Para la digitalización de los dibujos de inspección técnica preventiva de espesores se cuenta con una herramienta de dibujo que consta de bloques predefinidos de los componentes de las líneas y equipos con el objeto de estandarizar. Dentro de los bloques que se encuentran disponibles están los bloques de reducciones excéntricas y concéntricas, válvulas (globo, mariposa, check, tres vías, compuerta, de control, etc.), brida, cople, identificación de equipo (tag), soldadura y soldadura reforzada, figura 8, tee, tuerca unión, arreglos típicos de niplería (cople-niple-válvula, cople-termopozo, cople-tapón), tapón hembra y macho, flecha de dirección de flujo, bloques para indicar origen y destino de línea, así como bloques para indicar unidades de control de referencia, entre otros.



Cuenta además con funciones específicas para el SIMECELE, como bloques para identificar niveles de tubería o equipos, niplería y tornillería, así como una herramienta para reenumerar niveles de cualquier tipo en caso de error.

Existen razones por las cuales se debe checar en campo el dibujo a digitalizar:

- Levantamientos ilegibles. Si el levantamiento cuenta con arreglos poco claros, ilegibles o incongruentes se checan en campo. Los errores más comunes ocurren en arreglos de bypass.
- Niplería. Los arreglos de niplería se checan en campo si se detecta que la niplería no está actualizada en los levantamientos, los arreglos no se encuentran dentro de norma ⁽¹⁴⁾ o no son claros en el dibujo. En caso de que se cuente con un censo de niplería, se corrobora al digitalizar el dibujo que esa niplería en particular no haya sufrido algún cambio de lo contrario se debe checar el arreglo para actualizar el dibujo al digitalizar.
- Sombreado. El dibujo cuenta con líneas que presentan desviaciones pero no cuentan con el sombreado correspondiente, o el sombreado se encuentra mal dibujado, es decir, no cumple con lo expuesto en el punto 8.
- Disparos de entrada a cabezales de desfogue. En algunas ocasiones, los disparos no coinciden al comparar varios dibujos o debido a que se trata de cabezales extensos y enredados, es necesario checar las referencias de las unidades de control en campo.
- Equipo. Algunas veces los dibujos de equipo no incluyen las vistas, no especifican adecuadamente los arreglos de niplería, el número de boquillas del equipo no coincide con el del plano de diseño mecánico, etc., razones importantes para verificar en campo.

Al momento de digitalizar dibujos de equipos es necesario respetar los criterios establecidos en las guías, normas y los códigos de inspección aplicables, poniendo especial cuidado en aquellas prácticas del centro de trabajo que no cumplan con las mismas. Por ejemplo, en algunos centros de trabajo es usual medir el espesor de las solapas de las boquillas de los equipos, esta práctica no

es correcta puesto que estos valores de medición no son representativos de los equipos y no permite un análisis adecuado de la unidad de control, por lo que se debe negociar la eliminación de dichos niveles. Caso similar ocurre con los cuerpos de las bombas, equipos donde miden tantos niveles como sea posible al cuerpo de la misma, estos valores tampoco son representativos por lo que es conveniente medir únicamente niveles de niplería.

A continuación se presentan dos ejemplos de dichos equipos tomados de los expedientes disponibles del centro de trabajo:

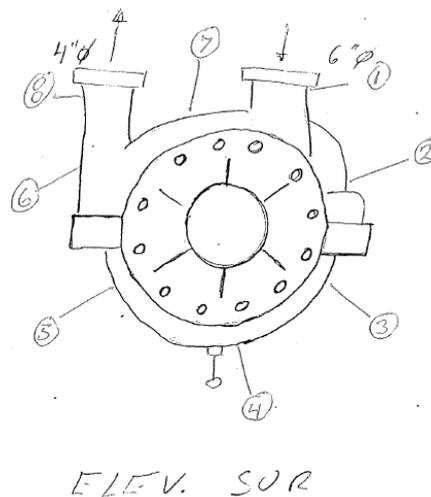


Figura 2.3 Ejemplo de niveles medidos en cuerpo de bombas

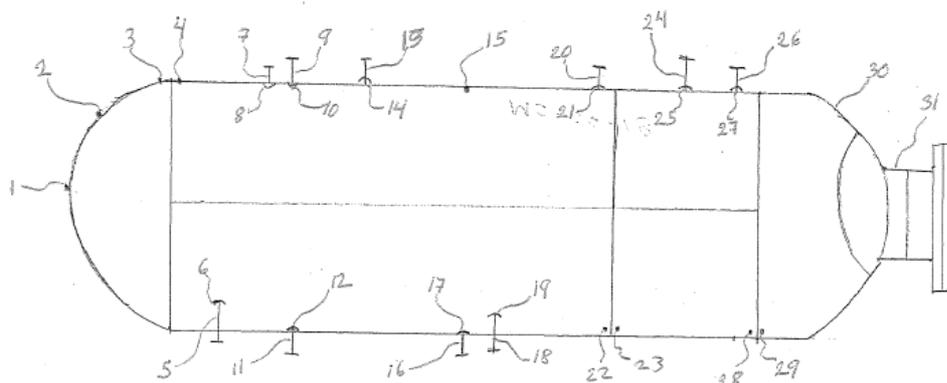


Figura 2.4 Ejemplo de niveles en solapas de acumuladores



Estos son solo dos ejemplos pero se pueden encontrar muchas variaciones de la norma y cada variación deberá ser estudiada. Considerar los niveles correctos durante la digitalización trae como consecuencia la carga correcta de la unidad de control.

Los dibujos de inspección técnica se deben realizar lo mas estéticos y legibles posibles, ya que esto facilitará su identificación en campo y el entendimiento de la localización de los niveles, lo que a su vez facilitará la carga de las unidades de control al SIMECELE.

Los detalles de uso de dicha herramienta, las plantillas de trabajo y los criterios que debe cumplir cada dibujo de inspección técnica se especifican en la Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores ⁽¹³⁾, dicha guía fue elaborada por el grupo de CEASPA^{xii} de la Facultad de Química de la UNAM.

La descripción detallada del proceso de captura, consulta y funcionamiento del SIMECELE se puede encontrar en el Manual de usuario del SIMECELE ⁽²⁰⁾ que fue elaborado de igual manera por el grupo de CEASPA de la Facultad de Química de la UNAM.

2.4 Planta fraccionadora de ligeros

La finalidad de la planta fraccionadora de ligeros es fraccionar la nafta desulfurada producto de una planta hidrodesulfuradora de naftas, con el objeto de obtener productos como C₃, C₄'s, nC₅, iC₅, iC₆, nC₆ y nafta deshexanizada. Los butanos y la mezcla de n-pentano y n-hexano se mandan a plantas isomerizadoras, y la nafta deshexanizada se manda a una planta reformadora. El propano, isopentano e isohexano se mandan a almacenamiento.

^{xii} Centro de Estudios para la Administración de la Seguridad de los Procesos Petroquímicos, Poliméricos y la Protección Ambiental.



La planta está integrada por un tren de fraccionamiento que está conformado por las siguientes torres, incluyendo sus equipos periféricos:

- 2 torres deshexanizadoras
- 1 torre despentanizadora
- 1 torre desbutanizadora
- 1 torre despropanizadora
- 2 torres desisopentanizadoras
- 1 torre desisohexanizadora

2.4.1 Descripción del proceso

La nafta desulfurada pasa por un filtro ML-FG-101A/B donde se eliminan partículas sólidas presentes en la carga y se recibe la alimentación en el tanque ML-D-101 a una presión de $4.8 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y temperatura de $93 \text{ }^\circ\text{C}$.

1. Deshexanizado

Después del tanque ML-D-101, la nafta desulfurada se divide en dos corrientes equivalentes y cada una se precalienta desde $93 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta $114 \text{ }^\circ\text{C}$. Una parte se alimenta a la torre deshexanizadora ML-T-1 incrementado su temperatura en el precalentador de carga-fondos ML-E-1 A/D, mientras que la corriente que se alimenta a la torre deshexanizadora ML-T-101 se precalienta en el precalentador de carga-fondos ML-E-101.

Las torres deshexanizadoras ML-T-1 y ML-T-101 operan a $2 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y $81 \text{ }^\circ\text{C}$ y separan por el domo los hidrocarburos ligeros (desde C_2 hasta C_6 's) y por los fondos la nafta deshexanizada.

Los fondos de las torres deshexanizadoras salen a $169 \text{ }^\circ\text{C}$ y $2.4 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$. El fondo de la torre ML-T-1 se alimenta a la bomba de rehervidor de la torre ML-P-4/4A y a la bomba de fondos de la torre ML-P-12 de donde sale a $7.6 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$



y se dirige hacia dos destinos. El primero se alimenta a los rehervidores ML-F-1 y ML-F-2 de la torre para alcanzar una temperatura de 177 °C y una vaporización molar del 50% mezclándose sus respectivas salidas para alimentarse en el fondo de la torre ML-T-1. El segundo se alimenta hacia el precalentador de carga-fondos ML-E-1 A/D donde baja su temperatura a 94 °C al calentar la alimentación a dicha torre y se envía al tanque de nafta deshexanizada ML-D-102 que opera a 104 °C y 5.5 kg/cm² man.

El fondo de la torre ML-T-101 se alimenta a la bomba de fondos ML-P-101/R, la cual descarga a 7.6 kg/cm² man para alimentar al rehervidor de la torre ML-H-101 para alcanzar una temperatura de 177 °C y una vaporización molar del 50% y alimentarla al fondo de la torre ML-T-101, por otro lado, también se alimenta al precalentador de carga-fondos ML-E-101 donde disminuye su temperatura hasta 113 °C al calentar la alimentación a dicha torre y se envía al tanque de nafta deshexanizada ML-D-102 que opera a 104 °C y 5.5 kg/cm² man.

Una vez en el acumulador ML-D-102, los fondos de las torres deshexanizadoras se envían a una planta reformadora mediante la bomba de nafta deshexanizada ML-P-104/R y los remanentes se envían a almacenamiento, previo enfriamiento hasta 38 °C en el enfriador de nafta deshexanizada ML-E-103 A/B.

Los domos de las torres salen a 81 °C y 2 kg/cm² man. El domo de la torre ML-T-1 se condensa parcialmente a 76 °C y 1.8 kg/cm² man en el primer condensador de domos de la torre ML-E-2A/B para posteriormente condensarse totalmente a 51 °C y 1.4 kg/cm² man en el segundo condensador de la torre ML-E-2A/D y el líquido se recibe en el acumulador de reflujo de la torre ML-D-1. A partir de este tanque, la corriente se divide en dos, donde la primera se alimenta a la bomba de reflujo ML-P-105/R que descarga a una presión de 5.7 kg/cm² man y regresa a la torre como reflujo en el plato 1. La segunda corriente se succiona por medio de la bomba ML-P-5/5A que descarga el hidrocarburo a una presión de 8.4 kg/cm² man. Mientras tanto, los domos de la torre MLT-101 se condensan totalmente a 54 °C y 1.7 kg/cm² man con el condensador de la torre ML-E-102A/B y el líquido se recibe en



el acumulador de reflujo de la torre ML-D-103. De igual forma, el líquido se divide en dos corrientes, una se alimentará como reflujo a la torre en el plato 1 con la bomba ML-P-102/R que descarga el líquido a una función de $5.7 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$. La segunda corriente se succiona con la bomba de destilado ML-P-103/R que descarga a una presión de $8.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y se mezcla con la corriente proveniente de la descarga de la bomba ML-P-5/A.

Esta mezcla de los domos de las torres deshexanizadoras se dirige al precalentador de carga-fondos de la torre despentanizadora ML-E-104 para incrementar la temperatura hasta $75 \text{ }^\circ\text{C}$ para posteriormente alimentarse a la torre despentanizadora ML-T-102.

2. Despentanizado

La torre despentanizadora ML-T-102 opera a $4.9 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y $86 \text{ }^\circ\text{C}$ y separa por el domo los pentanos e hidrocarburos más ligeros, mientras que por el fondo se obtiene una mezcla de hexano e isohexano.

Los domos de la torre se condensan totalmente en el condensador de la torre despentanizadora ML-E-105 y se recibe el líquido en el acumulador ML-D-104, el cual opera a $4.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y $71 \text{ }^\circ\text{C}$. Parte del condensado se regresa como reflujo a la torre en el plato 5, utilizando la bomba de reflujo ML-P-106/R. La otra parte del condensado se envía como alimentación a la torre desbutanizadora ML-T-105 mediante la bomba de destilado de la torre ML-P-107/R y previo calentamiento hasta $98 \text{ }^\circ\text{C}$ en el precalentador carga-fondos ML-E-109.

Los fondos de la torre salen a $5.3 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y $133 \text{ }^\circ\text{C}$ y se dividen en dos corrientes. La primera corriente se envía al precalentado de carga-fondos ML-E-104 para calentar la carga a la torre, enfriándose hasta $81 \text{ }^\circ\text{C}$ y alimentar a la torre desisohexanizadora ML-T-103 a una presión de $4.2 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$. La segunda corriente se succiona con la bomba del rehervidor de la torre ML-P-108/R que eleva la presión hasta $11.3 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ para alimentar al rehervidor de la torre ML-H-102 y alcanzar una vaporización molar del 50% con una presión de $5.3 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ y alimentar como reflujo a la torre.



3. Desisohexanizado

La torre desisopentanizadora ML-T-103 separa la mezcla de hexanos (nC_6 , iC_6), producto de los fondos de la torre despentanizadora ML-T-102. Por el domo se obtiene isohexano y por el fondo se obtiene hexano.

Los domos con 1.4 kg/cm^2 man y $90 \text{ }^\circ\text{C}$ se condensan totalmente en el condensador de la torre ML-E-106A/B y se reciben en el acumulador de reflujo de la torre ML-D-105 que opera a 1.1 kg/cm^2 man y $80 \text{ }^\circ\text{C}$. Parte del condensado se regresa a la torre como reflujo alimentado al plato 6 con la bomba de reflujo ML-P-109/R, y el resto se envía como producto hacia el límite de batería para almacenamiento mediante la bomba de destilado ML-P-110/R previo enfriamiento hasta una temperatura de $38 \text{ }^\circ\text{C}$ con el enfriador de isohexano ML-E-107 A/B.

Los fondos de la torre salen a 1.8 kg/cm^2 man y $103 \text{ }^\circ\text{C}$ y se dividen en dos corrientes. La primera corriente entra a la bomba de alimentación al rehervidor ML-P-111/R donde sale con un presión de 8.30 kg/cm^2 man para alimentar al rehervidor de la torre ML-H-103 para lograr una vaporización del 50%, a estas condiciones regresa al fondo de la torre. La segunda corriente se envía como producto al límite de batería para posteriormente alimentar a la planta de isomerización utilizando la bomba de fondos de la torre ML-P.112/R previo enfriamiento hasta $38 \text{ }^\circ\text{C}$ con el enfriador ML-E-108 A/B.

Cuando la planta isomerizadora no se encuentre operando se debe sacar de operación la torre ML-T-103, desviando la alimentación de entrada a la torre para enviar los hexanos (nC_6 , iC_6) al enfriador de pentano ML-E-111 A/B y mandarlos directamente al límite de batería para almacenamiento.

4. Desbutanizado

La torre desbutanizadora ML-T-105 separa los domos de la torre despentanizadora ML-T-102, obteniendo por el domo componentes ligeros (C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4) y por los fondos una corriente rica en pentanos (iC_5 , nC_5).



Los domos salen a 11.5 y 81 °C y se condensan totalmente en el condensador ML-E-116 para continuar al acumulador de reflujo de la torre ML-D-115 que opera a 11.2 kg/cm² man y 73 °C. Parte del condensado regresa como reflujo a la torre utilizando la bomba de reflujo de la torre ML-P-116/R y parte se alimenta a la torre despropanizadora ML-T-3 mediante la bomba de destilado ML-P-117/R a una presión de 16.3 kg/cm² man y 73 °C.

Los fondos de la torre salen a 12 kg/cm² man y 132 °C y se envían al precalentador de carga-fondos de la torre ML-E-109 donde intercambia calor con la corriente de alimentación enfriándose hasta 100 °C. Posteriormente se divide el flujo en dos corrientes equivalentes que se alimentan a las torres desisopentanizadoras ML-T-5 y ML-T-104.

El suministro de energía a la torre ML-T-105 se efectúa mediante el rehervidor ML-E-120 donde la corriente de salida retorna a la torre con una vaporización del 74% a 12 kg/cm² man y 132 °C.

5. Desisopentanizado

En las torres desisopentanizadoras ML-T-5 y ML-T-104 se separa el isopentano en los domos y el n-pentano por los fondos.

Los domos de la torre ML-T-5 salen a 1.8 kg/cm² man y 60 °C y se condensan totalmente en el condensador de la torre ML-E-18/18A, se reciben en el acumulador de reflujo ML-D-7 que opera a 1.4 kg/cm² man y 53 °C. El domo se envía a la bomba de reflujo y producto de la torre ML-P-11/11A cuya descarga se divide en dos corrientes, la primera se envía como reflujo a la torre y la otra se envía como producto al límite de batería.

Los fondos de la torre ML-T-5 salen a 2.1 kg/cm² man y 72 °C y se dirigen a la succión de la bomba de fondos de la torre ML-P-113/R previo enfriamiento hasta 38 °C con el enfriador de n-pentano de la torre ML-E-17. La descarga de la bomba se envía al límite de batería.



Los domos de la torre ML-T-104 se condensan totalmente en el condensador de la torre ML-E-112A/B y se reciben en el acumulador de reflujo de la torre ML-D-106 que opera a 1.4 kg/cm² man y 53 °C. La corriente de salida entra a la bomba de reflujo-destilado ML-P-114/A y la descarga se divide en dos corrientes, una se envía como reflujo a la torre mientras que la otra se envía como producto al límite de batería para almacenamiento, previa mezcla con los domos de la torre ML-T-5 y enfriamiento hasta 38 °C en el enfriador de isopentano ML-E-113.

Los fondos de la torre ML-T-104 se dirigen a la bomba de fondos de la torre previo enfriamiento hasta 38 °C en el enfriador de n-pentano de la torre ML-E-114 A/B. La descarga de la bomba se mezcla con la descarga de la bomba ML-P-113/R de los domos de la torre ML-T-5 y se envían al límite de batería para alimentar a la planta de isomerización.

En el caso de que la planta isomerizadora no opere las torres ML-T-5 y ML-T-104 no operarán, para esto se desvía la alimentación a dichas torres enviando los fondos de la torre ML-T-105 directamente al límite de batería para su almacenamiento.

La energía necesaria para la separación se suministra con los rehervidores ML-E-116 y ML-E-115, donde la corriente de salida retorna a la torre correspondiente con una vaporización molar del 86% a 2.1 kg/cm² man y 72 °C.

6. Despropanizado

En la torre desbutanizadora ML-T-3 se separa el propano por el domo y butanos (iC₄, nC₄) por el fondo.

Los domos se envían a los condensadores ML-E-9 y ML-E-118 y se reciben en el acumulador de reflujo ML-D-3 que opera a 14.4 kg/cm² man y 48 °C. El líquido del tanque se envía a la bomba de reflujo-destilado ML-P-118/R y su descarga se divide en dos corrientes, una de ellas retorna a la torre y la otra se envía al enfriador de propano ML-E-119 donde se enfría hasta 38 °C para enviarlo como producto al límite de batería para almacenamiento.



Los fondos de la torre se envían directamente hacia la planta isomerizadora de butano a 11.5 kg/cm^2 man y $85 \text{ }^\circ\text{C}$. En caso de paro de la planta se envía la corriente de butanos a almacenamiento previo enfriamiento hasta $38 \text{ }^\circ\text{C}$ y 3.5 kg/cm^2 man en el enfriador de butanos ML-E-121.

La energía para la separación se suministra por el rehervidor ML-E-8 donde la corriente de salida obtiene una vaporización molar del 64% a 15.1 kg/cm^2 man y $98 \text{ }^\circ\text{C}$ y con estas condiciones regresa a la torre.

El diagrama de flujo de proceso de la planta fraccionadora de ligeros se muestra en el Anexo 2.



CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA DE LA IMPLEMENTACIÓN

La implementación del SIMECELE en la planta fraccionadora de ligeros consta de las siguientes etapas:

Etapas 1: Recopilación de Información

Etapas 2: Elaboración de Censos de Circuitos

Etapas 3: Elaboración de Censos de Unidades de Control

Etapas 4: Digitalización de Dibujos para Inspección Técnica

Etapas 5: Captura de Datos al SIMECELE

Etapas 6: Presentación de entregables

Las etapas se encuentran expresadas de acuerdo al orden en que deben ser ejecutadas, y la duración de cada una depende de la magnitud de la planta, el tiempo total disponible para presentar el proyecto y de factores externos como la disponibilidad de la información, del personal, entre otros. La descripción detallada de cada etapa se presenta a continuación.

3.1 Recopilación de Información

La información necesaria para iniciar con la implementación es el estudio de la planta mediante la recopilación de datos básicos de diseño de instalaciones y equipos, por ejemplo: archivos, expedientes, diagramas, normas, etc. A continuación se enlistan algunos de los documentos específicos que ayudan en el análisis de la planta:

a) Descripción del Proceso



- b) Diagrama de Flujo de Proceso
- c) Diagramas de Tubería e Instrumentación
- d) Catálogo de Líneas
- e) Catálogo de Especificaciones de Tuberías
- f) Listado de Equipos
- g) Índice de Servicios
- h) Dibujos para Inspección Técnica
- i) Expedientes de Unidades de Control
- j) Hojas de Datos y Diseño Mecánico de Equipos
- k) Censo de Níptlería
- l) Censo de Válvulas de Seguridad/ Hoja de Datos de Válvulas de Seguridad

El tiempo programado para la recopilación de la información no debe ser limitado, este dependerá de la facilidad, accesibilidad y organización de la misma. Cabe destacar la importancia de la profundidad y eficacia de la búsqueda porque de esta dependerá la certeza de las etapas posteriores de la implementación, por lo tanto se considera esta etapa como una de las fases más importantes en la implementación del SIMECELE.

3.1.1 Problemas comunes en la recopilación de información

- Los diagramas no se encuentran actualizados. En ocasiones los diagramas no representan cambios en el proceso, equipos desmantelados o fuera de operación, equipos y/o líneas integrados a la planta recientemente o tramos de tuberías inexistentes. Es importante considerar estos cambios en caso de haberlos durante las siguientes etapas en la implementación, de lo contrario podrían definirse de manera errónea las unidades de control.
- En caso de que se trabaje con una versión de diagramas de tubería e instrumentación elaborada por otro proveedor, diferente al licenciador original de la planta, es necesario comparar las descripciones y materiales de las



líneas del catálogo con las líneas de los diagramas con el propósito de identificar diferencias entre las mismas. En caso de encontrar discrepancias, se debe buscar un documento que respalde dichas modificaciones en los cambios de materiales, de lo contrario se debe trabajar con el material especificado en el catálogo de líneas para prevenir errores en la definición de unidades de control.

- Comprobar que se cuenta con todos los expedientes censados incluyendo sus dibujos para la medición preventiva de espesores.

Se propone elaborar un listado que incluya la información recopilada de la planta para valorar si se cuenta con la suficiente información para continuar con la implementación del SIMECELE.

3.2 Elaboración de Censos de Circuitos

3.2.1 Líneas

Una vez estudiada la descripción del proceso, y considerando el criterio para definir circuitos, se elabora el Censo de Circuitos de Líneas. Este constará de un listado donde se incluya el nombre y número de circuito, así como el servicio que maneje. Es recomendable una breve descripción del mismo.

Para la elaboración del censo se trabaja sobre el diagrama de flujo de proceso, localizando los puntos en el proceso donde ocurran cambios en la composición del fluido.

En la planta fraccionadora de ligeros los cambios en la composición del fluido se deben principalmente a las torres fraccionadoras.

El tren de fraccionamiento consta de una serie de torres y sus equipos periféricos. Cada torre fraccionadora genera dos nuevos circuitos, uno correspondiente al domo y otro al fondo.

A continuación se explica una sección del proceso a manera de ejemplo:

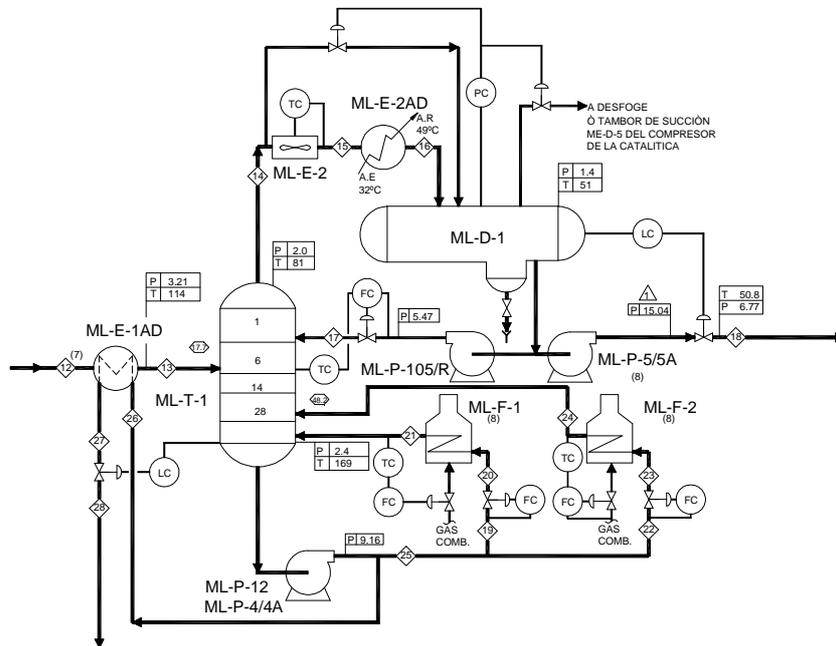


Figura 3.1 Sección de fraccionamiento, Torre Deshexanizadora

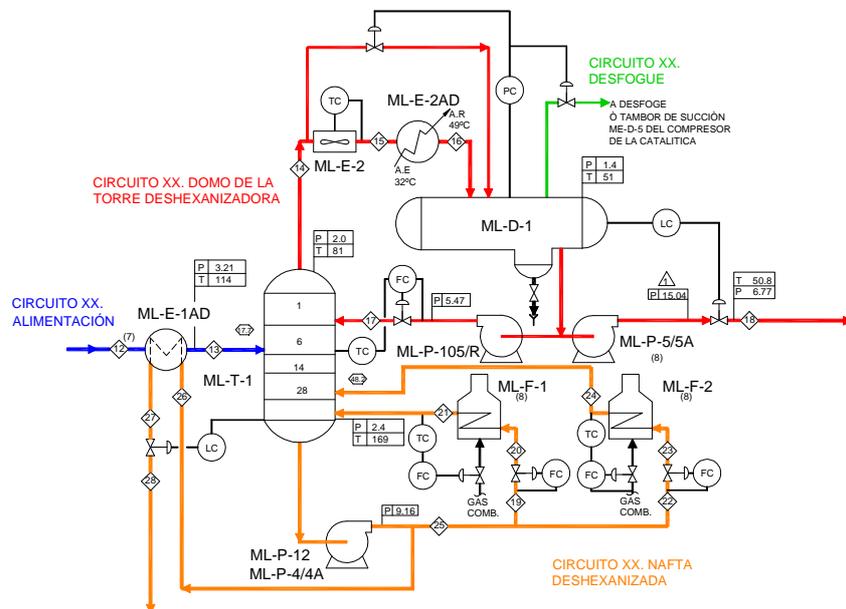


Figura 3.2 Sección de fraccionamiento, Torre Deshexanizadora con circuitos identificados



La Figura 3.1 presenta la Torre Deshexanizadora, donde la Nafta Desulfurada se alimenta a la torre con el fin de separar los hidrocarburos ligeros (desde C_2 hasta C_6 's) que salen por el domo, de la Nafta Deshexanizada que sale por el fondo de la torre. Por lo tanto, la alimentación, los fondos y los domos representan tres circuitos distintos denominados Alimentación, Nafta Deshexanizada y Domo de la Torre Deshexanizadora respectivamente, los cuales se muestran identificados en la Figura 3.2.

