UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

TÍTULO DE TESIS:

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL DE ESPESORES EN LINEAS Y EQUIPOS (SIMECELE) DE UNA PLANTA HIDRODESULFURADORA DE NAFTAS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:

Wilber Hernández Valencia

MÉXICO, D.F. **2012**

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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: PROF. ISAÍAS ALEJANDRO ANAYA Y DURAND

VOCAL: PROF. JOSÉ ANTONIO ORTÍZ RAMÍREZ

SECRETARIO: PROF. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ

1ER. SUPLENTE: PROF. JUAN MARIO MORALES CABRERA

2DO. SUPLENTE: PROF. MARIANO PÉREZ CAMACHO

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

NIVEL 4, ALA NORTE

TORRE DE INGENIERÍA, UNAM

ASESOR DEL TEMA:

_____

DR. M JAVIER CRUZ GÓMEZ

SUPERVISOR TÉCNICO:

_____

MIRIAN GUZMÁN ESPINOZA

SUSTENTANTE:

_____

WILBER HERNÁNDEZ VALENCIA

ÍNDICE

RESUMEN 1

INTRODUCCIÓN 2

OBJETIVOS 4

JUSTIFICACIÓN 5

CAPÍTULO 1. MARCO TEORICO 6

1.1 Sistemas de administración de la seguridad de los procesos 6
1.2 Integridad mecánica [3] 12
1.3 Inspección técnica de líneas y equipos de proceso [4] 12
1.4 Pruebas no destructivas [5] 13
1.5 Pruebas destructivas [4] 14
1.6 Medición de espesores de líneas y equipos de proceso 15
1.7 Sistema de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos de proceso (SIMECELE) 16
1.8 ¿Qué es el SIMECELE? 17
1.9 Módulos del SIMECELE 18
1.9.1. Implementación del SIMECELE *19*
1.9.2. Conceptos básicos para realizar el trabajo de campo [6] *20*

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA 22

2.1 Química del proceso. 22
2.2. Descripción del flujo de proceso [7] 23
2.2.1 Sección de reacción *23*
2.2.2 Sección de estabilización y fraccionamiento *24*
2.3 Variables del proceso 27

CAPÍTULO 3. TRABAJO DE CAMPO 29

3.1 Diagramas de flujo de proceso de la planta 29
3.2 Actualización y digitalización de diagramas de tubería e instrumentación [8] 31
3.3 Censo de circuitos y unidades de control 33
3.4 Actualización y digitalización de isométricos [6] 34
3.4.1 Numeración de niveles de calibración *35*
3.4.2 Unidades de control de líneas *35*
3.4.3 Unidades de control de equipos *39*
3.5 Dibujo en AutoCAD® con el módulo de dibujo del SIMECELE [10] 40
3.6 Empalme de isométricos para su carga al SIMECELE 42
3.7 Expedientes de inspección técnica de líneas y equipos de proceso 42
3.7.1 Captura de expedientes de inspección en el SIMECELE [11] *44*
3.7.2 Migración de bases de datos al SIMECELE *49*
3.7.3 Captura con el equipo de medición ultrasónica *50*
3.8 Elaboración del reporte de la inspección técnica 51
3.8.1 Estadística de la medición de espesores [6] *52*
3.8.2 Cálculo del límite de retiro [15] [16] *55*

3.8.3 Gráficas de resultados *59*
3.8.4 Fechas de próxima inspección [4] *61*
3.9 RESUMEN DE LA METODOLOGÍA 62

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN 64

4.1 CENSO DE CIRCUITOS IDENTIFICADOS EN EL DFP DE LA PLANTA 64
4.2 CENSO DE UNIDADES DE CONTROL 69
4.3 ANÁLISIS DE UNA UNIDAD DE CONTROL DE LÍNEAS 72
4.4 ANÁLISIS DE UNA UNIDAD DE CONTROL DE EQUIPOS 75

CONCLUSIONES 81

BIBLIOGRAFÍA 84

ANEXO 1. PUNTOS DE MEDICIÓN EN TUBERÍAS, TEE'S, CODOS Y CODOS OBSTRUIDOS [6] 86

ANEXO 2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA CAPTURA DE UNA INSPECCIÓN CON EL SIMECELE 89

ANEXO 3. TABLAS DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE LÍMITE DE RETIRO 92

TABLA 1. VALORES DE LÍMITE DE RETIRO DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE ESPESORES DE RETIRO PARA LAS TUBERÍAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS Y MEZCLAS DE GAS Y LÍQUIDO. . 92
TABLA 4. VALORES DE LÍMITE DE RETIRO DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE ESPESORES DE RETIRO PARA LAS TUBERÍAS DE ALEACIONES DE PROCESO. 95
TABLA 5. VALORES PARA EL COEFICIENTE DE MATERIAL Y, PARA T < D/6. 96
TABLA 6. VALORES PARA LA EFICIENCIA DE SOLDADURA E. 96

ANEXO 4. CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO PERMITIDA PARA RECIPIENTES A PRESIÓN 97

Simbología *97*
Cálculo de límite de retiro y la presión máxima de trabajo permitida para un recipiente cilíndrico horizontal. *99*
Cálculo de límite de retiro y la presión máxima de trabajo permitida para un recipiente esférico. *100*

ANEXO 5. DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DE LA LÍNEA Y EL EQUIPO ANALIZADO 101

A DIOS.

A MIS PADRES: JOSÉ LUIS HERNÁNDEZ VAZQUEZ Y ELENA VALENCIA PALOMEC

A Mis hermanos: Luis Alberto, Cristian y Jessica.

Y A TODOS LOS QUE ESTUVIERON CONMIGO EN LA FACULTAD Y EN EL TRABAJO, PORQUE SIN LA COMPETENCIA SANA NO SOMOS NADA.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL A: MIRIAN GUZMÁN ESPINOZA,

Por su atención y dedicación hacia mi persona.

“Hay una fuerza motriz más grande que el vapor y la electricidad, la voluntad”

Albert Einstein

RESUMEN

El uso constante de las tuberías y equipos en las refinerías ocasiona el desgaste del material con que están fabricados, es por ello que se requiere tenerlos bajo una revisión constante, mediante sistemas de integridad mecánica, de manera que se puedan programar los mantenimientos preventivos o correctivos que se les deben realizar, y en su caso, programar el reemplazo de los mismos; esto con la finalidad de evitar que ocurra la pérdida de contención de sustancias peligrosas, con repercusiones para las personas, el medio ambiente y/o las instalaciones. Uno de estos sistemas es el SIstema de MEdición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE), desarrollado en la Facultad de Química de la UNAM, por el grupo de trabajo que encabeza el Dr. M. Javier Cruz Gómez; este sistema es una herramienta que permite, con base en normas, tener una mejor administración y control de la información sobre inspección técnica de tuberías y equipos de proceso. Entendiéndose por inspección técnica el conjunto de actividades realizadas para garantizar que un determinado equipo o línea de proceso puede continuar funcionando en condiciones seguras. En este trabajo se documenta la metodología a seguir para llevar a cabo la implementación del SIMECELE en una planta hidrodesulfuradora de naftas y se establecen las bases para generalizar o tipificar la obtención de circuitos y unidades de control en que deben dividirse una planta de este tipo, para el análisis de la integridad mecánica de sus componentes.

INTRODUCCIÓN

Un elemento básico en la seguridad de una instalación industrial es la integridad mecánica de sus líneas y equipos de proceso, la cual garantiza que al inspeccionarlos, mantenerlos y/o reemplazarlos, se podrán prevenir fallas y con esto accidentes que tengan como resultado daños a personas, instalaciones y/o al ambiente.

La integridad mecánica es aplicable a las diferentes fases del proceso, es decir, en el diseño, procura, fabricación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento. En cuanto al mantenimiento, la integridad mecánica está fundamentada en la captura y diagnóstico de las condiciones en las que se encuentran los equipos y líneas de proceso, actividades que se desarrollan mediante la inspección técnica. A través de la inspección técnica se pueden generar los planes de mantenimiento y próxima inspección por equipo y líneas, asegurando de esta manera la continuidad del proceso, la reducción de los impactos por fallas operacionales, los peligros y accidentes en planta.

En el tema de inspección técnica en la industria de refinación de petróleo se había visto que se tenían puntos de oportunidad de mejora. Distintas fuentes, incluyendo consultores internacionales en riesgo, indicaban que existía una gran variabilidad en los resultados obtenidos de las inspecciones realizadas entre los centros de trabajo de la misma organización, esto debido por supuesto a la interpretación que se hace de la normatividad, no estandarizada hasta ese momento, incluso hay huecos o falta información sobre situaciones específicas que no estaban contempladas. Así también es muy criticado en nuestros días el no hacer uso de la tecnología para optimizar los procesos, caso específico de continuar con el uso de archivos en papel sujetos a la falta de actualización y al mismo tiempo, deterioro por su uso.

Con base en esta oportunidad de mejora, en la Facultad de Química de la UNAM se desarrolló un SIstema de MEdición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE), que más que un sistema es una metodología o filosofía de trabajo para tener un adecuado control de la información de las inspecciones técnicas, incluyendo como parte de éstas, el historial de mediciones de espesores de las instalaciones. Con este sistema se logra tener dicha información disponible, actualizada y confiable, para la toma de decisiones en los diferentes niveles, desde el personal que programa y realiza los mantenimientos, hasta el que asigna los recursos.

Adicionalmente, para la industria de refinación, la implementación de este sistema será evidencia de la aplicación de mejores prácticas en caso de auditorías de gobierno, evitando multas o sanciones, o bien por parte de compañías aseguradoras, obteniendo una mejor calificación y la correspondiente reducción en las primas aplicables.

En este trabajo se da a conocer la metodología que se debe seguir para la implementación del sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos de proceso tomando como área de estudio una planta hidrodesulfuradora de naftas de una refinería. La metodología incluye las diferentes actividades que se realizan en una inspección técnica, desde el dibujo y actualización de los diagramas técnicos que describen las instalaciones, hasta la obtención de resultados de los datos de desgaste y su análisis e interpretación. Como producto final se podrá generalizar la forma de inspeccionar técnicamente una planta de hidrodesulfuradora de naftas al obtener los censos de circuitos y unidades de control. En el capítulo 1 se incluyen los principales puntos teóricos que servirán de base para la descripción de la metodología para la inspección técnica de líneas y equipos de proceso en una planta hidrodesulfuradora de naftas, cuyo proceso se encuentra descrito en el capítulo 2; y en el capítulo 3 se aplicará dicha metodología, integrada en lo que es el trabajo de campo. En el capítulo 4 se realizará el análisis de la información obtenida y se concluirá sobre los resultados y el censo generalizado de circuitos obtenidos de dicha planta.

OBJETIVOS

1. Documentar la metodología a seguir para la inspección técnica de líneas y equipos de proceso en una planta hidrodesulfuradora de naftas.

2. Establecer el típico de circuitos y unidades de control en los que se puede clasificar una planta hidrodesulfuradora de naftas, así como establecer las variantes de acuerdo a las configuraciones de campo.

JUSTIFICACIÓN

Las pérdidas de metal por corrosión son uno de los principales problemas en tuberías y equipos que manejan hidrocarburos y constituye la más frecuente forma de daño que disminuye su resistencia mecánica, así como la principal causa de reparación o reemplazo de las mismas.

Una tubería sometida a presión interna opera por normatividad a niveles de esfuerzo por debajo del límite de cedencia del material. Sin embargo al presentarse defectos por corrosión/erosión o algún tipo de daño mecánico en el espesor, estos pueden reducir la ductibilidad del material y conducir a la falla.

La falla de los equipos o tuberías de una instalación industrial como lo es una refinería representa costos elevados de operación debido a paros de servicio y pérdidas de producto en la línea; aunado a esto se tienen que asumir los costos propios del accidente ocurrido, si derivado de la falla se ocasionan derrames o incendios, con daños a personas, el medio ambiente o las instalaciones.

Además de la pérdida de imagen por el accidente, la empresa no podría cumplir con sus programas de abastecimiento de combustibles. De ahí la importancia de tener un adecuado control de las condiciones de los equipos y líneas de proceso. La implementación de metodologías y acciones que permitan incrementar la seguridad en las instalaciones se justifican por si mismas, incluso se puede decir que la mejor inversión que se puede hacer es en seguridad.
La metodología descrita en el presente trabajo para la realización de las actividades de inspección técnica de líneas y equipo de proceso, incorpora la experiencia adquirida en campo, del grupo de trabajo de la Facultad de Química de la UNAM, enriquecida con las experiencias de trabajo del personal que labora

en la planta analizada. Su aplicación garantizará la seguridad en la operación de dichas instalaciones.

CAPÍTULO 1. MARCO TEORICO

1.1 Sistemas de administración de la seguridad de los procesos

Desde la revolución industrial en el mundo han ocurrido muchos accidentes, que han provocado varias muertes de trabajadores, es por ello que la sociedad industrial se ha visto en la necesidad de crear normas, leyes o reglamentos de seguridad en el trabajo; solo por citar algunos ejemplos de las mayores catástrofes que han ocurrido en el mundo, se puede mencionar el accidente que sucedió en México el 19 de noviembre de 1984, en las instalaciones de almacenamiento y distribución de gas licuado (GLP), de Petróleos Mexicanos (PEMEX), en San Juan Ixhuatepec, donde se causó la muerte de aproximadamente 600 personas; también en 1984, en Bhopal India el 3 de diciembre, se presenta una fuga de isocianato de metilo de una fábrica de pesticidas en donde se provoca la muerte de miles de personas; con estos y otros lamentables hechos, afortunadamente se empiezan a prender luces de emergencia para tratar de implementar normas de seguridad en las industrias de proceso químico.

En la tabla 1 se muestran otros de los principales accidentes de nivel mundial ocurridos por las mismas fechas o anteriores a los accidentes de San Juanico y Bhopal. Es evidente que han ocurrido muchos otros accidentes que aquí no se mencionan, pero que dejan precedente de que es necesario hacer algo para evitarlos, es por eso que se han creado instituciones encargadas de poner en marcha planes o sistemas de administración de la seguridad de los procesos químicos, entre ellas se tienen las siguientes:

OSHA

En 1970, la Ley de Seguridad y Salud Ocupacional de los Estados Unidos crea la Administración de la Seguridad y Salud Ocupacional, OSHA (Occupational Safety and Health Administration), con el objetivo reducir accidentes, enfermedades, lesiones y muertes laborales; permitiendo así, la reducción en los gastos de seguros médicos y en la capacitación de personal cuando es necesaria la sustitución de un empleado. En 1992, la OSHA señala 14 elementos que deben existir en la administración de la seguridad de los procesos que manejan sustancias químicas altamente peligrosas, descritos en su registro 29 CFR Part 1910.119.

EPA

La Agencia de Protección del Medio Ambiente, EPA (Environmental Protection Agency), surge en Estados Unidos el 2 de diciembre de 1970 con el fin de monitorear y establecer estándares para acatar la protección ambiental. La misión de la EPA es proteger la salud humana y cuidar que se perjudique lo menos posible al ambiente; entre sus logros está el reducir emisiones vehiculares, proteger la capa de ozono, incrementar el reciclaje, etc. La EPA además hace obligatorio para las instalaciones implementar un Programa de Administración de Riesgos (Risk Management Program), de acuerdo a su registro 40 CFR 69 del 31 de enero de 1994.

Tabla 1. Principales accidentes industriales. [1]

Lugar	Evento	Consecuencias
Flixborough (UK), 1974	Explosión de vapor no confinada (UVCE) de ciclohexano	- 28 muertos y cientos de heridos - Destrucción completa de las instalaciones
Cubatao (Brasil), 1974	Bola de fuego de gasolina por fuga de un oleoducto	- Al menos 500 muertos - Graves daños al medio ambiente
Seveso (Italia), 1976	Reacción química fuera de control que provoca el venteo de un reactor, con liberación a la atmósfera de dioxina	- Sin muertes - Evacuación de más de 1.000 personas - Abortos espontáneos y contaminación del suelo - Autoridades ilocalizables (fin de semana) - Las primeras medidas se tomaron a los cuatro días
Camping Los Alfaques, San Carlos de la Rápita (España), 1978	Explosión BLEVE de un camión sobrecargado de propileno al chocar contra un camping	- 215 muertos - Destrucción completa del camping

Tanto el registro 29 CFR Part 1910.119 de la OSHA como el 40 CFR 69 de la EPA, incluyen como uno de sus principales puntos la integridad mecánica de las instalaciones. Las compañías aseguradoras de las industrias químicas exigen que se implementen sistemas de administración similares a éstos, para poder establecer primas de seguro más adecuadas.

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

En 1992, por la explosión del drenaje de la ciudad de México provocada por derrame de gasolina, se crea el Programa Nacional para la Prevención de Accidentes de Alto Riesgo Ambiental (PRONAPAARA). En 1996, por decreto presidencial se hace obligatorio los estudios de riesgo para todas las empresas.

Después del accidente en San Juan Ixhuatepec y a pesar de los esfuerzos que se realizaban por incrementar la seguridad en las instalaciones, entre 1995 y 1996 PEMEX sufrió varios accidentes más:

- Fuga de gas e incendio en Plátano y Cacao, Tab. (febrero 16, 1995)
- Explosión en el Centro Procesador de Gas Cactus, Chis. (julio 26, 1996)
- Incendio en la Terminal Satélite Norte de San Juan Ixhuatepec, Edo. de Méx. (noviembre 11, 1996)
- Incendio en la Refinería de Minatitlán (diciembre 17, 1996)

Estos eventos propiciaron la adaptación de dos sistemas de administración para la seguridad, salud y protección ambiental, que van de la mano con las normas y reglamentos de carácter nacional e internacional establecidos hasta la fecha:[(2)]

- Programa de Seguridad Salud y Protección Ambiental (PROSSPA), implantado en 1996 por PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB). El PROSSPA manejó 5 niveles de desarrollo, mismos que califican el grado de avance en la asimilación de los principios del actual Sistema de Seguridad y Protección Ambiental (SSPA) mediante cuatro libros: Sistemas de SSPA (Libro Rojo), Seguridad de los Procesos (Libro Azul), Salud Ocupacional (Libro Blanco) y Administración Ambiental (Libro Verde).
- Sistema Integral de Administración de Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA) instrumentado en 1997 para PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación (PR) y PEMEX Petroquímica (PPQ). El SIASPA maneja 5 niveles de desarrollo y está integrado por 18 elementos relacionados con el factor humano, los métodos de trabajo y las instalaciones; se implantó en 159 instalaciones de PEMEX.

En el 2005 PEMEX incorpora en sus instalaciones las 12 mejores prácticas de seguridad, así como la Administración de la Seguridad en los Procesos (ASP) e Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad (IMAC), todo esto con la implantación del SSPA. Estas prácticas se encuentran descritas en la figura 1.