Con el fin de ordenar e identificar todos los circuitos encontrados en la planta, se toman los siguientes criterios:

- El nombre del circuito corresponde a la parte del proceso en cuestión o al servicio que maneja; por ejemplo, los circuitos de desfogue e hidrógeno reciben este nombre derivado del servicio que manejan mientras que los circuitos de alimentación y carga se denomina así por la parte del proceso a la que corresponden.
- El número asignado a cada circuito presenta un orden similar al orden del proceso; así, la carga a la planta será el Circuito 1, la alimentación a la sección de fraccionamiento el Circuito 2 y así sucesivamente hasta el último circuito que deberá ser el desfogue.

En este caso, los circuitos de la alimentación y el domo de la torre deshexanizadora reciben su nombre por la parte del proceso mientras que los circuitos de Desfogue y Nafta Deshexanizada reciben su nombre por el servicio que manejan.

El censo de circuitos debe cubrir los cambios de composición en todas las partes del proceso, además se deben evaluar los servicios auxiliares que entrarán en el censo. Ésta evaluación debe considerar tres factores: 1) La normatividadⁱ aplicable en el centro de trabajo, 2) La peligrosidad y corrosividad de la sustancia que maneje y 3) La evaluación de las consecuencias en caso de fuga en alguna línea

ⁱ La clasificación de las tuberías de acuerdo a las sustancias que transportan así como los criterios para incluir el servicio auxiliar dentro del censo se encuentra establecido en: GPASI-IT-0209.



de dicho servicio auxiliar respecto al riesgo que representa para el personal y la operación de la planta.

Los servicios auxiliares que maneja la planta fraccionadora de ligeros son agua de enfriamiento y vapor, dichos servicios no deben ser incluidos a menos que el servicio participe directamente en el proceso o que el personal a cargo de llevar la seguridad de la planta así lo indique.

Entre otros servicios que maneja la planta se encuentran el gas combustible, gas hidrógeno, gas inerte, aire de instrumentos y aire de planta, de los cuales únicamente es conveniente inspeccionar el estado físico de las tuberías que transportan gas hidrógeno y gas combustible debido a la naturaleza de los mismos y a la gravedad de las consecuencias en caso de fuga, por lo tanto, dichos servicios se deben incluir en el censo de circuitos.

El desfogue se considera como un circuito y en caso de que la planta cuente con desfogue de alta y baja presión, se consideran como circuitos independientes.

Los circuitos se identifican gráficamente en los diagramas de flujo de proceso, etiquetando cada circuito con nombre, número y un color específico. Dichos documentos representan los entregables para esta etapa de la implementación.

3.2.2 Equipos

El censo de equipos se elabora con base en el listado de equipos de la planta, y se consideran cambios como equipos recientemente desmantelados o fuera de operación así como equipos nuevos instalados. Para corroborar esto es necesario comprobar en campo su existencia y contactar a los ingenieros encargados de la operación y seguridad de la planta. En el caso de que se encuentren equipos fuera de operación es necesario preguntar su estado, ya que en algunas ocasiones a pesar de que el equipo no opera e incluso presente daños físicos, no está



programado su desmantelamiento y es necesario incluirlo dentro del censo de circuitos de equipos.

Considerando que cada equipo representa un circuito, existirán tantos circuitos en el censo como equipos en la planta, siempre y cuando estos manejen hidrocarburos. En caso de que manejen un servicio diferente al de proceso se debe evaluar la necesidad de integrarlo al censo de acuerdo a la gravedad de las consecuencias en caso de falla del mismo por fuga.

Los equipos típicamente encontrados en la planta fraccionadora de ligeros y por lo tanto en los censos de circuitos de equipos son:

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

Queda a criterio del centro de trabajo o del ingeniero de seguridad de la planta incluir en el censo aquellos equipos que únicamente se pueden inspeccionar cuando están fuera de operación como calentadores a fuego directo o soloaires. En caso de que se incluyan y se programe su inspección en reparaciones, se podrá conocer su velocidad de desgaste, pero esta práctica no garantiza que se pueda comprobar su integridad mecánica durante la operación por lo que se recomiendan otros métodos de inspección.

Debido a que en el diagrama de flujo de proceso de la planta no se representan todos los equipos que la integran, los circuitos de equipos no se representan gráficamente en ningún diagrama, únicamente se enlistan. Este documento es el entregable de esta fase de la implementación.



3.3 Elaboración de Censos de Unidades de Control

3.3.1 Líneas

Una vez identificados los circuitos, se deben dividir a su vez en unidades de control. La elaboración del censo de unidades de control empieza con la identificación de las mismas limitándolas de acuerdo a sus condiciones de operación y velocidades de desgaste homogéneas.

Por lo general, los centros de trabajo cumplen con un sistema de inspección preventiva de espesores para cumplir con la normatividad aplicable, por lo tanto es probable que la planta cuente con un censo de unidades de control previo. Es necesario comprobar que dentro de sus prácticas se estén contemplando todas las tuberías de proceso de las que está compuesta la planta.

Para la identificación de las unidades de control se trabaja sobre los diagramas de tubería e instrumentación de la planta, considerando aquellos cambios que se detectaron en la etapa de recopilación de información. Es indispensable checar en campo estos detalles y contactar al ingeniero de operación para averiguar el futuro de las tuberías que se encuentran fuera de operación, en caso de que no exista al momento de realizar el censo algún documento que avale un futuro desmantelamiento de la misma será necesario incluir el tramo de tubería en el censo. Para el caso de tuberías recientemente instaladas será necesario realizar el levantamiento en campo y asegurar que se incluyan en el nuevo censo de unidades de control.

Las unidades de control que conformen el nuevo censo deben estar relacionadas con la unidad de control anterior para identificar y llevar una relación del isométrico y expediente de espesores medidos que corresponderá a la nueva unidad de control.

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



- 1) Surgen unidades de control nuevas que no se habían considerado. Para estas unidades se debe escribir de referencia la palabra “NUEVA”, de esta manera se indica que antes de la implementación no se consideraba dicho tramo de tubería y que es conveniente programar su inspección a la brevedad posible.
- 2) La unidad de control se divide en una o mas unidades de control nuevas. En este caso la unidad de control anterior estaba mal definida ya que se encuentran cambios considerables en las condiciones de operación de la misma. Se deben enlistar las nuevas unidades de control y hacer referencia a la unidad de control anterior.
- 3) Dos unidades de control se unen para formar una nueva unidad de control. Lo opuesto al caso anterior, dos unidades de control se encuentran divididas innecesariamente, en este caso es necesario unir las y poner ambas unidades de control como referencia.
- 4) Para los tramos de tubería fuera de los límites de batería de la planta, queda a consideración del centro de trabajo y/o del ingeniero de seguridad de la planta su incorporación en el nuevo censo de la planta o crear una planta extra denominada Planta de Interconexiones donde se incluirán todos los tramos de tubería correspondientes a los límites de batería de la planta.

Para delimitar las unidades de control se toman las siguientes consideraciones:

- A. Delimitar los tramos de tubería que operen a las mismas condiciones. Por ejemplo: líneas de proceso que van de equipo a equipo, etc. A continuación se presentan varios ejemplos.

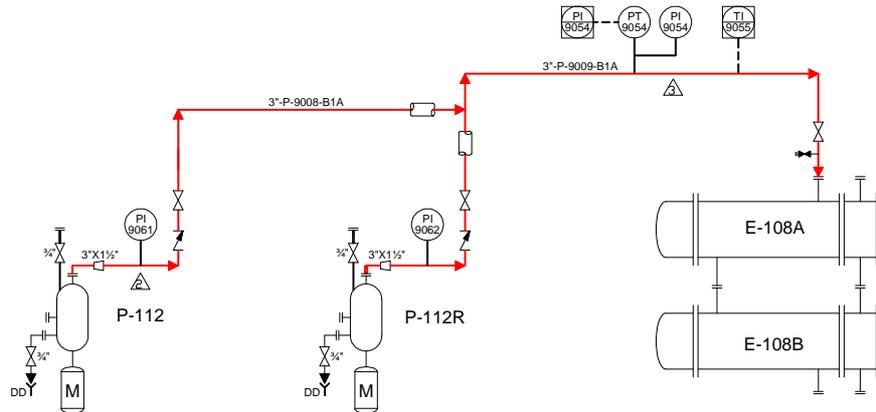


Figura 3.3 Unidad de Control. Descarga de bombas a entrada a intercambiadores

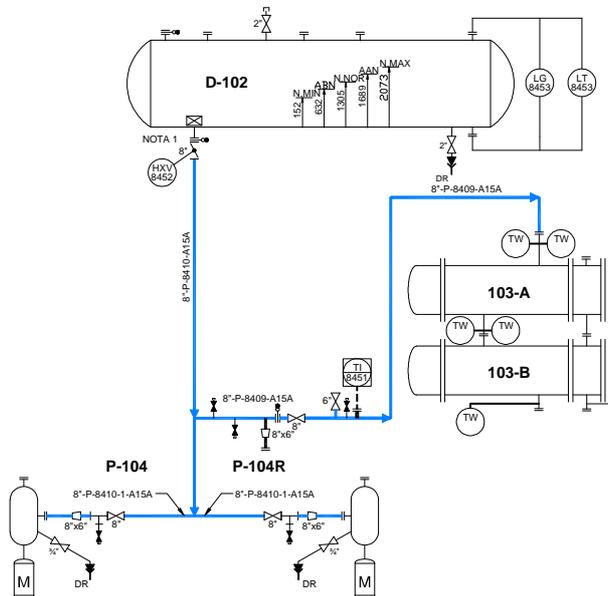


Figura 3.4 Unidad de Control. Salida de acumulador a succión de bombas y entrada a intercambiador

- B. Se deben delimitar las unidades de control hasta las válvulas de bloqueo más cercanas. En caso de que la válvula más cercana pertenezca a un bypass, la válvula de control permanece del lado de la línea principal de operación. También se dividirán cuando exista cambio de material en las mismas. En la Figura 3.5 se muestra un ejemplo.

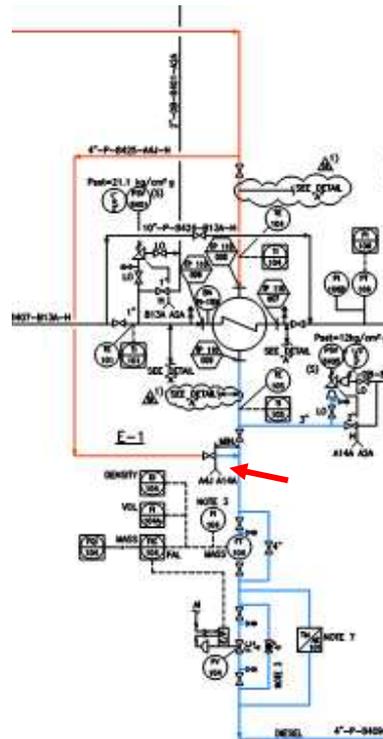


Figura 3.5 Ejemplo de definición de la unidad de control

- C. Los cabezales de desfogue serán considerados como una sola unidad de control y cada uno de sus disparos como una unidad de control independiente. Estas unidades de control representan la única excepción expuesta en el inciso B.

Las unidades de control se enlistan de acuerdo al orden del proceso y del circuito al que pertenecen. En caso de presentarse alguna duda en cuanto a la delimitación de las unidades de control se puede analizar su historial de medición de espesores.

Las unidades de control se identifican en los diagramas de tubería e instrumentación con nombre y color, y se deja a opción del centro de trabajo dejar las referencias de las unidades de control anteriores. Para homologar la entrega de los diagramas se utiliza un bloque en Auto CAD® que se presenta a continuación:



Figura 3.6 Bloque para identificar las unidades de control de líneas

Se elabora además un listado de todas las unidades de control con sus respectivas referencias, como son: unidad de control anterior, diagrama de ubicación, circuito al que pertenecen y una breve descripción de la misma. Es opcional incluir en el censo condiciones de operación y diseño, así como la clase de material. Dichos documentos constituyen los entregables de esta fase de la implementación.

3.3.2 Equipos

El censo de unidades de control se elabora con base en el censo de circuitos de equipos, las hojas de diseño, los diagramas de tubería 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 sus dimensiones, geometría, operación y el servicio que manejen.

Se toman ciertos criterios de acuerdo a la normatividad correspondiente aunque se pueden conservar algunas prácticas del centro de trabajo ya que algunas surgen de accidentes pasados que se pretenden evitar.

- Torres

Para seccionar las torres de destilación se analizan sus velocidades de desgaste. Se pueden seccionar las torres de una planta fraccionadora de ligeros en domo y fondo, o en cuantas secciones se crea conveniente de acuerdo a cada caso en particular. Por ejemplo, si la torre cuenta con extracciones laterales se puede



seccionar el cuerpo de la torre en tantas secciones como extracciones tenga la torre.

- Intercambiadores de calor

Todos los intercambiadores de calor se dividen en dos unidades de control una correspondiente al carrete y otra correspondiente al cuerpo. Es necesario revisar en la hoja de diseño del equipo si se trata de un intercambiador de calor con cabezal flotante o con cabezal fijo. En caso de que se trate de un cabezal flotante, éste se debe incluir dentro de la unidad de control del cuerpo y si se trata de un cabezal fijo se incluye en la unidad de control del carrete por manejar el mismo fluido.

Cuando se trate de un intercambiador de calor proceso-proceso se consideran las dos unidades de control, y cuando se trate de un intercambiador de calor proceso-servicio auxiliar únicamente se considera una unidad de control y será aquella que esté en contacto con el fluido de proceso.

En el caso de los rehervidores se considera únicamente una unidad de control correspondiente al cuerpo, ya que estos equipos operan con vapor como servicio auxiliar por el lado del carrete.

Para los intercambiadores de horquilla o doble tubo se consideran dos unidades de control, una para la parte del fluido frío y otra para la parte del fluido caliente.

- Acumuladores

Cada acumulador representa una unidad de control siempre y cuando sus velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas en todas las secciones del equipo.

Cuando los recipientes cuenten con dos zonas líquidas y zona de vapor, como los acumuladores de bota, es conveniente dividirlos en unidades de control diferentes ya que se puede concentrar la corrosión en alguna zona, o la velocidad de

desgaste de la bota puede variar lo suficiente como para considerarla como otra unidad de control.

Para recipientes verticales se analiza su historial de espesores para determinar si se puede considerar como una sola unidad de control, siempre y cuando no exista alguna zona con velocidades de desgaste mayores al resto del equipo.

- Bombas

Todas las bombas representarán una unidad de control.

- Filtros

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

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, pierna, LG, domo, fondo, etc., su ubicación en los diagramas, así como el servicio que manejan.

Las unidades de control se identifican en los diagramas de tubería e instrumentación con el siguiente bloque en Auto CAD®:

UC-TAG-SECCIÓN
UC-TAG-SECCIÓN

Figura 3.7 Bloque de Auto CAD® para identificación de unidades de control de equipos

3.4 Digitalización de dibujos para inspección técnica

Se deben digitalizar todos los dibujos de inspección técnica que componen la planta de acuerdo a los criterios expuestos en el Capítulo 2.

Cada dibujo debe pasar a través de una serie de revisiones con el objeto de asegurar que se encuentra elaborado de manera correcta y que cumple con todos



los requisitos establecidos, de esta manera se garantiza que no se presentarán retrasos ocasionados por corregir dibujos al momento de cargar la unidad de control al SIMECELE.

Para llevar el control de los dibujos digitalizados y asignar responsabilidades se elabora un documento denominado *Asignación de Tareas*. En este documento se anotan las iniciales de los responsables de las actividades de digitalización, revisión en campo y revisión final de cada isométrico de todas las unidades de control de la planta.

Es común que en la planta se levanten o actualicen de forma manual los dibujos de inspección técnica. Los principales inconvenientes que se presentan con esta práctica son:

- 1) La rotación de los inspectores es frecuente y cada inspector actualiza el isométrico de acuerdo a su simbología y con sus notas, algunas veces incomprensibles.
- 2) Los niveles de tubería, niplería y tornillería que calibran son fijados por los calibradores y en ocasiones no cumplen con lo estipulado en las normas o códigos, y no aseguran una buena inspección de puntos probables de alta corrosión en la tubería.
- 3) Los inspectores no actualizan algunos detalles de los isométricos como nueva niplería, etc.
- 4) Los isométricos no se encuentran orientados hacia el norte.
- 5) Los isométricos no son legibles.

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



3.5 Captura de datos al SIMECELE

La captura de unidades de control empieza por aquellas que son prioritarias. La prioridad de una unidad de control se asigna de acuerdo a su velocidad de desgaste, si presenta historial de accidentes como fugas, incendio, etc., o si pertenece al plan de calibración del periodo en curso. Con esto se asegura que la próxima inspección se realice de acuerdo al procedimiento establecido en el Sistema de Inspección Preventiva de Espesores con el SIMECELE.

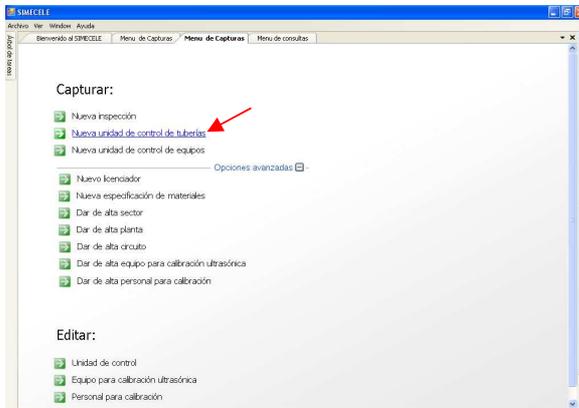
Considerando que la fase de carga de unidades de control es una de las fases que conlleva un mayor tiempo de término, se debe realizar de forma ordenada. Dicho orden puede ser por ejemplo por circuitos, así se garantiza que al presentar reportes mensuales, se pueda reflejar un avance en parámetros medibles como lo sería el número de circuitos de la planta cargados al SIMECELE.

Para coordinar la carga de las unidades de control se asignan responsabilidades en el archivo de *Asignación de Tareas*.

Los procedimientos para captura de sectores, planta, circuitos y unidades de control se encuentran establecidos en el Capítulo 2. En caso de que la planta use un software donde ya se tengan capturadas los resultados de las mediciones de espesores obtenidos, se pueden migrar los datos con ayuda del departamento de Desarrollo. Esto facilita la carga y reduce el tiempo de esta fase, pues se migran los datos y solo resta editar la definición de la unidad de control y capturar manualmente las inspecciones visuales.

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

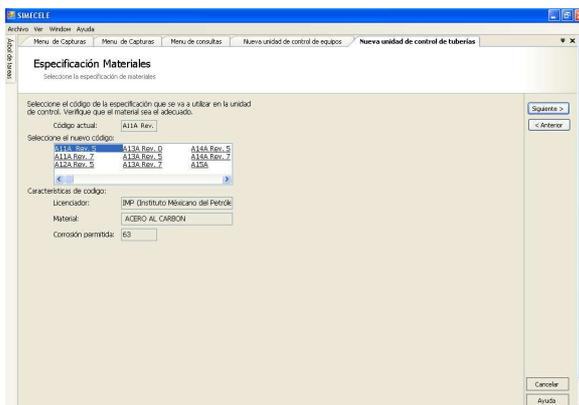
1) Unidad de control de líneas



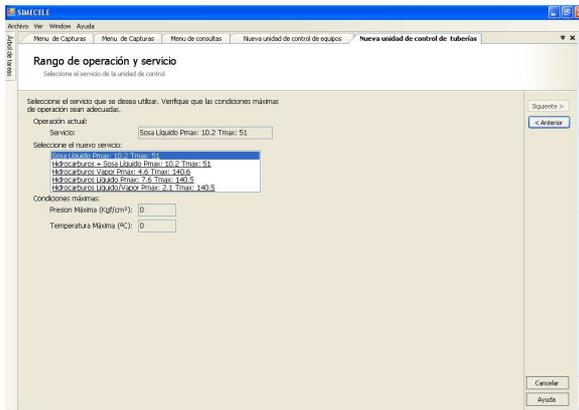
- 1) Seleccionar **Nueva unidad de control** en el módulo de **Capturar o editar información**, en la sección de **Captura**.



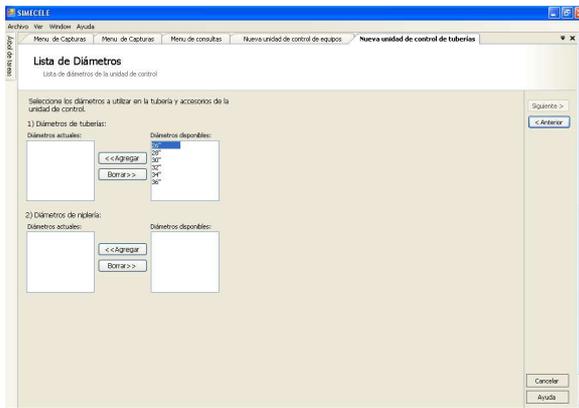
- 2) Seleccionar el centro de trabajo, el sector, la planta y el circuito a donde pertenece la unidad de control.
- 3) Introducir el número de unidad de control y una breve descripción.
- 4) Activar la opción de "Circuito para equipo" en caso de que se desee capturar una línea de equipo, como vidrios de nivel, PSV's, etc.
- 5) Especificar si se trata de tubería forrada.



- 6) Seleccionar el material de la unidad de control.

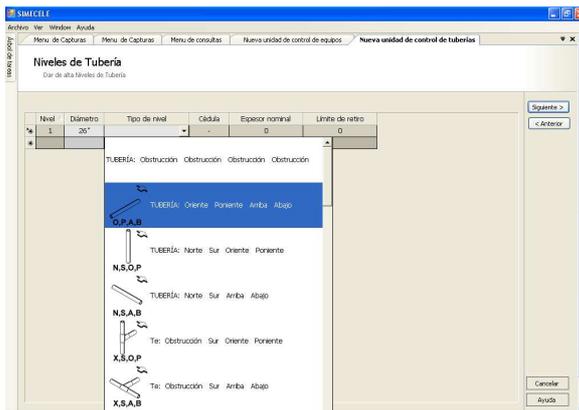


7) Seleccionar el servicio que maneja la unidad de control.



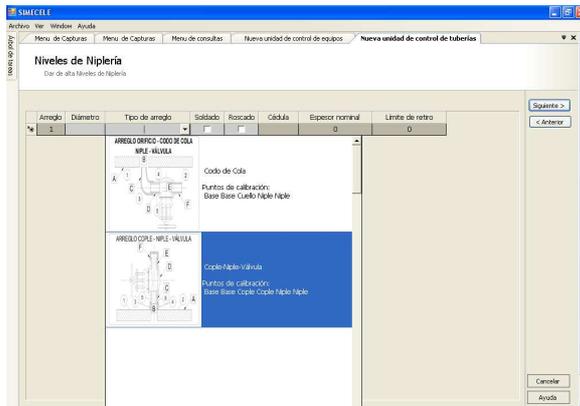
8) Especificar condiciones de operación

9) Especificar diámetros de tuberías y niplera.

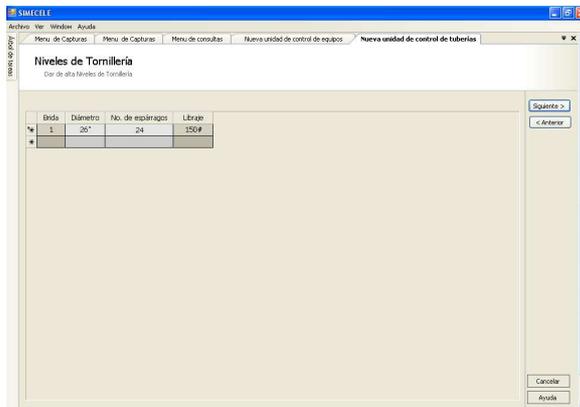


10) Capturar los niveles de tubería, niplera y tornillería.

11) Seleccionar para cada nivel de tubería, el diámetro del tramo de tubería, el tipo de nivel (codo, reducción, tee, tramo de tubería) junto con su orientación y la cédula.

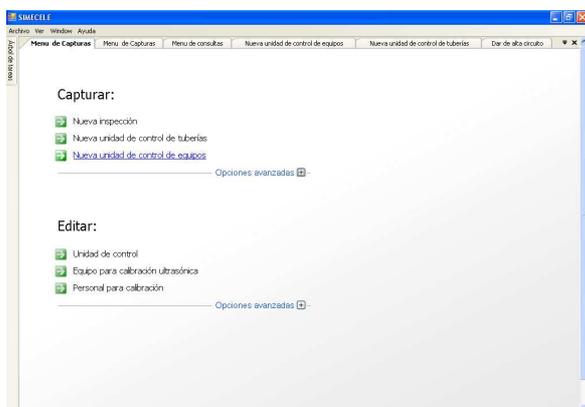


- 12) Seleccionar para cada nivel de niplería, el diámetro, el tipo de arreglo especificar si es soldado o roscado.



- 13) Capturar niveles de tornillería, especificando diámetro, número de espárragos y libraje.

2) Unidad de control de equipos



- 1) Seleccionar **Dar de alta circuito** en el módulo de **Capturar o editar**



información, dentro del menú de **Opciones** en la sección de **Captura**.

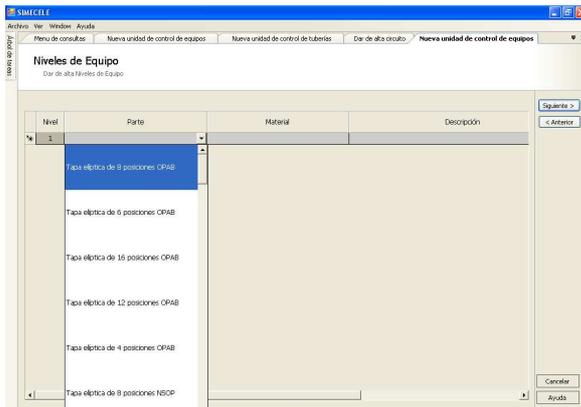
- 2) Seleccionar el sector, la planta y el circuito al que pertenece la unidad de control.