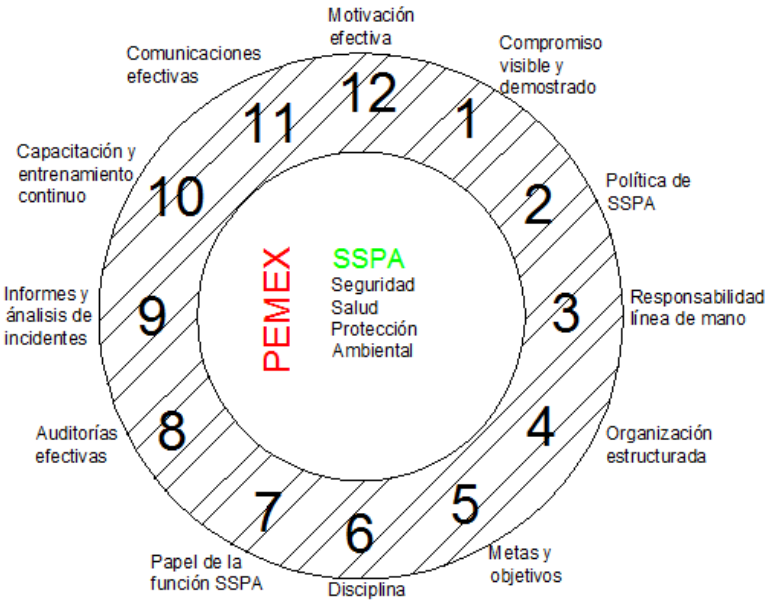


Figura 1. Esquema de subsistema de 12 mejores prácticas internacionales.

El SSPA se subdivide a la vez en tres sistemas: 1) Subsistema de administración de salud en el trabajo, 2) Subsistema de administración de seguridad en los procesos, 2) Subsistema de administración ambiental. Como ejemplo, en la figura 2 se muestra el subsistema de administración de seguridad en los procesos en donde está incluido el punto sobre integridad mecánica.

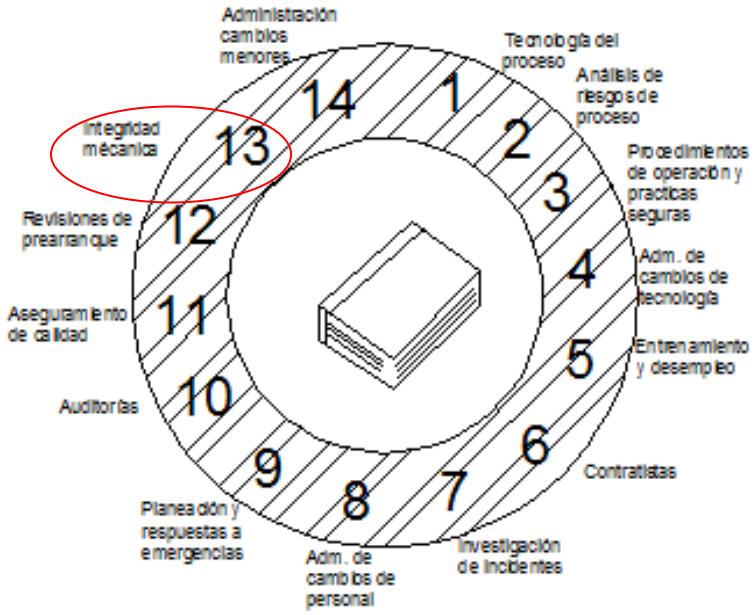


Figura 2. Esquema de subsistema de administración de la seguridad de los procesos.

El 14 de enero del 2005 se publicó en México en el Diario Oficial de la Federación la norma NOM-028-STPS-2004 Organización del trabajo-Seguridad en los procesos de sustancias químicas. Al igual que el sistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (PSM, Process Safety Management) de la OSHA y el Programa de Administración de Riesgos (RMP, Risk Management Program) de la EPA, esta norma busca prevenir los accidentes químicos mayores y mitigar sus consecuencias. En el punto 12 de esta norma se toca el tema de integridad mecánica.

1.2 Integridad mecánica [3]

La integridad mecánica es la parte que se encarga de la revisión, análisis y cuidado de los equipos y tuberías involucrados en los procesos químicos, en si cubre la vida útil de las instalaciones, desde el diseño, instalación, uso, mantenimiento y desmantelamiento del equipo o línea de servicio. Su objetivo final es prevenir fallas, accidentes o riesgos potenciales a personas, instalaciones y al ambiente.

Cabe señalar que en las fases de operación y mantenimiento, la integridad mecánica se desarrolla en paralelo, es decir, mientras se opera, se mantiene; las principales actividades para esto son la inspección y la reparación.

Una inspección se refiere a la revisión que se realiza con la finalidad de identificar las condiciones que podrían impactar en la capacidad del equipo o línea, para seguir operando con seguridad. Esta revisión puede ser realizada mientras el equipo está en servicio o fuera de operación. Los resultados de una inspección involucran el diagnóstico y la captura de dichas condiciones, información que permitirá el desarrollo de los respectivos planes de mantenimiento o establecimiento de nuevas fechas de inspección.

1.3 Inspección técnica de líneas y equipos de proceso [4]

La inspección técnica está relacionada con las actividades realizadas por personal con conocimientos en la materia, para determinar que un equipo o línea de proceso puede continuar funcionando en condiciones seguras. Para esto se pueden realizar dos tipos de inspecciones:

- Inspección externa: revisión visual efectuada en el exterior del equipo. En esta revisión se deben identificar todas las partes y accesorios del equipo,

desde el espesor, verificación de agrietamiento en los cimientos, revisión de los soportes, boquillas y accesorios para identificar posibles fugas de materia; hasta revisar el buen estado de las tornillerías y niplerías.

- Inspección interna: revisión en el interior del equipo usando inspección visual, pruebas no destructivas y/o pruebas destructivas. En este tipo de inspección se deberá desarmar el equipo y se checará el buen estado del cuerpo, boquillas y soldaduras tratando de localizar zonas desgastadas o corroídas, y posteriormente se procederá a realizar las pruebas no destructivas y/o pruebas destructivas en caso de ser requeridas.

1.4 Pruebas no destructivas [5]

Estas pruebas se realizan con diferentes tipos de instrumentos y se clasifican en:

- **Inspección ultrasónica:** se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) mediante sensores o transductores acusticamente acoplados en la superficie de los materiales. Se usa para determinar los espesores de las placas del equipo, en caso de encontrar una falla o desgaste se recurre a su pronta reparación.
- **Inspección con partículas magnéticas:** se basa en el principio del magnetismo; un metal magnético puede ser magnetizado local o globalmente y se le pueden esparcir sobre su superficie, pequeños trozos o diminutas partículas magnéticas y así observar cualquier acumulación de las mismas, lo cual es evidencia de la presencia de discontinuidades sub-superficiales y/o superficiales en el metal.
- **Inspección por líquidos penetrantes:** este método consiste en verter un líquido sobre el equipo o tubería y observar después de su limpieza y remoción con un material absorbente, si las áreas contienen discontinuidades superficiales (grietas, perforaciones, etc.).

- **Inspección radiográfica:** se basa en la capacidad de un material para dejar pasar o retener la radiación (Rayos X o GAMA), con esto es posible determinar la presencia de irregularidades internas,
  midiendo o caracterizando la radiación incidente contra la radiación retenida o liberada por el material. Se utiliza principalmente para encontrar defectos en soldaduras.
- **Inspección por réplicas metalografías y perfiles de dureza:** consiste en copiar la textura y relieves de la superficie de cualquier aleación o metal mediante la utilización de un celuloide, el cual se prepara adecuadamente y se presiona sobre la superficie preparada en forma similar a cualquier probeta metalográfica de laboratorio, pero con un sobreataque químico para magnificar las interfases. Este método se emplea para determinar el estado de la estructura del equipo que ha manejado materiales sumamente agresivos.
- **Prueba de martillo:** esta prueba es muy sencilla simplemente se golpea la tubería o el equipo para identificar las paredes desgastadas.
- **Inspección positiva de materiales:** Con esta prueba se determina la composición de materiales de las aleaciones.
- **Corrientes Eddy:** se basan en la medición o caracterización de uno o más campos magnéticos generados eléctricamente e inducidos en el material de prueba. Distintas condiciones, tales como discontinuidades o diferencias en conductividad eléctrica pueden ser las causantes de la distorsión o modificación del campo magnético inducido.

1.5 Pruebas destructivas [(4)]

Las pruebas destructivas son aquellas en las que las propiedades físicas de un material son alteradas y sufren cambio en la estructura. Su cometido es determinar si la pieza analizada puede seguir cumpliendo con la función para la que fue creada. Por esta razón estas pruebas solo se realizan cuando las pruebas

no destructivas no son suficientes para determinar el estado de los equipos o tuberías; se rigen por el código ASME sección VII, Div. 2, Parte AM.

Las pruebas destructivas que se pueden realizar son las siguientes:

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

1.6 Medición de espesores de líneas y equipos de proceso

La medición de espesores, sirve para poder calcular el espesor real de un equipo o tubería. Con el espesor real se pueden realizar los cálculos correspondientes para determinar si dicho material, aún servirá para el trabajo que se desea o si soportará la presión con el o los fluidos que va a conducir o contener. Entre los riesgos que se busca evitar con la medición de espesores están principalmente: deformaciones, fisuras, fugas y/o explosiones.

El procedimiento para la medición de espesores en cuaquier industria química consiste en los siguientes pasos:

- Se deben tener disponibles los isométricos de las instalaciones. Generalmente se tienen en papel y serán sometidos a daños por su manipulación y las condiciones climatológica; además éstos deben estar actualizados, algo que puede dificultarse si no se cuenta con el dibujo en archivo electrónico.
- Contar con el aparato de medición ultrasonica para realizar las mediciones de espesores y manipularlo junto con el isométrico en mano y una pluma

para hacer las anotaciones; si se cuenta con asistente, se recurrirá al dictado de datos con el riesgo de presentarse errores humanos, algunos derivados de los niveles de ruido del lugar donde se realiza el trabajo. Habrá además niveles de dificil acceso en donde será necesaria la ayuda del asistente, de lo contrario el trabajo se tenderá a complicar.

- Transcribir los datos tomados o dictados, a hojas de cálculo para realizar las determinaciones correspondientes a la velocidad de desgaste y fechas de retiro probable y próxima medición, con el propósito de elaborar el reporte de la medición de espesores e integrarlo al expediente del equipo. Este trabajo requiere de varias horas al día para evitar la acumulación de valores y mantener actualizada la base de datos, ya que dependiendo de los valores anotados con anterioridad, se hacen los nuevos cálculos y si hubo un error en la medición de algún punto, el inspector no se daría cuenta sino hasta estar frente a la base de datos y tendría que repetir la toma al día siguiente del punto de calibración erróneo.

Adicionalmente a los puntos descritos, se debe tener presente el tamaño de las instalaciones a las que se les tendrá que realizar esta medición de espesores; en una refinería por ejemplo, es una tarea ardua ya que el tamaño de las plantas se mide en hectáreas y las líneas se miden en kilómetros.

1.7 Sistema de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos de proceso (SIMECELE)

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

1.8 ¿Qué es el SIMECELE?

El SIMECELE es un desarrollo tecnológico que tiene por objeto incrementar la efectividad y eficiencia en los procesos de inspección técnica de líneas y equipos de proceso, a través de la explotación e integración de varias tecnologías informáticas de punta (Microsoft .NET, Visual Basic 2005, Microsoft SQL Server 2000 o posterior, AutoCad 2006 en adelante). En el SIMECELE está integrada la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX Refinación ((DG-SASIPA-IT-204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008). Además, lo que le da un valor adicional al sistema es que se pudo integrar en él, la experiencia y el buen criterio del personal de diferentes centros de trabajo, que por muchos años han trabajado en el área de seguridad e inspección en sus instalaciones.

Con el SIMECELE se logra mejorar en:

- El resguardo de la información de las calibraciones y de los isométricos de inspección.
- El control de los resultados de la calibración de espesores.
- La predicción y programación de los mantenimientos de las líneas y los equipos de las plantas.
- Mantener actualizado el estado de las instalaciones en los diagramas isométricos de inspección, así como de otros diagramas técnicos de proceso.

En resumen con el SIMECELE se busca tener un proceso más efectivo y eficiente, y con mejor control de la información, garantizando la seguridad e integridad mecánica de las líneas y equipos de proceso.

1.9 Módulos del SIMECELE

El SIMECELE presenta en su página de inicio un árbol de tareas, el cual desglosa cada uno de los centros de trabajo de PEMEX y en el interior de ellos, se ubican las áreas o secciones, las cuales desglosan los circuitos y unidades de control en que se dividen las líneas y los equipos. El SIMECELE está compuesto por los siguientes módulos:

1. **Captura y edición de la información:** permite capturar y administrar todas las unidades de control con sus correspondientes datos de diseño de las líneas y equipo. En este módulo se realiza la captura manual de las calibraciones asi como de las inspecciones anteriores en una base de datos centralizada.
2. **Consultas por intranet:** permite la consulta de los isométricos, diagrama de flujo de proceso, diagramas de tubería e instrumentación y otros diagramas disponibles, enlazados de forma inteligente (a través del Sistema de Diagramas Técnicos Inteligentes, SIDTI). Además se pueden consultar los reportes generados.
3. **Creación y consulta de reportes:** con este módulo los reportes son generados al minuto y publicados en el sistema para su consulta por el personal autorizado; a través de él se controlan las versiones de éstos. Los reportes se generan de acuerdo a la normatividad de PEMEX DG-SASIPA-IT-00204.
4. **Ver o cargar especificaciones de materiales:** este módulo permite llevar un control de información de las especificaciones de los materiales de las tuberías y los equipos de las plantas, para disponer de estos y especificar a los niveles de calibración.
5. **Hacer o editar un isométrico:** en él están disponibles espacios para la edición y creación de isométricos, los cuales cuentan con formato especial definido y desarrollado por la UNAM, es decir, bloques y capas predefinidos y otras

herramientas de dibujo, sobre AutoCAD. Con este módulo se generan los diagramas inteligentes de forma fácil y rápida.

6. **Módulo de medición:** con él se puede hacer la captura de la medición directamente al sistema, con ayuda visible en pantalla y la estadística de los puntos evaluada al momento como soporte para la toma de decisiones en campo.

Los materiales y equipo que invoucra son: equipo ultrasónico de medición de espesores, software de interconexión (desarrollo UNAM), computadora tipo Tablet PC de uso rudo y software de medición avanzado (desarrollo UNAM).

Se sigue trabajando en perfeccionar estos módulos y en la creación de nuevos, de acuerdo a las necesidad que se ven en campo, como el módulo para la inspección de válvulas de seguidad (PSV's), en donde se incluyen puntos como listas de verificación para la inspección externa e interna de las válvulas; así como un módulo para recipientes a presión para dar cumplimiento a la norma NOM-020-STPS-2002 Recipientes a presión y calderas-Fucnionamiento-Condiciones de seguridad.

1.9.1. Implementación del SIMECELE

La implementación del SIMECELE en un centro de trabajo implica la labor previa de actualización y digitalización de diagramas técnicos (diagramas de flujo de proceso (DFP), de tubería e instrumentación (DTI) e isométricos) y en algunos casos en donde no se cuenta con el diagrama se tiene que hacer el levantamiento en campo y después el dibujo del mismo. Posteriormente se deberán realizar los censos de circuitos y unidades de control de cada planta, conceptos que se verán a detalle más a delante; y por último se procederá a la captura de expedientes de líneas y equipos en el SIMECELE, los cuales anteriormente se encontraban en gabinetes o cajones. Dado que se requiere seguir realizando las actividades de

inspección para garantizar la seguridad de las instalaciones, se deberán realizar en paralelo las mediciones que correspondan con la fecha de inspección utilizando también el SIMECELE.

Para mostrar la magnitud del trabajo que se requiere realizar para la implementación del sistema, por ejemplo se tiene que, para una refinería que cuenta con 34 plantas: se contará con aproximadamente 100 DFP's, unos 1,000 DTI's, 10,000 unidades de control que representan unos 13,000 isométricos (considerando los isométricos con no más de 60 niveles de medición). Con base en estos datos, realmente el uso de software especializado resulta de gran ayuda para disminuir la carga de trabajo que día con día se tiene en una instalación de este tipo. Se debe recorda que México cuenta con 6 refinerías y se habla en promedio de la misma cantidad de trabajo señalada para cada centro de trabajo. Si además se consideran todas las instalaciones de PEMEX Refinación faltaría incluir 77 terminales de almacenamiento y distribución, las terminales marítimas e instalaciones de ductos.

De acuerdo a lo anterior se ve que al principio de la implementación del sistema se deben hacer varios esfuerzos, sin embargo, conforme se tenga la información cargada y actualizada en el mismo, el trabajo será mucho menor y se convertirá en rutinario.

1.9.2. Conceptos básicos para realizar el trabajo de campo [6]

Tal y como se ha visto en las secciones anteriores han surgido conceptos muy específicos que se emplean en las actividades de integridad mecánica, como velocidad de desgaste, unidad de control, nivel de medición, etc. De ahí que es necesario definir los principales conceptos que se utilizarán para describir la metodología propuesta en este trabajo.

- **Circuito:** es el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.
- **Unidad de control:** son secciones del circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea tal como de 0 a 8 mpa, de 8 a 15 mpa, de 15>mpa.

- **Nivel de medición:** es el conjunto de posiciones de medición que se deben tomar en un mismo sitio de una tubería o equipo, por ejemplo, las cuatro mediciones que se hacen en una tubería o las mediciones en un equipo alrededor de su boquilla (4 o más), etc. Estas se describirán con más detalle en la metodología.
- **Velocidad de desgaste (Velocidad de corrosión)**.- es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared de un equipo o tubería. Se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.
- **Vida útil estimada (VUE)**.- es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.
- **Fecha de próxima medición de espesor (FPME)**.- es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control, de acuerdo al análisis estadístico que se realiza de la medición más actual con mediciones anteriores.
- **Fecha de retiro probable (FRP)**.- es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil estimada.
- **Límite de retiro**.- es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

La planta hidrodesulfuradora de naftas o como su nombre lo indica desulfuración con hidrogeno (hidrodesulfuration, HDS), tiene como principal función la conversión de los hidrocarburos insaturados (olefinas, diolefinas) a materias saturadas como las parafinas.

Los elementos insaturados eliminados mediante el hidrogeno incluyen al azufre, nitrógeno, oxigeno, haluros y trazas de metales; estos son de fácil reacción con el hidrógeno ya que son deficientes en éste. También se elimina agua obteniéndose un producto seco y libre de impurezas.

En el proceso de hidrodesulfuración se emplean catalizadores de cobalto y molibdeno, soportados en alúmina; sobre la superficie de estos se presentan numerosas reacciones que conducen a la eliminación de compuestos de azufre.

2.1 Química del proceso.

Las reacciones más comunes que ocurren en la hidrodesulfuración son principalmente la hidrogenación de compuestos insaturados, eliminación de compuestos nitrogenados, hidrogenación de compuestos oxigenados y la eliminación de compuestos con metales pesados. Algunas de las reacciones que ocurren se muestran a continuación:

I. Desulfuración

- Mercaptanos: $RSH+H_2 \longrightarrow RH+H_2S$
- Sulfuros: $R_2S+ 2H_2 \longrightarrow 2RH+H_2S$
- Disulfuros: $(RS)_2+3H_2 \longrightarrow 2RH+2H_2S$

II. Desnitrogenación

- Pirrol: $C_4H_4NH+4H_2 \longrightarrow C_4H_{10}+NH_3$
- Piridina: $C_5H_5N + 5H_2 \longrightarrow C_5H_{12} + NH_3$

III. Desoxidación

- Fenol: $C_6H_5OH \longrightarrow C_6H_6 + H_2O$
- Peróxidos: $C_7H_{13}OOH + 3H_2 \longrightarrow C_7H_{16} + 2H_2O$

IV. Deshalogenación

- Cloruros: $RCl + H_2 \longrightarrow RH + HCl$

V. Hidrogenación

- Pentano: $C_5H_{10} + H_2 \longrightarrow C_5H_{12}$

VI. Craqueo con hidrogeno.

- $C_{10}H_{22} \longrightarrow C_4H_8 + C_6H_{14}$

2.2. Descripción del flujo de proceso [7]

La planta consta de dos secciones la de reacción y otra que es la de estabilización y el fraccionamiento.