- 3) Seleccionar la parte del equipo en cuestión y escribir una breve descripción del mismo.

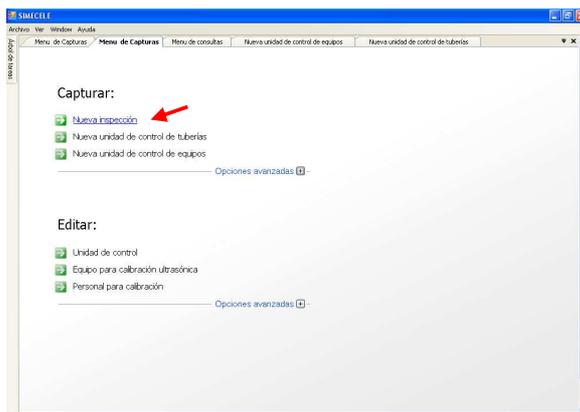
- 4) Especificar las condiciones de diseño y operación del equipo.

- 5) Seleccionar los materiales del cuerpo y de la niplería del equipo. Para esto se debe seleccionar el país, la sociedad, el estándar de material y el grado del material.



- 6) Dar de alta los niveles del equipo.
- 7) Capturar manualmente el espesor original y el espesor y el espesor mínimo requerido.
- 8) Los niveles de tornillería y niplería se capturan de la misma manera que para unidades de control de tubería.

3) Captura de inspecciones

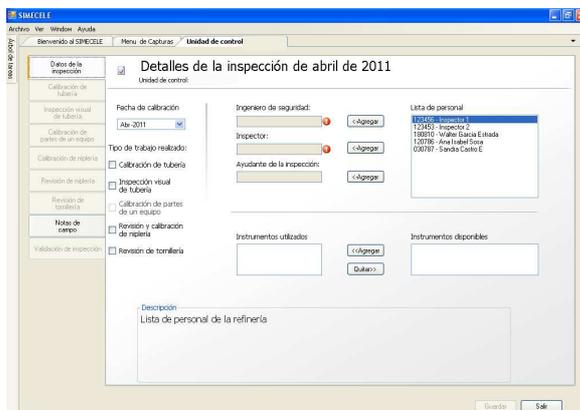


- 1) Seleccionar **Nueva Inspección** en el módulo de **Capturar o editar**



información

- 2) Seleccionar el sector, la planta, el circuito y la unidad de control a la que pertenece la inspección.



- 3) Seleccionar fecha de inspección y el tipo de trabajo realizado.
- 4) Seleccionar del listado de personal al inspector, al jefe de seguridad y al ayudante de la inspección.



Inspección de tubería de abril de 2011
Inspector: El inspector no fue capturado.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalle
1	Esp. Nom: 200	Norte	286 (ago-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Sur	287 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Direto (Sargento)	315 (mar-2009)	-	-	Sin medición
2	Esp. Nom: 200	Norte	285 (ago-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Sur	272 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Aniba	282 (ago-2009)	-	-	Sin medición
3	Esp. Nom: 200	Norte	289 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Sur	276 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Direto (Sargento)	321 (ago-2009)	-	-	Sin medición
4	Esp. Nom: 200	Norte	304 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Sur	280 (ago-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Oriente	293 (mar-2009)	-	-	Sin medición
5	Esp. Nom: 200	Oriente	259 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Poniente	211 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Direto (Sargento)	306 (mar-2009)	-	-	Sin medición
6	Esp. Nom: 200	Norte	286 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Lín. Ref: 150	Oriente	278 (mar-2009)	-	-	Sin medición
	Esp. Max: 315	Poniente	279 (mar-2009)	-	-	Sin medición
		Aniba	287 (mar-2009)	-	-	Sin medición

5) Capturar inspecciones de tubería.

Inspección visual de tubería
Inspector: El inspector no fue capturado.

Anomalia	Proceso	Por evaluar:	Estado
Fugas	Emisión de vapores		No asignado
	Grampas eschertadas		No asignado
	Desalineamiento de tuberías (desalineamiento restringido)		No asignado
Desalineamiento	Desalineamiento de juntas de expansión		No asignado
	Pero Cortado excesivo		No asignado
Vibración	Soportes inadecuados		No asignado
	Tuberías de pesa en el calibre		No asignado
	Conectores flojas		No asignado
Soporta	Soportes sueltos por deterioro metálico		No asignado
	Palmes de soportes		No asignado
	Colgantes deformados o fracturados		No asignado
Soporta	Reportes fuera de apoyo		No asignado
	Abrastadores deformados o fracturados		No asignado
	Mensuras sueltas		No asignado

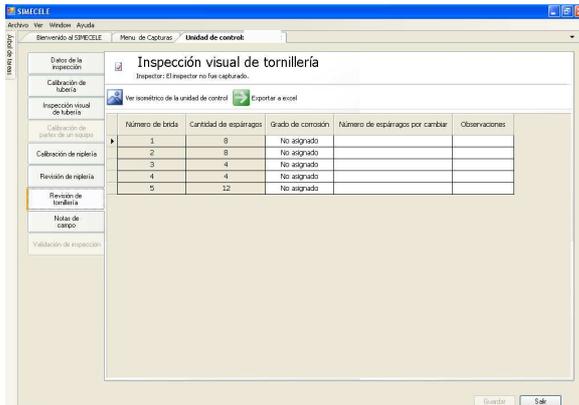
Observaciones:
Sin observaciones

6) Capturar inspección visual de tubería.

Inspección de niplería de abril de 2011
Inspector: El inspector no fue capturado.

Nivel	Tipo de Arreglo	Placa	Lectura anterior	Calibración	Vida Útil	Velocidad de	
Nivel: 1	Arreglo Copla-Nipple-Válvula	Base	366 (ago-2009)				
		Caple	372 (mar-2009)				
		Caple					
		Niple	262 (mar-2009)				
		Niple	259 (ago-2009)				

7) Capturar inspección y revisión visual de niplería.



8) Capturar revisión de tornillería y cargar isométrico.

El procedimiento general para migrar y editar las unidades de control se describe a continuación:

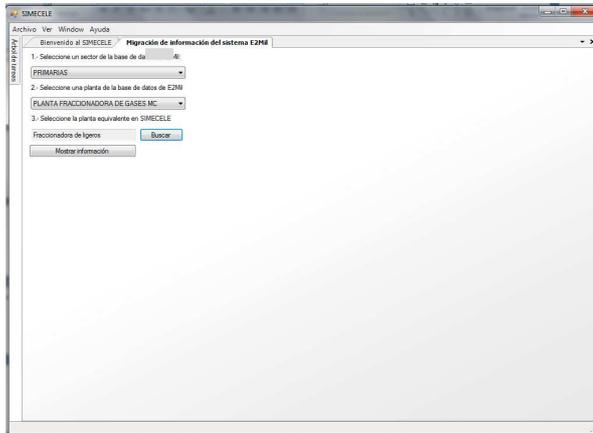


PASO 1. Abrir el SIMECELE del centro de trabajo correspondiente.

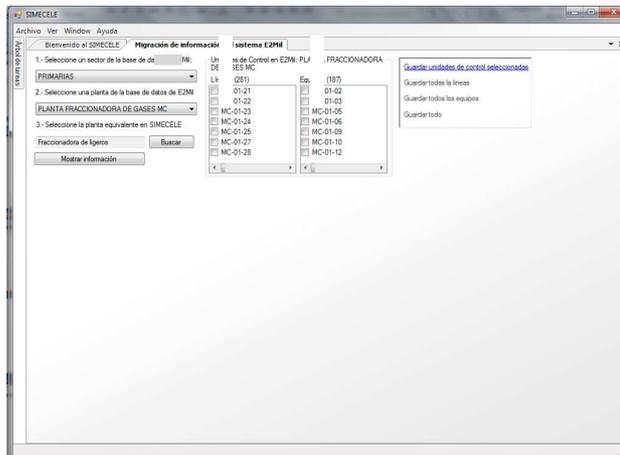


PASO 2. Migrar datos al SIMECELE.

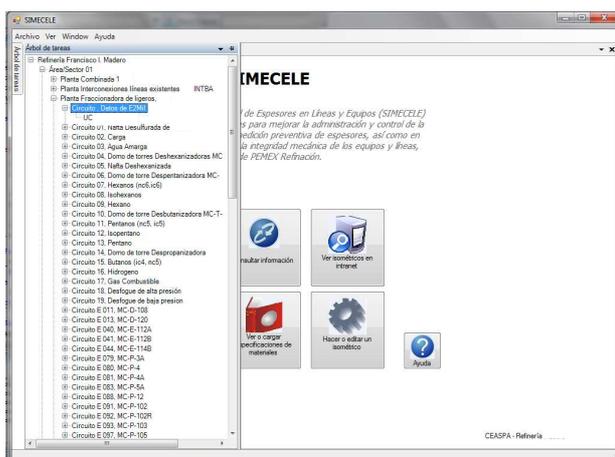
A. **Archivo/Importar Datos**



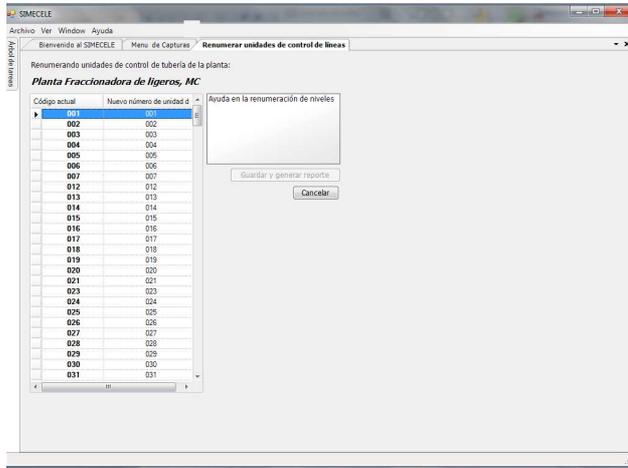
- B. Seleccionar el Sector de la base de datos.
- C. Seleccionar la Planta de la base de datos.
- D. Seleccionar la Planta equivalente en SIMECELE (planta donde se desea migrar la unidad de control)



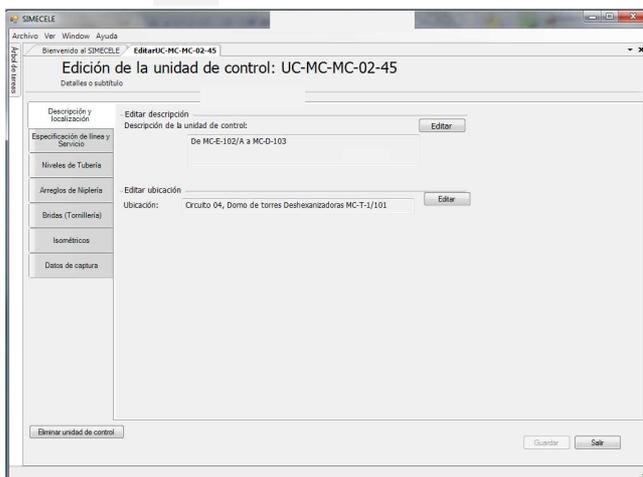
- E. Seleccionar la unidad de control de línea y/o equipos que se desee migrar.
- F. Guardar unidades de control seleccionadas.
(Automáticamente SIMECELE generará un reporte de la unidad de control migrada)



SIMECELE guardará la unidad de control en la planta seleccionada.



G. Reenumerar unidades de control de la planta.



PASO 3. Editar las unidades de control migradas.

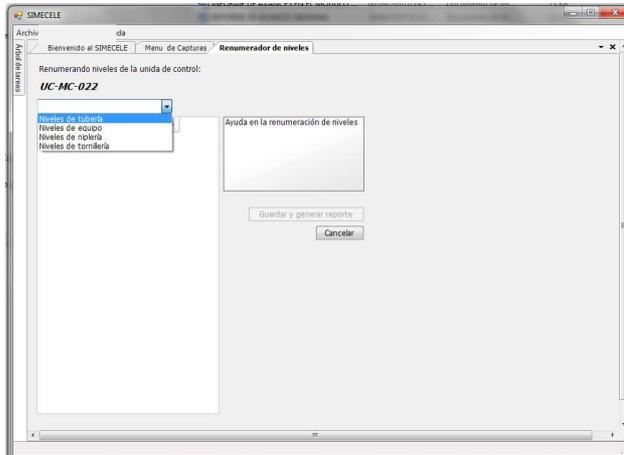
A. Editar Descripción y Localización de la unidad de control.

(De esta manera se acomodará la unidad de control en el circuito correspondiente)

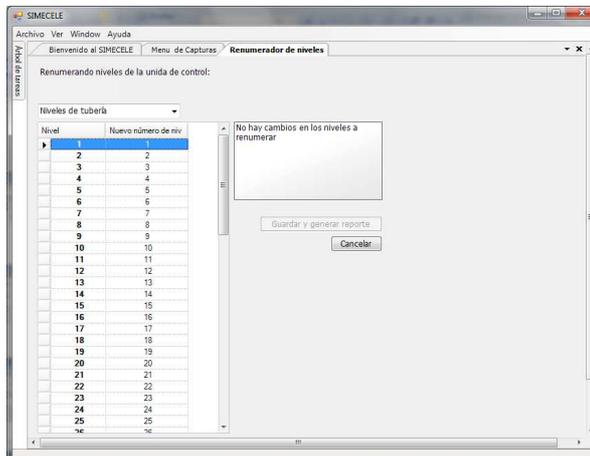


B. Reenumerar niveles de la unidad de control.

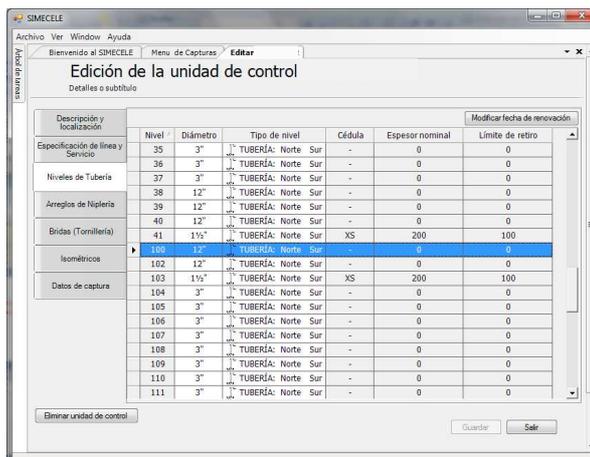
(Menú de captura del SIMECELE, en **Editar/ Opciones Avanzadas/ Reenumeración de niveles**)



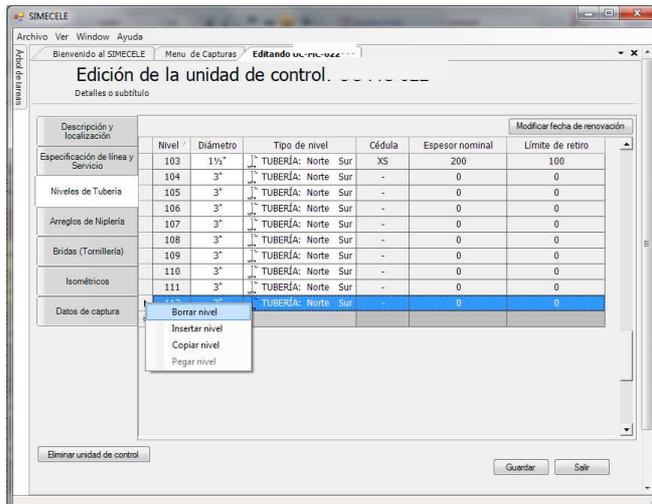
C. Seleccionar la unidad de control de la que se desea reenumerar niveles y el tipo de niveles a reenumerar.



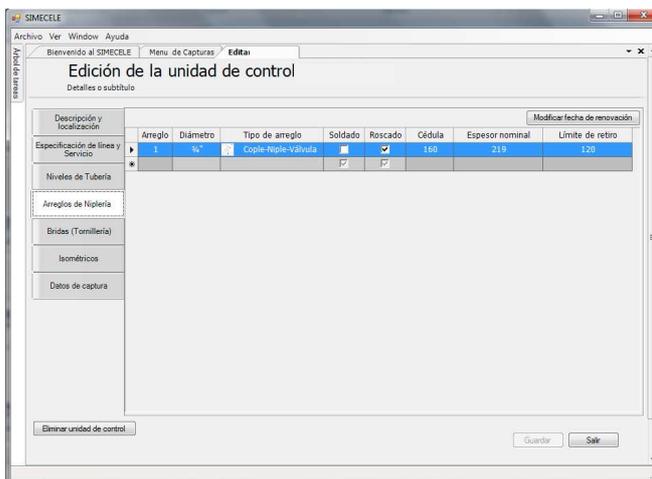
D. Utilizar empate para reenumeración de niveles. (Asignar valores exageradamente mayores a aquellos niveles que se desee eliminar posteriormente, es decir, aquellos niveles que ya no formarán parte de la nueva definición de la unidad de control.)



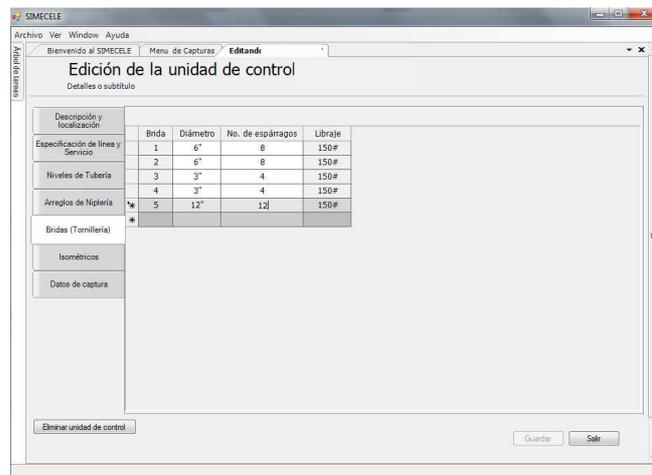
E. Editar los niveles de las unidades de control. (El SIMECELE define automáticamente los niveles como tubería Norte-Sur-Oriente-Poniente y recupera de la base de datos los diámetros disponibles, los cuales se deben corregir).



F. Eliminar aquellos niveles que se desee borrar.



G. Capturar manualmente datos que no se puedan recuperar de la antigua base de datos como Niveles de Niplería y Tornillería, así como sus inspecciones.





La carga de unidades de control al SIMECELE se puede realizar a la par de la etapa de digitalización, siempre y cuando esta última ya cuente con un avance considerable de dibujos digitalizados, entre ellos, los correspondientes a las unidades de control a cargar.

Los entregables de esta etapa se pueden revisar en SIMECELE o mediante un listado que indique las unidades de control cargadas al SIMECELE.

3.6 Presentación de entregables y Capacitación

En cada etapa se explicaron los entregables, el método para obtenerlos y las pautas que deben de cumplir.

El personal encargado de la implementación está obligado a presentar entregables conforme se logre el 100% de cada etapa, esto asegura la sustentabilidad del proyecto y comprueba el avance del mismo.

El visto bueno o aprobación de cada fase por parte del ingeniero de seguridad de la planta o del departamento de seguridad, salud y protección ambiental del centro de trabajo asegura una correcta ejecución de las mismas, identifica errores antes de continuar con la implementación, acuerda criterios futuros de trabajo e identifica inconformidades en: el trabajo, la metodología o la implementación del proyecto por parte del cliente.

Para las etapas 4 y 5 que se pueden realizar simultáneamente y el plazo para su término es mayor, se pueden entregar reportes de avances periódicos. Los períodos pueden ser mensuales, semanales, bimestrales, etc., pero es recomendable fijar períodos que puedan reflejar avances significativos por ejemplo, mensuales. Estos reportes mensuales deben contener un porcentaje de avance en la digitalización y carga de unidades de control al SIMECELE.



Al término del proyecto es indispensable entregar todos los documentos impresos y en electrónico, y se acordará con el centro de trabajo el número de copias controladas. La Tabla 3-1 muestra los documentos por etapa que se deben elaborar.

Tabla 3-1 Relación de entregables por etapa

ETAPA	ENTREGABLES
Etapa 1: Recopilación de Información	- Listado de información recopilada.
Etapa 2: Elaboración de Censos de circuitos	- Censo de circuitos de líneas. - Diagramas de flujo de proceso con los circuitos de líneas marcados.
	- Censo de circuitos de equipos.
Etapa 3: Elaboración de Censos de Unidades de Control	- Censo de unidades de control de líneas. - Diagramas de tubería e instrumentación con unidades de control de líneas marcadas.
	- Censo de unidades de control de equipos. - Diagramas de tubería e instrumentación con unidades de control de equipos marcadas.
Etapa 4: Digitalización de Dibujos para Inspección Técnica	- Listado de isométricos para inspección técnica preventiva. - Isométricos de líneas de la planta fraccionadora de ligeros.
	- Listado de dibujos de equipos para inspección técnica preventiva. - Dibujos de equipos de la planta fraccionadora de ligeros.
Etapa 5: Captura de Datos al SIMECELE	- Listado de las unidades de control de líneas y equipos de la planta fraccionadora de ligeros capturadas al SIMECELE.



ETAPA	ENTREGABLES
Etapa 6: Presentación de entregables y capacitación.	<ul style="list-style-type: none">- Resumen del proyecto con objetivo, alcance y justificación, así como una breve descripción de la planta fraccionadora de ligeros.- Entregables aprobados de cada fase.

El resumen del proyecto describe el objetivo y alcance de la implementación del SIMECELE en la planta e integra los documentos finales de cada fase.

El personal de la planta del centro de trabajo debe estar involucrado en todas las fases de la implementación, así se asegura una continuidad en el procedimiento de digitalización y carga de unidades de control al SIMECELE. Es necesario impartir un curso dirigido al personal designado para apoyar con la digitalización y la carga de unidades de control con el fin de instruirlos en los criterios establecidos para dichas actividades. Este curso deberá ser impartido al comenzar la implementación o la fase de digitalización.

Por otro lado, se capacita al personal encargado de la seguridad de la planta en los siguientes temas:

- Administración del personal asignado al SIMECELE para asignación de usuarios y responsabilidades.
- Conocimiento del funcionamiento del SIMECELE y las ventajas que ofrece el software para una mejor gestión de la inspección preventiva de equipos y líneas, apoyando en el proceso de auditorías internas por parte del área de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, y en auditorías externas por parte de las reaseguradoras.

Presentación de las variaciones y errores comunes detectados en las unidades de control, circuitos, dibujos y expedientes, su justificación y propuestas para evitar su repetición en futuras prácticas de inspección preventiva.



CAPÍTULO 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

4.1 Resultados y Análisis

A continuación se exponen los resultados de cada fase así como la solución a los problemas surgidos durante la implementación.

4.1.1 Etapa 1: Recopilación de Información

El listado de la totalidad de la información encontrada de la planta fraccionadora de ligeros se muestra a continuación.

- Diagrama de flujo de proceso. La planta consta únicamente de un diagrama de flujo de proceso.

Tabla 4-1 Diagrama de Flujo de Proceso

No.	Nombre del Diagrama	Nombre de Diagrama
01	Diagrama de Flujo de Proceso de la Planta Fraccionadora de Ligeros.	P-11-064B

- Diagrama de tubería e instrumentación. La Tabla 4-2 muestra los diagramas de la planta fraccionadora de ligeros.

Tabla 4-2 Listado de diagramas de tubería e instrumentación

No.	Nombre del Diagrama	No. de Diagrama
1	Tanque de Carga y de Nafta Deshexanizada	P-21A-084
2	Torre Deshexanizadora T-1	P-21B-085A
3	Torre Deshexanizadora T-1	P-21B-085B
4	Torre Deshexanizadora T-101	P-21C-086
5	Rehervidor de Torre Deshexanizadora F-2	P-21D-087A



No.	Nombre del Diagrama	No. de Diagrama
6	Rehervidor de Torre Deshexanizadora F-1	P-21D-087B
7	Rehervidor de Torre Deshexanizadora H-101	P-21E-088
8	Torre Despentanizadora T-102	P-21F-089
9	Torre Desisohexanizadora T-103	P-21G-090A
10	Torre Desisohexanizadora T-103	P-21G-090B
11	Rehervidor de Torre Despentanizadora H-102	P-21H-091
12	Rehervidor de Torre Desisohexanizadora H-103	P-21I-092
13	Torre Desbutanizadora T-105	P-21J-093A
14	Torre Desbutanizadora T-105	P-21J-093B
15	Torre Desisopentanizadora T-5	P-21K-094A
16	Torre Desisopentanizadora T-5	P-21K-094B
17	Torre Desisopentanizadora T-104	P-21L-095A
18	Torre Desisopentanizadora T-104	P-21L-095B
19	Torre Despropanizadora T-3	P-21M-096A
20	Torre Despropanizadora T-3	P-21M-096B
21	Desfogue de Alta Presión	P-31B-122
22	Desfogue de Baja Presión	P-31A-123
23	Distribución de Gas Combustible, Aire de Planta, Aire de Instrumentos y Gas Hidrógeno	P-31F-127

- Censo de unidades de control elaborado por el centro de trabajo. La planta trabajaba con un censo de unidades de control y un juego de diagramas de tubería e instrumentación con las unidades marcadas. Dichos documentos se usaron como referencia.
- Expedientes de unidades de control de líneas y equipos. La planta consta de un total de 417 unidades de control censadas previa la implementación del



SIMECELE, de los cuales 250 son unidades de control de líneas y 167 de equipos.

El número total de expedientes escaneados fueron 414 expedientes, de los cuales únicamente se levantaron en campo los dibujos de inspección de 3 unidades de control y del resto solo se checaron algunos detalles. Cada expediente está compuesto de la siguiente manera:

- Isométrico o dibujo de equipo de la unidad de control
 - Formato de registro de medición de espesores
 - Formato de inspección visual y calibraciones de niplería
 - Formato de control de desgaste de niplería
 - Formato de inspección de tornillería de tuberías y equipos
- Catálogo de tuberías. Se encontró un índice de líneas de proceso y servicios auxiliares de la planta y un catálogo de tuberías con la especificación de material, las condiciones de diseño y una breve descripción de las mismas.
 - Catálogo de especificación de tuberías. En este se encuentran 16 clases diferentes de materiales, los cuales se enlistan en la siguiente Tabla 4-3 .

Tabla 4-3 Materiales del licenciador de la planta fraccionadora de ligeros

No.	CLASE	MATERIAL BASE
1	A1A Rev. 1	Acero al carbón
2	A2A Rev. 1	Acero al carbón
3	A6A Rev. 1	Acero al carbón
4	A12A Rev. 1	Acero al carbón
5	A13A Rev. 1	Acero al carbón
6	A15A Rev. 1	Acero al carbón
7	A16A Rev. 1	Acero al carbón
8	B1A Rev. 0	Acero al carbón
9	B2A Rev. 1	Acero al carbón
10	B12A Rev. 1	Acero al carbón
11	B14A Rev. 1	Acero al carbón
12	D4A Rev. 1	Acero al carbón



No.	CLASE	MATERIAL BASE
13	E2A Rev. 1	Acero al carbón
14	H3A Rev. 0	Acero al carbón
15	H2X Rev. 0	Acero al carbón galvanizado
16	S1A Rev. 1	Acero al carbón con protec. mec.