2.2.1 Sección de reacción

En esta sección se recibe la carga de gasolina ligera en un tanque acumulador, que opera a 37.8 ºC y 2.8 kg/cm^2, pasando previamente por un filtro donde se eliminan los sólidos presentes; posteriormente, esta carga es enviada por medio de bombas hacía el tren de precalentamiento con previa inyección de una

corriente de hidrógeno proveniente del compresor de recirculación e hidrógeno de reposición de la planta reformadora.

El tren de precalentamiento está formado por intercambiadores de calor conectados en paralelo, los cuales utilizan el calor del efluente del reactor para pasar de 42 ºC a 285 ºC. De ahí la carga pasa a un calentador a fuego directo donde alcanzará la temperatura que se requiere de 330 ºC en la entrada del reactor; esto hace que la mezcla se vaporice completamente.

Posteriormente la mezcla de gasolina e hidrogeno pasa al reactor donde se llevan a cabo las reacciones de hidrodesulfuración; cuando se han completado las reacciones, el efluente (que contiene parafinas, ciclopentanos, hexanos, benceno y sus derivados), pasa por el lado de tubos de los intercambiadores del tren de precalentamiento de carga y se envían a una torre desbutanizadora; por el lado de la carcaza pasa el producto desulfurado, es decir, sulfuro de hidrogeno y en menores cantidades agua, ácido clorhídrico, pentanos y amoniaco, que es lo que se conoce como nafta amarga, hasta llegar a un tanque de vaporización instantánea (flasheo). Así el efluente del reactor pasa de 360 ºC a 43 ºC, de ahí el hidrogeno que no reaccionó se recircula con un compresor nuevamente hacia la carga y la fase producto se envía a la zona de estabilización y fraccionamiento.

2.2.2 Sección de estabilización y fraccionamiento

La fase líquida procedente del tanque separador de producto desulfurado que se encuentra a 43 ºC y 22.8 kg/cm^2, se envía a fraccionamiento después de haberse precalentado en el tren de precalentamiento contra la carga a la planta reformadora y el efluente del reactor. Al líquido precalentado hasta una temperatura de 138.8 ºC, se le reduce la presión hasta 7.04 kg/cm^2 mediante una válvula que opera a control de nivel del tanque separador, lo cual provoca una expansión del fluido formándose una mezcla líquido-vapor que se envía al primer

tanque separador de alimentación a la torre desbutanizadora (la función de este separador es reducir el contenido de hidrógeno e hidrocarburos ligeros en la carga).

La fase vapor se enfría y condensa en un enfriador y se recibe a 37.7 °C en un segundo tanque separador a una presión de 6.3 Kg/cm^2, en él se recuperan los hidrocarburos que se escaparon del primer separador y se deja en libertad el gas amargo que a control de presión se envía a la planta de tratamiento de gas. La fase líquida de los dos separadores se envía por medio de bombas a la torre desbutanizadora entrando en el plato número 15.

La función de la torre desbutanizadora es la separación de los hidrocarburos ligeros y butanos de los pentanos e hidrocarburos más pesados; las condiciones de operación en el domo son de 16.8 kg/cm^2 man. y 93.3 ºC. Por el domo de esta torre salen vapores con cierta cantidad de compuestos de azufre por lo que es necesario inyectar inhibidores de corrosión para evitar problemas de corrosión en equipos subsecuentes. Estos vapores se condensan parcialmente al pasar a través del condensador de la torre desbutanizadora y se envían al tanque acumulador de reflujo de la misma torre que opera a 56.1 ºC y 16.5 kg/cm^2, donde se separan las fases. La fase gaseosa rica en hidrógeno, metano y ácido sulfhídrico (gases amargos) se envía a la línea de gas amargo cuyo destino final es la planta de tratamiento con dietilamina (DEA). Por su parte el condensado se divide en dos corrientes, el reflujo de la torre que se alimenta en el plato número 1 a control de flujo en cascada con un controlador de temperatura de la torre y la otra corriente constituida por propanos, butanos y pequeñas cantidades de compuestos de azufre que se envía a control de nivel del tanque acumulador de reflujo hacia la planta de tratamiento con DEA. Así el control de presión de la torre se logra mediante la regulación del flujo de salida de los gases amargos y el control de temperatura con la regulación de la cantidad de reflujo enviado a la torre.

Los fondos de la torre desbutanizadora están constituidos principalmente por pentanos, hexanos e hidrocarburos más pesados; estos se dividen en dos corrientes: una parte se envía al rehervidor de la torre donde alcanza una temperatura de 247.2 ºC y una vaporización de 44% mol; la otra parte se envía a la torre desisohexanizadora, previa disminución de presión de 17.2 a 2.1 kg/cm^2 man mediante una válvula que controla el flujo y actúa en cascada con el control de nivel del líquido del fondo de la torre desbutanizadora.

En la torre desisohexanizadora se separan los pentanos e isohexanos por el domo, y los hexanos y más pesados por el fondo, los cuales constituyen la carga a la unidad reformadora. El funcionamiento de la torre es similar a la desbutanizadora, la corriente del domo se condensa totalmente en el condensador de la torre desisohexanizadora y se recibe en el tanque acumulador de reflujo; parte del condensado se recircula hacia la torre para mantener la relación de reflujo requerido y la otra parte se envía como carga a la planta fraccionadora y a almacenamiento. La presión se controla mediante una línea de desvío de vapores calientes al tanque acumulador.

Una parte de la corriente que sale por el fondo de la torre desisohexanizadora se recircula al rehervidor de esta misma torre. En este equipo el líquido se vaporiza parcialmente a una temperatura de 168 ºC, controlando esta temperatura mediante el consumo de combustible. La otra parte del líquido de fondos que pasa previamente por el precalentador de carga a la torre desbutanizadora, se envía a un tanque de balance, el cual otorga flexibilidad al envío de la nafta a la planta reformadora, aumentando el tiempo de residencia del líquido.

En la figura 3 se muestra un esquema general que representa a una planta de hidrodesulfuración.

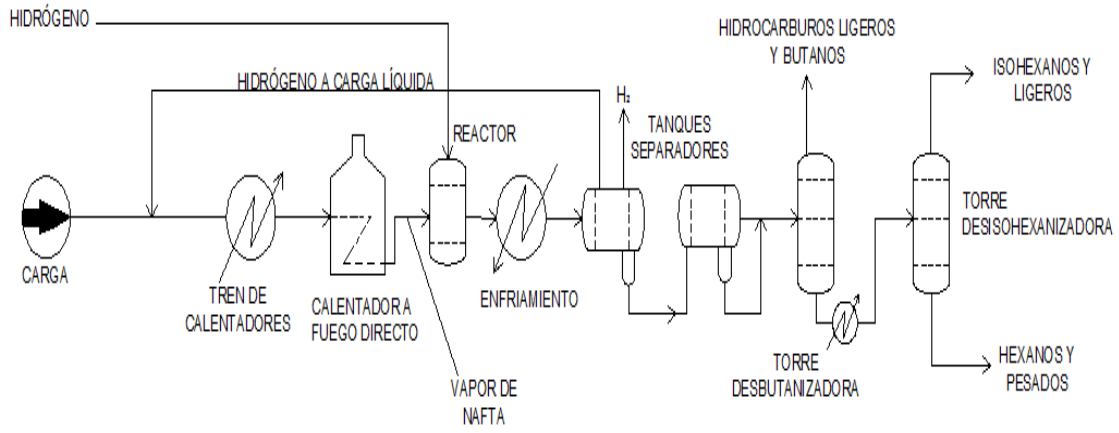


Figura 3. Representación general de una planta hidrodesulfuradora.

2.3 Variables del proceso

Las principales variables de proceso que afectan las reacciones de hidrotratamiento se describen a continuación:

- **Temperatura:** esta variable juega un papel muy importante debido a que con el incremento de la temperatura se aumenta la velocidad de las reacciones de hidrogenación, sin embargo, también se incrementa el depósito de carbón sobre el catalizador, por lo que es necesario conservar un balance que permita un adecuado hidrotratamiento de la carga.
- **Presión:** esta variable tiene un efecto favorable al limitar el depósito de carbón (por incremento de la presión parcial de hidrógeno).

- **Espacio-velocidad:** se refiere al volumen por hora de líquido dividido entre el volumen de catalizador; como el volumen de catalizador es fijo, esta variable solo puede variar por cambios en la velocidad de alimentación de la carga; el incremento en el flujo de alimentación requerirá un incremento de temperatura para obtener la misma calidad de producto.
- **Relación molar hidrógeno/hidrocarburos:** considera el número de moles de hidrógeno dividido entre el número de moles de hidrocarburos. Mientras mayor sea esta relación, menor será el depósito de carbón; de aquí que una relación alta de hidrógeno mejora las reacciones de hidrogenación.

CAPÍTULO 3. TRABAJO DE CAMPO

En las siguientes secciones se muestran las bases para iniciar el trabajo de campo, de donde se parte y hasta donde abarca la metodología empleada para la inspección técnica de líneas y equipos de proceso. En la última sección se resume dicha metodología mediante un diagrama de flujo.

3.1 Diagramas de flujo de proceso de la planta

En diferentes áreas de la industria química, se hace uso de diagramas para tener más claro la noción de sus procesos. Los Diagramas de Flujo de Proceso (DFP), ayudan a localizar los diferentes equipos y líneas que participan en el proceso y principalmente dan información de cuáles son las cantidades de materia que entran y salen en cada equipo; los principales puntos que debe tener un DFP son:

- Equipos participantes.
- Líneas principales dirigidas a diferentes equipos.
- Balance de materia y energía.
- Nombre de empresa que lo autoriza.
- Responsable de dibujo.
- Fecha de edición.

A continuación se muestra el DFP de una planta hidrodesulfuradora de naftas con las características mencionadas anteriormente.

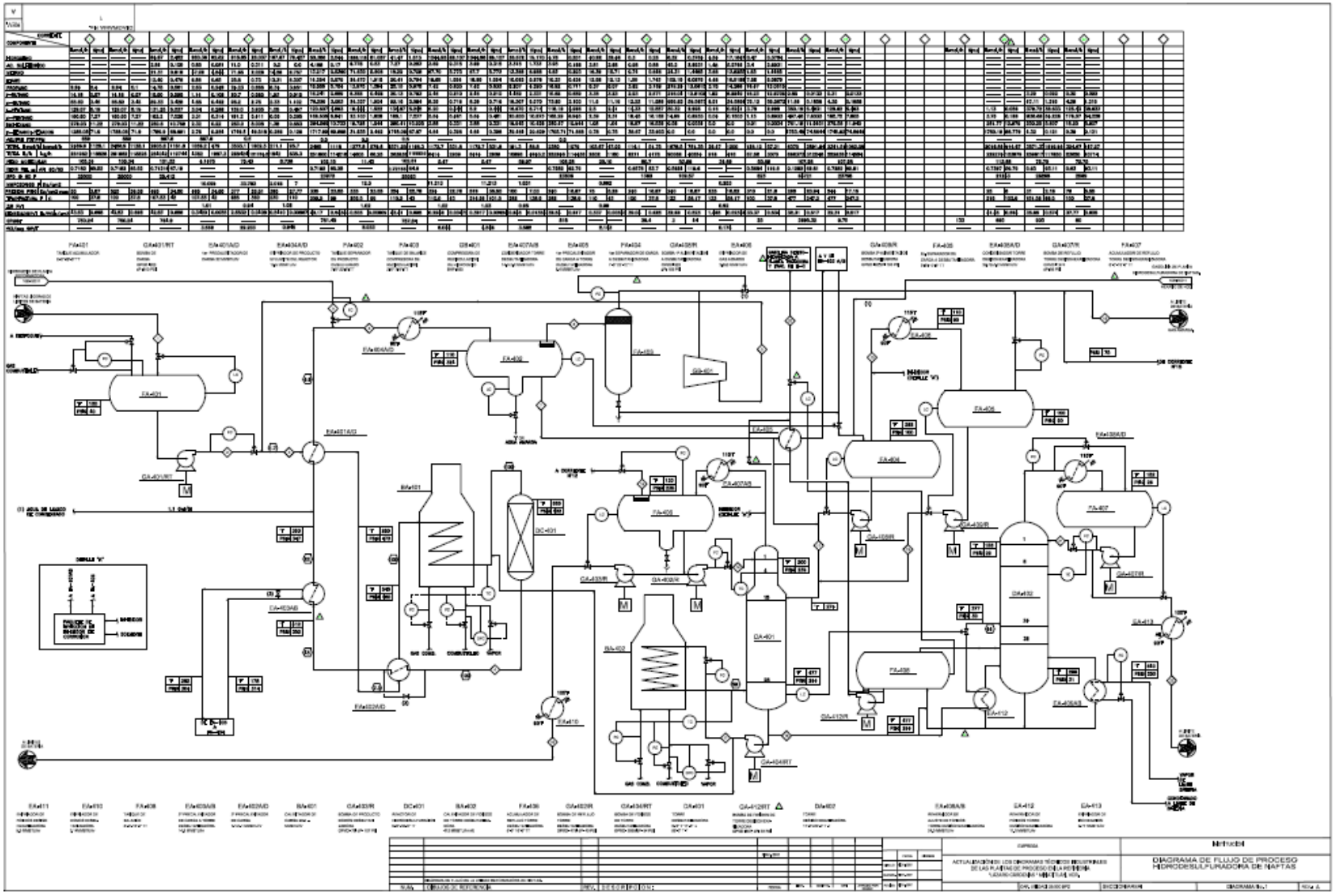


Figura 4. Diagrama de flujo de proceso de una planta hidrodesulfuradora de naftas.

3.2 Actualización y digitalización de diagramas de tubería e instrumentación (8)

Un Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI), como su nombre lo indica es un diagrama que contiene información detallada de los flujos que se manejan en cada tubería, condiciones de operación, tipo de material de la tubería, instrumentos de medición y control como controladores de presión o de temperatura; válvulas de seguridad y discos de ruptura, accesorios como trampas, juntas de expansión, etc. En un DTI las líneas de operación se encuentran perfectamente identificadas, así como los equipos (incluye todos los equipos del DFP así como las unidades de repuesto, unidades en paralelo, equipo mecánico y auxiliar). Por último incluye información de la empresa editora, dibujante, quién lo autorizó y fecha de expedición. En algunos casos contienen notas aclaratorias o lista de pendientes de información que falta incluir.

Los DTI's pueden ser de proceso (integrados por componentes de la planta que intervienen directamente en el proceso) o servicios (integrados por componentes que intervienen en la generación de servicios), aunque también se pueden encontrar diagramas de distribución (incluyen los sistemas de interconexión entre los diferentes diagramas de proceso) y diagramas contra incendio (red de agua contra incendio y sistemas de aspersión).

Existen diversos criterios para la elaboración de DTI's, todos estos han sido plasmados en un manual denominado "Procedimiento técnico para la elaboración de diagramas de tubería e instrumentación", elaborado por el grupo de trabajo de la Facultad de Química.[8] Este manual esta basado principalmente en la normatividad de PEMEX y de manera general en la Práctica Industrial de Procesos PIPPIC001, Criterios para la documentación de diagramas de tubería e instrumentación (Piping and Instrumentation Diagram Documentation Criteria).

Entre los principales criterios que se pueden mencionar al respecto están:

- Un diagrama se integra de entre 3 a 6 equipos, para no saturarlo (se considera un equipo y su relevo como uno solo, o en el caso de cambiadores de calor todo el banco de estos se considera como uno solo).
- Cuando se tengan bancos de cambiadores de calor que rebasen 6 equipos o más, se deberá dibujar estos en un solo diagrama.
- Las entradas o salidas de líneas serán solo por la izquierda o derecha, evitando hasta donde sea posible la salida o entrada de líneas por arriba o abajo.
- Evitar hasta donde la lógica y el espacio lo permita el cruzamiento de líneas.
- No se debe mostrar detalles de los siguientes componentes, ya que son diagramas típicos que se manejan por separado: sistemas de muestreo, trampas de vapor, paquetes auxiliares como de lubricación o vacío, válvulas de corte y venteo y tomas de presión, etc.

Tanto las DFP's como los DTI's se dibujan en AutoCAD®, bajo ciertas características estandarizadas para que éstos puedan ser cargados en el Sistema de Diagramas Técnicos Inteligentes, SIDTI (un desarrollo más del grupo de trabajo de la Facultad de Química de la UNAM). El SIDTI permite la visualización, organización y utilización de varios tipos de diagramas técnicos (DFP, DTI, isométricos, etc.), con acceso dinámico a información asociada sobre cada elemento (accesorio, equipo, línea o instrumento) y vínculos que permiten la localización rápida de dichos elementos, así como su enlace con otros diagramas referenciados.

La consulta del SIDTI es a través de un navegador de Internet con acceso a la Intranet de cada refinería. Una de las características principales de este sistema es la definición de capas que pueden ser encendidas o apagadas por el sistema

de acuerdo a la información que se desee revisar, por ejemplo hay capas de equipos, de instrumentación, de los diferentes servicios, etc.
La planta hidrodesulfuradora de naftas tiene 9 DTI`s. Partiendo de estos diagramas se dividirán los circuitos e identificarán las unidades de control, para la elaboración de isométricos.

3.3 Censo de circuitos y unidades de control

La parte más importante que se aporta con el SIMECELE es el poder contar con un censo de todas las tuberías y equipos de proceso de cada instalación, agrupados por plantas, con este censo se puede hacer una división para obtener circuitos de proceso y de servicios auxiliares; una vez que se tienen los grupos de circuitos se podrán dividir en unidades de control.

Mediante estos censos se hace un barrido completo de toda la instalación, de tal manera que si falta alguna sección o tramos de tubería de interconexión o equipos, será relativamente fácil su identificación. Con esto se verá también las secciones de proceso a las cuales no se les han hecho inspección, por cualquier motivo, ya sea porque son líneas o equipos nuevos o porque estos se encuentren fuera de operación. Con esto también se puede garantizar que todas las líneas y equipos contarán con su expediente de inspección técnica.

Para realizar los censos de circuitos y unidades de control se debe tener disponible la información del proceso previamente recopilada, principalmente los diagramas de tubería e instrumentación. Uno de los datos principales que se obtienen de estos diagramas es la especificación de los materiales de construcción identificada con una clave, a cada clave le corresponde una clase de material. En el SIMECELE se tiene estandarizadas las clases de material de tal manera que basta identificarla para que el sistema despliegue los rangos de diámetros que se pueden manejar, la cédula que debe ocuparse, como debe ser la niplería, las uniones, el tipo de tornillería, etc. Esta información sirve de base para

la división de las unidades de control ya que la estadística de las mediciones de espesores se realiza considerando el mismo material.