Los materiales del licenciador, el material base y sus condiciones máximas de operación se dieron de alta en el SIMECELE, así como los servicios que manejan por material. Los materiales más utilizados para las tuberías de proceso de esta planta son A15A, B1A, B14A y A13A.

- Índice de servicios. Este listado indica los servicios que maneja cada clase de material.
- Las hojas de datos de los equipos están separadas por torres, recipientes, filtros, cambiadores de calor, aerofriadores, bombas, y calentadores a fuego directo. En este listado se condensan los principales datos de cada equipo como condiciones máximas y de operación, el servicio que maneja, materiales de las principales partes del equipo y datos de diseño. Cada equipo cuenta con una carpeta que incluye los planos de diseño del equipo donde se pueden encontrar datos de diseño específicos como materiales de todos los componentes del equipo, acabados, dimensiones exactas, espesores, listados de boquillas, entre otros. La carpeta cuenta también con la siguiente información:
 - Procedimiento de fabricación
 - Inspección, prueba y reparación por soldadura
 - Almacenamiento y protección del material
 - Lista de cordones de soldadura y homologación de soldadores
 - Procedimientos de soldadura
 - Especificación técnica de compra o requisición
 - Lista de identificación de materiales
 - Certificación de materiales base



- Inspecciones con ensayos no destructivos como reportes radiográficos, de líquidos penetrantes, o partículas magnéticas, además de reportes visuales
- Listado de soldadores
- Plano de construcción (As Built)
- Limpieza y pintura
- Certificado de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social por cumplimiento con la norma oficial mexicana ⁽⁷⁾ y asegurar la integridad mecánica del equipo para una operación segura
- Certificado de calidad

Esta información asegura la calidad de los materiales, la calidad de construcción y la integridad mecánica del equipo en su fase de construcción e instalación.

En el Anexo 1 se muestran varios ejemplos de la información recopilada de la planta fraccionadora de ligeros.

4.1.2 Etapa 2: Elaboración de Censos de Circuitos

LÍNEAS

El censo de circuitos de líneas de la planta fraccionadora de ligeros previo a la implementación del SIMECELE se muestra en la Tabla 4-4 .

Tabla 4-4 Censo de circuitos previo a la implementación del SIMECELE.

Número	Nombre
01	Carga Nafta U-300
02	Pentanos -Hexanos
03	Butanos
04	Propano
05	Hidrógeno



Número	Nombre
06	Gas Combustible
07	n-Hexanos
08	Isohexanos
09	Isopentanos
10	Pentanos
11	Pentanos-Isopentanos
12	Pentanos-Isopentanos-Butanos- Propano
13	Desfogue de Baja Presión
14	Desfogue de Alta Presión
15	Aguas Amargas
16	Desfogue líquido

La versión final del censo de circuitos se presenta en la Tabla 4-5.

Tabla 4-5 Censo de circuitos final de la planta fraccionadora de ligeros

No.	Nombre	Descripción	Servicio
1	Nafta Desulfurada de U-300	Alimentación de U-300 a Filtros FG-101A/B	Nafta Desulfurada
2	Carga	Salida de Tanque de Nafta Desulfurada D-101	Nafta Desulfurada
3	Agua Amarga	Salida de Tanque D-101	Agua Amarga
4	Domo de Torres Deshexanizadoras	Domo de las torres Deshexanizadoras T-1/ -T-101	Hidrocarburos (C ₂ -C ₆)
5	Nafta Deshexanizada	Fondo de Torres Deshexanizadoras T-1/T-101	Nafta Deshexanizada
6	Domo de Torre Despentanizadora	Domo de Torre Despentanizadora T-102	Hidrocarburos (C ₂ -C ₅)
7	Hexanos (nC ₆ , iC ₆)	Fondo de Torre Despentanizadora T-102	Hexanos (nC ₆ , iC ₆)
8	Isohexano	Domo de Torre Desisohexanizadora T-103	Isohexano
9	Hexano	Fondo de Torre Desisohexanizadora T-103	Hexano
10	Domo de Torre Desbutanizadora	Domo de Torre Desbutanizadora T-105	Hidrocarburos (C ₂ -C ₄)
11	Pentanos (nC ₅ , iC ₅)	Fondo de Torre Desbutanizadora T-105	Pentanos (nC ₅ , iC ₅)



No.	Nombre	Descripción	Servicio
12	Isopentano	Domo de Torres Desisopentanizadoras T-5/ T-104	Isopentano
13	Pentano	Fondo de Torres Desisopentanizadoras T-5/ T-104	Pentano
14	Salida de Torre Despropanizadora	Domo de Torre Despropanizadora T-3	Hidrocarburos (C ₂ -C ₃)
15	Butanos (nC ₄ , iC ₄)	Fondo de Torre Despropanizadora T-3	Butanos (nC ₄ , iC ₄)
16	Hidrógeno	Entradas a todos los Acumuladores	Hidrógeno
17	Gas Combustible	Entradas a todos los Acumuladores	Gas Combustible
18	Desfogue de Alta Presión	Desfogue	Desfogue
19	Desfogue de Baja Presión	Desfogue	Desfogue

El censo final de circuitos es comprensible, expresa el servicio que maneja y la descripción de cada circuito explica las secciones de la planta que corresponden al circuito. Por el contrario, el censo de circuitos que manejaban no contaba con nombres claros y no se podía asegurar que el nombre fuera equivalente al servicio que manejaba el circuito. Esta es una de las ventajas que ofrece este nuevo censo de circuitos además de garantizar que cada uno de ellos cumple con lo establecido en la norma ⁽¹⁾ correspondiente.

El centro de trabajo no contaba con diagramas de flujo de proceso con los circuitos identificados, marcaban tanto unidades de control como circuitos en los diagramas de tubería e instrumentación.

Los tramos de tubería pertenecientes a un circuito se marcaban con el mismo color sobre los diagramas y para dividir las unidades de control se marcaban las válvulas de bloqueo con un color diferente para expresar el cambio o división entre unidades de control. Un ejemplo de estos diagramas se presenta en el Anexo 1.

Esto permitió analizar los circuitos en los que estaba dividida la planta fraccionadora de ligeros y detectar errores en la definición de los mismos.



Se encontraron los siguientes incumplimientos con lo establecido en la normatividad:

- El Circuito 1 denominado Carga Nafta U-300 definido desde la carga de la planta hasta el fondo de las primeras torres deshexanizadoras (*Ver DFP*) se dividió en tres correspondientes a los circuitos de Nafta Desulfurada de U-300, Carga y Nafta Deshexanizada. La explicación es la siguiente:

La corriente que entra y la corriente que sale del acumulador D-101 no tiene la misma composición, y la corriente de alimentación a las torres deshexanizadoras y la corriente de los fondos tampoco tienen la misma composición.

Los domos de las torres deshexanizadoras si estaban considerados dentro de otro circuito.

- De manera similar, la corriente de alimentación y el fondo de la torre despentanizadora se encontraban en el mismo circuito denominado Pentanos y Hexanos, pero ambas corrientes difieren en su composición por lo que se dividió este circuito en dos denominados Domos de Torres Deshexanizadoras y Hexanos (nC_6-iC_6) respectivamente. El domo de la torre despentanizadora si se encontraba considerado como otro circuito.
- En la torre despropanizadora, la corriente del domo y del fondo pertenecían al mismo circuito denominado Propano. Evidentemente la composición de ambas corrientes no es la misma y se dividieron en los circuitos de Domo de Torres Despropanizadora y Butanos (nC_4-iC_4) respectivamente.

El domo de la torre deshexanizadora ML-T-1 y de la torre deshexanizadora ML-T-101 se consideró como un solo circuito ya que el flujo de la corriente de alimentación a ambas torres se divide a la mitad y dado que las condiciones de operación de ambas torres son las mismas, podemos decir que la composición de la corriente de salida de los domos de las torres será similar. El mismo criterio se tomó para los domos de las torres.



De manera similar, se consideró como un solo circuito los domos de las torres desisopentanizadoras ML-T-5 y ML-T-104 así como los fondos de las mismas.

Los desfogues de alta y baja presión, así como el desfogue líquido se manejaban como circuitos independientes. La propuesta original del censo de circuitos presentada al encargado de la seguridad de la planta únicamente contaba con un circuito de desfogue que abarcaba los desfogues de baja y alta presión así como el desfogue líquido, puesto que maneja fluidos líquidos de la misma composición, servicio que se denominó Desfogue. Este circuito cumplía con los criterios establecidos en la norma ⁽¹⁾ pero a petición del ingeniero encargado de la seguridad de la planta se dividió el circuito en dos denominados Desfogue de Baja Presión y Desfogue de Alta Presión respectivamente. El desfogue líquido se incluyó dentro del circuito de Desfogue de Alta Presión.

Las tuberías que transportan los servicios de hidrógeno y gas combustible se incluyeron en el censo de circuitos. El censo de circuitos previo ya incluía dichos servicios.

En total, el censo final de circuitos presenta tres circuitos más que el censo con el que trabajaban antes de la implementación del SIMECELE, pero como ya se explicó, esto no representa un incremento de circuitos, únicamente sufrieron una reorganización.

En el Anexo 2 se muestra el diagrama de flujo de proceso con los circuitos identificados, y en la sección de notas del diagrama se elaboró el listado de los circuitos y su color correspondiente.

EQUIPOS

El centro de trabajo no contaba con un censo de circuitos de equipos, contemplaba los equipos como una unidad de control dentro del censo de unidades de control general de la planta y estaban asignados a un circuito de líneas. Esta definición es incorrecta y la clasificación de los equipos a un circuito



de líneas no es una práctica apropiada debido a que muchos de ellos manejan más de un servicio.

Se elaboró un censo de circuitos de equipos, del cual se presentan solo una parte por razones de espacio:

Tabla 4-6 Censo de circuitos de equipos de la planta fraccionadora de ligeros

CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	DTI
ML-D-1	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085B
ML-D-10	SEPARADOR DE HUMEDAD DE GAS COMBUSTIBLE	P-31F-127
ML-D-101	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
ML-D-102	TANQUE DE NAFTA DESHEXANIZADA	P-21A-084
ML-D-104	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
ML-D-105	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21G-090B
ML-D-106	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095B
ML-E-112B	CONDENSADOR DE TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095B
ML-E-113	ENFRIADOR DE ISOPENTANO	P-21K-094B
ML-E-114A	ENFRIADOR DE N-PENTANO DE TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095A
ML-E-114B	ENFRIADOR DE N-PENTANO DE TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095A
ML-E-115	REHERVIDOR DE TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095A
ML-E-116	CONDENSADOR DE TORRE DESBUTANIZADORA	P-21J-093B
ML-E-118	CONDENSADOR COMPLEMENTARIO DE TORRE DESPROPANIZADORA	P-21M-096B
ML-E-119	ENFRIADOR DE PROPANO	P-21M-096B
ML-E-1B	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS A TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
ML-E-1C	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS A TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
ML-F-1	PRIMER REHERVIDOR DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21D-087B
ML-F-2	SEGUNDO REHERVIDOR DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21D-087A
ML-FG-101A	FILTRO DE NAFTA HIDRODESULFURADA	P-21A-084
ML-FG-101B	FILTRO DE NAFTA HIDRODESULFURADA	P-21A-084
ML-H-101	REHERVIDOR DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21E-088
ML-H-102	REHERVIDOR DE TORRE DESPENTANIZADORA	P-21H-091
ML-H-103	REHERVIDOR DE TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21I-092
ML-MJ-D-1	ACUMULADOR DE AGUAS AMARGAS	NO ESTA EN DTI
ML-P-3	BOMBA DE CARGA A TORRE DESPENTANIZADORA ML-T-	P-21B-085B



CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	DTI
	102	
ML-P-3A	BOMBA DE CARGA A TORRE DESPENTANIZADORA ML-T-102	P-21B-085B
ML-P-10	BOMBA DE FONDOS DE TORRE DESISOPENTANIZADORA	P-21K-094A
ML-P-10A	BOMBA DE FONDOS DE TORRE DESISOPENTANIZADORA	P-21K-094A
ML-T-1	TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
ML-T-101	TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
ML-T-102	TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
ML-T-103	TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21G-090A
ML-T-104	TORRE DESISOPENTANIZADORA B	P-21L-095A
ML-T-105	TORRE DESBUTANIZADORA	P-21J-093A

El censo final de circuitos de equipos consta de 138 circuitos. En este censo se incluyeron todos los equipos de la planta fraccionadora de ligeros excepto dos acumuladores de los condensados de rehervidores debido a que el servicio que manejan es condensado de vapor y no representa daños graves en caso de fuga.

El nombre del equipo representará en nombre del circuito y es así como se cargará al SIMECELE, por lo tanto se ordenaron de manera alfabética para hacer la búsqueda de equipos más fácil y rápida. Se ordenó el censo empezando por los acumuladores que se identifican con la letra D, posteriormente los intercambiadores con la letra E, luego los filtros con la letra FG y por último las bombas y las torres con las letras P y T respectivamente.

Cabe mencionar que la mayoría de los equipos presentados en el censo final de circuitos ya se encontraban considerados dentro de la inspección preventiva de espesores de la planta con excepción de tres intercambiadores de calor: E-3A, E-3B y E-20. Estos se incluyeron en el censo porque el jefe encargado del sector donde se encuentra la planta fraccionadora de ligeros no cuenta con un documento que indique que estos equipos se desmantelarán próximamente a pesar de que actualmente no operan e incluso presentan daños físicos. Esto significa que los equipos podrían entrar en operación en un futuro, siempre y



cuando se les realice las reparaciones correspondientes, por esta razón se decidió incluirlos en el censo final de equipos.

Anteriormente se consideraban los calentadores a fuego directo y los soloaires como equipos a inspeccionar en la planta, pero debido al tipo de equipo y su operación, no es conveniente la inclusión de dichos equipos en el censo porque solo se pueden inspeccionar secciones del equipo, como es el caso de los soloaires donde únicamente se inspeccionarían las boquillas, o únicamente se pueden inspeccionar cuando están fuera de operación, como es el caso de los calentadores a fuego directo. Esta práctica no garantiza la operación segura del equipo pues no se pueden monitorear adecuadamente dichos equipos durante su operación.

4.1.3 Etapa 3: Elaboración de Censos de Unidades de Control

LÍNEAS

El número de unidades de control censadas en la planta fraccionadora de ligeros antes de la implementación del SIMECELE era de 250. El número de unidades de control después de la implementación del SIMECELE disminuyó a 198 unidades de control. En la Tabla 4-7 se muestra una parte del censo final de unidades de control de líneas.

Tabla 4-7 Censo de unidades de control de la planta fraccionadora de ligeros

CIRCUITO	U DE C SIMECELE	U DE C ANTERIOR	DTI
01. NAFTA DESULFURADA DE U-300	UC-ML-001	ML-01-01	P-21A-084
		ML-01-72	P-21A-084/P-21B-085B
	UC-ML-002	ML-01-04	P-21A-084
02. CARGA	UC-ML-003	ML-01-07	P-21A-084
		ML-01-08	P-21A-084/P-21B-085A
		ML-01-42	P-21A-084/P-21C-086
	UC-ML-004	ML-01-11	P-21B-085A
03. AGUA AMARGA	UC-ML-007	ML-15-01	P-21A-084
		ML-15-02	P-21A-084



CIRCUITO	U DE C SIMECELE	U DE C ANTERIOR	DTI
		ML-15-03	P-21A-084
	UC-ML-008	ML-15-04	NO APARECE EN DTI
04. DOMO DE TORRES DESHEXANIZADORAS ML-T-1/101	UC-ML-012	ML-02-01	P-21B-085A/P-21B-085B
		ML-02-02	P-21B-085B
	UC-ML-013	ML-02-05	P-21B-085B
05. NAFTA DESHEXANIZADA	UC-ML-029	ML-01-17	P-21B-085A
	UC-ML-032	ML-01-35	P-21D-087A/P-21B-085A
06. DOMO DE TORRE DESPENTANIZADORA ML-T-102	UC-ML-044	ML-12-01	P-21F-089
		ML-12-02	P-21F-089
	UC-ML-046	ML-12-14	P-21F-089
07. HEXANOS (nC6,iC6)	UC-ML-051	ML-02-28	P-21F-089
	UC-ML-053	ML-02-37	P-21H-091/P-21F-089
08. ISOHEXANO	UC-ML-056	ML-08-01	P-21G-090A/P-21G-090B
		ML-08-02	P-21G-090B
	UC-ML-058	ML-08-08	P-21G-090B
09. HEXANO	UC-ML-062	ML-07-03	P-21G-090A
	UC-ML-064	ML-07-11	P-21I-092/P-21G-090A
		ML-07-12	P-21I-092
10. DOMO DE TORRE DESBUTANIZADORA ML-T-105	UC-ML-068	ML-03-01	P-21J-093A/P-21J-093B
	UC-ML-070	ML-03-04	P-21J-093B
	UC-ML-076	ML-11-03	P-21J-093A
11. PENTANOS (nC5,iC5)	UC-ML-080	(incluida en) ML-11-10	P-21J-093A
12. ISOPENTANO	UC-ML-085	ML-09-01	P-21K-094A/P-21K-094B
		ML-09-02	P-21K-094B
	UC-ML-088	ML-09-11	P-21K-094B/P-21K-094A
		ML-09-25	P-21K-094B/P-21K-094A
		ML-09-12	P-21K-094A
13. PENTANO	UC-ML-094	ML-10-04	P-21K-094A
	UC-ML-095	ML-10-06	P-21K-094A
14. DOMO DE TORRE DESPROPANIZADORA	UC-ML-105	ML-04-13	P-21M-096A/P-21M-096B
		ML-04-14	P-21M-096B
	UC-ML-107	ML-04-20	P-21M-096B
15. BUTANOS (iC4,nC4)	UC-ML-110	ML-04-04	P-21M-096A
	UC-ML-111	ML-04-06	P-21M-096A
16. HIDRÓGENO	UC-ML-114	ML-05-01	P-31F-127
	UC-ML-116	ML-05-02	P-31F-127
17. GAS COMBUSTIBLE	UC-ML-117	ML-06-01	P-31F-127
	UC-ML-118	ML-06-04	P-31F-127
18. DESFOGUE DE ALTA PRESION	UC-ML-137	ML-14-01	P-31F-127/P-31B-122
	UC-ML-138	ML-14-02	P-31B-122/P-21J-093B
19. DESFOGUE DE BAJA PRESION	UC-ML-147	ML-16-01	P-31B-122
	UC-ML-154	ML-13-06	P-31A-123/P-21J-093B



En el censo se muestra la ubicación de la unidad de control en los diagramas de tubería e instrumentación, el circuito al que pertenece y la unidad de control a la que sustituye.

La disminución en el número de unidades se debe a que algunas unidades de control se unieron debido a que las condiciones de operación a lo largo del tramo de tubería no cambiaban significativamente. El caso más común se repetía en las unidades de control divididas por un bypass, ya que a pesar de que el tramo que continuaba era físicamente muy pequeño en campo y sus condiciones de operación no cambiaban considerablemente, estas se encontraban divididas.

En el caso de las unidades de control correspondientes a los tramos de tubería después de los límites de batería de la planta, se unieron a las unidades de control de donde provenían. Esto se pudo aplicar porque después del límite de batería las condiciones de operación no cambiaban considerablemente y el material de las tuberías de interconexiones es el mismo que el material de las tuberías dentro de los límites de la planta. Por otro lado, se llegó a este acuerdo con el ingeniero encargado de la inspección técnica del centro de trabajo.

Para la definición de las unidades de control:

- Se checaron todas las notas de los diagramas de tubería e instrumentación, detalles como válvulas que permanecen normalmente cerradas ayudaron a definir las unidades de control.
- Se checaron tramos de tubería en campo.
- Se identificaron todos los cambios de material en las líneas de proceso.
- Se tomó especial cuidado en los directos de los intercambiadores, ya que cuentan con válvulas normalmente cerradas por tramos de tubería que no operan continuamente.

Para el caso específico de las bombas de carga a la torre despentanizadora P-3/A y P-5/A, se dividió la unidad de control en una brida ya que en ésta ocurría el cambio de material.



Como resultado de la inclusión de dos intercambiadores de calor al censo de equipos se adicionaron tramos de tubería a las siguientes unidades de control:

- UC-ML-005
- UC-ML-034
- UC-ML-035

Como estas unidades de control ya existían, este aumento no produjo cambios en el censo final de unidades de control, solo un incremento en los niveles de las mismas.

Para presentar la versión final del censo se modificó el documento en dos ocasiones originando las revisiones A y B, estos cambios se debieron principalmente a errores de los materiales de las tuberías no identificados en los diagramas de tubería e instrumentación o a tramos de tubería que se consideraron como unidades de control pero que no estaban instalados físicamente en la planta pues se trataba de líneas recortadas o bloqueadas con juntas ciegas. En general, los cambios se debieron a errores no identificados en la información recopilada, por esto es importante recalcar la importancia de la fase 1.

En el Anexo 2 se muestran un diagrama con las unidades de control identificadas.

EQUIPOS

Una sección del censo de unidades de control de equipos se muestra en la Tabla 4-8 y consta de 198 unidades de control. Cada unidad de control recibe el nombre de la sección del equipo y muestra de referencia el diagrama de tubería e instrumentación donde se ubica.



Tabla 4-8 Censo final de unidades de control de equipos

No.	CIRCUITO	UC SIMECELE	UC ANTERIOR	DESCRIPCIÓN	DTI
1	ML-D-1	CUERPO	ML-02-11	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085B
2		PIERNA	ML-02-11	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085B
3		LG 8552A/B	ML-02-12	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085B
4		PSV 8503	ML-13-38	ACUMULADOR DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085B
5	ML-D-10	CUERPO	ML-06-02	SEPARADOR DE HUMEDAD DE GAS COMBUSTIBLE	P-31F-127
6		PSV 2702	ML-13-41	SEPARADOR DE HUMEDAD DE GAS COMBUSTIBLE	P-31F-127
7		LG 2702	ML-06-03	SEPARADOR DE HUMEDAD DE GAS COMBUSTIBLE	P-31F-127
8	ML-D-101	CUERPO	ML-01-05	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
9		PIERNA	ML-01-05	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
10		LG 8452	ML-01-06	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
11		LG 8451	ML-01-06	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
12		PSV 8402	ML-13-43	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
13		PT 8452	NUEVA	TANQUE DE NAFTA DESULFURADA	P-21A-084
50	ML-E-101	CUERPO	ML-01-43	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS A TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
51		CARRETE	ML-01-58	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS A TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
52	ML-E-102A	CUERPO	ML-02-43	CONDENSADOR DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
53	ML-E-102B	CUERPO	ML-02-44	CONDENSADOR DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
56	ML-E-104	CUERPO	ML-02-24	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS DE TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
57		CARRETE	ML-02-38	PRECALENTADOR DE CARGA/FONDOS DE TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
118	ML-MJ-D-1	CUERPO	ML-15-10	ACUMULADOR DE AGUAS AMARGAS	NO ESTA EN DTI
119		LG ML-MJ-D-1	ML-15-08	ACUMULADOR DE AGUAS AMARGAS	NO ESTA EN DTI
120	ML-P-3	CUERPO	ML-02-15	BOMBA DE CARGA A TORRE DESPENTANIZADORA ML-T-102	P-21B-085B
121	ML-P-3A	CUERPO	ML-02-14	BOMBA DE CARGA A TORRE DESPENTANIZADORA ML-T-102	P-21B-085B
128	ML-P-11	CUERPO	ML-09-09	BOMBA DE REFLUJO Y PRODUCTO DE TORRE DESISOPENTANIZADORA	P-21K-094B
131	ML-P-101	CUERPO	ML-01-48	BOMBA DE FONDOS DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086



No.	CIRCUITO	UC SIMECELE	UC ANTERIOR	DESCRIPCIÓN	DTI
132	ML-P-101R	CUERPO	ML-01-49	BOMBA DE FONDOS DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
133	ML-P-102	CUERPO	ML-02-52	BOMBA DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
134	ML-P-102R	CUERPO	ML-02-53	BOMBA DE REFLUJO DE TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
173	ML-T-1	DOMO	ML-01-15	TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
174		FONDO	ML-01-15	TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
175		LG 8551	ML-01-16	TORRE DESHEXANIZADORA	P-21B-085A
176	ML-T-101	DOMO	ML-01-45	TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
177		FONDO	ML-01-45	TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
178		LG 8651	ML-01-46	TORRE DESHEXANIZADORA B	P-21C-086
179	ML-T-102	DOMO	ML-02-26	TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
180		FONDO	ML-02-26	TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
181		LG 8951	ML-02-27	TORRE DESPENTANIZADORA	P-21F-089
182	ML-T-103	DOMO	ML-07-01	TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21G-090A
183		FONDO	ML-07-01	TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21G-090A
184		LG 9051	ML-07-02	TORRE DESISOHEXANIZADORA	P-21G-090A

Respetando el orden del censo de circuitos se adicionaron las unidades de control. Como se puede observar en la tabla, los medidores de nivel y las líneas de las válvulas de seguridad (PSV's) se consideran como unidades de control independientes. Cada torre se dividió en dos secciones, una correspondiente al domo y otra al fondo.

Solo se consideraron las secciones de los intercambiadores de calor que operaran con fluidos proceso-proceso y para los intercambiadores proceso-servicio auxiliar, únicamente se consideró la sección del intercambiador en contacto con el fluido de proceso. Por ejemplo, del intercambiador E-18 únicamente se consideró el cuerpo, mientras que del intercambiador E-1A se consideraron tanto el cuerpo como el carrete. Se incluyeron las bombas como una sola unidad de control al igual que los soloaires.

Los acumuladores se consideraron como una sola unidad de control a excepción de aquellos donde existía otra zona líquida como el acumulador ML-D-1 que es un recipiente horizontal con bota. Para dividir este equipo en dos secciones (cuerpo,

bota) se analizó la velocidad de desgaste en las dos zonas para analizar su diferencia y verificar si era necesario separar el equipo en dos unidades de control.

Para el análisis se tomaron los niveles que se muestran sombreados con color morado en la Figura 4.1, puesto que representan los niveles del cuerpo del acumulador y del cuerpo de la pierna. Los niveles 1 y 36 del dibujo de equipo del expediente no se consideraron ya que únicamente muestran 1 valor de medición de espesores y este valor no es representativo. El resto de los niveles representan las solapas y boquillas del equipo y tampoco se consideraron para los cálculos.

El nivel 21 corresponde todavía a espesores del cuerpo y el nivel 22 corresponde a espesores de la pierna.