Cuando en el DTI no se especifica claramente la clave del material, se puede hacer uso del catálogo de líneas para obtener esta información, o el catálogo de especificación de tubería, en caso de que se cuente con él. Para los equipos se requiere contar con las hojas de diseño mecánico y sus hojas de datos. El censo de válvulas de seguridad y sus hojas de datos también será de utilidad para el análisis.
Para dividir las unidades de control adicionalmente se hacen levantamientos en campo de las tuberías o equipos cuando se tienen dudas en los DTI's.

3.4 Actualización y digitalización de isométricos [6]

Un isométrico es la representación de una unidad de control en donde se indican claramente los sitios en donde debe de existir un nivel de medición. Algunas otras definiciones se refieren a él como un dibujo tridimensional que se ha realizado con los ejes inclinados formando un ángulo de 30° con la horizontal. Estos ejes son conocidos como "ejes isométricos" que es en donde se trabaja para realizar los dibujos. [9]

Al igual que con los DFP's y DTI's para el dibujo de isométricos existen diversos criterios, los básicos parten de las definiciones incluidas en el marco teórico, es decir, circuito y unidad de control como los principales. En seguida se procede al dibujo de isométricos indicando en ellos, las soldaduras y niveles de medición, dándoles un número consecutivo de acuerdo al procedimiento para numeración que se describe en la siguiente sección. Adicionalmente los isométricos deben contener un recuadro con datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente.

Por normatividad, todos los dibujos isométricos estarán orientados de acuerdo al norte de construcción de la instalación.

3.4.1 Numeración de niveles de calibración

El procedimiento para la numeración de niveles de calibración es el siguiente:

1. Generalmente las unidades de control se delimitan de equipo a equipo de proceso, al tramo de tubería que va de uno a otro se le conoce con el nombre de línea principal.
2. Se empieza a enumerar a partir del equipo de origen del fluido y se deberá seguir la línea principal en la dirección del flujo, hasta concluir la unidad de control.
3. En los casos en los que existan ramificaciones, éstas se seguirán hasta concluirse, posteriormente se deberá continuar la numeración en la línea principal, hasta concluir la unidad de control.
4. En el caso de los cabezales, estos deben numerarse iniciando en la posición más al norte o a la derecha.

3.4.2 Unidades de control de líneas

En el caso de tuberías la unidad de control es la línea propiamente. Con el propósito de realizar la medición de espesores, en ésta se deberán definir los niveles de tubería, niplería y tornillería.

Niveles de tubería

Para indicar un nivel de una tubería se especifica con un círculo y con números arábigos en su interior; las indicaciones para tomar un nivel de tubería son las siguientes:

- Después de cada soldadura.
- En un injerto.
- En los codos.
- En la reducción.
- En la unión de la T.
- En la unión de los filtros.
- Después de un medidor de flujo.
- Después de una brida.

Como ejemplo en la figura 5 se muestra un isométrico de la planta hidrodesulfuradora de naftas en la cual ya están identificados los niveles de tubería.

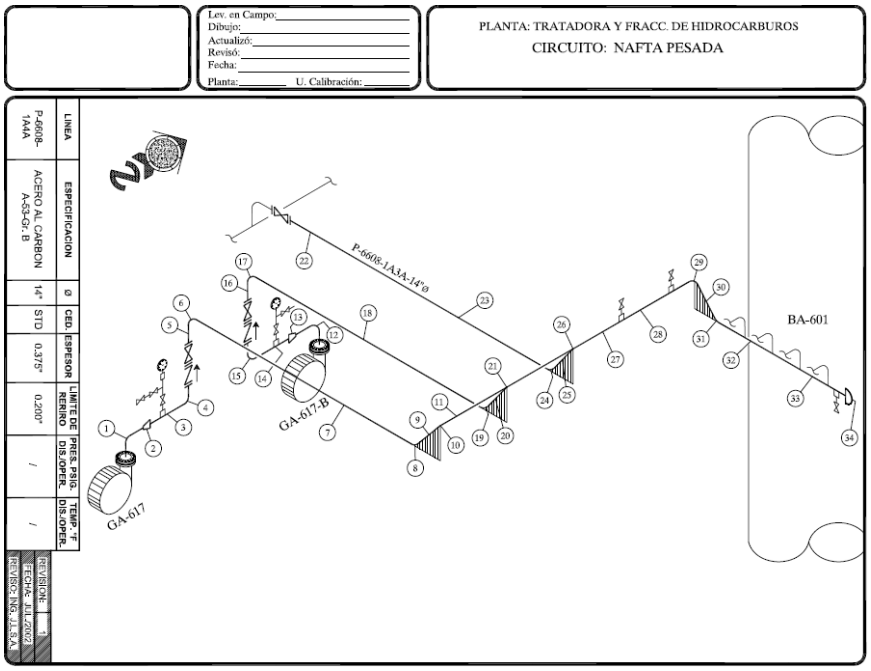


Figura 5. Ejemplo de niveles de tubería.

Niveles de niplería

Para indicar que se trata de una niplería, en el isométrico se distingue el nivel con un triángulo y en el centro se indica con un número arábigo, tal y como se observa en la figura 6.

Las niplerías se toman en los siguientes puntos:

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

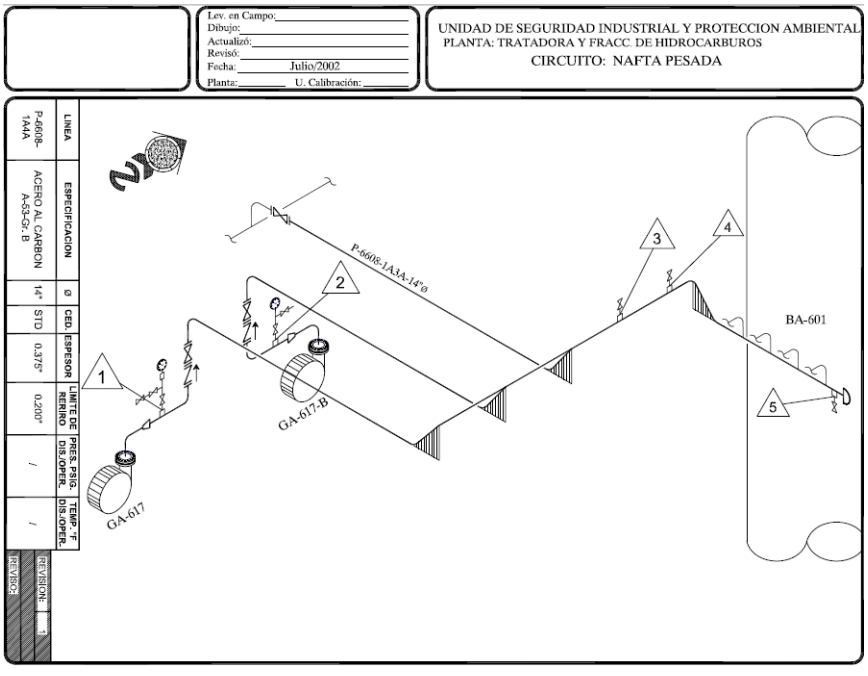


Figura 6. Ejemplo de niveles de niplería.

Niveles de tornillería

Los niveles de tornillería se identifican con un rectángulo y en el centro el número del nivel correspondiente, tal y como se muestra en la figura 7.

Los niveles de tornillería se numera en:

- Válvulas o bridas terminales (final de línea de proceso).
- Medidores de flujo.
- Bridas.
- Todas las bridas unidas a boquillas de equipos, deberán ser consideradas como un nivel de inspección de tornillería (este nivel de tornillería no deberá tomarse en los equipos).

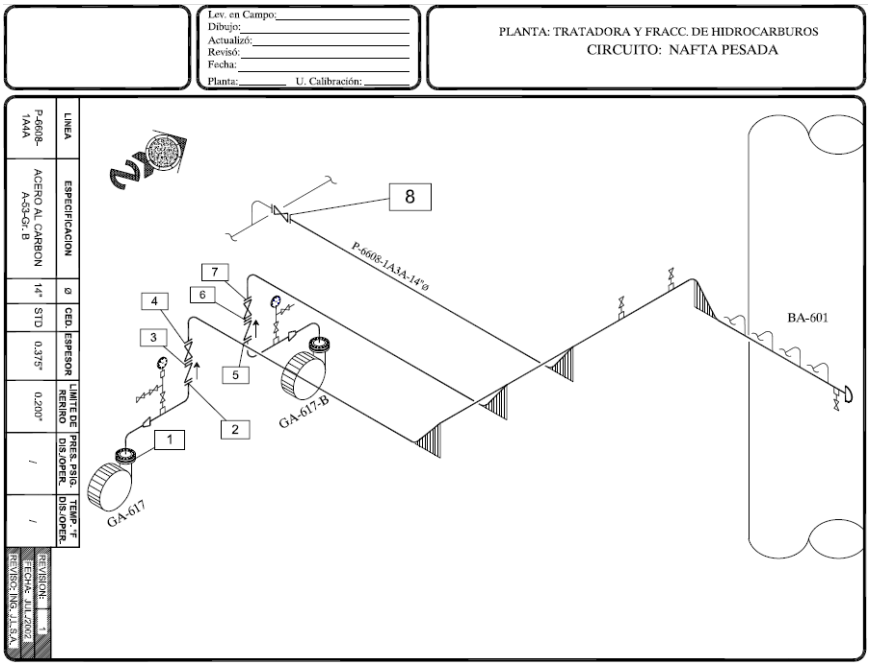


Figura 7. Ejemplo de niveles de tornillería.

3.4.3 Unidades de control de equipos

En los equipos las unidades de control se identifican considerando los puntos en donde las velocidades de desgaste sean homogéneas o bien en donde las velocidades de desgaste sean menores de 15 milésimas de pulgada por año (mpa). En la tabla 2 se muestran los criterios considerados en algunos equipos.

Tabla 2. Ejemplo de unidades de control en equipos.

Equipo	Unidades de control
Cambiador de calor (Haz de tubos)	Cuerpo Carrete
Cambiador de calor (Horquilla)	Fluido frío Fluido caliente
Tanques de almacenamiento	Por anillo Fondo Cúpula
Acumulador	Cuerpo Pierna

Niveles de equipos

Los niveles en equipos se toman en:

- Cada boquilla es un nivel de inspección, con cuatro posiciones cada uno.
- Antes y después de cada brida de equipo (que une al haz de tubos con la carcaza y la tapa) se tienen dos niveles de medición, de 4 a 8 posiciones (según diámetro).
- Al final de la tapa se toma un nivel de medición.
- Cada placa es un nivel de medición.
- En la zona de transición: 1 nivel en cada zona.
- Nivel de líquido/fondo: 1 nivel.
- Cuerpo-zonas de vapores: los niveles que sean necesarios en zonas críticas.

El número de puntos por nivel de acuerdo a norma[6] deben estar en función del recipiente, de acuerdo con la tabla 3.

Tabla 3. Puntos de medición por nivel de equipo.

Número de puntos/perímetro				
Perímetro				**Puntos por nivel**
Desde		Hasta		
Cm	plg	cm	plg	
menor	menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	236	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	mayor	mayor	24

3.5 Dibujo en AutoCAD® con el módulo de dibujo del SIMECELE [10]

Al igual que los DFP's y DTI's, los isométricos se dibujan con el software AutoCAD®. Los isométricos dibujados se cargan en el SIDTI y de ahí son enlazados a través de la intranet de PEMEX. Como parte del SIMECELE se cuenta con un módulo de dibujo que incluye barras de herramientas que facilitan la elaboración de estos diagramas.

El SIMECELE muestra un menú contextual en donde se puede escoger la barra de herramientas que se desee activar o desactivar.

Como ejemplo en la figura 8 se muestran la barra de dibujo y de isométricos con algunas de sus funciones principales. Cabe mencionar que para el dibujo se parte de una plantilla base (ver figura 9). Aquí también al igual que en los DTI's y DFP's, se emplea el concepto de capas caracterizadas por un color y tipo de línea, en el sistema se puede seleccionar una capa en específico y trabajar sobre de ella, al final se pueden sobreponer dichas capas obteniendo el dibujo en su totalidad. Así se puede tener capas de equipos, de líneas y de los distintos niveles. Se cuenta además con bloques de dibujo predefinidos para los elementos que componen el diagrama.

El empleo de estas barras hace que se incremente la productividad casi en un 100% en el dibujo de diagramas en instalaciones de refinación de petróleo.

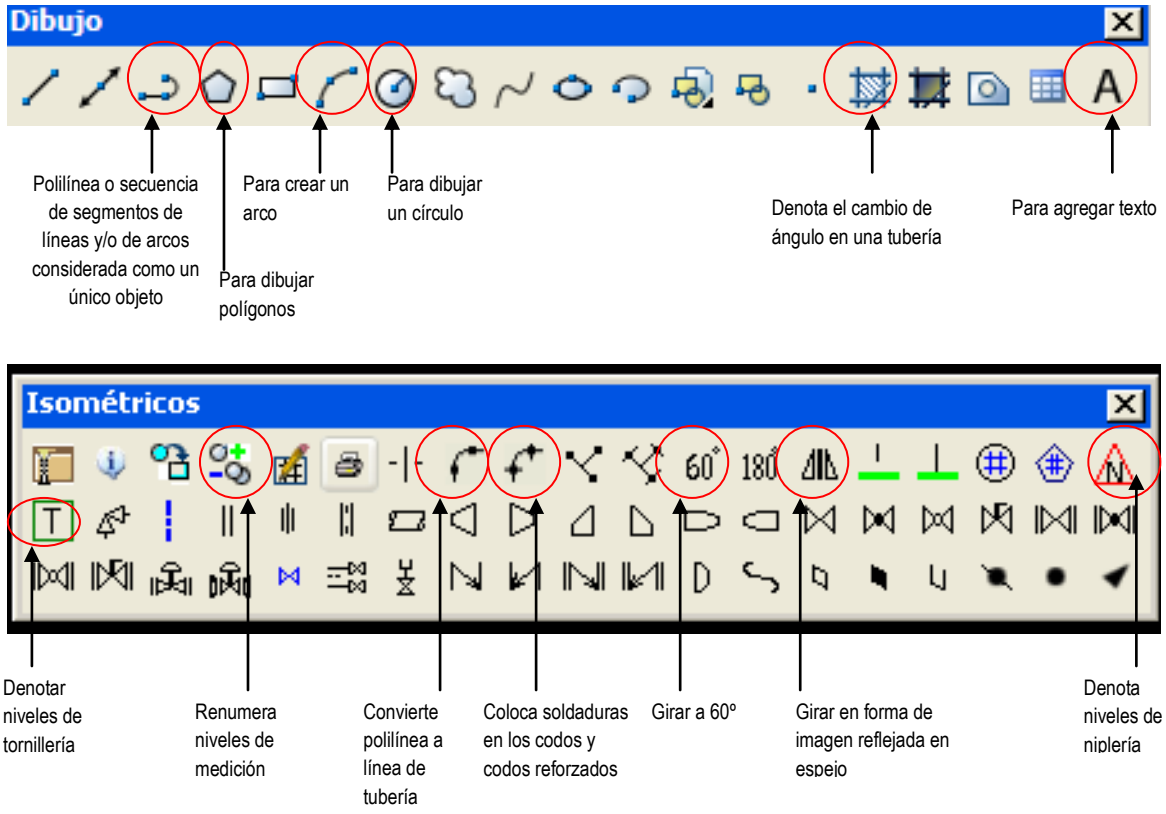


Figura 8. Ejemplo de barras de herramientas del SIMECELE.

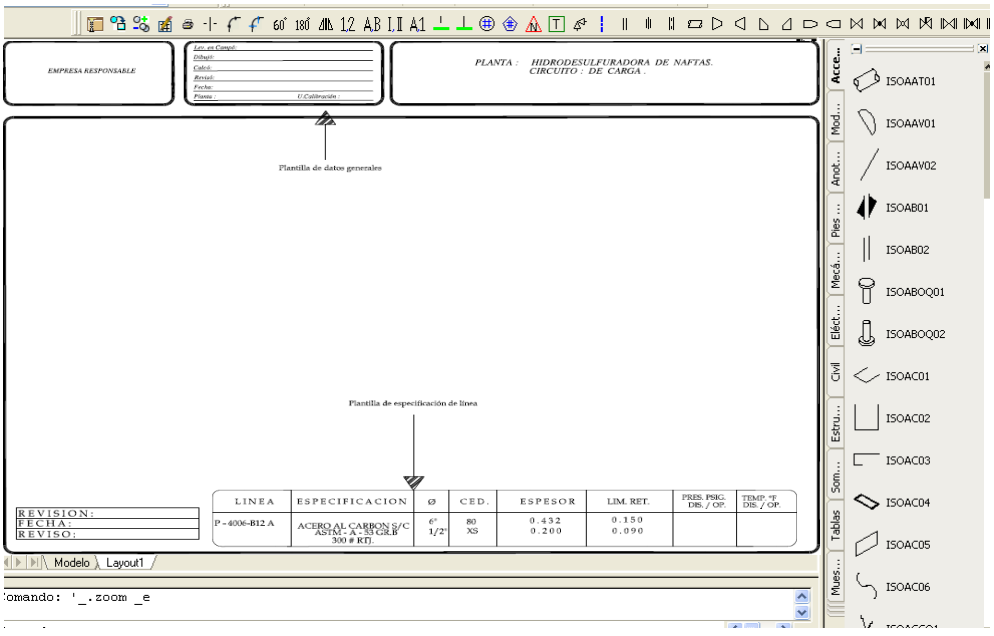


Figura 9. Barra de bloques para isométricos y plantilla para dibujo del SIMECELE.

3.6 Empalme de isométricos para su carga al SIMECELE

Para cargar los diagramas isométricos al SIMECELE es necesario previamente comparar los isométricos digitalizados en AutoCAD® con los isométricos de los expedientes de inspección para hacer coincidir los puntos de medición. A esta actividad dentro del procedimiento de inspección técnica se le denomina empalme. Como parte de este se elabora un documento para registrar la renumeración de los niveles de medición, en donde queda asentado el número de nivel anterior y el número de nivel que le asigna el sistema, así como los niveles que se pierden y su justificación.

Una vez que se tiene el isométrico en el sistema se puede iniciar con la carga de los valores de los niveles de medición en el SIMECELE, para lo cual se requerirá tener disponibles los expedientes de inspección técnica.

3.7 Expedientes de inspección técnica de líneas y equipos de proceso

Un expediente de inspección debe incluir el isométrico de la unidad de control, el registro de las mediciones de espesores (vaciado de calibración) y el análisis de la medición de espesores. Adicionalmente se incluye la inspección visual y calibraciones de niplería con su control de desgaste en caso de que se tengan arreglos de este tipo, y por último la inspección de tornillería de tubería y equipo.

Tabla 4. Registro de la medición de espesores de una planta hidrodesulfuradora de naftas.