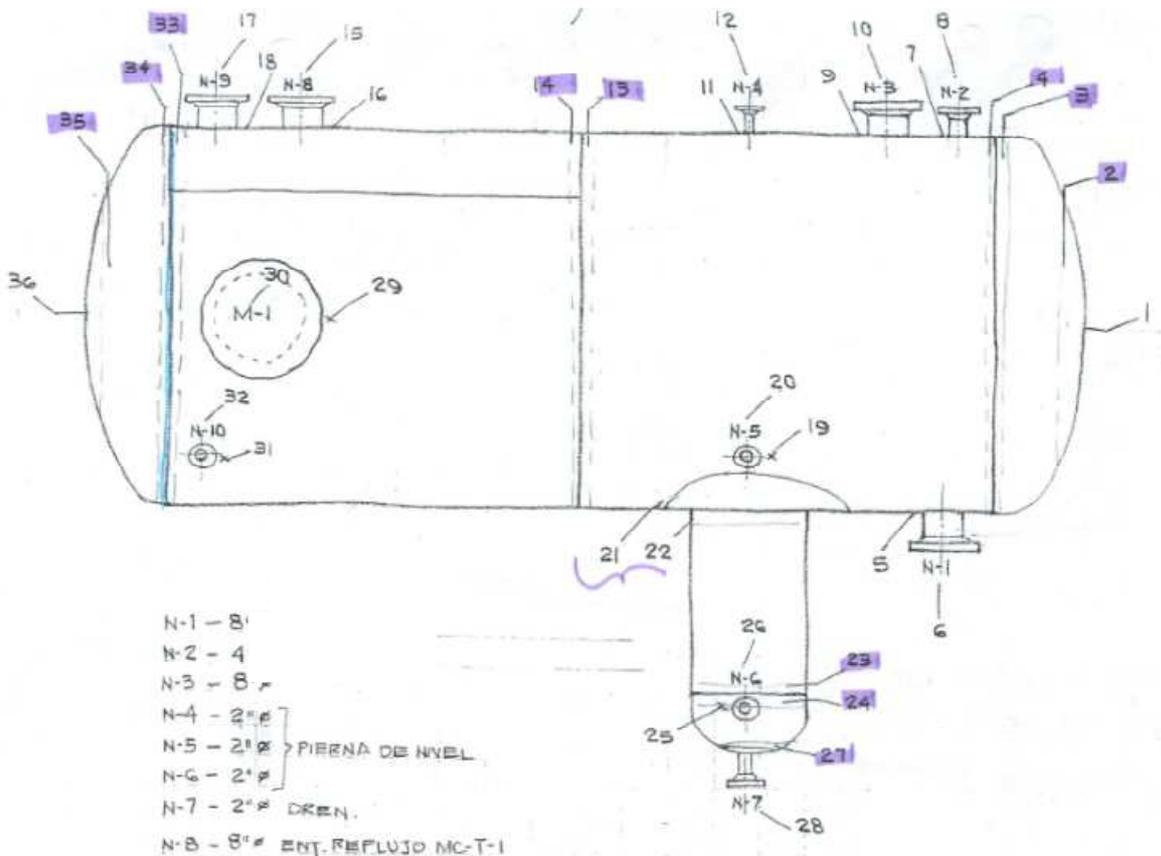


Figura 4.1 Dibujo de acumulador ML-D-1. Niveles considerados para el cálculo de las velocidades de desgaste en el cuerpo y en la pierna



311-45000 R51A-012
 REV 3
 IMCMA APLICACIÓN
 14/03/2009

REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES EN EL CAMPO

LAB. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS BASADO EN D6 - GPASI - IT - 00204 - 2 REV 3 SC-317

	02	10	1		11	03	2009
AREA O PLANTA	CIRCUITO	U. DE CONTROL	Nº DE DIBUJOS		DIA	MES	AÑO

CIRCUITO _____

DESCRIPCIÓN DE U. DE C. CONDENSADOR DE AEROSO

AYTE. DE NG. ABRAHAM GUERRA GONZALEZ APARATO DM-4 DL HOJA 1/1

Nº	DIAM	A	B	C	D
1		.604	CENTRO CASQUETE		
2		.618	.591	.580	.603
3		.743	.675	.568	.709
4		.570	.530	.462	.541
5		.487	.522	.488	.491
6	8"	.378	.417	.436	.459
7		.561	.574	.633	.565
8	4"	.531	.490	.486	.530
9		.593	.551	.585	.597
10	8"	.559	.563	.575	.561
11		.564	.567	.575	.603
12	2"	.396	.414	.405	.429
13		.517	.517	.480	.565
14		.540	.540	.484	.538
15	8"	.593	.627	.573	.573
16		.652	.672	.594	.594
17	8"	.538	.516	.516	.516
18		.574	.525	.502	.502
19	2"	.392	.396	.396	.480
20		.475	.476	.486	.496

Nº	DIAM	A	B	C	D
21		.538	.486	.485	.498
22		.390	.390	.397	.520
23		.361	.384	.318	.383
24		.361	.383	.374	.362
25	2"	.594	.565	.563	.583
26		.472	.357	.357	.362
27		.348	.337	.315	.310
28	2"	.340	.365	.346	.348
29		.499	.520	.469	.509
30	20"	.480	.948	.865	.747
31	2"	.330	.364	.337	.383
32		.465	.422	.546	.523
33		.493	.507	.674	.687
34		.693	.600	.466	.554
35		.585	.531	.512	.573
36		.504	CENTRO CASQUETE		

DIAMETRO	ESPESOR ORIGINAL	LIMITE DE RETIRO	CECULA	Nº DE LINEA	DTTS

CONSERVACIONES: SE REALIZO MEDICION DE ESPESORES EN ALGUNAS DE LAS TUBERIAS DE ALGUNAS SE ADEJA REPORTE DE TORQUEMETRA.

Figura 4.2 Mediciones de espesores consideradas del acumulador, fecha de inspección 11/03/2009



TÍTULO: REGISTRO DE MEDICION DE ESPESORES EN EL CAMPO		No. R-42900-015	
		REV. 2	Fecha aplicación 3-09-98
Emisión: Supctia. Insp. Tec. y Seg. Ind. Aprobó: JAH		Hoja 1 de 1	

ANEXO 1

Nº MED. ESPESORES: _____ PLANTA: _____ FECHA: 30 JULIO 2006
 ISOMETRICO: 190-084 SERVICIO: CONDENSADOR DE REFLEJO
 ATTE. ING.: C. MENDEZ APARATO: DMS-2 LIBRETO: HOJA 11

NV.	A	B	C	D	NV.	A	B	C	D
1	591	CENTRO CASAPUETE			20	375	290	332	379
2	621	536	578	617	21	476	438	481	434
3	637	695	577	708	22	507	513	308	292
4	533	518	424	542	23	376	364	327	386
5	401	502	497	475	24	371	398	406	358
6	404	449	396	414	25	380	343	341	330
7	537	551	643	570	26	528	571	526	548
8	556	484	458	514	27	327	316	300	311
9	542	556	548	560	28	330	341	324	337
10	541	547	552	561	29	539	542	533	498
11	566	572	574	575	30	960	942	930	923
12	300	424	484	417	31	492	387	446	460
13	OBST. PUNTA	538	446	491	32	337	348	320	357
14	OBST. PUNTA	531	453	540	33	504	508	468	492
15	624	630	OBST. PUNTA	619	34	641	630	684	607
16	594	OBST. PUNTA	538		35	580	518	521	567
17	OBST.	PUNTA	PUNTA	LLA	36	520	CENTRO CASAPUETE		
18	OBST.	PUNTA	PUNTA	LLA					
19	188	440	480	477					

Figura 4.3 Mediciones de espesores consideradas del acumulador, fecha de inspección 30/07/2006



Se determinó la velocidad puntual, la velocidad promedio y la velocidad de desgaste máxima de acuerdo a las fórmulas presentadas en el Capítulo 2, y considerando 3 escenarios:

- 1) El acumulador completo
- 2) El cuerpo del acumulador
- 3) La pierna del acumulador

Para el tercer escenario se tomó un valor de t de Student de 1.38 puesto que únicamente se contaban con 16 datos de valores de espesores para determinar la velocidad de desgaste.

La diferencia entre las dos fechas de inspección disponibles es de 3.5 años. Los resultados se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 4-9 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste del acumulador

Espesor [mils]	Espesor [mils]	Desgaste / Engrosamiento	Velocidad de desgaste puntual [mpa]	Velocidad de desgaste promedio [mpa]	Velocidad de desgaste máxima [mpa]
621	618	0.99	0.84	3.01	3.54
596	591	0.99	1.41		
578	580	1.00	-0.56		
617	603	0.97	3.96		
697	743	1.06	0		
695	675	0.97	5.66		
577	568	0.98	2.54		
708	704	0.99	1.13		
533	570	1.06	0		
518	530	1.02	-3.39		
424	452	1.06	0		
543	541	0.99	0.56		
0	0	0	0		
538	517	0.96	5.94		
446	480	1.07	0		
491	555	1.13	0		
0	0	0	0		
534	520	0.97	3.96		



Espesor [mils]	Espesor [mils]	Desgaste / Engrosamiento	Velocidad de desgaste puntual [mpa]	Velocidad de desgaste promedio [mpa]	Velocidad de desgaste máxima [mpa]
453	484	1.06	0		
540	538	0.99	0.56		
476	538	1.13	0		
498	486	0.97	3.39		
484	485	1.00	-0.28		
434	498	1.14	0		
307	390	1.27	0		
313	322	1.02	-2.54		
308	299	0.97	2.54		
292	320	1.09	0		
376	361	0.96	4.24		
364	384	1.05	0		
327	318	0.97	2.54		
386	383	0.99	0.84		
371	361	0.97	2.83		
398	383	0.96	4.24		
406	374	0.92	9.05		
358	362	1.01	-1.13		
327	348	1.06	0		
316	337	1.06	0		
300	315	1.05	0		
311	310	0.99	0.28		
504	493	0.97	3.11		
508	507	0.99	0.28		
468	674	1.44	0		
499	687	1.37	0		
641	693	1.08	0		
690	660	0.95	8.49		
684	466	0.68	61.70		
667	554	0.83	31.98		
580	585	1.00	-1.41		
548	531	0.96	4.81		
521	512	0.98	2.54		
560	573	1.02	-3.67		



Tabla 4-10 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste del cuerpo del acumulador

Espesor [mils]	Espesor [mils]	Desgaste / Engrosamiento	Velocidad de desgaste puntual [mpa]	Velocidad de desgaste promedio [mpa]	Velocidad de desgaste máxima [mpa]
621	618	0.99	0.84	3.71	4.50
596	591	0.99	1.41		
578	580	1.00	-0.56		
617	603	0.97	3.96		
697	743	1.06	0		
695	675	0.97	5.66		
577	568	0.98	2.54		
708	704	0.99	1.13		
533	570	1.06	0		
518	530	1.02	-3.39		
424	452	1.06	0		
543	541	0.99	0.56		
0	0	0	0		
538	517	0.96	5.94		
446	480	1.07	0		
491	555	1.13	0		
0	0	0	0		
534	520	0.97	3.96		
453	484	1.06	0		
540	538	0.99	0.56		
476	538	1.13	0		
498	486	0.97	3.39		
484	485	1.00	-0.28		
434	498	1.14	0		
504	493	0.97	3.11		
508	507	0.99	0.28		
468	674	1.44	0		
499	687	1.37	0		
641	693	1.08	0		
690	660	0.95	8.49		
684	466	0.68	61.70		
667	554	0.83	31.98		
580	585	1.00	-1.41		
548	531	0.96	4.81		
521	512	0.98	2.54		



Tabla 4-11 Resultados del cálculo de la velocidad de desgaste de la pierna del acumulador

Espesor [mils]	Espesor [mils]	Desgaste / Engrosamiento	Velocidad de desgaste puntual [mpa]	Velocidad de desgaste promedio [mpa]	Velocidad de desgaste máxima [mpa]
307	390	1.27	0	1.43	1.92
313	322	1.02	-2.54		
308	299	0.97	2.54		
292	320	1.09	0		
376	361	0.96	4.24		
364	384	1.05	0		
327	318	0.97	2.54		
386	383	0.99	0.84		
371	361	0.97	2.83		
398	383	0.96	4.24		
406	374	0.92	9.057		
358	362	1.01	-1.13		
327	348	1.06	0		
316	337	1.06	0		
300	315	1.05	0		
311	310	0.99	0.28		

Como se puede observar en las tablas anteriores, la velocidad de desgaste de la sección del cuerpo y la pierna son considerablemente diferentes, siendo la velocidad de desgaste del cuerpo aproximadamente dos veces mayor a la velocidad de desgaste de la pierna, por lo tanto es necesario dividir el acumulador en dos unidades de control.

Las unidades de control de equipos se identificaron en los diagramas de tubería e instrumentación y un ejemplo se presenta en el Anexo 2.



4.1.4 Etapa 4: Digitalización de Dibujos para Inspección Técnica

LÍNEAS

Se digitalizaron 424 isométricos de líneas correspondientes a las 198 unidades de control presentadas en el censo final.

Al momento de digitalizar se detectaron algunas líneas de los diagramas de tubería e instrumentación con etiqueta diferente a la descripción del catálogo de líneas. En estos casos se realizó la corrección en el diagrama.

Algunas líneas eran *líneas existentes*, esto quiere decir que estas líneas ya existían antes del proyecto de ampliación de la producción de la planta fraccionadora de ligeros y cuentan con nombres como: 4"ML-44F. Para estas líneas, ni el catálogo ni el diagrama indicaban su material, por lo que se determinó de acuerdo al índice de servicios según el servicio que manejara la tubería (*Ver Índice de servicios en Anexo 1*). Para el caso de las líneas sin etiqueta se determinó el material de la misma manera.

En el catálogo de la planta fraccionadora de ligeros no se especificaban las condiciones de operación por línea, por lo tanto fue necesario llenar la tabla de datos de la línea tomando algunas condiciones de operación del diagrama de flujo de proceso y otras de la hoja de datos del equipo de alimentación del fluido a la línea ya que el diagrama de tubería no especificaba todas las condiciones necesarias.

En el caso particular de este centro de trabajo, la planta no contaba con un censo de niplería, por lo que fue necesario checar en campo arreglos de niplería, los más comunes fueron arreglos no actualizados en los bypass.

Se encontró un disparo no plasmado en el diagrama de tubería e instrumentación, el cual no cambió el censo de unidades de control.



El índice de todos los isométricos y su nombre electrónico de acuerdo a la planta, el circuito, la unidad de control y el número de dibujo correspondiente se entregó al ingeniero encargado de la seguridad de la planta. Dicho documento servirá como control de todos los isométricos que conforman la planta.

En el Anexo 3 se presenta la revisión final del isométrico de la unidad de control UC-ML-022.

EQUIPOS

Se digitalizaron 198 dibujos de equipos correspondientes a 198 unidades de control de equipos. De la misma manera que con los isométricos de líneas, se elaboró un listado de los dibujos elaborados por unidad de control y el listado se entregó al encargado de la seguridad de la planta como índice de los dibujos de equipo que conforman la planta.

Se checaron en campo 40 equipos. Las tres razones principales por las que se checaron equipos en campo fueron:

- Los dibujos de torres no contaban con orientación
- La niplería de los equipos, específicamente en bombas era ilegible
- El número de boquillas de algunos recipientes horizontales no concordaba en los dibujos mecánicos de los mismos

Para llenar la plantilla de equipos fue necesario checar el material de las boquillas en las carpetas de equipos. Esta fue una de las labores más pesadas pues cada equipo contaba con su propia carpeta.

La ventaja fue que la mayoría de las carpetas contaba con el plano de construcción del equipo y dicho plano especificaba todos los datos requeridos, incluyendo la memoria de cálculo del límite de retiro, dato que no se pudo encontrar al implementar el SIMECELE en otras plantas del mismo centro de trabajo. Esto ahorró el cálculo del mismo.



En el Anexo 4 se muestra la revisión final del dibujo de la unidad de control ML-D-1-CUERPO.

4.1.5 Etapa 5: Captura de Datos al SIMECELE

Se capturó el 100% de la planta fraccionadora de ligeros, que se traduce en 396 unidades de control capturadas al SIMECELE, de las cuales 198 corresponden a líneas y 198 equipos.

Se cargaron 622 dibujos de inspección técnica.

La captura comenzó por las unidades de control que formaban parte del Programa Anual de Calibraciones de la planta, posteriormente se cargaron las unidades de control de líneas y por último las de equipos.

Para las unidades de control que no contaban con expedientes o medición de espesores, como es el caso de las unidades de control nuevas, se cargó únicamente la definición de las mismas y en la sección de Notas de Campo, se escribió la recomendación de calibrarlas a la brevedad posible.

Cuando el expediente contaba con más de dos mediciones de espesores en diferentes fechas, se cargaron todas en orden cronológico siempre y cuando estas presentaran un intervalo mínimo de un año entre ellas.

UNIDAD DE CONTROL DE LÍNEAS: UC-ML-022

A continuación se presentan los resultados y el análisis de ésta unidad de control.

La unidad de control va desde los intercambiadores ML-E-102 y ML-E-102A hasta el acumulador ML-D-103 y los bypass FV-8652 y FV-8653, la información disponible de la unidad de control se muestra en la Tabla 4-12.



Tabla 4-12 Información del expediente de la unidad de control UC-ML-022

Información	3/Agosto/2005	31/Marzo/2009
Isométrico de línea	X	X
Espesores de tubería	X	X
Inspección visual de tubería	X	X
Espesores de niplería	X	X
Inspección visual de niplería	X	X
Inspección de tornillería	---	X

Se migró la unidad de control y se editó la descripción, la ubicación en los circuitos dentro de la planta, las condiciones de operación y la especificación del material de acuerdo al procedimiento establecido en el Capítulo 3.

Para emparejar los niveles se manejó un formato de empate, en el que se hacen coincidir los niveles de la nueva unidad de control con los anteriores comparando el isométrico del expediente contra el isométrico digitalizado. El formato de empate lleva además el diámetro nominal de la tubería, niplería o brida y especifica el tipo de arreglo en el caso de los niveles de niplería.

Los datos de medición de espesores de los niveles de tubería se importaron de la base de datos del E2Mil, software que utilizaba el centro de trabajo para capturar los datos de espesores, posteriormente se editaron con ayuda de la herramienta de *Reenumeración de niveles* del SIMECELE. La reenumeración de niveles de la unidad de control quedó de la siguiente manera:

Tabla 4-13 Reporte de reenumeración de niveles de la UC-ML-022

Nivel	Nuevo número de nivel:	Nivel	Nuevo número de nivel:
1	8	10	1
2	9	11	2
3	10	12	3
4	11	13	4
5	12	14	5
6	13	15	6
7	100	16	102
8	14	17	7
9	15	18	16



Nivel	Nuevo número de nivel:
19	38
20	39
21	40
22	41
23	103
24	104
25	105
26	106
27	107
28	108
29	17
30	18
31	19
32	20
33	21
34	109
35	110
36	111

Nivel	Nuevo número de nivel:
37	112
38	113
39	22
40	23
41	24
42	25
43	26
44	27
45	28
46	29
47	30
48	31
49	32
50	33
51	34
52	35
53	36
54	37

Se observa en la Tabla 4-13 que los puntos 7, 16, 23-28 y 34-38 presentan números de niveles considerablemente grandes, esto se hizo porque estos niveles no existirán en la nueva definición de la unidad de control y es necesario borrarlos al momento de editar la unidad de control, por lo tanto se les asignan estos números para su posterior identificación y eliminación. Se eliminaron los niveles de la Tabla 4-14.

Tabla 4-14 Niveles eliminados de la unidad de control

Nivel	Nuevo número de nivel:
7	100
16	102
23	103
24	104
25	105
26	106
27	107
28	108
34	109
35	110
36	111
37	112
38	113

La unidad de control contaba con 54 niveles de tubería, 3 niveles de niplería y 9 niveles de tornillería y se redujeron a 41 niveles de tubería, 1 nivel de niplería y 5 niveles de tornillería debido a que se redefinió la unidad de control reduciendo su tamaño, puesto que parte de los bypass FV-8652 y Fv-8653 que constituían a la unidad de control en realidad pertenecían a las unidades UC-ML-026 y UC-ML-027 respectivamente por ser las líneas principales de los bypass.

Se cargaron de manera manual los niveles de tornillería y niplería, y se editaron los tipos de niveles de tubería, así como los diámetros de los mismos.

Por último se cargó el isométrico de la unidad de control. Ver Figura 4.4.

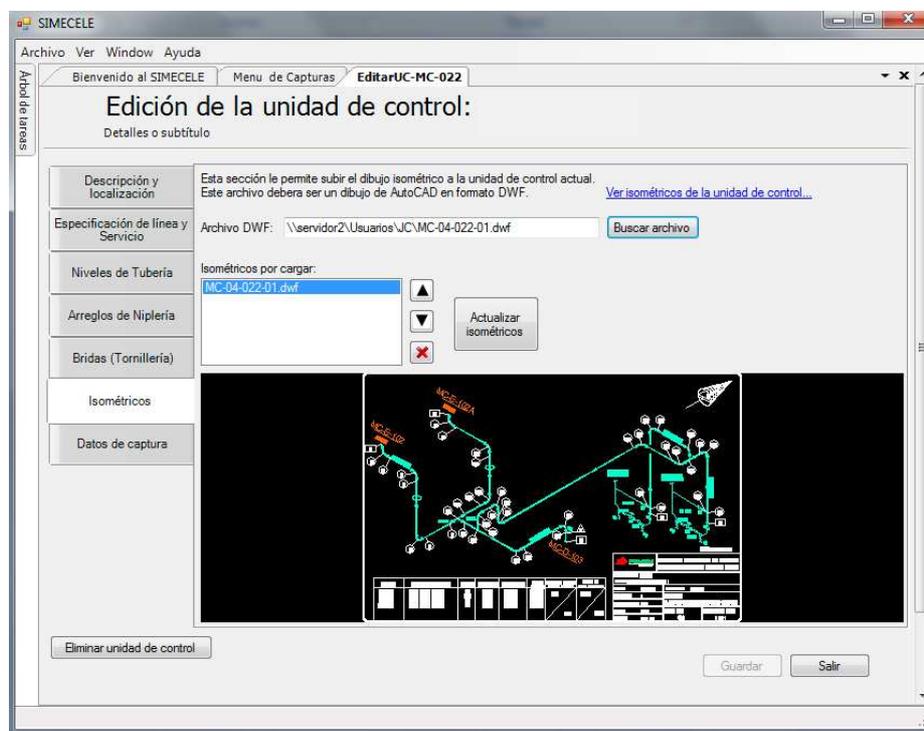


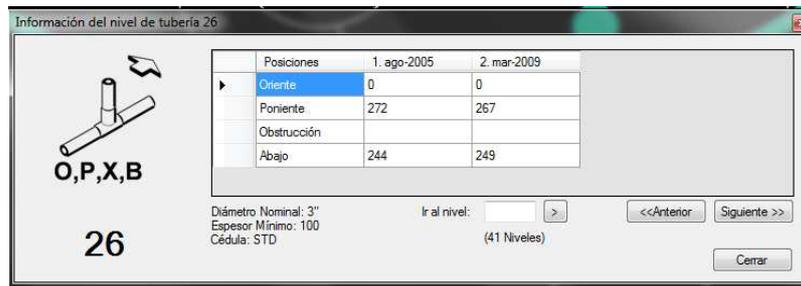
Figura 4.4 Carga del isométrico de la unidad de control

El E2Mil no especifica el tipo de posición ni su orientación, por lo que únicamente miden los espesores de posiciones A B, C, D y el orden de dichas posiciones será de acuerdo a las manecillas del reloj, pero es importante recordar que no todos los isométricos se encuentran orientados hacia el norte, por lo que acomodar estas

posiciones representa una complicación grave, es por esto que se acordó migrar los datos de las unidades de control sin considerar posiciones.

El problema de las posiciones toma importancia cuando algún nivel presenta obstrucción en alguna de sus posiciones. Estas posiciones obstruidas se capturaban al E2Mil con valores de cero y al momento de migrar estos datos en el nuevo nivel que si especifica las posiciones obstruidas, si este punto no coincide con el dato 0 (cero) capturado en el E2mil un valor se pierde y es necesario capturar estos valores nuevamente para arreglar el nivel.

Por ejemplo, en la Figura 4.5 se ejemplifica el caso de una TEE, donde se aprecia que la posición oriente tomó los valores de cero, correspondientes a los antiguos valores de la posición de obstrucción. Es en estos casos cuando es necesario recapturar para que los tres valores con los que se dispone concuerden con las tres posiciones disponibles en el nuevo nivel.



Posiciones	1. ago-2005	2. mar-2009
Oriente	0	0
Poniente	272	267
Obstrucción		
Abajo	244	249

Diámetro Nominal: 3"
Espesor Mínimo: 100
Cédula: STD

Ir al nivel: >

<<Anterior Siguiente >>

Cerrar

Figura 4.5 Ejemplo de TEE

Otro problema que conlleva no respetar las posiciones surge cuando se detectan puntos críticos, puesto que no es válido comparar posiciones de manera arbitraria y en realidad no se puede saber con exactitud cuál es el punto crítico, por lo tanto, únicamente se puede asegurar que el nivel cuenta con uno o más puntos críticos.

Por ejemplo, se detectaron 8 puntos críticos en la unidad de control 022 los cuales se enlistan en la Tabla 4-15.



Tabla 4-15 Puntos críticos de la unidad de control

Descripción			Agosto-2005		Marzo-2009	
Nivel	Datos	Posición	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]
5	<p>Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315</p> <p>[Nivel 5] Diámetro: 6"</p>	Poniente	399		311	24.04
5	<p>Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315</p> <p>[Nivel 5] Diámetro: 6"</p>	Dentro (Garganta)	435		306	35.24
5	<p>Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315</p> <p>[Nivel 5] Diámetro: 6"</p>	Fuera (Codo)	384		296	24.04
6	<p>Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315</p> <p>[Nivel 6] Diámetro: 6"</p>	Oriente	386		276	30.05
6	<p>Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315</p> <p>[Nivel 6] Diámetro: 6"</p>	Poniente	396		279	31.96



Descripción			Agosto-2005		Marzo-2009	
Nivel	Datos	Posición	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]
6	Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315 [Nivel 6] Diámetro: 6"	Abajo	341		281	16.39
8	Espesor original: 280 Límite de retiro: 150 Espesor máximo: 315 [Nivel 8] Diámetro: 6"	Sur	390		329	16.67
26	Espesor original: 216 Límite de retiro: 100 Espesor máximo: 243 [Nivel 26] Diámetro: 3"	Poniente	290		235	15.03

De esta tabla únicamente se puede concluir que los niveles 5, 6, 8 y 26 cuentan con uno o más puntos críticos.

Con ayuda del visor de isométricos del SIMECELE se ubicaron los puntos críticos de la unidad de control, que se presentaron anteriormente en la Tabla 4-15, encontrándose que los puntos pertenecen a dos niveles de codos, un nivel de TEE y un nivel de tubería. Ver Figura 4.6.