PLANTA:	HDS			CIRCUITO:	CARGA			DIBUJO:	61-02											
NIVEL DE CALIBRACIÓN	DIAM. NOM. ESP. ORIG.	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA:	20/06/2003			FECHA:	20/06/2005				FECHA:	20/11/2011			FECHA:			
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR TAG- EQUIPO	DMS 2 EQ: Si:	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR TAG-EQUIPO	DMS 2 EQ: Si:	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	EQ: Si:	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	EQ: Si:	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	
1	Cabezal		1	0.190				0.203		-		0.194			0					
			2	0.204				0.216		-		0.191			25					
			3	0.208				0.207		1		0.197			0					
			4	0.204				0.217		-		0.194			23					
2	Cabezal		1	0.222				0.224		-		0.215			0					
			2	0.224				0.222		2		0.219			0					
			3	0.228				0.223		5		0.205			18					
			4	0.224				0.219		5		0.213			0					
3	N 3"Ø	0.090"	1	0.228				0.239		-		0.226			13					
			2	0.210				0.243		-		0.212			31					
	0.216"		3	0.230				0.235		-		0.212			23					
			4	0.229				0.233		-		0.220			13					
4	N 8"Ø	0.180"	3	0.272				0.273		-		0.265			0					
			4	0.318				0.318		0		0.309			0					
	0.322"		5	0.297				0.299		-		0.291			0					
			6	0.285				0.282		3		0.282			0					
5	N 2"Ø	0.100"	3	0.132				0.129		3		0.332			*					
			4	0.135				0.134		1		0.360			*					
	0.154"		5	0.125				0.121		4		0.335			*					
			6	0.128				0.128		0		0.373			*					
6	Cuerpo		1	0.227				-		-		0.212			*					
			2	0.218				-		-		0.205			*					
			3	0.222				-		-		0.217			*					
			4	0.213				0.217		-		0.208			0					
7	Cuerpo		1	0.229				0.227		2		0.216			11					
			2	0.230				0.226		4		0.217			0					
			3	0.225				0.229		-		0.214			15					
			4	0.222				0.220		2		0.218			0					
8	N 8"Ø	0.180"	3	0.248				0.254		-		0.249			0					
			4	0.260				0.275		-		0.256			19					
	0.322"		5	0.268				0.269		-		0.269			0					
			6	0.242				0.250		-		0.235			15					
9	Cabezal		1	0.224				0.233		-		0.221			12					
			2	0.235				0.256		-		0.222			34					
			3	0.244				0.240		4		0.235			0					
			4	0.225				0.229		-		0.245			*					
10	Cabezal		1	0.204				0.216		-		0.199			17					
			2	0.214				0.211		3		0.208			0					
			3	0.210				0.212		-		0.202			0					
			4	0.214				0.215		-		0.210			0					
										39					269					
OBSERVACIONES:				ER / EQ				ER: ESPESOR RETIRADO. E.Q: ESPESOR ORIGINAL.		15					32					

El registro de las mediciones de espesores incluyen datos como la información de la línea o el equipo, en ella se especifica el circuito, la unidad de control, la planta a la que corresponde, número de nivel con sus diferentes posiciones, el diámetro nominal, el espesor original, el límite de retiro, las fechas de calibración y en cada fecha se muestra la persona que calibró; por último, se anota el espesor medido y la velocidad de desgaste. En la tabla 4 se presenta como ejemplo, una hoja de registro de medición de espesores del circuito de carga de una planta hidrodesulfuradora, con los puntos mencionados.

3.7.1 Captura de expedientes de inspección en el SIMECELE [(11)]

Para iniciar la captura en el SIMECELE se debe contar primero con el o los expedientes de inspección de la línea o equipo de proceso. Expedientes similares al presentado en la sección anterior. Una parte importante en los expedientes son las orientaciones de los niveles o puntos de medición, estos se señalan con números que van del 1 al 8, como a continuación se indica:

1. Norte (N)
2. Sur (S)
3. Oriente (O)
4. Poniente(P)
5. Arriba (A)
6. Abajo (B)
7. Dentro (C)
8. Fuera (G)

También se maneja el 0 para denotar obstrucción (X). En el anexo 1 se muestran ejemplos de puntos de medición en tuberías, tee's, codos y codos obstruidos.

Ahora con ayuda del programa se capturará el expediente, al abrir el SIMECELE se muestra la ventana de la figura 10.

Figura 10. Página de bienvenida del SIMECELE.

Para capturar un expediente se debe dar click en el módulo de *captura o editar información*, presentado en la siguiente ventana (figura 11).

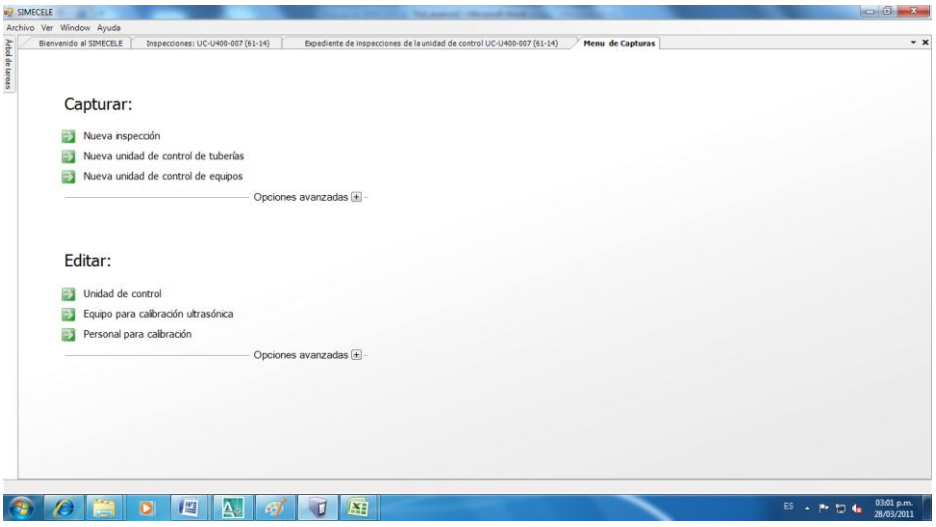


Figura 11. Menú de capturas del SIMECELE.

Continuando se seleccionará la pestaña para capturar una nueva inspección, de ahí se selecciona el área de trabajo, la planta y posteriormente el circuito al que

pertenece la línea; la siguiente es la imagen que se presenta para seleccionar el *circuito*.

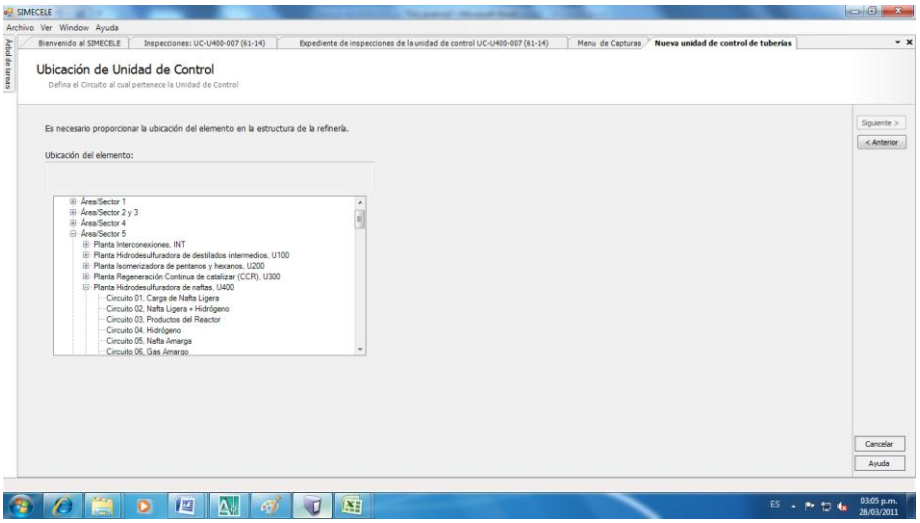


Figura 12. Ubicación de la nueva unidad de control.

A continuación hay que seguir las instrucciones del programa y darle la descripción de la línea, que tipo de material es la tubería, que servicio maneja, condiciones de operación, dar de alta los diámetros de tubería y niplería, y finalmente, colocar los niveles que corresponden de la tubería de acuerdo a la orientación que se tenga.

Para dar de alta el isométrico y los niveles mostrados en él, se tiene que ubicar primero la posición norte, una vez hecho esto, se procede a dar de alta cada uno de los niveles. De acuerdo al diagrama de la figura 13, el sur se ubica en sentido opuesto al norte, el oriente en la parte inferior derecha y el poniente en la parte superior izquierda.

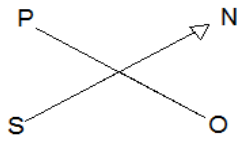


Figura 13. Diagrama con orientaciones.

Con base en el diagrama de la figura 14, una vez ubicadas las orientaciones se acude al isométrico y se van llenando los datos en el SIMECELE, como se muestra a continuación:

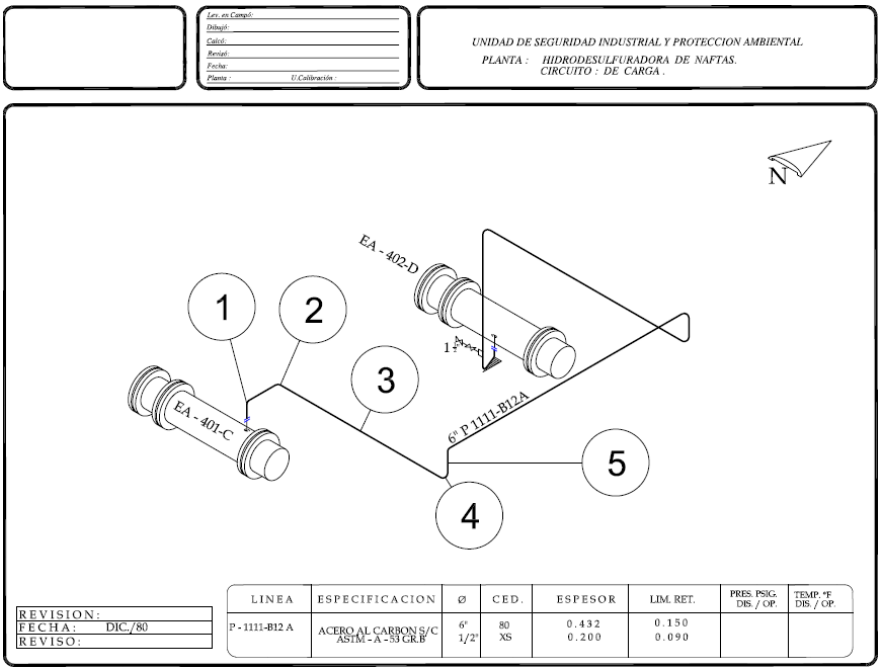


Figura 14. Isométrico de ejemplo para carga de niveles de medición.

El nivel 1 indica una posición oriente, poniente, dentro, fuera (las posiciones dentro y fuera se indican en el doblez del codo) y en el SIMECELE se selecciona de la siguiente forma.

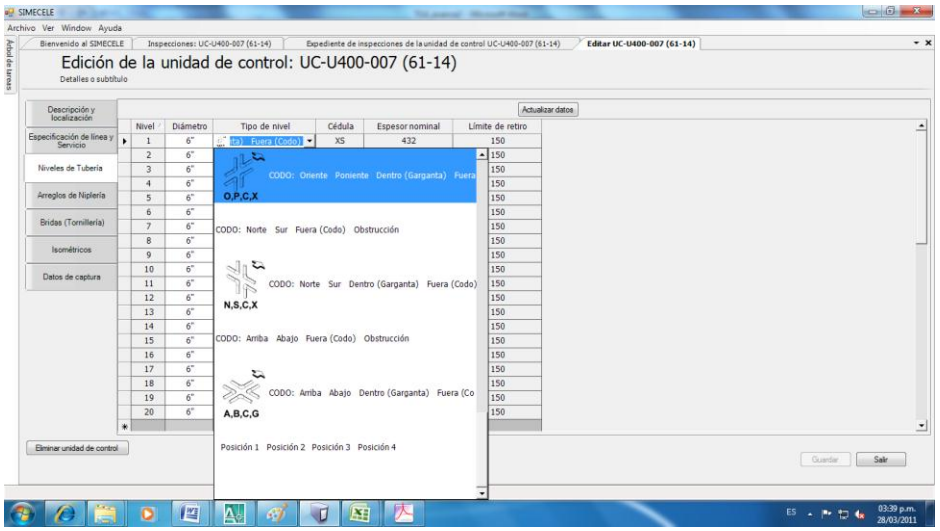


Figura 15. Especificación del nivel 1, para cargar puntos de medición al SIMECELE.

Para el nivel 2 que también es un codo, las orientaciones son las siguientes: arriba, abajo, dentro, fuera; y se realiza lo mismo en el SIMECELE, se selecciona la pestaña que contenga estas orientaciones.

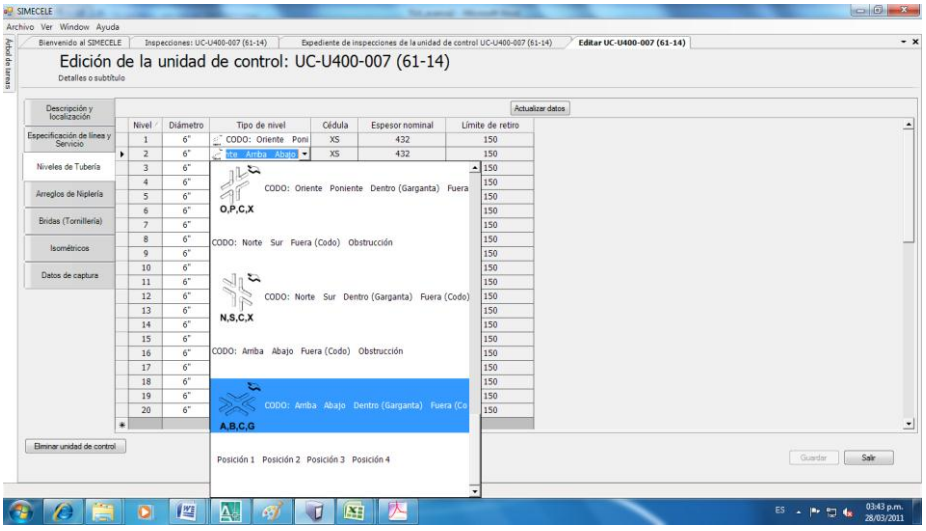


Figura 16. Especificación del nivel 2, para cargar puntos de medición al SIMECELE.

Para el nivel 3 que es una sección de tubería, las posiciones son: norte, sur, arriba, abajo.

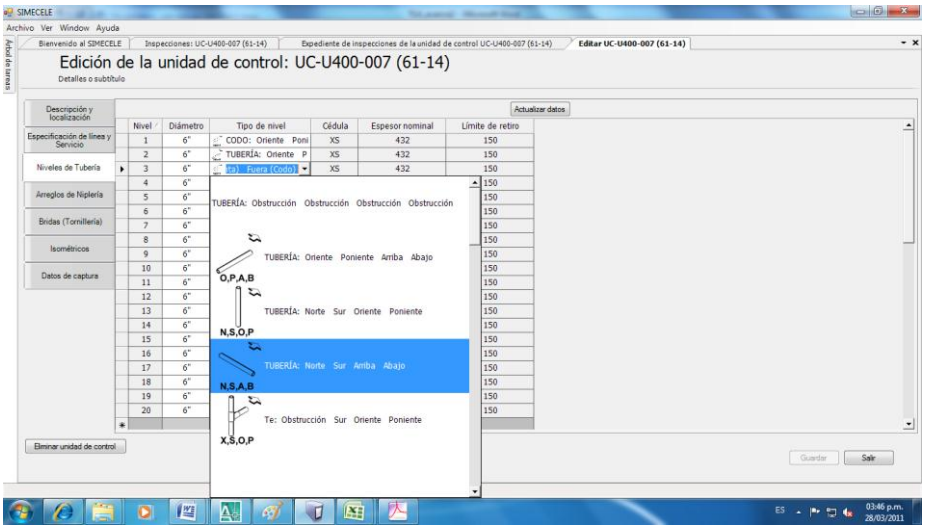


Figura 17. Especificación del nivel 3, para cargar puntos de medición al SIMECELE.

Así se continuará trabajando para los siguientes niveles, para el 4 las posiciones son: norte, sur, dentro, fuera y para el 5 es norte, sur, oriente, poniente.

3.7.2 Migración de bases de datos al SIMECELE

En algunos centros de trabajo se cuenta con bases de datos de las inspecciones realizadas en sus instalaciones: SIPCOR, E2MIL, SISCALIB y ULTRAPIPE. El SIMECELE tiene la opción de poder migrar los datos de estas bases al sistema. Las actividades que se realizan para poder migrar adecuadamente los datos es verificar que coincidan las posiciones y los tipos de niveles establecidos.

Hay casos en donde no es posible realizar de forma completa la migración, ya que no se especifican las orientaciones en los isométricos y como consecuencia no se sabe con certeza a que posiciones corresponden dichas mediciones. En estos casos se debe hacer el levantamiento en campo de los isométricos para verificar

las posiciones de medición y hacer el empalme correspondiente para cargar los niveles en el SIMECELE.

3.7.3 Captura con el equipo de medición ultrasónica

Con el SIMECELE se pueden capturar los datos obtenidos directamente en campo, desde algún medidor ultrasónico de espesores. Actualmente se tiene soporte para el Krautkramer DMS2 ®y Panametrics 37DL Plus ® y se está trabajando en el soporte para otros modelos de medidores. Esto facilita la identificación clara de los puntos que se están midiendo y se pueden analizar los datos en la misma toma, respecto al historial, identificando las anomalías en el momento de la medición y disminuyendo el error humano en la toma de las mediciones por recaptura, dictado de valores y/o mala identificación del punto medido.

En la figura 18 se muestra un equipo de medición de espesores marca Krautkramer DMS2/2E, fabricado por la empresa General Electric.

El procedimiento para la captura con el equipo de medición ultrasónica es relativamente sencillo. Como primer punto a considerar es que el equipo debe ser calibrado cada vez que es encendido; para calibrarlo se realizan los siguientes pasos:

1. Seleccionar el tipo de palpador.
2. Seleccionar el tipo de calibración (DUAL, DUAL-M, TopCOAT o Auto-V).
3. Establecer calibración a cero (utilizando el bloque patrón o círculo plateado que incluye el equipo) y calibración de velocidad de sonido (con el bloque de cobre que también viene incluido en el equipo).
4. Realizar ajuste de compuertas. Es decir para la ganancia (amplitud de la gráfica mostrada en la pantalla del equipo y corresponde a su sensibilidad) y el rango (sirve para ajustar el máximo espesor que puede ser mostrado por el equipo).

Figura 18. Equipo DMS2/2E.

Una vez calibrado el equipo se debe seleccionar un archivo en este, para posteriormente realizar el envío de datos al SIMECELE, tomando en cuenta los siguientes pasos:

1. Abrir la inspección de la cual se generó el archivo en el equipo.
2. Seleccionar la pestaña *"Calibración de tubería"* (habilitar la opción desde la ventana de *"Datos de la inspección"* si no se encuentra disponible).
3. Dar clic en el botón *"Descargar del calibrador"*.

3.8 Elaboración del reporte de la inspección técnica

El reporte de la inspección técnica debe incluir los resultados de los puntos de la tabla 5 descritos en las normas de PEMEX Refinación correspondientes. En general se aplican en el orden en que están mencionados. Adicionalmente se puede revisar la norma de referencia NRF-032-PEMEX-2005 [(12)], API 510 [(13)] y API 570 [(14)].

Tabla 5. Pasos a seguir para elaborar el reporte del expediente de inspección técnica.

Paso No.	Procedimiento	Norma
1	Guía para el **registro, análisis y programación preventiva de espesores**.	DG-SASIPA-IT-204 Rev. 7 2009
2	Procedimiento de **revisión de niplería** de plantas en operación.	GPEI-IT-0201 Rev. 0 1986
3	Procedimiento para el **control de desgaste de niplería**.	GPEI-IT-4200 Rev. 0 1986
4	Procedimiento para efectuar **revisión de tornillería** de tubería y equipos en las instalaciones en operación.	DG-GPASI-IT-0903 Rev.3 1995
5	Procedimiento para efectuar la **inspección de tubería** de proceso y servicios auxiliares en operación de las plantas.	GPASI-IT-209 Rev.2 1994

En el anexo 2 se incluye un diagrama de flujo con los pasos a seguir para capturar los datos en el SIMECELE, cada vez que se realiza una nueva inspección.

3.8.1 Estadística de la medición de espesores [6]

Antes de que se desarrollara el SIMECELE esta actividad se realizaba manualmente, en el mejor de los casos empleando hojas de cálculo; ahora el sistema realiza los cálculos de manera automática ya que incluye las ecuaciones necesarias de acuerdo a los datos que se requieren obtener, señalando incluso puntos no congruentes y puntos críticos en cuanto a espesor, en donde se debe poner mayor atención. Además tiene el formato que solicita la norma interna de PEMEX.

Los principales cálculos que realiza el SIMECELE para integrarlos al reporte de la inspección técnica están basados en el procedimiento DG-GPASI-IT-0204 de PEMEX Refinación, cuyos principales puntos se describen a continuación:

1. Discriminación de valores no significativos para eliminar los valores de mediciones que tengan un espesor mayor al espesor nominal de la tubería.

2. Cálculo de la **velocidad de desgaste por punto.**

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

d = velocidad de desgaste del punto (in x 10^{-3}/año).

ei = espesor obtenido en la fecha inicial (in x 10^{-3}).

ef = espesor obtenido en la última fecha de medición (in x 10^{-3}).

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

fi = fecha de la medición anterior (años).

3. Cálculo de la **velocidad de desgaste promedio.**

$$Dprom = \frac{d1 + d2 + d3 + ... + dn}{n} \qquad \text{Ecuación 2}$$

Dprom = velocidad de desgaste promedio (in x 10^{-3}/año).

n = número total de mediciones.

d1, d2, d3, ..., dn = velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado (in x 10^{-3}/año).

4. Cálculo de la **velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente.**

$$D\max = Dprom + 1.28\ \frac{Dprom}{\sqrt{n}} \qquad \text{Ecuación 3}$$

Dmax = velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente (in x 10^{-3}/año).

El valor de 1.28 de la ecuación 3 proviene de las tablas de la T de Student y corresponde a un número de grados de libertad infinito y a un intervalo de confianza del 90 % (valores fijados en la norma antes mencionada).

5. Selección del mínimo espesor de la inspección.

6. Obtención de la **vida útil estimada**, que va a ser referida al mínimo espesor seleccionado.

$$VUE = \frac{ek - Lr}{D\max}$$ Ecuación 4

VUE = vida útil estimada (años)

ek = Mínimo espesor encontrado durante la inspección (in x 10^{-3}).

Lr = límite de retiro (in x 10^{-3}).

7. Obtención de la **fecha de la próxima medición de espesores**.

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3}$$ Ecuación 5

FPME = fecha de próxima medición.

fk = fecha de última medición.

8. Cálculo de la **fecha de retiro probable**.

$$FRP = fk + VUE$$ Ecuación 6

FRP = fecha de retiro probable.

Los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (Dprom) y desgaste promedio máximo ajustado (Dmax), se calculan para toda la unidad de control, mientras que la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP) se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.

El valor de la velocidad de desgaste obtenido sirve para determinar la criticidad del circuito, mientras que la VUE proporciona una idea de cuando se deberán solicitar los materiales necesarios para el mantenimiento correctivo de las piezas de la unidad de control. Con la FPME se programan la próxima medición de la unidad de control y la FRP se toma de base para efectuar los emplazamientos o solicitudes de fabricación.

El SIMECELE como ya se ha mencionado incorpora la experiencia del trabajo en campo, de ahí que uno de los principales puntos que se consideraron en la estadística de las mediciones, es la solución a las variaciones que comúnmente se tenían en las velocidades de desgaste dentro de una misma unidad de control, causa por la cual las fechas de próxima medición resultaban muy cercanas. Con base en esto se desarrolló una metodología para tratar los puntos críticos que resultaban durante las inspecciones, de tal manera que se puedan alargar los lapsos de tiempo entre una inspección y otra, sin que exista riesgo de falla de la tubería o equipo. [17]

De esta manera, se tratan por separado a los puntos con desgaste normal y a los puntos con desgaste excesivo, obteniendo dos fechas de próxima medición. Esto también conlleva beneficios económicos al tener que inspeccionar solamente los puntos críticos (disminuyendo las horas hombre para esta actividad).
Cabe señalar que en cualquier inspección, los puntos que resultan con desgate crítico son pocos, por lo que el valor de 1.28 para calcular la velocidad de desgaste ajustado deja de ser una buena aproximación, por lo que la metodología desarrollada establece que el valor de esta constante debe ser calculado para cada caso dependiendo del número de lecturas críticas y para ello se utilizan las tablas de la T de Student.

3.8.2 Cálculo del límite de retiro [15] [16]

En los casos en donde no se conozca el límite de retiro, este deberá ser calculado. Los pasos a seguir para el cálculo del límite de retiro o espesor de retiro se describen a continuación.
1. Para el cálculo del espesor de retiro se emplean las siguientes ecuaciones de acuerdo al caso:

- Cuando la presión de referencia es mayor a la presión de operación hay tres casos:

A) Extremos Soldados (diámetros ¾" a 10")

Acero al carbón

$$T_{rE} = c + r - \sqrt[4]{r^4 - \frac{4Xr}{S\pi}} \qquad \text{Ecuación 7}$$

Aleaciones

$$T_{rE} = r - \sqrt[4]{r^4 - \frac{4Xr}{S\pi}} \qquad \text{Ecuación 8}$$

T_{rE} = Espesor de retiro por esfuerzos estructurales (in).

r = Radio exterior (in).

C = Corrosión permitida (in)

X = Momento de torsión máxima, (psig•in).

$$X = WL + 18(WF + WP)D^2 \qquad \text{Ecuación 9}$$

$$WP = \left(r^2 - r_i^2\right)\pi\rho_m \qquad \text{Ecuación 10}$$

$$WL = \frac{C_l}{4}\left(\rho_a \pi r^2 C_l\right) \qquad \text{Ecuación 11}$$

$$WF = \pi r_i^2 \rho_a \qquad \text{Ecuación 12}$$

WP = Peso del tubo (psig).

WF = Peso del agua (psig).

WL = Momento de torsión por carga (psig•in).

ρ_m = Densidad de la tubería, lb/in^3 (0.283 lb/in^3 para acero al carbón y 0.29 lb/in^3 para acero inoxidable.

ρ_a= Densidad del agua (0.036 lb/in^3).

C_l = Espacio entre soportes (in).

r_i = Radio interior del tubo (in).

D = Diámetro nominal (in).

B) Extremos planos (diámetros > 10")

$$T_{rB} = \frac{P \bullet D}{2S}$$ Ecuación 13

TrB = Espesor o límite de retiro (in).

P = Presión de diseño (psig)

D = Diámetro nominal (in)

S = Esfuerzo máximo permisible del material a la temperatura de diseño (lb/in^2)

C) Extremos roscados

$$T_{rr} = T_{rE} + R$$ Ecuación 14

Trr = Espesor de retiro para tubería con extremos roscados (in).

TrE ó TrB = Espesor de retiro del tubo (in).

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

R = 0.030" para ¾" a 1" Ø

R = 0.040" para a 2 ½" a 10" Ø

R = 0.060" para 12" a 24"

- Cuando la presión de referencia es menor a la presión de operación se utiliza la siguiente ecuación:

$$t_r = \frac{P \bullet D}{2(S \bullet E + P \bullet Y)} \qquad \text{Ecuación 15}$$

t_r = Espesor mínimo requerido (in)

P = Presión de diseño (psig)

D = Diámetro exterior de la tubería (in)

S = Esfuerzo máximo permisible del material a la temperatura de diseño (psig)

Y = Coeficiente del material

E = Eficiencia de soldadura

Los valores típicos de Y y E se muestran en las tablas del Anexo 3.

2. El valor obtenido se compara con el reportado en tablas de referencia de acuerdo a los códigos ASME 31.8 para transporte y distribución de gas, ASME 31.4 para transporte y distribución de líquidos y ASME 31.3 para tubería de acero al carbón y aleaciones.

3. De ambos valores de límite de retiro se selecciona el mayor.

Cabe señalar que los espesores de retiro no deberán ser menores de 0.090” para tuberías con extremos planos, ni menores de 0.110” para tuberías con extremos roscados.

3.8.3 Gráficas de resultados

El SIMECELE tiene la opción de poder graficar los **puntos de calibración** obtenidos de manera inmediata para su mejor análisis e interpretación. En el eje x, se tienen los puntos de medición, mientras que en el eje y, se grafica el valor de espesor en milésimas de pulgada (ver figura 19). La gráfica muestra los siguientes conceptos:

- Espesor original. Se muestra en color verde.
- Límite de retiro. Se muestra en color azul.
- Espesor máximo. Se muestra en color amarillo.
- Valores de medición de espesores registrados.

Figura 19. Gráfica de calibraciones obtenida con el SIMECELE.

Un cambio de pendiente a lo largo de un mismo concepto, indica un cambio de diámetro. Si se coloca el cursor en algún punto de la gráfica, se muestra el

concepto al que se refiere, el nivel graficado, la posición (norte, sur, etc.), además del espesor graficado.

Para los valores de medición de espesores, esta gráfica se construye a través de los datos de las distintas inspecciones realizadas. La gráfica puede servir de apoyo, para decidir si en algún nivel la medición debería repetirse.

Adicionalmente se puede graficar la **tendencia de velocidades,** con la velocidad de corrosión [mpa] contra la fecha de análisis. En la figura 20, por un lado se muestran los niveles normales (azul), además de los niveles críticos (verde).

En esta gráfica se identifica como ha cambiado la velocidad de desgaste máxima ajustada con el tiempo. Se necesitan al menos 3 inspecciones, para poder graficarla. Esta herramienta es útil, ya que de acuerdo a la normatividad se deben comparar la velocidad de desgaste ajustada obtenida, contra las anteriores.

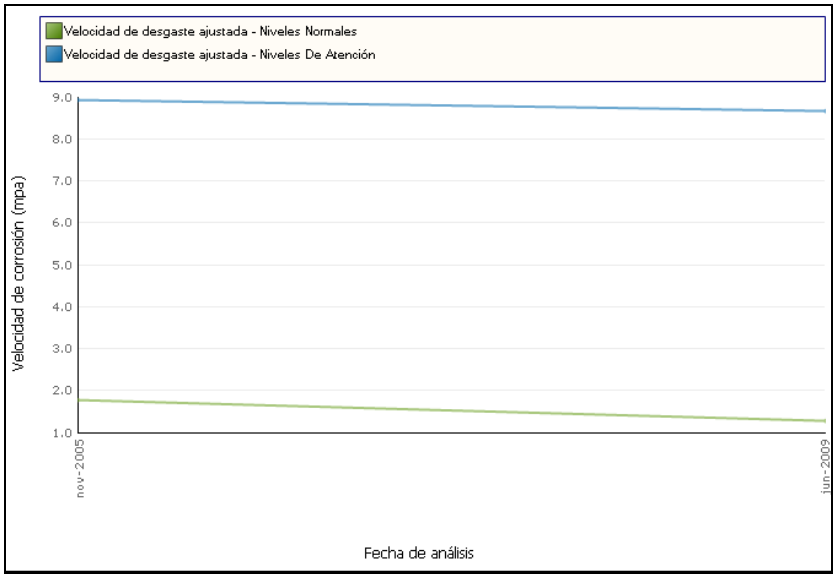


Figura 20. Ejemplo gráfica de tendencia de velocidades obtenida con el SIMECELE.

3.8.4 Fechas de próxima inspección [4]

Los resultados de la inspección realizada llevan a fijar los periodos de próxima inspección:

1. Para el caso de la **inspección externa** el periodo de próxima inspección se determinará de acuerdo al resultado de la medición de espesores (sección 3.8.1).
2. Para la **inspección interna** estos periodos se establecen de acuerdo a los siguientes criterios:
    - No mayores a la mitad de la vida remanente del recipiente o de 10 años.
    - De cada 2 años si la vida remanente es menor a 4 años.
    - Para recipientes que no están en operación continua se debe considerar el número de años en servicio real, siempre y cuando no estén expuestos a ambientes corrosivos internos, en cuyo caso, se debe revisar primero la velocidad de corrosión antes de establecer periodos de revisión interna.
    - Otro método para obtener dichos periodos es calculando la **Presión Máxima de Trabajo Permitida** (determinada de acuerdo al tipo de recipiente que se esté inspeccionando, por ejemplo, esférico, cilíndrico horizontal, etc.), suponiendo un intervalo de inspección y determinando el desgaste por corrosión en ese intervalo (PMTP proyectada). En el anexo 4 se incluyen dos diagramas de flujo como ejemplo para el cálculo de la PMTP.

Los periodos de inspección se pueden prolongar mediante una *inspección basada en riesgo*, la cual debe incluir una revisión del historial de inspección del recipiente, así como del potencial de incrustación y atasque del dispositivo de alivio de presión.

3.9 Resumen de la metodología

Con propósito de resumir los puntos mostrados en el presente capítulo, en la figura 21 se describe la metodología a seguir para la implementación del sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos de proceso.

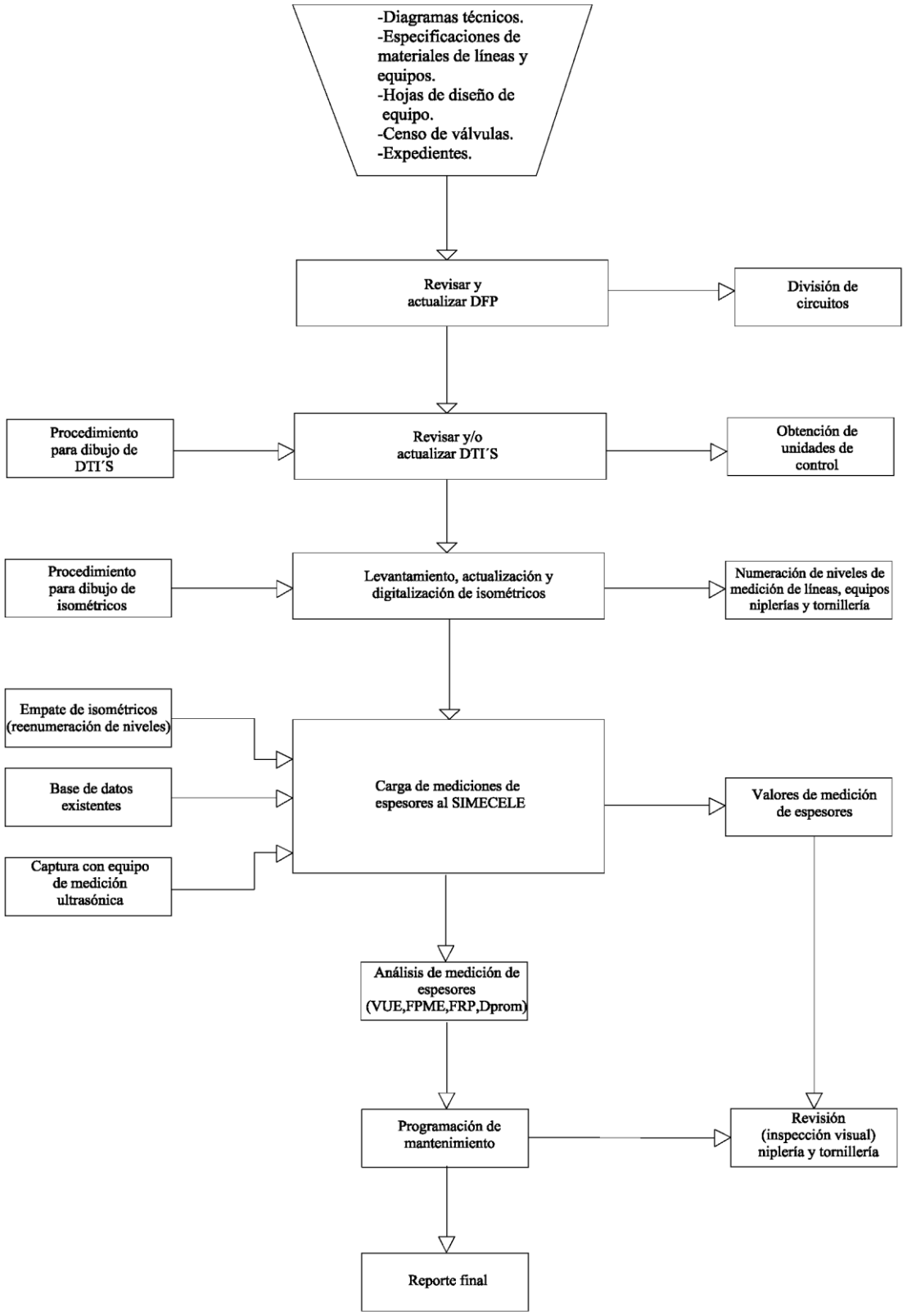


Figura 21. Descripción de la metodología para la implementación del sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos de proceso.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En las siguientes secciones se muestra la aplicación de la metodología descrita como trabajo de campo y los resultados de manera general obtenidos de la planta hidrodesulfuradora de nafta, base del presente estudio.

4.1 Censo de circuitos identificados en el DFP de la planta

De acuerdo al DFP de la planta hidrodesulfuradora de naftas se identificaron 17 circuitos, los cuales se muestran en la figura 22 y se describen en la tabla 6.

Tabla 6. Circuitos identificados en una planta hidrodesulfuradora de naftas.