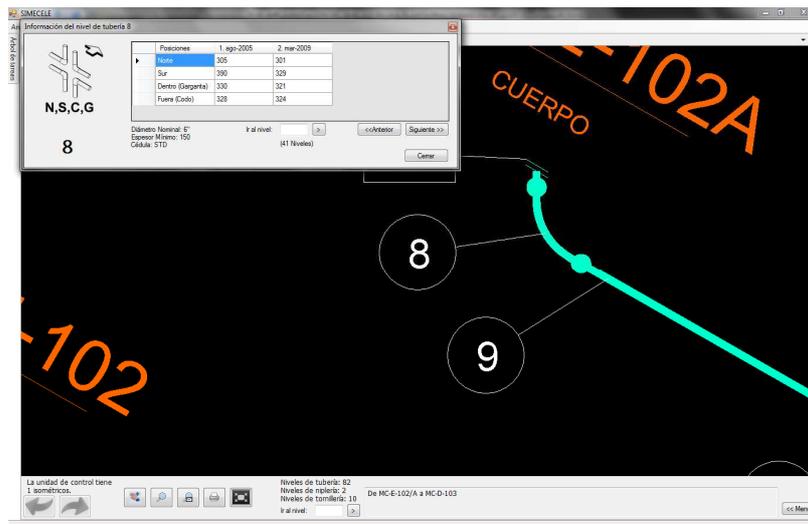


Figura 4.6 Ejemplo de puntos crítico del nivel 8 con la ventana de información del nivel

Una vez que se capturó toda la información de la unidad de control se verificó de manera general la *Gráfica de calibraciones activas*, donde se pueden apreciar todos los puntos de la unidad de control y su comparación con el límite de retiro, el espesor original y el espesor máximoⁱⁱ. En caso de encontrar puntos con espesores por debajo del límite de retiro se verifica que los niveles estén capturados correctamente. Cabe mencionar que fue de esta manera como se encontró el problema antes descrito que afecta a los niveles de insertos y TEE's.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA

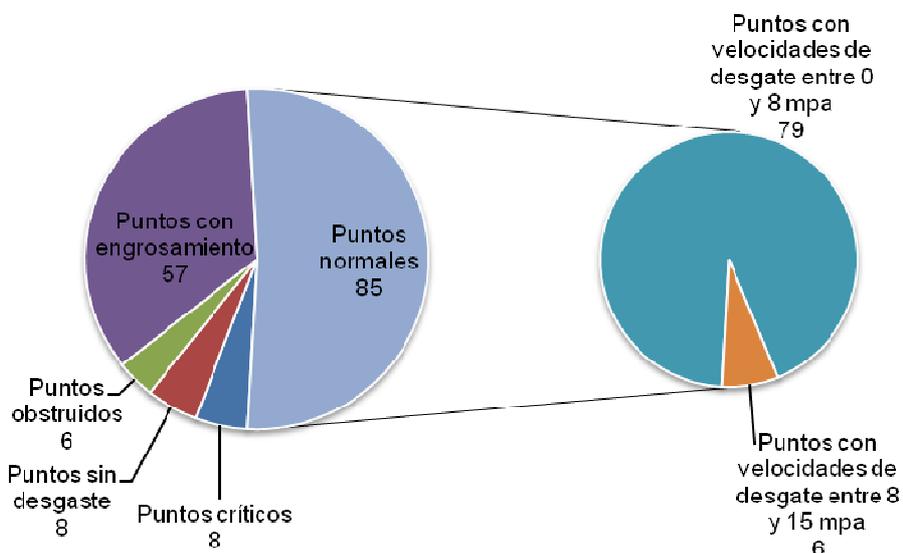
La unidad de control UC-ML-022 está compuesta de 41 niveles con 164 posiciones de medición. Analizando estos puntos de acuerdo a su velocidad de desgaste se obtiene que:

- 8 puntos presentan velocidades de desgaste mayores a 15 mpa
- 8 puntos presentan velocidades de desgaste igual a 0 mpa
- 57 puntos presentaron engrosamiento

ⁱⁱ Espesor que considera la tolerancia a la corrosión.

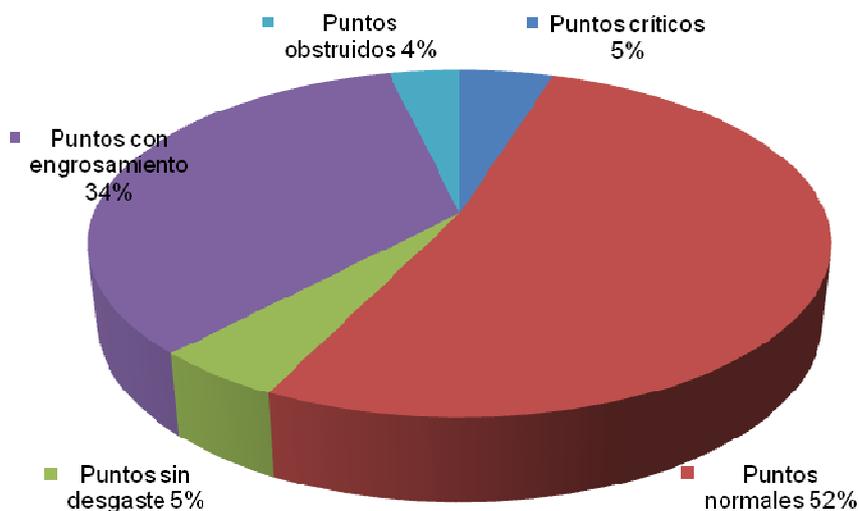
- 85 puntos presentan velocidades de desgaste entre 0 y 15 mpa: 79 puntos con velocidades de desgaste entre 0 y 8 mpa, y 6 puntos con velocidades de desgaste entre 8 y 15 mpa
- 6 puntos no cuentan con datos de velocidad de desgaste puesto que se encuentran obstruidos y no cuentan con medición de espesores

La Gráfica 4.1 representa los puntos antes mencionados:



Gráfica 4.1 Análisis de los puntos de la unidad de control de acuerdo a sus velocidades de desgaste

Por lo tanto se puede asegurar la integridad mecánica de la unidad de control en un 91%, que representa la suma de los puntos engrosados, los puntos sin desgaste y los puntos normales. Los puntos obstruidos no ayudan al análisis de la unidad de control, por fortuna únicamente representan el 4% de la misma. Los puntos críticos representan únicamente el 5% del total de la unidad de control. Estos porcentajes se muestran en la siguiente gráfica.



Gráfica 4.2 Análisis de puntos de la unidad de control de acuerdo a su velocidad de desgaste.

Los resultados de la VUE, FPME y FRP con base a la velocidad máxima ajustada se presentan en la Tabla 4-16.

El cálculo se realizó en base al nivel 34 para los niveles normales y con base al nivel 6 para los niveles críticos respectivamente.

Tabla 4-16 Análisis de VUE; FPME y FRP general de la unidad de control UC-ML-022

Fecha de Inspección	Tipos de nivel	Número de niveles	Velocidad de desgaste [mpa]	Vida Útil Estimada [años]	Fecha	
					Próxima de Medición de Espesores [años]	Fecha de retiro probable [años]
Agosto-2005						
Marzo-2009	Niveles Normales	37	1.6	55.3	30/03/2014	03/07/2064
	Niveles Críticos	4	19.9	6.3	8/05/2011	24/07/2015



La Fecha Próxima de Medición de Espesores para los niveles críticos es el 8/05/2011 y para los niveles normales el 30/03/2014, dos y cinco años respectivamente después de la última inspección.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA

El análisis visual de la tubería se presentan en la Tabla 4-17.

Tabla 4-17 Comparativo de análisis visual de tubería

Anomalía	Por evaluar:	ago-2005	mar-2009
Fugas	Proceso	NO	NO
	Indicios de vapores	NO	NO
	Grampas existentes	NO	NO
Desalineamiento	Desalineamiento de tuberías/desplazamiento restringido	NO	NO
	Desalineamiento de juntas de expansión	NO	NO
Vibración	Peso Colgado excesivo	NO	NO
	Soportes inadecuados	NO	NO
	Tuberías de pequeño calibre	NO	SI
	Conexiones roscadas	NO	NO
	Soportes sueltos por deterioro metálico	NO	NO
	Patines de soportes	NO	NO
Soporte	Colgantes deformados o fracturados	NO	NO
	Resortes fuera de apoyo	NO	NO
	Abrazadera deformada o fracturada	NO	NO
	Ménsulas sueltas	NO	NO
	Placas/Rodillos deslizantes	NO	NO
	Contrapeso	NO	NO
	Soportes con corrosión	NO	NO
Corrosión	Partes de soportes bajo grampas	NO	NO
	Recubrimiento/Pintura deteriorados	NO	NO
	Interface suelo-aire	NO	NO
	Superficie de contacto del aislamiento	NO	NO
	Productos biológicos	NO	NO
Aislamiento	Daños/perforaciones	NO	SI
	Envoltura/aislamiento extraviado	NO	NO
	Sello deteriorado	NO	NO
	Abultamiento	NO	NO
	Flejes (rotos-extraviados)	NO	NO

Se puede ver que la tubería de la unidad de control no presentaba daños o deterioro físico en la primera fecha de inspección.



En la segunda fecha se observa que existen vibraciones en la niplería de ¾" y que el aislamiento se encuentra con perforaciones o daños específicamente en los niveles 17-18 y 22-23. Este formato se encontraba mal llenado puesto que la niplería no es una tubería de pequeño calibre, es importante realizar la observación al inspector para que llene correctamente los formatos y se puedan interpretar de manera correcta las anomalías detectadas en la inspección visual de niplería.

En estos casos es recomendable verificar en campo el tipo de daño del aislamiento y ubicar fuentes cercanas de humedad para evitar corrosión bajo el aislamiento, considerando además que el clima del centro de trabajo la favorece.

El daño del aislamiento se presenta justamente en dos insertos y dichos puntos son susceptibles además a la erosión pues cuando no opera el bypass se encuentra el fluido estancado pero cuando se abre la válvula del directo, el fluido creará turbulencia al chocar con la línea principal por lo que es importante monitorear estos puntos.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN DE NIPLERÍA

La Tabla 4-18 muestra los resultados del único arreglo de niplería de la unidad de control UC-ML-022.

Tabla 4-18 Inspección de niplería de la unidad de control

Descripción		ago-2005		mar-2009	
Nivel	Pieza	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]
1 - Arreglo Cople-Niple-Válvula	Base	365		369	Engrosamiento
	Base	347		372	Engrosamiento
	Cople				
	Cople				
	Niple	243		262	Engrosamiento
	Niple	250		259	Engrosamiento



El arreglo cople-niple-válvula cuenta con 6 puntos de medición de los cuales dos puntos correspondientes al cople se encuentran obstruidos y no cuentan con medición de espesores en ninguna fecha, por consiguiente no cuentan con valor de velocidad de desgaste.

Para el resto de las piezas que componen el arreglo, se encontró que sufrieron un engrosamiento a través de los años.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN VISUAL DE NIPLERÍA

En este análisis, el reporte que exporta el SIMECELE a Excel no compara el estado visual de las dos fechas de inspección puesto que hay tantos reportes para cada fecha como arreglos de niplería. En la Tabla 4-19 y Tabla 4-20 se muestran las inspecciones visuales de las dos fechas para el único arreglo de niplería de la unidad de control UC-ML-022.

Tabla 4-19 Inspección visual de niplería. Agosto-2005

Pieza	Característica por revisar	Como se encontró	Como se dejó
Cople	Libraje	Correcto	No asignado
	Longitud	1/2 cople	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado
Niple	Cédula	Cédula 160	No asignado
	Longitud	Corto	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado
Válvula	Libraje	Alto	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado



Tabla 4-20 Inspección visual de niplería. Marzo-2009.

Pieza	Característica por revisar	Como se encontró	Como se dejó
Cople	Libraje	Correcto	No asignado
	Longitud	1/2 cople	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado
Niple	Cédula	Cédula 160	No asignado
	Longitud	De 3" a 6"	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado
Válvula	Libraje	Alto	No asignado
	Estado de la cuerda	-	No asignado
	Material	-	No asignado
	Estado físico	Bueno	No asignado
	Soldadura*	Bien	No asignado

El análisis del cople se presenta a continuación:

- El cople es de libraje 3000# por lo tanto se capturó como **Correcto**.
- La longitud del cople es medio cople y el estado de la cuerda no aplica porque el arreglo es soldado.
- En la casilla del material no se dejó indicado nada, puesto que el formato capturado indicaba de material A106 pero se desconoce como fue determinado por el calibrador, por lo tanto este dato no se consideró correcto. En otros casos el material indicado en el formato capturado indicaba únicamente Acero al Carbón, dato que también es incorrecto pues este es el material base para todas las clases de material del licenciador de la planta. El análisis del material debe certificar la presencia de ciertos porcentajes de cromo, níquel y molibdeno en la aleación y se desconoce si el inspector lleva a cabo este análisis.
- El estado general físico del cople y de la soldadura es bueno, esto indica que no presenta fisuras, golpes o picaduras.



El análisis del niple se presenta a continuación:

- El niple presenta una cédula de 160, correcto de acuerdo a norma.
- En la longitud del niple se encuentra una discrepancia puesto que en agosto del 2005, de acuerdo al formato capturado, el niple presentaba una longitud de 2" y se capturó con la opción de **Corto**. Pero en marzo del 2009, la longitud del cople se incrementó a 3" y se capturó con la opción **De 3" a 6"**. Este dato no es congruente por lo que se recomienda checar en campo el verdadero estado del niple, puesto que puede ocurrir que el dato no sea verdad o que el criterio del inspector no es el mismo o no se encuentra capacitado en las normas correspondientes para la inspección. Esta práctica es un ejemplo de eventos que se desean evitar a futuro con la implementación del SIMECELE.
- El estado de la cuerda no aplica por ser arreglo soldado y en cuestión del material ocurrió exactamente lo mismo que lo descrito en la sección del cople.
- El estado general físico del niple y de la soldadura es bueno.

El análisis de la válvula se presenta a continuación:

- La válvula presenta un libraje de 800# y se capturó al SIMECELE como **Alto** ya que el libraje de la válvula debe ser el especificado en el catálogo de materiales que en este caso es A15A y para dicho material el libraje de las válvulas de compuesta debe ser 600#.
- El estado de la cuerda no aplica porque es soldado y en el material ocurre la misma situación que la descrita en el cople y niple.
- El estado físico y de la soldadura son buenos.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN DE TORNILLERÍA

Existen 5 niveles de tornillería en la unidad de control UC-ML-022.



La Tabla 4-21 muestra la inspección de tornillería disponible, correspondiente a la fecha de Marzo-2009, donde se encontró un grado de corrosión **Moderado**, esto indica que se encuentran depósitos de corrosión.

Tabla 4-21 Inspección de tornillería. Marzo-2009

Número de brida	Cantidad de espárragos	Grado de corrosión	Número de espárragos por cambiar	Observaciones
1	8	Moderada		
2	8	Moderada		
3	4	Moderada		
4	4	Moderada		
5	12	Moderada		

ANÁLISIS DE LA VELOCIDAD DE CORROSION CONTRA EL TIEMPO

SIMECELE realiza un análisis gráfico del comportamiento de la unidad de control con respecto a las fechas de inspección. En esta se puede apreciar de manera desglosada para los niveles críticos y los niveles normales si la velocidad de desgaste baja, se mantiene constante o se incrementa.

En la gráfica de la unidad de control UC-ML-022 aun no se puede apreciar el comportamiento de la velocidad de desgaste puesto que únicamente cuenta con dos fechas de inspección y por lo tanto una sola velocidad de desgaste. Es por esto que la gráfica no se exhibe en el presente trabajo, ya que aun no se aprecia alguna tendencia en la velocidad de desgaste.

ANÁLISIS DE ESPESORES CONTRA PUNTOS DE MEDICIÓN

En el Anexo 3 se muestra la gráfica de los espesores obtenidos en las dos fechas de calibración contra los puntos de medición de acuerdo al orden de los niveles. Se representa además el límite de retiro, el espesor original y el espesor considerando la tolerancia a la corrosión en colores azul, verde y amarillo respectivamente.

En general esta gráfica muestra una distribución de los espesores de los puntos de medición de la unidad de control, lo que ayuda a compararlos con el límite de



retiro, el espesor original y el espesor considerando la tolerancia a la corrosión para identificar de manera rápida aquellos puntos que presenten comportamientos diferentes y poder investigar su origen, que puede ser desde una mala captura hasta corrosiones localizadas.

Con este análisis se puede determinar si es necesario el emplazamiento del tramo de tubería y elaborar el formato correspondienteⁱⁱⁱ.

La gráfica muestra puntos engrosados y con espesores considerablemente mayores al resto de los espesores de la unidad de control. Estos puntos corresponden al nivel 15 que pertenecen a una TEE.

Para la unidad de control UC-ML-022, la gráfica no muestra ningún punto con espesor menor o incluso cercano al límite de retiro, por lo que se puede asegurar la integridad mecánica de esta línea de proceso.

El Reporte que genera SIMECELE para presentar los resultados en los formatos auditables se muestran en el Anexo 3, este anexo incluye además el isométrico, el empate de la unidad de control y la gráfica de puntos de nivel contra el espesor para las dos fechas de inspección disponibles.

UNIDAD DE CONTROL DE EQUIPO: ML-D-1-CUERPO

A continuación se presentan los resultados y el análisis de ésta unidad de control:

Este equipo contaba únicamente con dos fechas de inspección pero no estaban cargadas al E2mil, por lo que no se pudieron migrar los datos y se cargaron manualmente. La información disponible de la unidad de control se muestra en la Tabla 4-22:

ⁱⁱⁱ Formato de Emplazamiento DG-SASIPA-IT-024-5 de la norma DG-SASIPA-IT-0204_REV 7 ⁽¹⁾.



Tabla 4-22 Información disponible de la unidad de control ML-D-1- CUERPO

Información	30/Julio/2005	11/Marzo/2009
Dibujo de equipo	X	X
Espesores de equipo	X	X
Espesores de niplería	---	---
Inspección visual de niplería	---	---
Inspección de tornillería	---	X

La unidad de control cuenta con 18 niveles, de los cuales 8 son del cuerpo del equipo, 9 de boquillas del equipo y un nivel asignado al registro hombre del equipo.

Por norma y de acuerdo al perímetro, el número de posiciones de medición de espesor deben ser 12^{iv}. El centro de trabajo únicamente medía 4 posiciones por lo tanto, son pocos los datos representativos con los que se cuenta para el análisis de la unidad de control.

Para este equipo en particular únicamente se contaba con hoja de datos del equipo y no se encontró plano de construcción, por lo que fue necesario determinar el espesor original, el espesor considerando tolerancia a la corrosión y el límite de retiro para cada nivel del equipo, los cuales se capturaron manualmente al SIMECELE. El espesor mínimo requerido para las tapas, el cuerpo y las boquillas, se calculó de acuerdo a las fórmulas establecidas en el Capítulo 2, los resultados se presentan a continuación:

^{iv} Tabla contenida en los anexos de la norma DG-SASIPA-IT-0204_REV_7.



Tabla 4-23 Resultados de los cálculos para la unidad de control UC-ML-D-1-CUERPO

Descripción de nivel	Límite de retiro	Espesor original	Espesor máximo considerando tolerancia a la corrosión	Cédula de boquilla	
Tapa elíptica de 84" de 12 posiciones	576	750	927	--	--
Sección cilíndrica de 84" de 12 posiciones	542	750	927	--	--
Boquilla de 8"	206	719	896	XXS/120	150#
Boquilla de 4"	191	674	851	XXS	150#
Boquilla de 3"	188	438	615	160	150#
Boquilla de 2"	184	344	521	160	300#
Registro hombre de 20"	249	1125	1302	80	150#

La tolerancia a la corrosión es un dato provisto por la hoja de datos y es de 4.5 mm (177 mils), el espesor original se determinó en base a los espesores medidos, al libraje requerido por cada boquilla y, considerando la velocidad de corrosión puntual de los niveles se estimó el espesor calculado para la fecha de construcción. De esta manera se determinó la cédula correspondiente al espesor obtenido de acuerdo a las tablas de dimensiones y pesos de las tuberías que viene en la norma ANSI/ASME B31.6 Welded and seamless wrought steel pipe (Tubería de acero forjado soldada y sin soldar) puesto que los valores de espesores nominales de pared son los mismos que los que maneja la especificación del material A-106, material de construcción de las boquillas.

El problema se resolvió de esta forma porque se detectaron muchas incongruencias en el historial de datos, por ejemplo: en un principio se intentó determinar el espesor original a partir del límite de retiro para el diámetro de la boquilla y sumándole el 12.5% como lo explica la especificación de dicho material,



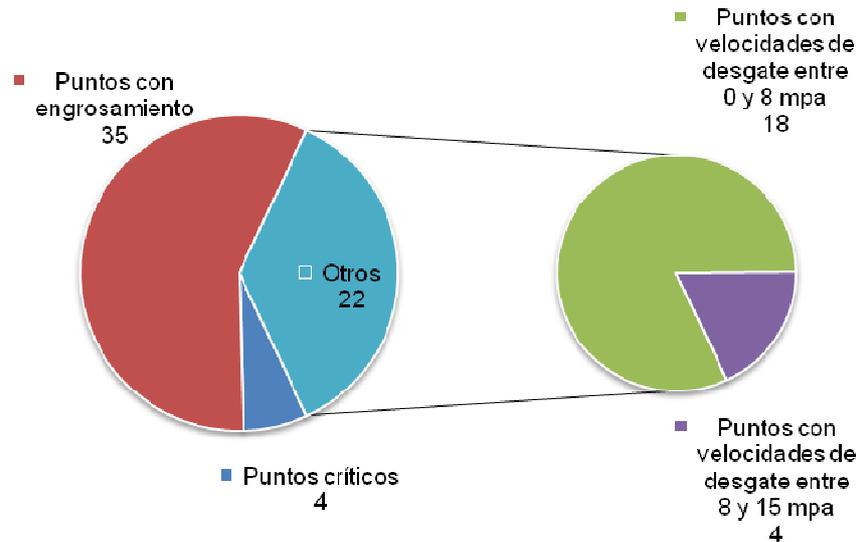
pero los valores de espesores con los que se contaban eran considerablemente mayores, por lo que se descartó este método. Esta inconsistencia en los datos también se puede apreciar en el libraje, por ejemplo, la tubería de 4" presenta valores de espesores muy grandes, comparado con el libraje de diseño que debería de cumplir. Esto se puede deber a algún tipo de incrustamiento o una mala medición de espesores, por lo que es recomendable realizar una inspección externa o volver a medir los espesores y en caso de que el comportamiento de los datos persista, sería necesario realizar una inspección interna para averiguar el origen del problema.

ANÁLISIS DE NIVELES DE EQUIPO

La unidad de control está compuesta de 136 puntos de medición. La Gráfica 4.3 muestra la clasificación de los puntos de medición de la unidad de control según sus velocidades de desgaste, únicamente se graficaron los puntos que cuentan con al menos dos mediciones de espesores en dos fechas distintas.

Existen 12 puntos críticos y 48 puntos normales, con velocidades de desgaste de entre 0 y 15 mpa.

Estos puntos de medición no representan todo el cuerpo del acumulador ya que el 55% de los puntos que componen la unidad de control son nuevos como se muestra en la Gráfica 4.4. Estos porcentajes indican que de 136 posiciones solo 61 cuentan con valores de medición de espesores.



Gráfica 4.3 Puntos de medición de la unidad de control ML-D-1-CUERPO



Gráfica 4.4 Porcentaje de puntos de la unidad de control ML-D-1

La unidad de control cuenta con 11 niveles normales y 6 niveles críticos. Los niveles críticos son los niveles 2, 12, 15, 16, 17 y 18, y corresponden a una sección de la tapa sur del equipo y el resto de los niveles pertenecen a boquillas.



En la Tabla 4-24 se muestran los resultados del análisis con base a la velocidad de desgaste máxima.

Tabla 4-24 Análisis de VUE, FPME y FRP de la unidad de control ML-D-1-CUERPO

Fecha de Inspección	Tipos de nivel	Número de niveles	Velocidad de desgaste	Vida Útil Estimada	Fecha	
					Próxima de Medición de Espesores	Fecha de retiro probable
			[mpa]	[años]	[años]	[años]
Julio-2005						
	Niveles Normales	11	4.01	10.46	01/08/2012	01/0/2019
Marzo-2009						
	Niveles Críticos	6	15.67	5.36	01/12/2010	01/07/2014

Por lo tanto, la próxima medición de espesores para los niveles críticos se debió de haber realizado en 01/21/2010 fecha determinada a partir del nivel 16, y para los niveles normales será el 01/08/2012 fecha determinada a partir del nivel 1.

Es importante poner especial atención en la veracidad de los datos, de ser posible, midiendo nuevamente los espesores del equipo, puesto que el recipiente presenta una vida útil muy corta y se debe revisar el equipo para contemplarlo y considerar su reemplazo a tiempo.

ANÁLISIS DE INSPECCIÓN DE TORNILLERÍA

El acumulador ML-D-1 consta de 11 boquillas en total, de las cuales 2 se encuentran en la bota y no se consideran para esta unidad de control. De las 9 boquillas que restan, 6 boquillas se consideran como niveles de tornillería en las unidades de control de líneas que se unen al equipo y por lo tanto, solo se deben inspeccionar las bridas de 3 boquillas mas la brida del registro hombre, que suman en total 4 niveles de tornillería para la unidad de control ML-D-1-CUERPO.

Los resultados de la inspección de marzo 2009 se muestran en la Tabla 4-25.



Tabla 4-25 Inspección de tornillería. Marzo-2009

Número de brida	Cantidad de espárragos	Grado de corrosión	Número de espárragos por cambiar	Observaciones
1	8	Moderada		
2	8	Moderada		
3	24	Moderada		
4	8	Moderada		

Los cuatro niveles mostraron corrosión **Moderada** y por lo tanto no es necesario cambiar ningún espárrago. De acuerdo a la norma ⁽⁵⁾, este grado de corrosión indica que la próxima revisión se debe realizar en un plazo menor a 4 años, plazo que se cumple de acuerdo a las fechas mencionadas en la anterior tabla.

ANÁLISIS DE ESPESORES CONTRA PUNTOS DE MEDICIÓN

La gráfica del Anexo 4 muestra una distribución de los espesores de los puntos de medición de la unidad de control. Del mismo modo que en las unidades de control de líneas, la gráfica compara el comportamiento de los espesores obtenidos en las dos fechas de inspección contra el límite de retiro, el espesor original y el espesor máximo considerando la tolerancia a la corrosión.

En la gráfica se puede observar que los espesores de los primeros niveles del equipo se encuentran cercanos al espesor del límite de retiro, es por esto que la fecha de próxima inspección para los niveles críticos resultó muy cercana, además el valor de la velocidad máxima ajustada para los niveles críticos presenta un valor grande, por lo que es importante continuar con el monitoreo de dicho equipo.