No.	Circuito
01	Carga de Nafta Ligera
02	Nafta Ligera+H2
03	Productos del Reactor
04	Hidrógeno
05	Nafta Amarga
06	Gas Amargo
07	Carga a la Debutanizadora
08	Fondo de la Debutanizadora
09	Domo de la Debutanizadora
10	Hidrocarburos Líquidos Amargos
11	Fondo de la Desisohexanizadora
12	Gasolina Desisohexanizada
13	Isohexanos
14	Gas Combustible
15	Desfogue de Alta
16	Desfogue de Baja
17	Agua Amarga

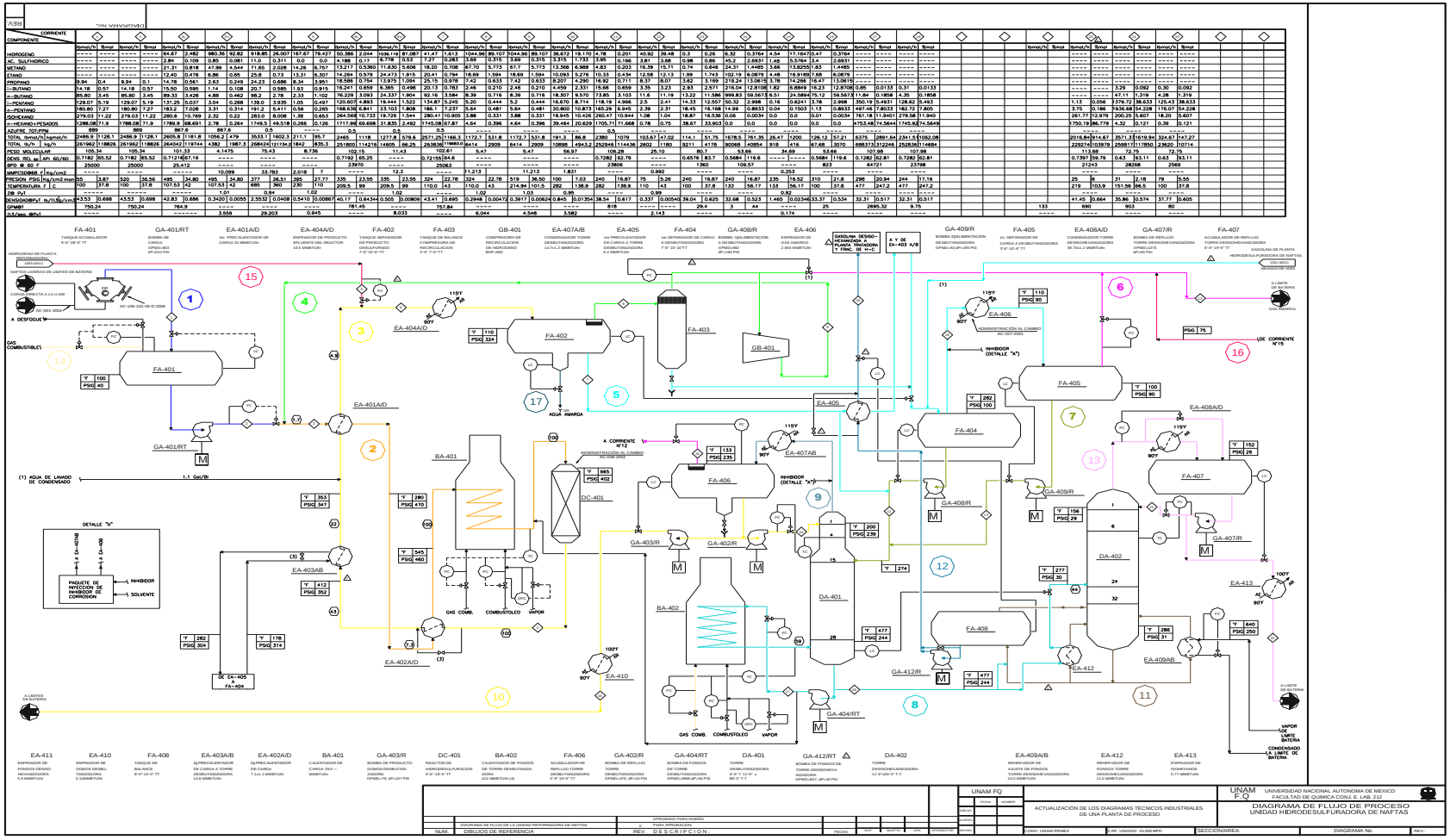


Figura 22. Diagrama de flujo de proceso, con los circuitos identificados en que se dividió la planta hidrodesulfuradora de naftas.

Retomando la definición de circuito del marco teórico, se puede identificar como el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación; generalmente se pueden identificar los circuitos teniendo presente la especificación de materiales de construcción de las líneas, ya que estas manejan el mismo material de acuerdo al servicio que prestan (el tipo de fluido y su composición).

A continuación se describe cada uno los circuitos antes mencionados:

1. Carga de nafta ligera: este circuito en su mayoría tiene cantidades elevadas de butanos e isohexanos, así como azufre; está integrado por la línea de alimentación de nafta ligera, pasando por el acumulador FA-401 y después sale hacia la bomba GA-401, la cual impulsa la nafta a los intercambiadores EA-401 A/D; el circuito se considera hasta la intercepción con la válvula de 8", que es donde se adiciona hidrógeno proveniente de la planta reformadora. A pesar de que después de los intercambiadores hay un cambio en las condiciones de operación, el circuito termina hasta la válvula porque es ahí donde cambia la composición del flujo.
2. Carga de nafta ligera más hidrógeno: al adicionarse hidrógeno a la nafta la composición varía en todo el fluido y eso es suficiente para que se divida en otro circuito; al pasar por los intercambiadores los componentes pasan de líquido a vapor.
3. Productos del reactor: la mezcla de la nafta junto con el hidrógeno pasan por los intercambiadores y por el calentador BA-401, que harán que aumente su temperatura y finalmente la mezcla pasa por el reactor en el cual ocurrirán las reacciones, con el hidrógeno (ver capítulo 3); la salida del reactor es otro circuito debido a que hay un cambio en la composición de la nafta.
4. Hidrógeno: este circuito es importante y de alto riesgo, ya que de él depende que la planta funcione correctamente y claro que el azufre sea retirado en forma de ácido sulfhídrico; este proviene de la planta

reformadora y del equipo FA-403 que separa hidrocarburos ligeros e hidrógeno provenientes de la carga de gasolina.

5. Nafta amarga: este circuito esta integrado por la salida del acumulador FA-402, que contiene los productos del reactor, el cual tiene cantidades muy elevadas de azufre; esta corriente pasará a acumuladores para después ser tratado en las torres de desbutanizadora y desisohexanizadora.
6. Gas amargo: este circuito es el que sale del acumulador FA-406, principalmente su composición es de ácido sulfhídrico e hidrocarburos ligeros (metanos y etanos). Se debe tener especial cuidado a este circuito, también denominado de gas ácido, en cuanto al desgate debido a la peligrosidad, ya que una pérdida de contención representaría consecuencias graves, como intoxicaciones letales.
7. Carga de la debutanizadora: el circuito corresponde a la alimentación de la torre desbutanizadora, la cual viene de los acumuladores FA-404 y FA-405; en la salida de estos acumuladores hay una composición de n-butano (11.58 %mol), i-butano (2.93 %mol), isohexanos (10.944 %mol), mientras que a la entrada de los mismos se tiene n-butano (3.584 %mol), i-butano (0.783 %mol), isohexanos (10.905 %mol).
8. Fondo de la debutanizadora: este circuito, es el que sale de la torre DA-401 y como tal la composición de butanos se reduce hasta los niveles mínimos; los n-butanos pasaron de 11.58 %mol a 0.1853 %mol y los i-butanos de 2.93 %mol a 0.0133 %mol.
9. Domo de la debutanizadora: por él se liberan productos ligeros de la nafta amarga, entre ellos el etano, metano y propano en menores cantidades, los cuales se envían a un acumulador FA-406.
10. Hidrocarburos líquidos amargos: estos hidrocarburos salen del acumulador FA-406, y en si son los residuos de la torre desbutanizadora, ya que contiene los hidrocarburos ligeros mezclados con azufre, que ya está en condiciones muy bajas pero que por llevar todavía ese componente el fluido es amargo.

11. Fondo de la desisohexanizadora: En este circuito, que va del fondo de la torre al acumulador FA-408, se obtendrá gasolina desisohexanizada, el cual es el pasó final de la planta.
12. Gasolina desisohexanizada: este circuito va del acumulador FA-408 al límite de batería, para darle el uso más conveniente al producto o en su caso se almacenará para un uso posterior.
13. Isohexanos: este circuito es el que sale de la torre desisohexanizadora, contiene componentes como pentanos e isohexanos.
14. Gas combustible: como su nombre lo indica el circuito lleva gas combustible, aunque también contiene gases recuperados, este se utiliza para el calentador y las diferentes turbinas.
15. Desfogue de alta: este es el circuito que alimenta de hidrógeno a la nafta, por tanto su composición es cerca del 93% mol, entre otros gases como el etano, metano, propano y butanos.
16. Desfogue de baja: este circuito esta constituido por las líneas provenientes de los acumuladores FA-405 y FA-406, y principalmente contiene hidrocarburos ligeros, que se obtuvieron del domo de la desbutanizadora.
17. Agua amarga: este circuito se integra con la línea de salida del tanque acumulador FA-402, el flujo de éste va a tratamiento para quitarle al agua el exceso de azufre.

Otro de los puntos importantes que hay que considerar, es que las líneas están compuestas por diferentes tipos de materiales, y que además solo se utilizan para ciertos fluidos, estos soportan altas presiones y temperaturas, es por ello que a continuación se presentará una tabla donde se menciona el circuito y de que está compuesta esa línea.

Tabla 7. Especificación de materiales de la planta hidrodesulfuradora.

Circuito	Especificación de material	Condiciones máximas de manejo
Carga de nafta ligera	A106 Gr. B	-
Nafta ligera+H_2	A106 Gr. B	254°C, 476 psig
Productos del reactor	A106 Gr. B	-
Hidrógeno	A106 Gr. B	-
Nafta amarga	A106 Gr. B	172.8°C, 305 psig
Gas amargo	A106 Gr. B	49°C, 20psig
Carga a la debutanizadora	A106 Gr. B	-
Fondo de la debutanizadora	A106 Gr. B	172.8°C, 305 psig
Domo de la debutanizadora	A106 Gr. B	172.8°C, 305 psig
Hidrocarburos líquidos amargos	A106 Gr. B	172.8°C, 305 psig
Fondo de la desisohexanizadora	A106 Gr. B	-
Gasolina desisohexanizada	A106 Gr. B	-
Isohexanos	A106 Gr. B	-
Gas combustible	A106 Gr. B	29°C, 220psig
Desfogue de alta	A 333/6	324° C, 115 psig
Desfogue de baja	A106 Gr. B	427° C, 39 psig
Agua amarga	A106 Gr. B	-

4.2 Censo de unidades de control

Para ubicar las secciones del circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea se consultaron los diagramas de tubería e instrumentación correspondientes, encontrando en algunos casos líneas con etiquetas diferentes al catálogo de líneas y en algunas de ellas no se especificaban las condiciones de operación, por lo que se tuvieron que deducir de acuerdo a los flujos manejados o de las hojas de datos de los equipos. En algunos casos no se especifica el material, en estos casos se trata de deducir de acuerdo al servicio que se maneja.

Se identificaron un total de **80 unidades de control de líneas** en los diagramas de tubería e instrumentación, de las cuales se ubicaron 6 que no estaban contempladas en el censo original y no se tenía expediente de ellas. Se realizó el levantamiento de dichas unidades para su posterior digitalización en AutoCAD. Todas las demás unidades de control cuentan con su expediente de inspección técnica.

En la tabla 8 se ordenan algunos circuitos, con sus respectivas unidades de control de líneas, unidad de control cargada en el SIMECELE, unidad de control anterior y el DTI en donde se encuentran ubicadas.
Adicionalmente se identificaron un total de **71 unidades de control de equipos** en los DTI's correspondientes a la planta hidrodesulfuradora de naftas; en la tabla 9 se enlistan algunas de estas unidades de control.

Tabla 8. Algunas unidades de control de líneas de la planta hidrodesulfuradora de naftas.

Circuito SIMECELE	U.C. SIMECELE	U.C. anterior	Descripción	DTI´S referencia
Nafta ligera más hidrógeno	006	A-08	De GA-401/R a EA-401 B/D	U-400-001
Nafta ligera más hidrógeno	007	A-14	De EA-401 C a EA-402 D	U-400-002
Nafta ligera más hidrógeno	008	A-15	De EA-401 A a EA-402 A	U-400-001
Nafta ligera más hidrógeno	009	A-20	De EA-402 B a BA-401	U-400-001
Nafta ligera más hidrógeno	010	A-21	De EA-402 D a BA-401	U-400-001
Nafta ligera más hidrógeno	011	A-22	De BA-401 a DC-401	U-400-001
Gas amargo	031	B-30 y B-31	Cabezal de gas amargo	U-400-002 U-400-003
Gas amargo	032	B-33	De FA-406 a cabezal de gas amargo	U-400-003
Carga a la desbutanizadora	033	A-65	De FA-405 a GA-409 A/B	U-400-002

Circuito SIMECELE	U.C. SIMECELE	U.C. anterior	Descripción	DTI´S referencia
Carga a la desbutanizadora	034	A-56/ A-59 B/ A-58 y A-66	De EA-405, GA-408/R y GA-409/R a DA-401	U400-002 U400-003
Carga a la desbutanizadora	035	A-65	De FA-405 a GA-409 A/B	U400-002
Carga a la desbutanizadora	036	A-66 niveles se anexan a A-56	De GA-409/R a alimentación de DA-401	U400-002
Hidrocarburos líquidos amargos	048	A-76	De FA-406 a GA-402/R y GA-403/R	U-400-003
Hidrocarburos líquidos amargos	049	A-77	De bombas GA-402/R a DA-401	U-400-003
Hidrocarburos líquidos amargos	050	A-78	De GA-402/R a EA-410	U400-003
Hidrocarburos líquidos amargos	051	A-80	De EA-410 a limite de batería	U400-003

Tabla 9.Algunas unidades de control de equipos de la planta hidrodesulfuradora de nafta.

Circuito SIMECELE	U.C. SIMECELE	U.C. anterior	Descripción	DTI´S referencia
DA-401	Alimentación	A-67	Alimentación de torre desbutanizadora	U400-003
DA-401	Domo	A-68	Domo de torre desbutanizadora	U400-003
DA-401	Fondo	A-81	Fondo de torre desbutanizadora	U400-003
DA-402	Fondo	A-90	Fondo de torre desisohexanizadora	U400-003 A
FA-402	Cuerpo	A-43	Tanque separador de producto	U400-002
FA-402	Pierna	A-43 B	Pierna del tanque separador	U400-002
FA-403	Cuerpo	B-22	Tanque de balance	U400-002
FA-404	Cuerpo	A-53	Tanque separador	U400-002

Circuito SIMECELE	U.C. SIMECELE	U.C. anterior	Descripción	DTI´S referencia
			de carga a torre desbutanizadora	
FA-404	LG	A-54	Indicador de nivel	U400-002
FA-405	Cuerpo	A-53	Segundo Tanque separador de carga a torre desbutanizadora	U400-002
FA-406	Cuerpo	A-74	Tanque acumulador de reflujo de torre desbutanizadora	U-400-003
FA-406	Pierna	A-74B	Pierna del tanque separador	U-400-003
FA-407	Cuerpo	B-15	Cuerpo del tanque FA-407	U-400-003A
FA-408	Cuerpo	B-01	Tanque de balance	U-400-003A
FG-401 A	Cuerpo	A-02	Filtro de carga	U-400-001
FG-401 B	Cuerpo	A-03	Filtro de carga	U-400-001

Los isométricos con los cuales se desarrolló el trabajo fueron tomados de los expedientes de PEMEX Refinación, y no se modificó ninguno en cuanto a su estructura, sin embargo los niveles tuvieron que ser renumerados para ser cargados en el SIMECELE, creando el correspondiente documento para el registro de la renumeración.

4.3 Análisis de una unidad de control de líneas

La unidad de control analizada corresponde al circuito de nafta ligera más hidrógeno, la cual va del calentador a la entrada del reactor (figura 23). Esta unidad de control tiene 74 niveles de medición, pero de acuerdo a los criterios de numeración y ubicación de niveles descritos en el capítulo de trabajo de campo, en el SIMECELE se cargaron 84 niveles de medición. Esta unidad tiene una niplería (de 1 ½" y es un arreglo de cople-niple-válvula) registrada en expediente. El isométrico de la figura 23 muestra 5 tornillerías, sin embargo en el expediente no se tenían registradas, de éstas 4 contienen 8 espárragos cada una y la quinta a la entrada del reactor de 14", tiene 12 espárragos (el número de espárragos se corroboró en campo).

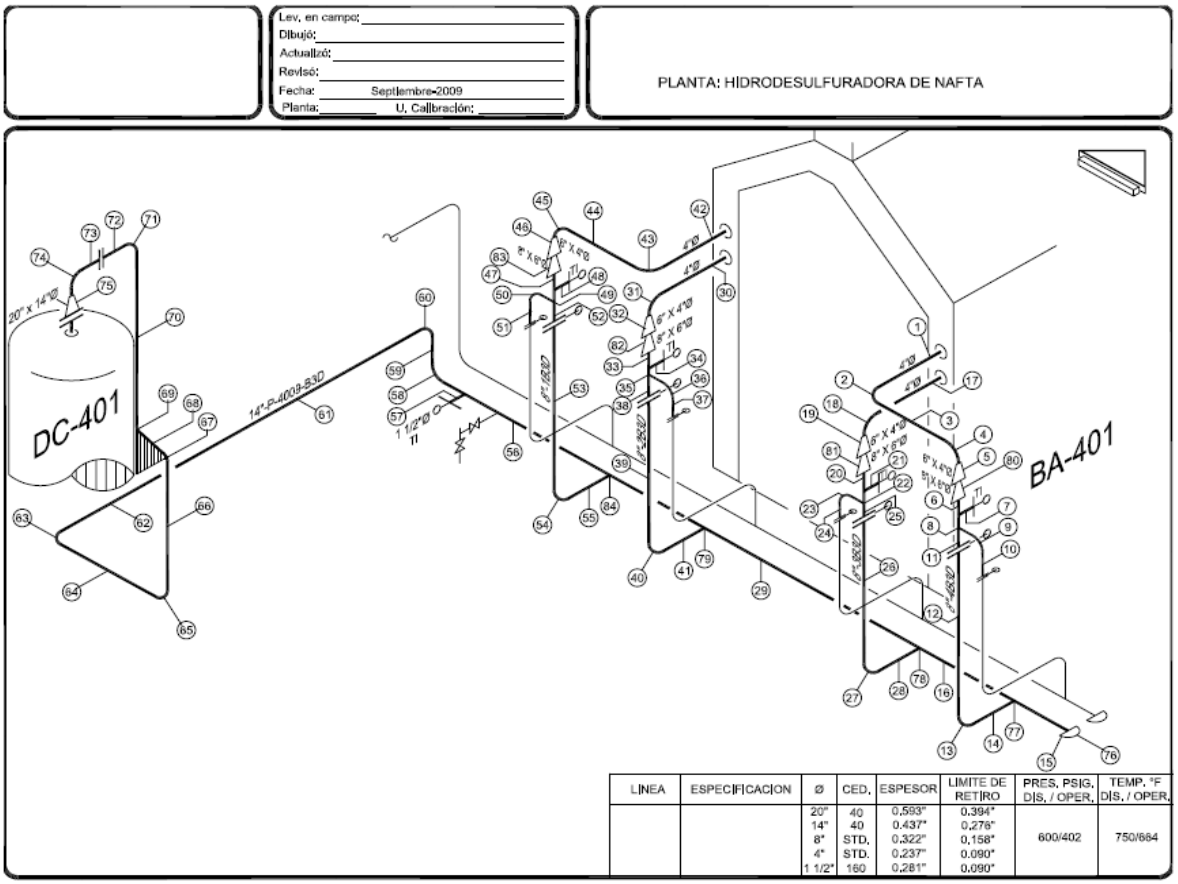


Figura 23. Unidad de control de alimentación al reactor.