Para las boquillas, a pesar de que algunas presentan velocidades de desgaste grandes, las boquillas de diámetro nominal 2" presentan espesores mayores a los espesores originales, es importante verificar que los valores obtenidos en campo sean verdaderos y correspondan a dicho equipo, y en caso de ser correctos, será necesario realizar un inspección interna para averiguar la causa de dichos resultados.

**ANÁLISIS GENERAL DE LA PLANTA FRACCIONADORA DE LIGEROS**

Se puede estudiar la planta analizando los resultados de todas las unidades de control cargadas y que cuentan con al menos dos inspecciones realizadas. Dentro del resumen de la información de la planta, se pueden apreciar los siguientes datos:

Tabla 4-26 Resumen de la información de la planta fraccionadora de ligeros

Unidades de control forradas	29
Unidades de control críticas	40
Unidades de control normales	148
Unidades de control dadas de baja	0
Unidades de control con orden de emplazamiento	1
Unidades de control con orden de fabricación ^v	0

Cada unidad de control presenta la fecha de última inspección y la fecha de próxima inspección, así como el número de los niveles normales o críticos y sus velocidades de desgaste. Para aquellas unidades que lo requieran, se presenta la fecha de inspección de los niveles críticos y la fecha de reprogramación para el caso de aquellas unidades de control que presenten problemas antes de su fecha próxima de inspección. La Tabla 4-27 presenta el ejemplo de una unidad de control cargada:

Tabla 4-27 Ejemplo de la U. de C. 006

Unidad de Control	Circuito	Descripción	Esta Forrada	Última Inspección	Próxima Inspección	Próxima Inspección de Puntos Críticos	Fecha de reprogramación
UC-ML-006	Carga	De ML-E-101 a ML-T-101	VERDADERO	01/08/2002	01/08/2007	01/12/2004	
Fecha de retiro probable (FRP)	Espesor mínimo encontrado	En el nivel	Niveles con Vel. de Corr. crítica	Velocidad de corrosión (crítica)	Dada de baja	Con orden de emplazamiento	Con orden de fabricación
01/11/2018	255 mils	Nivel 13 - 7 (Fuera (Codo))	3	22.39	FALSO	FALSO	FALSO

^v Unidades de control que presentan defectos o desgaste cuyo cause es diferente al concepto de velocidad de corrosión.



4.1.6 Etapa 6: Presentación de entregables y Capacitación

A lo largo del proyecto se entregaron seis reportes mensuales con la información recopilada y porcentajes de avance de las unidades de control cargadas y digitalizadas.

A finales de febrero del 2011 se entregó un reporte final que incluía todos los elementos descritos en la sección 3.6 del Capítulo 3. Se elaboraron dos carpetas que incluían el Reporte Final así como los entregables y los documentos recopilados a lo largo del proyecto. Dichas carpetas se entregaron al centro de trabajo y a las oficinas directivas del centro de trabajo.

La capacitación se fue dando a lo largo del proyecto en el centro de trabajo y estuvo dirigida al personal que apoyó en el proyecto cargando y digitalizando unidades de control. Para los directivos, la capacitación se realizó en la Torre de Ingeniería de la UNAM.

4.2 Conclusiones

Se aplicó la metodología para capturar la información al SIMECELE en una planta fraccionadora de ligeros, considerando la totalidad de la implementación como la captura de todas las unidades de control que constituyen la planta en conjunto con sus dibujos de inspección técnica.

El actual sistema de inspección preventiva de espesores se verá mejorado si se da seguimiento a la metodología de inspección usando el SIMECELE, explotando todas las características y ventajas que el software ofrece.

Las acciones que se debe realizar para asegurar en el futuro buenas prácticas de inspección son tres principalmente:



- Respetar los criterios establecidos para los dibujos de inspección técnica en futuras actualizaciones o modificaciones de los mismos. De esta manera se asegura que los nuevos dibujos cumplen con lo estipulado en los códigos de inspección.
- Seguir los pasos para el Sistema de Inspección Preventiva de Espesores con el SIMECELE descritos en el Capítulo 2, con el fin de reducir errores humanos e incongruencias en los datos.
- Mantener actualizada la información de la planta (DFP's, DTI's y diagramas de inspección).

El uso del SIMECELE apoyará la administración de la seguridad industrial en su rama de inspección preventiva de espesores ya que simplifica todos los pasos del actual sistema pues analiza los resultados obtenidos de manera rápida, programa de manera oportuna las próximas inspecciones en base a los resultados, y expone la información generando reportes que cumplen con los lineamientos documentales establecidos por las guías y procedimientos internos del centro de trabajo para comprobar que el sistema, sea tubería o equipo, funcione de manera segura.

Los resultados se verán reflejados en todos los niveles administrativos puesto que se podrá consultar la base de datos desde cualquier computadora que este registrada dentro de la red de PEMEX-Refinación.

Este trabajo agiliza la implementación en plantas fraccionadoras de ligeros de otros centro de trabajo al describir las fases y el orden de su implementación, así como las fallas comunes y estrategias a seguir para evitarlas.



4.3 Recomendaciones

Se detectaron las siguientes oportunidades de mejora en el actual sistema de inspección preventiva, ya que el SIMECELE:

- Lleva un control estricto de las unidades de control forradas, lo que facilita la programación del forro y desforro de las unidades de control que presenten fechas de inspección cercanas.
- Permite la captura de los niveles de equipos con más de cuatro posiciones de nivel, práctica que garantiza la correcta inspección de los equipos y el cumplimiento de las guías de inspección correspondientes.
- Ofrece seguimiento a las revisiones visuales de niplería y tornillería, pues se pueden programar los próximos mantenimientos o reemplazos y llevar un control de los mismos.

Cabe mencionar que una capacitación acerca del uso del SIMECELE y la metodología de inspección con dicho software, puede reducir el número de actividades o decisiones que cada inspector toma por criterio y fundamentarlas en prácticas recomendadas por guías de inspección. De esta manera la inspección tendrá mayor orden en su ejecución, la información se manejará de manera electrónica, y con mejor orden y accesibilidad, lo que representa una mejora en el manejo de la información, y por último, los datos obtenidos de cada inspección serán significativos para el correcto análisis de cada unidad de control.

ANEXOS

ANEXO 1

INFORMACIÓN RECOPIADA

- Catálogo de líneas
- Censo de unidades de control previo
- Catálogo de especificación de tuberías
- Índice de servicios
- Diagrama de Tubería e Instrumentación ***P-21C-086***



**INDICE
DE
LINEAS**

PLANTA FRACCIONADORA

CLIENTE Refinería
 No. PROYECTO PYCOSA : 601 - 507
 No. PROYECTO CLIENTE : 52 / 96
 No. DOCUMENTO : P - 30 - 1
 REVISION : 1
 FECHA : MARZO - 96
 D.T.A. DE REFERENCIA : 52 / 96 - P - 21A - 084

REV.	LINEA No.				RUTA			PRESION (kg/cm ²)		TEMP. (°C)	FLUJO (Kg/Hr)			AISLAMIENTO		LINEA	OBSERVACIONES
	DIAM.	SERV.	No.	ESPEC.	DE	A	DISEÑO	PRUEBA	DISEÑO	MAX	NDR	MIN	CLAVE	ESP. (mm)	CRITICA		
A	8	P	8401	A15A	L B H O N U-300	8"-P-8401-1	7.5	11.25	121	195,569	177,790	106,674	P	25	A		
A	8	P	8401-1	A15A	8"-P-8401	MC-FG-101 AB	7.5	11.25	121	195,569	177,790	106,674	P	25	A		
A	4	P	8401-2	A15A	8"-P-8401-1	4"-P-8403	7.5	11.25	121	39,334	0	0	P	25		LINEA DE IGUALACION	
O	4	P	8401-3	A15A	8"-P-8402-1	8"-P-8402-2	7.5	11.25	121	39,334	0	0	P	25		LINEA DE IGUALACION	
A	8	P	8402-1	A15A	MC-FG-101 A	8"-P-8403	7.5	11.25	121	195,569	177,790	106,674	P	25	A		
A	8	P	8402-2	A15A	MC-FG-101 B	8"-P-8403	7.5	11.25	121	195,569	177,790	106,674	P	25	S/A		
A	8	P	8403	A15A	8"-P-8402-1 / 8402-2	MC-D-101	7.5	11.25	121	195,569	177,790	106,674	P	25	A		
O																	
I	4	P	8404	A15A	MC-D-101	PSV-8402	6.8	10.2	121	22,014	0	0				NORM. S / FLUJO	
A	8	P	8405	A15A	10"-P-8406	8"-MC32B	6.8	10.2	121	87,785	88,895	53,337	P	25			
A	10	P	8406	A15A	MC-D-101	8"-P-8406	6.8	10.2	121	195,569	177,790	106,674	P	25			
A	8	P	8406	A15A	10"-P-8406	MC-E-101	6.8	10.2	121	9,785	8,895	5,337	P	25			
A	2	P	8407	A15A	8"-P-8402-1	PSV-8401A	7.5	11.25	121	2,106	0	0				NORM. S / FLUJO	
A	2	P	8408	A15A	8"-P-8402-2	PSV-8401B	7.5	11.25	121	2,106	0	0				NORM. S / FLUJO	
A	8	P	8409	A15A	8"-P-8410	MC-E-103 A/B	7.5	11.25	132	108,846	88,951	59,371	P	25	A		
A	5	P	8410	A15A	MC-D-102	MC-P-104	7.5	11.25	132	108,846	88,951	59,371	P	25	S/A		
A	8	P	8410-1	A15A	8"-P-8410	MC-P-104 R	7.5	11.25	132	108,846	88,951	59,371	P	25	S/A		
A	6	P	8411	A15A	MC-P-104	L.B. U-300	15.6	23.4	132	108,846	88,951	59,371	P	25	A		

NOTA : Las presiones de prueba reportadas consideran el uso de liquido como medio de prueba, a menos que indique lo contrario.

(B) ANALISIS PARA PROCESO; (A) ANALISIS DE ESFUERZO Y FLEXIBILIDAD

ELABORO : HLB REVISO : J.C.O.T. APROBO : A.S.V.

FORMATO: IL-001

HOJA 1 DE 3

879a84.xls

UNIDAD DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL

CENSO DE CIRCUITOS Y UNIDADES DE CONTROL

PLANTA "ML"

PLANTA	CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	LINEA O EQUIPO	RECUBRIMIENTO TERMICO	DESCRIPCION	FECHA ULTIMA DE CALIBRACION	FECHA PROXIMA DE CALIBRACION	DTI
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-01	LINEA		6"-GC-2711-A13A DE LIMITE DE AREA (GAS COMBUSTIBLE DEL TRONCAL) ML-D-10			P-31F-127
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-02	EQUIPO		SEPARADOR DE HUMEDAD, ML-D-10			P-31F-127
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-03	EQUIPO		PIERNA E INDICADOR DE NIVEL LG-2702 Y LT-2702 DEL ML-D-10			P-31F-127
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-04	LINEA		4",3"GC-2712-A13A DE LIMITE DE BATERIA A ML-D-10 Y BY-PASS			P-31F-127
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-05	LINEA		4",ML-2712-A13A DE ML-D-10 Y BY-PASS FV-8701, PCV-8702, 8703 DEL ML-F-2 Y A FV-8721, PCV8722, 8723 DEL ML-F-1			P-31F-127 / P-21D-087 A / P-21D-087 B
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-06	LINEA		4",2" EXISTENTE DE FV-8701 Y PCV-8702 A GAS QUEMADORES DE ML-F-2			P-31F-127 / P-21D-087 A
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-07	LINEA		1 1/2",1", 3/4"EXISTENTE DE PCV-8703 GAS A PILOTOS DE ML-F-2			P-31F-127 / P-21D-087 A
ML	GAS COMBUSTIBLE	ML-06-08	LINEA		4",2" EXISTENTE DE FV-8721 Y PCV-8722 A GAS QUEMADORES DE ML-F-1			P-31F-127 / P-21D-087 B

		CLASE	ESTANDARES DE INGENIERIA			
		A15A				
PARTIDA		DIAM	DESCRIPCION	ESPECIFICACION	CODIGO No.	
TUBO	Extremos Planos	1/2" a 2"	Sin costura C&I. XS	A 106 Gr. B	22	
	Extremos biselados	2 1/2" a 24"	Sin costura C&I. Est.	A 53 Gr. B	15	
	NIFLES.	1/2" a 2"	Sin costura C&I. 150 (en extremo roscado).	A 106 Gr. B	129	
VÁLVULAS	INSERTO	Compuerta (caña sólida)	1/2" a 2"	600 # SW CS&Y, BB	A 105	333
		Globo (disco libre)	1/2" a 2"	600 # SW CS&Y, BB	Int. 13 Cr.	417
		Retención vert. (bola)	1/2" a 2"	600 # SW, UB	Azmon o disco endurecido	551
		Retención horiz. (bola)	1/2" a 2"	600 # SW, UB	Rev. 1, p/comp y globo.	481
	BRIDADAS	Compuerta (caña sólida)	3" y may.	150 # R.F. CS&Y, BB	A 216 Gr. WCB	267/251
		Globo (disco libre)	3" a 8"	150 # R.F. CS&Y, BB	Int. 13 Cr.	367
		Retención (colimpio)	3" y may.	150 # R.F. BC		484/471
		Macho (auto-lub.) corto	1" a 4"	150# R.F. (Op.c/material)		653
		Macho (auto-lub.) corto	6" a 12"	150# R.F. (Op.c/engrane)		654
		Macho (auto-lub.) Venturi	14" y may.	150# R.F. (Op.c/eng.)	A216 Gr. WCB Int. 13 Cr.	675
BRIDA	Inserto soldable	1/2" a 2"	150# R.F. @ Int. p/ C&I. XS	A 105	799	
	Cañón soldable	2 1/2" a 24"	150# R.F. @ Int. p/ C&I. Est.	A 105	770	
CONEXIONES	Inserto soldable.	1/2" a 2"	3000#	A 105		
	Soldables a tope.	2 1/2" a 24"	Caña de acero a la del tubo	sin costura A234 Gr. WPB		
JUNTAS		TODOS	Semimetálica, cinta acero inox. 304 y asbesto enrollado en espiral 1/8" de espesor.	ANSI B16.5	2191	
TORNILLERIA		TODOS	Espárragos. Tuercas hexagonales.	A 193 Gr. B7 A 194 Gr. B7	2244	
UNIONES	Mantenimiento	TODOS	Brida.			
	Normal	1/2" a 2" 2 1/2" y may.	Coples. Soldables a tope.			
CONEX. INSTR.	Presión	3/4"	Nipolet 6000 # extremo plano.	A 105		
	Temperatura. (Nota # 1)	1"	N.P.T. Estándar IMP A-EABB-2.311			
CLASE	A15A	MATERIAL BASE ACERO AL CARBONO SERIE 150# R.F. T. CORROSION 0.125"		HOJA 1 DE 2 A-EABB-102	REV. 1	

INDICE DE SERVICIOS

PROYECTO 601-507/508 FRACCIONADORA / INTEGRACIÓN
 CLIENTE PEMEX REFINACIÓN REF.

REV. 2 FECHA: 16/04/98

PROCESO

SERVICIO	CLAVE	ESPEC.	MATERIAL	RANGO
BUTANO	P	B1A	AC. CARBON	300 # RF. T.C. 0.0625"
BUTANOS DE CARGA	P	A15A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
BUTANOS A ISOMERIZACION	P	B14A.	AC. CARBON	300 # RF. T.C. 0.125"
BUTANOS DE ALMACENAMIENTO	P	B14A.	AC. CARBON	300 # RF. T.C. 0.125"
NAFTA DESULFURADA	P	A15A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
NAFTA A LAVADO CAUSTICO	P	A15A	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
NAFTA DESHEXANIZADA	P	A15A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
PENTANOS Y HEXANOS	P	A15A.	AC. CARBON	180 # RF. T.C. 0.125"
ISOPENTANO	P	A15A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
ISOHEXANO	P	A15A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
PROPANO	P	B14A.	AC. CARBON	300 # RF. T.C. 0.125"
DESFOGUES DE PROCESO ALTA PRES	DA	A2A	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.05"
DESFOGUES DE PROCESO BAJA PRES	D	A2A/A6A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.05"
HIDROGENO DE PRESURIZACION 65.1 Kg/cm ²	GH	D4A.	AC. CARBON	600 # RTJ T.C. 0.125"
HIDROGENO DE PRESURIZACION 14.0 Kg/cm ²	GH	B12A.	AC. CARBON	300 # RTJ T.C. 0.125"
GAS COMBUSTIBLE DE PRESURIZACION (AMARGO)	GC	A13A.	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
LIQUIDOS RECUPERADOS DE DESFOGUE	DL	A15A	AC. CARBON	150 # RF. T.C. 0.125"
DESFOGUES DE PROCESO BAJA PRES	D	B1A.	AC. CARBON	300 # RF. T.C. 0.0625"

SERVICIOS

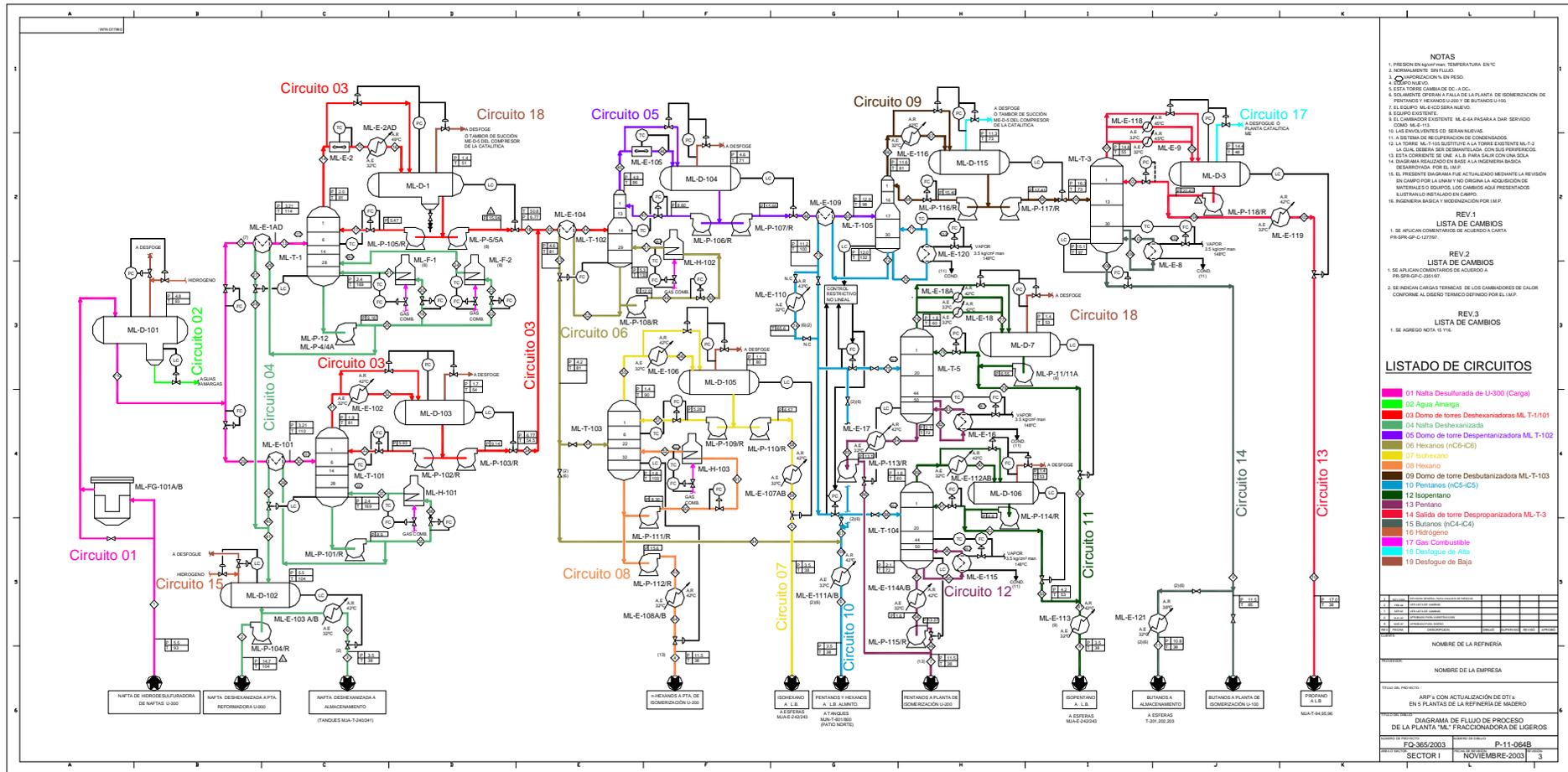
SERVICIO	CLAVE	ESPEC.	MATERIAL	RANGO
AGUA DE ENFRIAMIENTO SUMINISTRO	AE	A2A / A6A	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
AGUA DE ENFRIAMIENTO RETORNO	AR	A2A / A6A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
AGUA DE SERVICIOS	AD	A1A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
AGUA USO SANITARIO	AS	A1A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
AGUA CONTRA INCENDIOS	FW	S1A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.125"
ESPUMA CONTRA INCENDIOS	ECl	S1A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.125"
VAPOR DE BAJA PRESION 3.5 Kg / cm ²	VB	A2A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
VAPOR DE MEDIA PRESION 19 Kg / cm ²	VM	B2A.	AC. CARBON	300 # RF T.C. 0.05"
VAPOR DE ALTA PRESION 42 Kg / cm ²	VA	D4A	AC. CARBON	600 # RTJ T.C. 0.125"
CONDENSADO DE BAJA PRESION	CB	A2A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
CONDENSADO DE MEDIA PRESION	CM	A2A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.05"
GAS COMBUSTIBLE (AMARGO)	GC	A13A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.125"
AIRE PLANTA	AP	H3A.	A.C. GALV.	125 # FF T.C. 0.05"
AIRE DE INSTRUMENTOS	AI	H2X.	A.C. GALV.	125 # FF T.C. 0.00"
GAS INERTE (NITROGENO) 120 Kg / cm ²	GI	E2A.	AC. CARBON	900 # RF T.C. 0.05"
GAS INERTE (NITROGENO) 65.0 Kg / cm ²	GI	D4A.	AC. CARBON	600 # RTJ T.C. 0.125"
GAS INERTE (NITROGENO) 15.0 Kg / cm ²	GI	A12A.	AC. CARBON	150 # RTJ T.C. 0.125"
SOLUCION DE SOSA AL 15%	NACH	A14A	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.25"
AGUA AMARGA	AA	A13A	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.125"
ACIDO SULFURICO (66o BAUME)	ASU	A13A.	AC. CARBON	150 # RF T.C. 0.125"
CLORO (GAS)	CLG	A1R	PVC	150 # FF T.C. 0.00"

ANEXO 2

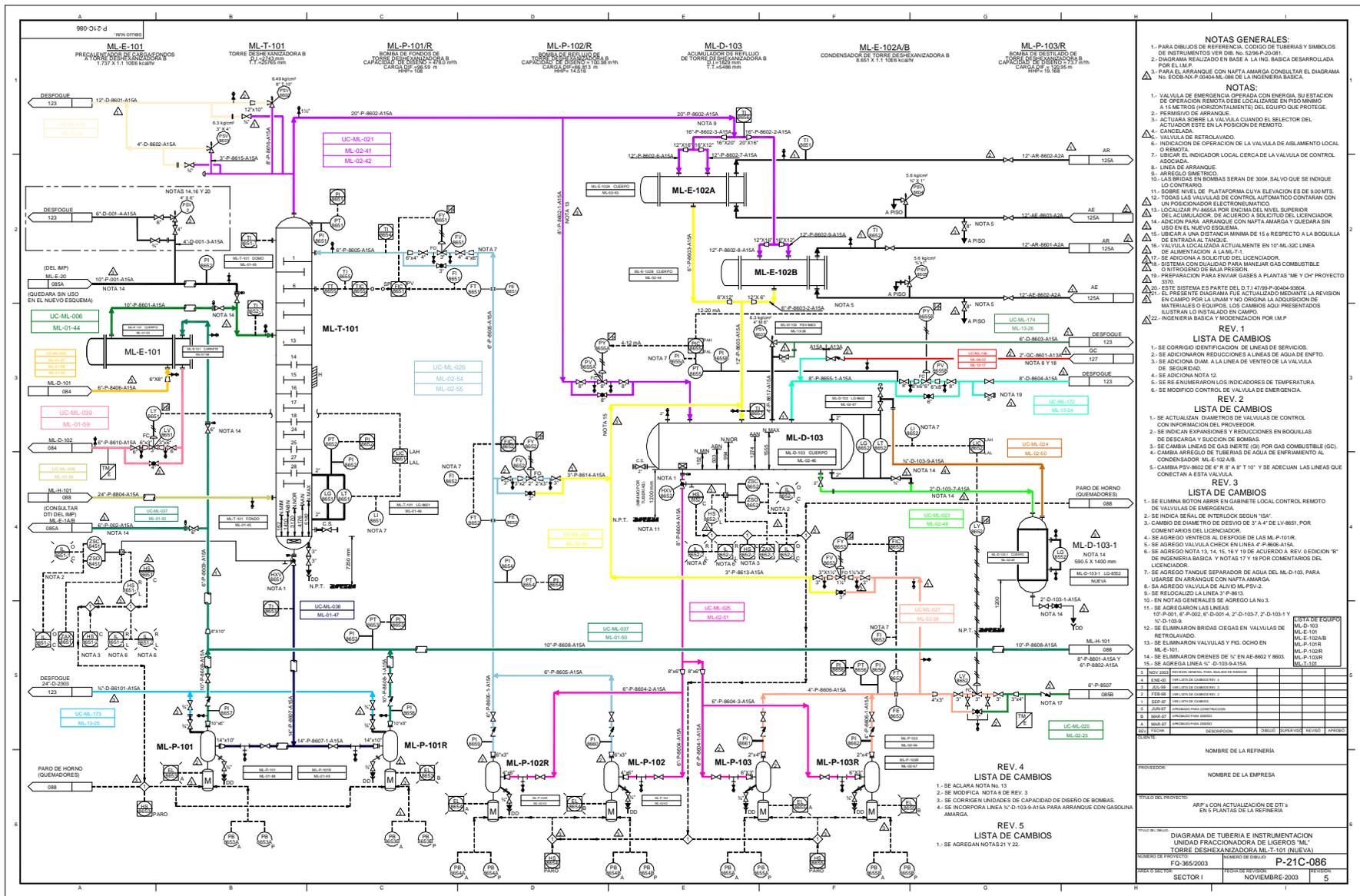
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO Y DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

- Diagrama de flujo de proceso **P-11-064B** con circuitos identificados
- Diagrama de Tubería e Instrumentación **P-21C-086** con unidades de control de líneas y equipos identificadas





ANEXO 2: DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO Y DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN



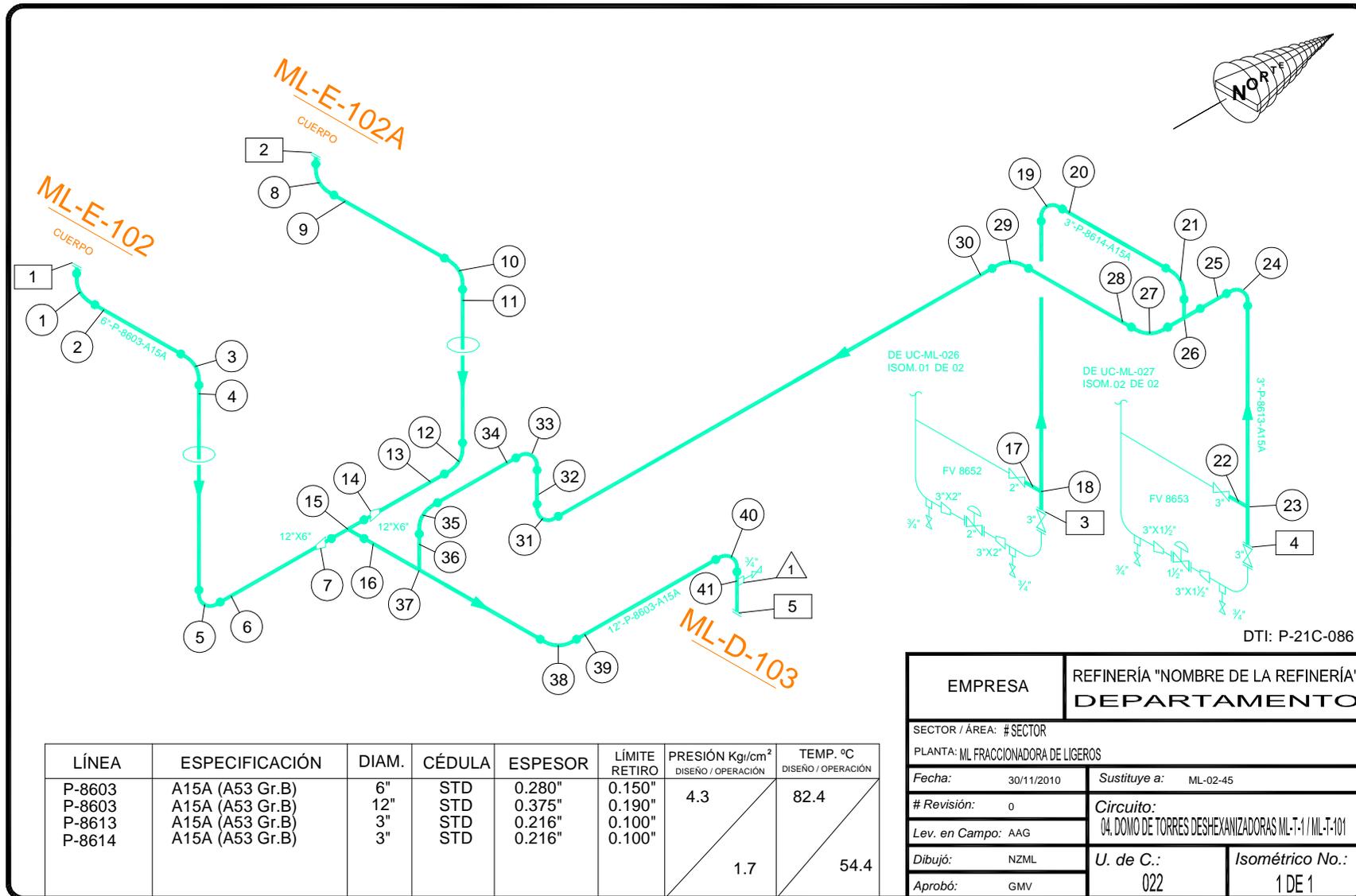
ANEXO 3

EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL

UC-ML-022

1. Isométrico final de la unidad de control
2. Empate
3. Reporte generado de la unidad de control
4. Gráfica de espesores contra fechas de inspección





DTI: P-21C-086

LÍNEA	ESPECIFICACIÓN	DIAM.	CÉDULA	ESPESOR	LÍMITE RETIRO	PRESIÓN Kg/cm ² DISEÑO / OPERACIÓN	TEMP. °C DISEÑO / OPERACIÓN
P-8603	A15A (A53 Gr.B)	6"	STD	0.280"	0.150"	4.3	82.4
P-8603	A15A (A53 Gr.B)	12"	STD	0.375"	0.190"		
P-8613	A15A (A53 Gr.B)	3"	STD	0.216"	0.100"	1.7	54.4
P-8614	A15A (A53 Gr.B)	3"	STD	0.216"	0.100"		

EMPRESA		REFINERÍA "NOMBRE DE LA REFINERÍA"	
		DEPARTAMENTO	
SECTOR / ÁREA: # SECTOR			
PLANTA: ML FRACCIONADORA DE LIGEROS			
Fecha:	30/11/2010	Sustituye a:	ML-02-45
# Revisión:	0	Circuito:	04. DOMO DE TORRES DESHEXANIZADORAS ML-T-1 / ML-T-101
Lev. en Campo:	AAG	U. de C.:	022
Dibujó:	NZML	Isométrico No.:	1 DE 1
Aprobó:	GMV		

ANEXO 3: EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL UC-ML-022

UC FINAL EN SIMECELE UC-ML-022UC ANTERIOR ML-02-45PLANTA Fraccionadora de Ligeros (ML)EMPATE AISN CAPTURA AISNFECHA 15/03/2011

OBSERVACIONES _____

DN: Diámetro nominal

NIVELES DE TUBERÍA						NIVELES DE NIPLERÍA				NIVELES DE TORNILLERÍA		
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR
6	1	10	12	37	54	CNV-R	3/4	1	A	6	1	2
6	2	11	12	38	19					6	2	1
6	3	12	12	39	20					3	3	6
6	4	13	12	40	21					3	4	9
6	5	14	12	41	22					12	5	3
6	6	15										
6	7	17										
6	8	1										
6	9	2										
6	10	3										
6	11	4										
6	12	5										
6	13	6										
6	14	8										
6	15	9										
6	16	18										
2	17	29										
3	18	30										
3	19	31										
3	20	32										
3	21	33										
3	22	39										
3	23	40										
3	24	41										
3	25	42										
3	26	43										
3	27	44										
3	28	45										
3	29	46										
3	30	47										
3	31	48										
3	32	49										
3	33	50										
3	34	51										
3	35	52										
3	36	53										

	REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPEORES	
	SUBDIRECCIÓN:	
	CENTRO DE TRABAJO:	
	SECTOR / ÁREA:	
	PLANTA / INSTALACIÓN:	

REGISTRO DE TODOS LOS NIVELES

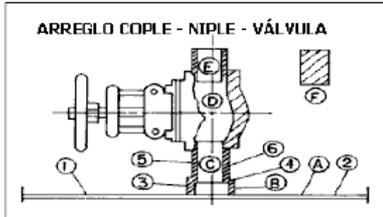
CIRCUITO:	
UNIDAD DE CONTROL:	

DESCRIPCIÓN				FECHA					
				AGO-2005		MAR-2009			
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM. NOM. [plg] ESP. ORIG. [plg]	LIMITE DE RETIRO [mils]	LOCALIZACIÓN	ESPESOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPESOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]	ESPESOR [mils]	VELOCIDAD DE DESGASTE: [mpa]
1	6"	150	NORTE	286	-	293	0.0		
			SUR	300	-	287	3.6		
	DENTRO (GARGANTA)		291	-	315	-			
	FUERA (CODO)		334	-	317	4.6			
2	6"	150	NORTE	303	-	295	2.2		
			SUR	278	-	272	1.6		
	ARRIBA		282	-	283	0.0			
	ABAJO		281	-	281	0.0			
3	6"	150	NORTE	320	-	299	5.7		
			SUR	318	-	316	0.6		
	DENTRO (GARGANTA)		321	-	322	0.0			
	FUERA (CODO)		342	-	350	0.0			
4	6"	150	NORTE	305	-	304	0.3		
			SUR	280	-	285	0.0		
	ORIENTE		294	-	293	0.3			
	PONIENTE		291	-	290	0.3			
5	6"	150	ORIENTE	350	-	299	13.9		
			PONIENTE	399	-	311	24.0		
	DENTRO (GARGANTA)		435	-	306	35.2			
	FUERA (CODO)		384	-	296	24.0			
6	6"	150	ORIENTE	386	-	276	30.1		
			PONIENTE	396	-	279	32.0		
	ARRIBA		329	-	287	11.5			
	ABAJO		341	-	281	16.4			
7	12"	190	ORIENTE	380	-	380	0.0		
			PONIENTE	370	-	365	1.4		
	ARRIBA		372	-	394	-			
	ABAJO		402	-	385	4.6			
8	6"	150	NORTE	305	-	301	1.1		
			SUR	390	-	329	16.7		
	DENTRO (GARGANTA)		330	-	321	2.5			
	FUERA (CODO)		328	-	324	1.1			
RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN			INSPECCIONÓ:	N/D		N/D			
			REVISÓ:	N/D		N/D			
			INSTRUMENTO:	N/D		N/D			
			PALPADOR:	N/D		N/D			
			PATRÓN CALIB.:	N/D		N/D			

OBSERVACIONES:

Formato: DG-SASIPA-00204-2

	REVISIÓN DE NIPLERÍA	
	SUBDIRECCIÓN:	
	CENTRO DE TRABAJO:	
	SECTOR / ÁREA:	
	PLANTA / INSTALACIÓN:	



CIRCUITO:	
UNIDAD DE CONTROL:	

FECHA DE INSPECCIÓN:	AGO-2005		
ARREGLO BÁSICO No:	1		
DIÁMETRO:	3/4"		
CONDICIONES DE OPERACIÓN:	T (MÁX)	P (MÁX)	
	161	14.5	
MATERIAL:			
TIPO DE UNIÓN:	SOLDADA	X	ROSCADA

REGISTRO DE LA REVISIÓN				CALIBRACIÓN DE ESPESORES	
PIEZA	CARACTERÍSTICAS POR REVISAR	¿CÓMO SE ENCONTRÓ?	¿CÓMO SE DEJÓ?	PUNTOS DE CALIBRACIÓN	ESPESORES OBTENIDOS
A. COPLE					
	1. Libraje			1	365
	2. Longitud			2	347
	3. Estado de la cuerda			3	-
	4. Material			4	-
	5. Estado físico			5	243
	6. Soldadura*			6	250
B. NIPLE					
	7. Cédula				
	8. Longitud				
	9. Estado de la cuerda				
	10. Material				
	11. Estado físico				
	12. Soldadura*				
C. VÁLVULA					
	13. Libraje				
	14. Estado de la cuerda				
	15. Material				
	16. Estado físico				
	17. Soldadura*				

*SÓLO PARA EL CASO DE ARREGLOS SOLDADOS
OBSERVACIONES:

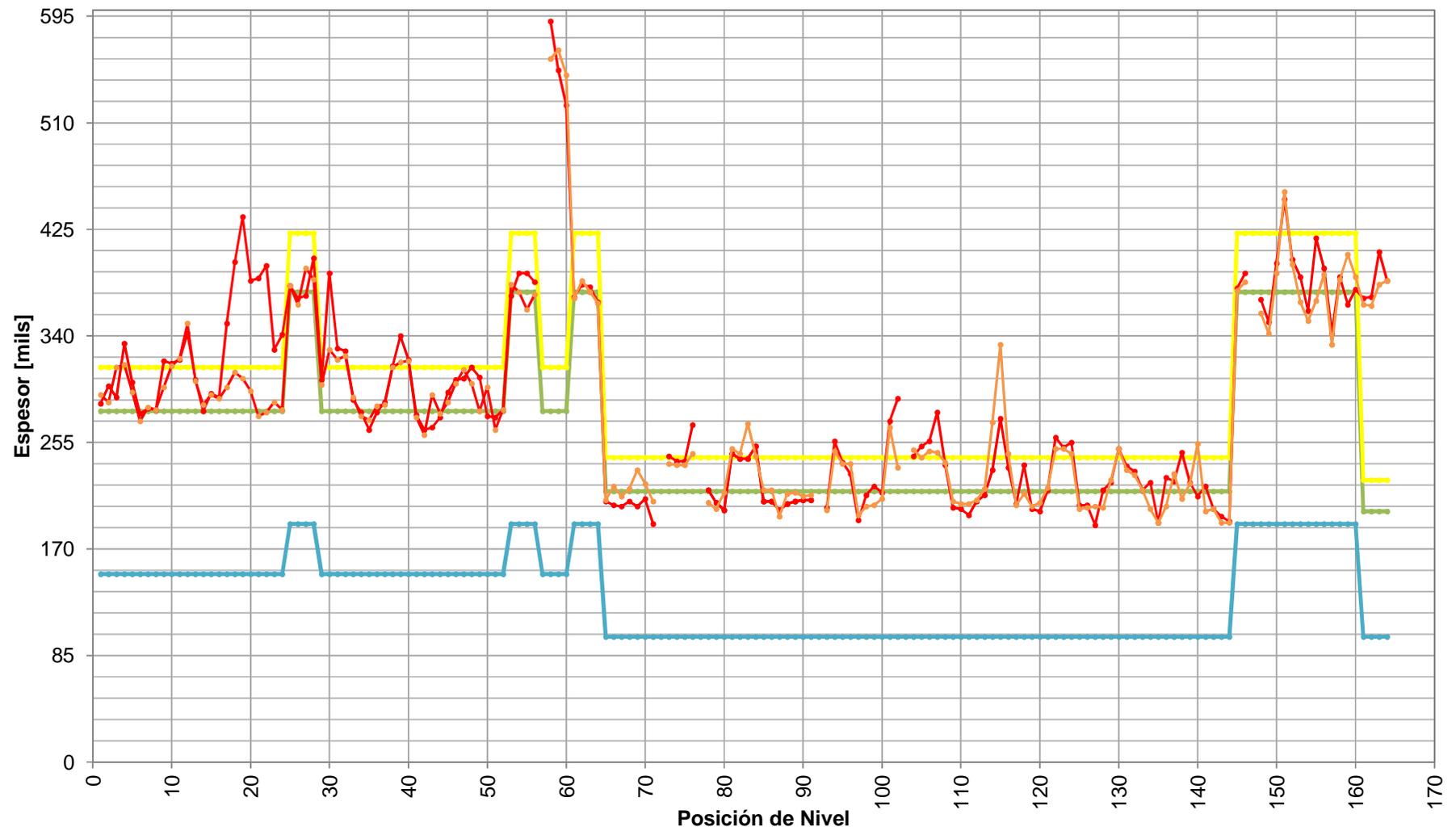
	INSPECCIONÓ:	
	INSTRUMENTO:	
	APROBÓ:	
ANALIZÓ:	FECHA DE ANÁLISIS:	20/05/2011 07:17:02 p.m.
Formato: SGIT-1-91		

	CHECKLIST PARA INSPECCION EXTERNA DE TUBERIA DE PROCESO	
	SUBDIRECCIÓN:	
	CENTRO DE TRABAJO:	
	SECTOR / ÁREA:	
	PLANTA / INSTALACIÓN:	

CIRCUITO:	
UNIDAD DE CONTROL:	

ANOMALIA	FOR EVALUAR:	AGO-2005	MAR-2009
FUGAS	Proceso	No	No
	Inicios de vapores	No	No
	Grampas existentes	No	No
DESALINEAMIENTO	Desalineamiento de tuberías/desplazamiento restringido	No	No
	Desalineamiento de juntas de expansión	No	No
VIBRACIÓN	Peso Colgado excesivo	No	No
	Soportes inadecuados	No	No
	tuberías de pequeño calibre	No	Si
	Conexiones roscadas	No	No
	Soportes sueltos por deterioro mecánico	No	No
SOPORTE	Plataes de soportes	No	No
	Colgantes deformados o fracturados	No	No
	Resortes fuera de apoyo	No	No
	Abrazadera deformada o fracturada	No	No
	Mensulas sueltas	No	No
	Placas/rodillos deslizantes	No	No
	Contrapeso	No	No
	Soportes con corrosión	No	No
CORROSIÓN	Partes de soportes bajo grampas	No	No
	Recubrimiento/Pintura deteriorados	No	No
	Interfase suelo-aire	No	No
	Superficie de contacto del aislamiento	No	No
	Productos biológicos	No	No
AISLAMIENTO	Daños/perforaciones	No	Si
	Envoltura/aislamiento extraviado	No	No
	Sello deteriorado	No	No
	Abultamiento	No	No
	Flejes (rosos-extraviados)	No	No

OBSERVACIONES:



ANEXO 4

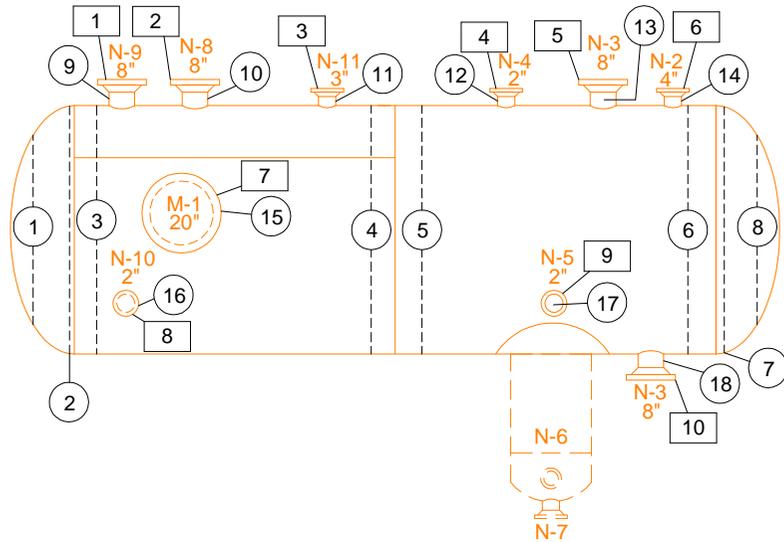
EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL

ML-D-1-CUERPO

1. Dibujo de equipo
2. Empate
3. Reporte generado de la unidad de control
4. Gráfica de espesores contra fechas de inspección



ML-D-1
VISTA ORIENTE



TEMP. (°C)	DISEÑO	343
	OP.	51
PRESIÓN (kg/cm²)	DISEÑO	7.4
	OP.	1.4
DIÁMETRO (in)		84
ESP. ORIGINAL (in)		0.750
CORR. PERMITIDA (in)		0.177
LÍM. DE RETIRO (in)		576 / 542
ESP. MATERIAL		A 285 Gr. C
SERVICIO		HEXANOS (C2-C6)
NÚMERO DE PLACAS		--
DENSIDAD (lb/in³)		--
COL. DE LÍQUIDO (ft)		--

BOQUILLA (S)	ESP. MATERIAL	Φ (in)	#
M-1	A 516 Gr. 70	20	150
N-1	A 106 Gr. B	8	150
N-2	A 106 Gr. B	4	150
N-3	A 106 Gr. B	8	150
N-4	A 106 Gr. B	2	150
N-5	A 106 Gr. B	2	150
N-8	A 106 Gr. B	8	150
N-9	A 106 Gr. B	8	150
N-10	A 106 Gr. B	2	150
N-11	A 106 Gr. B	3	150

NOTAS

DTI: P-21B-085B

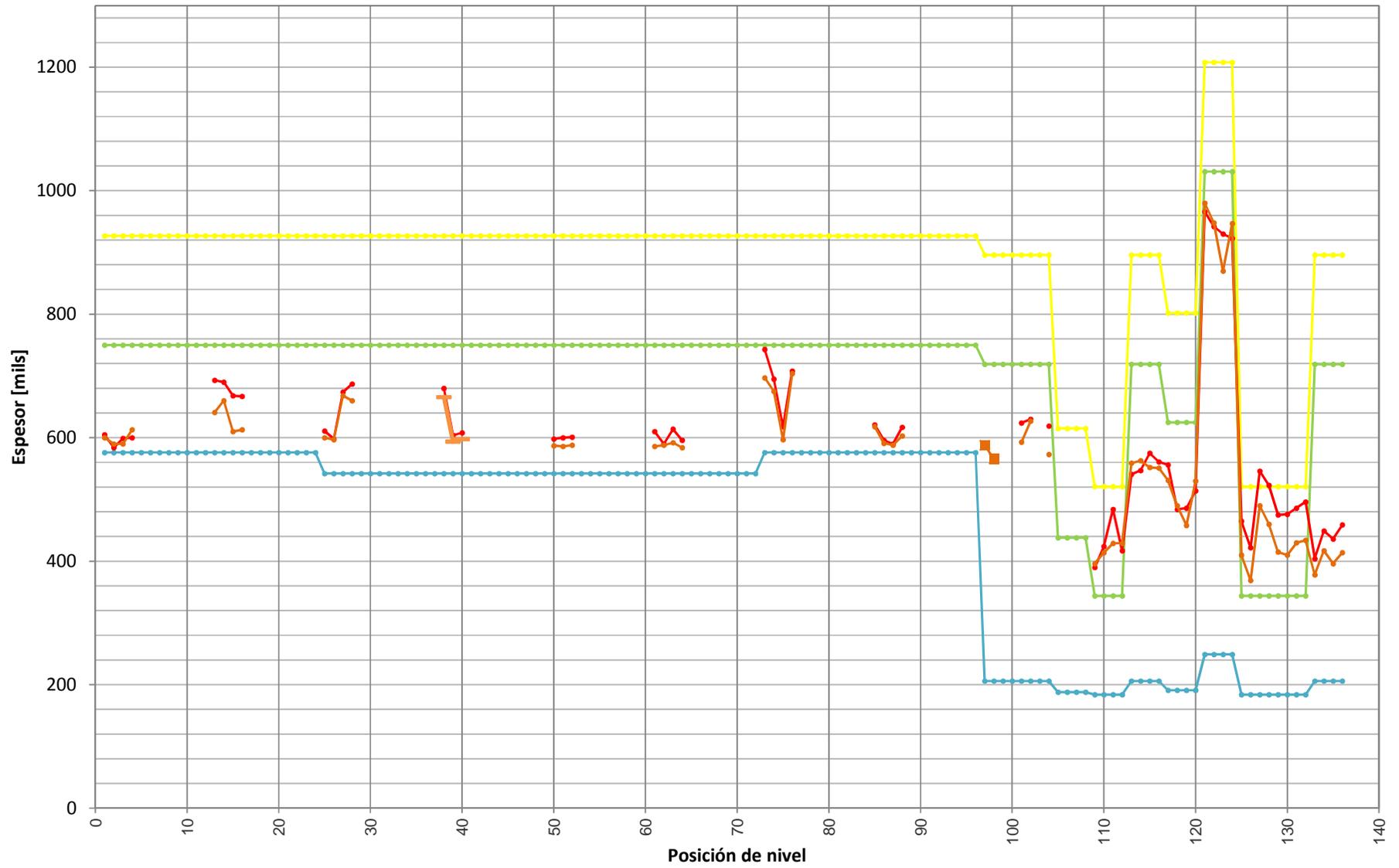
EMPRESA	REFINERÍA "NOMBRE DE LA REFINERÍA"	
	DEPARTAMENTO	
SECTOR / ÁREA:	1	
PLANTA:	FRACCIONADORA DE LIGEROS ML	
Fecha:	31/NOVIEMBRE/2010	Sustituye a: ML-02-11
# Revisión:	0	Circuito: ML-D-1
Lev. en Campo:	AAG	
Dibujó:	AINN	U. de C.: CUERPO
Aprobó:	GMV	Isométrico No.: 1 DE 1

	REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES	
	SUBDIRECCIÓN:	
	CENTRO DE TRABAJO:	
	SECTOR / ÁREA:	
PLANTA / INSTALACIÓN:		

CIRCUITO:	
UNIDAD DE CONTROL:	
DESCRIPCIÓN:	

TOTAL DE NIVELES:	18 niveles
TOTAL DE PUNTOS:	136 puntos

DESCRIPCIÓN				FECHA					
				Jul-08			Mar-09		
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM. NOM. (mm)	LÍMITE DE RETIRO (mm)	LOCALIZACIÓN	ESPESOR (mm)	VELOCIDAD DE DESGASTE (mm)	ESPESOR (mm)	VELOCIDAD DE DESGASTE (mm)	ESPESOR (mm)	VELOCIDAD DE DESGASTE (mm)
	ESPESOR ORIGINAL (mm)								
1	875	750	Posición 1	805		800	Expansión		
			Posición 2	804		800	Expansión		
			Posición 3	806		800	0.40		
			Posición 4	800		800	Expansión		
			Posición 5						
			Posición 6						
	Posición 7								
	Posición 8								
	Posición 9								
	Posición 10								
	Posición 11								
	Posición 12								
2	840	750	Posición 1	800		800	Expansión		
			Posición 2	800		800	0.20		
			Posición 3	720		800	08.20		
			Posición 4	720		800	11.25		
			Posición 5						
			Posición 6						
	Posición 7								
	Posición 8								
	Posición 9								
	Posición 10								
	Posición 11								
	Posición 12								
3	840	750	Posición 1	811		800	0.04		
			Posición 2	808		807	0.20		
			Posición 3	874		800	Expansión		
			Posición 4	807		800	Expansión		
			Posición 5						
			Posición 6						
	Posición 7								
	Posición 8								
	Posición 9								
	Posición 10								
	Posición 11								
	Posición 12								



ANEXO 4: EXPEDIENTE DE LA UNIDAD DE CONTROL ML-D-1-CUERPO



BIBLIOGRAFÍA

1. DG-SASIPA-IT-0204_REV_7 Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.
2. DG-ASIPA-IT-00008 Límite de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.
3. GPEI-IT-0201 Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.
4. GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.
5. DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación.
6. GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
7. NOM-020-STPS-2002 Recipientes sujetos a presión y calderas-Funcionamiento-Condiciones de Seguridad.
8. API 570 Piping Inspection Code
9. API 574 Inspection Practices for Piping System Components.
10. API 510 Pressure Vessel Inspection Code.
11. API 572 Inspection of Pressure Vessels.
12. "Propuesta para implementar un sistema de medición de espesores en líneas y equipos de la sección de fraccionamiento de una planta FCC", Vanessa Trejo Juárez, Dr. M. Javier Cruz Gómez, 2006.



13. CEASPA-GDDITEA-002 Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en Auto CAD® 2008. Uso de la herramienta de dibujo del SIMECELE, Facultad de Química, UNAM, 2009.
14. GPEI-IT-3001 Para la instalación de niplería en líneas y equipos de proceso.
15. NOM-028-STPS-2004, Organización del trabajo –Seguridad en los procesos de sustancias químicas.
16. ASME Section VIII, DIV. 1 Boiler and pressure vessel code. Rules for construction of pressure vessels
17. GPASI-IT-0002 Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.
18. ANSI B31.1. Piping Design
19. GPASI-IT-0002 Procedimiento para el cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.
20. CEASPA-MUS-003. Manual de usuario del SIMECELE, Facultad de Química, UNAM, 2009.