En la tabla 10 se muestran las dos inspecciones que fueron cargadas en el SIMECELE, estas incluyen 60 datos de velocidad de desgaste para 2008 y 53 datos para el 2009; de estos valores se obtuvieron 29 niveles críticos (tabla 11), es decir, que sobrepasan las 15 mpa (milésimas de pulgada por año) de desgaste. Los resultados de vida útil, fechas de retiro probable y próxima medición que arroja el SIMECELE se obtienen con base en las ecuaciones planteadas en el capítulo 3.

Tabla 10. Inspecciones cargadas de la unidad de control (alimentación al reactor).

Fecha de inspección	Suma de velocidades de desgaste (mpa)	Número de velocidades de desgaste consideradas	Velocidad de desgaste promedio (mpa)	Velocidad de desgaste ajustada estadísticamente (mps)	Vida útil estimada mínima (años)	Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	Fecha de retiro probable (FRP)
Ene-2008	2643	60	44.05	12.5	3.5	01/03/09	19/06/11
Ene-2009	8943	53	168.73	4.7	3.9	21/04/10	17/11/12

Tabla 11. Niveles críticos encontrados en la unidad de control (alimentación al reactor).

Fecha de inspección	Suma de velocidades de desgaste (mpa)	Número de velocidades de desgaste consideradas	Velocidad de desgaste promedio (mpa)	Velocidad de desgaste ajustada estadísticamente (mps)	Vida útil estimada mínima (años)	Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	Fecha de retiro probable (FRP)
Ene-2008	1483.9	21	70.66	20.4	-4.3	06/01/08	06/01/3008
Ene-2009	288.2	8	36.03	11.4	-4.9	06/01/09	06/01/3009

Al revisar los valores promedio se puede observar que la línea tiene una vida útil de casi 4 años, su fecha próxima de medición es en abril 2010 y la de su retiro más probable es de 3 años, es decir diciembre 2012. Ahora, cuando se ven los promedios de los puntos críticos se puede observar que más bien se trata de engrosamientos, esto puede ser debido a que la tubería se reemplazó, de ahí que el sistema arroje fechas de retiro muy lejanas de la realidad.

Cuando esto pasa se debe de esperar hasta la próxima medición de la línea para saber cuál es el espesor más preciso de la tubería o bien identificar cuando fue la fecha del remplazo de la línea, si éste es el caso, y utilizar esta fecha para realizar el análisis.

4.4 Análisis de una unidad de control de equipos

Para realizar el análisis de la unidad de control de un equipo se seleccionó el acumulador FA-402, en el cual se consideran dos secciones equivalentes a dos unidades de control, una parte que es el cuerpo y la otra es la pierna; el cuerpo tiene 14 niveles de medición, con 3 inspecciones en diferentes fechas: mayo 1996, mayo 2000 y mayo 2007.

En esta unidad de control no se ubicaron niveles críticos, y no hay niveles de niplería, sin embargo hay 14 tornillerías; las cuales tienen un grado de corrosión moderado, es decir que sólo presentan daño por el ambiente que las rodea, como la temperatura del lugar. Estas tornillerías están ubicadas en las boquillas de entrada y salida del acumulador, una que es la entrada al cuerpo de 25", las demás son salidas de gases y líquidos con diámetro de 8" y 6". Los datos que se muestran en la tabla 12, se obtuvieron conforme al algoritmo de cálculo presentado en el capítulo 3.

Tabla 12. Inspecciones cargadas de la unidad de control (cuerpo del acumulador).

Fecha de inspección	Número de velocidades de desgaste consideradas	Velocidad de desgaste promedio (mpa)	Velocidad de desgaste ajustada estadísticamente (mps)	Vida útil estimada mínima (años)	Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	Fecha de retiro probable (FRP)
May-2000	19	3.8	4.3	52.9	19/05/05	18/04/2053
May-2007	19	0.4	0.4	620.2	18/05/12	28/02/2627

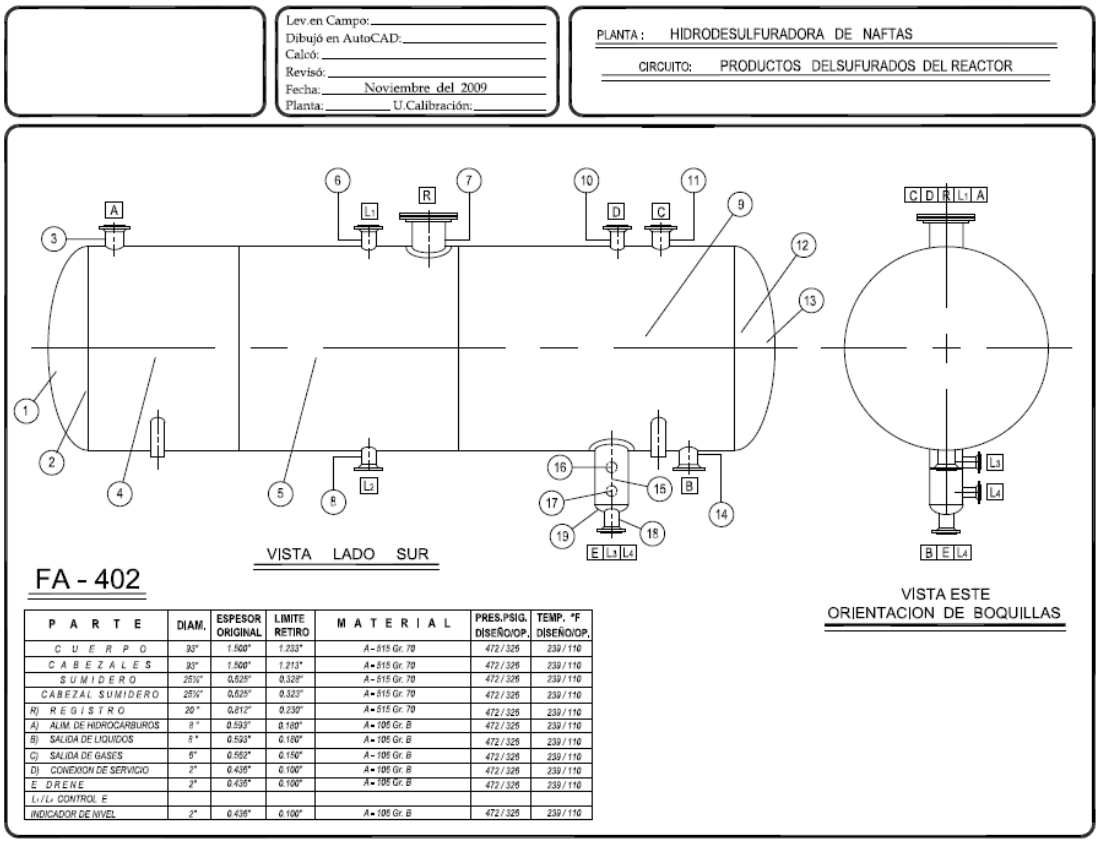
Para la pierna se identificaron 5 niveles de medición, los cuales se integraron en el isométrico que se presenta en la figura 24, en ella solo hay 2 inspecciones, mayo 1996 y mayo 2007; la unidad de control no cuenta con niplerías y si cuenta con 5 tornillerías. Estas tornillerías son para la salida de líquidos y gases de entre 6" y

2”, están ubicadas a los lados de la pierna y su corrosión es moderada. La tabla 13 muestra los resultados del análisis.

Tabla 13. Inspecciones cargadas de la unidad de control (pierna del acumulador).

Fecha de inspección	Número de velocidades de desgaste consideradas	Velocidad de desgaste promedio (mpa)	Velocidad de desgaste ajustada estadísticamente (mps)	Vida útil estimada mínima (años)	Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	Fecha de retiro probable (FRP)
May-2007	5	0.7	0.9	393.5	18/05/12	20/08/2400

Se observa en las tablas 12 y 13 que la velocidad de desgaste es 0.3 decimas mayor en la pierna, esto se debe a que por ahí es donde el fluido que contiene nafta amarga sale hacia los acumuladores FA-404 y FA-405, para su tratamiento en las torres desbutanizadora y desisohexanizadora. Por tanto es requerido que sean tratadas las dos secciones como dos unidades de control separadas, aunque pertenezcan al mismo equipo, de esta manera se garantiza que se ubicarán adecuadamente los puntos con mayor desgaste.



PARTE	DIAM.	ESPESOR ORIGINAL	LIMITE RETIRO	MATERIAL	PRES.PSIG. DISEÑO/OP.	TEMP. °F DISEÑO/OP.
CUERPO	93"	1.500"	1.233"	A-515 Gr. 70	472 / 326	239 / 110
CABEZALES	93"	1.500"	1.213"	A-515 Gr. 70	472 / 326	239 / 110
SUMIDERO	25½"	0,625"	0.328"	A-515 Gr. 70	472 / 326	239 / 110
CABEZAL SUMIDERO	25½"	0,625"	0.323"	A-515 Gr. 70	472 / 326	239 / 110
R) REGISTRO	20"	0,612"	0.230"	A-515 Gr. 70	472 / 326	239 / 110
A) ALIM. DE HIDROCARBUROS	8"	0.593"	0.160"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110
B) SALIDA DE LIQUIDOS	8"	0.593"	0.160"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110
C) SALIDA DE GASES	6"	0.562"	0.150"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110
D) CONEXION DE SERVICIO	2"	0.436"	0.100"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110
E DRENE	2"	0.436"	0.100"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110
L1/L2 CONTROL E						
INDICADOR DE NIVEL	2"	0.436"	0.100"	A-106 Gr. B	472 / 326	239 / 110

Figura 24. Isométrico del acumulador analizado.

A continuación se traza la grafica de las mediciones correspondientes a las fechas de calibración antes mencionadas (tabla 14 y 15) tanto para el cuerpo (figura 26) como para la pierna (figura 27); adicionalmente se muestra la gráfica para comparar el desgaste en ambas unidades de control (figura 28). Estos datos de calibración son los más representativos en cada nivel, ya que como se vio en la metodología se toman 4 mediciones por cada posición, pero sólo se consideraron en el análisis los más altos para hacer una comparación del desgaste. Donde E.O. es el espesor original y L.R. es el límite de retiro.

Tabla 14. Mediciones de espesores tomadas en el cuerpo de acumulador.

Cuerpo				
Nivel	L.R. (mpa)	E.O. (mps)	Fechas de calibración	
			May-00	May-07
1	0.500	0.900	1.650	1.646
2	0.500	0.900	1.700	1.752
3	0.500	0.900	0.890	0.927
4	0.500	0.900	1.560	1.583
5	0.500	0.900	1.550	1.558
6	0.500	0.900	0.450	0.471
7	0.500	0.900	0.940	0.936
8	0.500	0.900	0.460	0.460
9	0.500	0.900	1.550	1.563
10	0.500	0.900	0.460	0.494
11	0.500	0.900	0.570	0.554
12	0.500	0.900	1.700	1.798
13	0.500	0.900	1.680	1.674
14	0.500	0.900	0.900	0.909

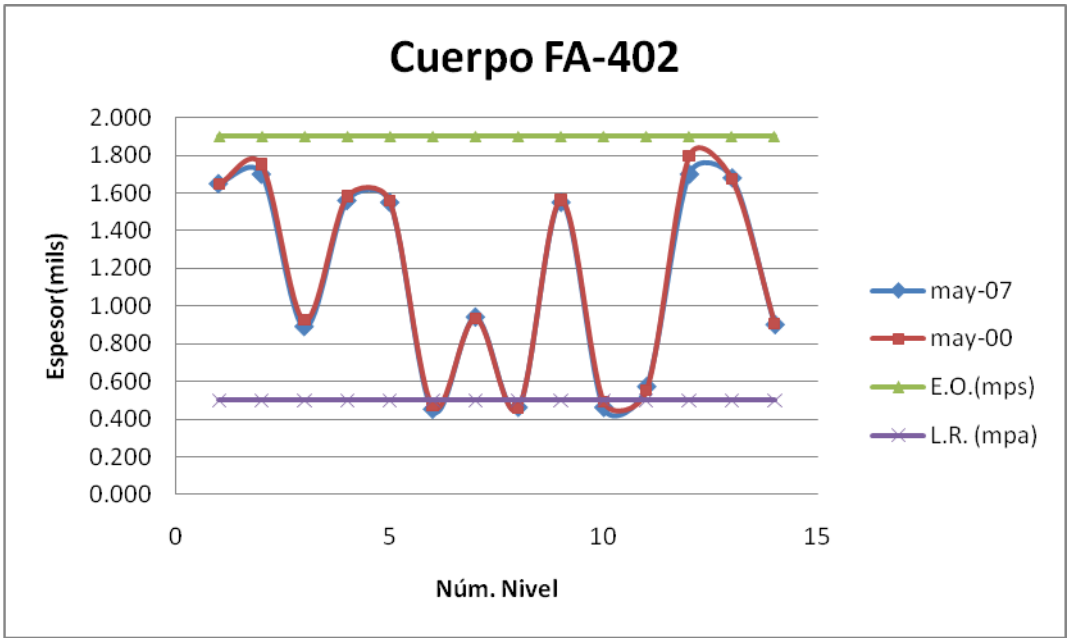


Figura 25. Gráfica de mediciones de espesores para el cuerpo del acumulador.

Tabla 15. Mediciones de espesores tomadas en la pierna del acumulador.

Pierna				
Nivel	L.R. (mpa)	E.O. (mps)	Fechas de calibración	
			may-96	may-07
1	0.190	0.950	0.480	0.497
2	0.190	0.950	0.800	0.818
3	0.190	0.950	0.480	0.471
4	0.190	0.950	0.940	0.925
5	0.190	0.950	0.480	0.466

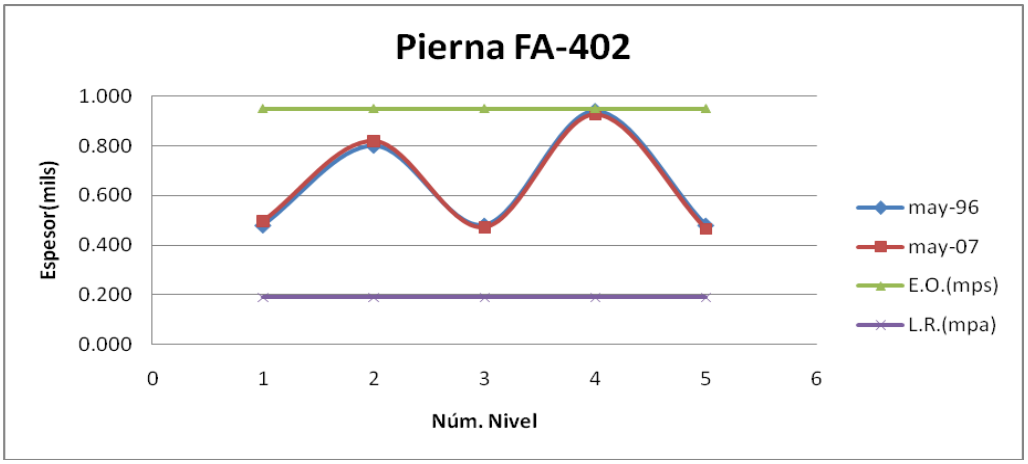


Figura 26. Gráfica de mediciones de espesores para la pierna del acumulador.

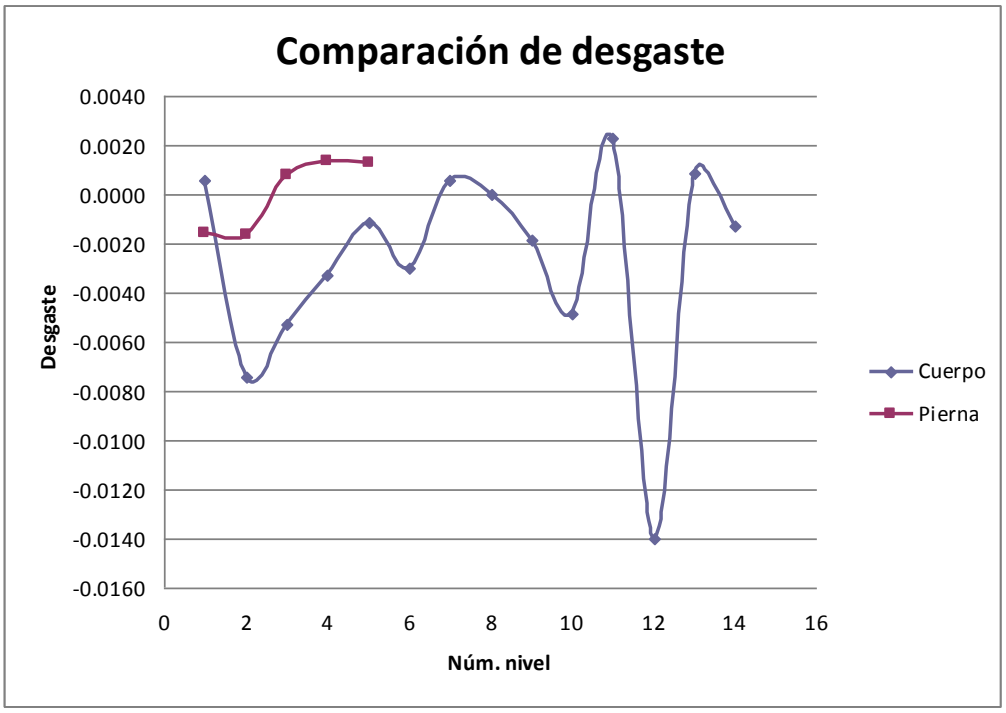


Figura 27. Comparación de desgaste pierna y cuerpo del acumulador.

Aunque se tienen menos valores de medición de espesores en la pierna que en el cuerpo, al graficar el desgaste de estos puntos, se puede ver que este es mayor para la pierna que para el cuerpo.

CONCLUSIONES

Con el presente trabajo se pudo exponer la labor que el grupo que dirige el Dr. Javier Cruz en la Facultad de Química de la UNAM, ha realizado en los últimos años con respecto al tema de integridad mecánica e inspección técnica de líneas y equipos de proceso. Se da a conocer el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos de Proceso (SIMECELE) como una metodología a seguir para llevar un control más adecuado de las mediciones de espesores, así como de los diagramas técnicos de proceso y los expedientes de inspección técnica.

Se pudo comprobar la importancia de realizar la correcta identificación de circuitos y unidades de control, ya que con base en esta, se realizan los censos correspondientes. El valor que se obtiene de ellos es poder ubicar líneas nuevas o faltantes que no han sido inspeccionadas y que representan, por tal motivo, un riesgo de pérdida de contención de las sustancias que por ellas circulan.

Se logró tipificar y generalizar la división de los circuitos y unidades de control para que dicho trabajo pueda servir de base en otras plantas hidrodesulfuradoras de naftas.

Como parte de la metodología se tuvo la oportunidad de poder corregir o adicionar información a los diagramas técnicos, con la revisión que se realiza para identificar los circuitos y unidades de control. Es decir, por ejemplo, que las líneas en los diagramas de tubería e instrumentación estén etiquetadas de acuerdo al catálogo de líneas y que se especifiquen las condiciones de operación. Esto es fundamental para determinar la clase de material de la línea, ya que de esta información se parte para determinar sus factores de desgaste.

En los isométricos se pudieron renumerar los niveles de medición de acuerdo a normas y al mismo tiempo fueron cargados al SIMECELE, junto con sus expedientes de medición de espesores, de esta manera se podrá ver el historial punto por punto de cada isométrico. Las siguientes mediciones y análisis de resultados, se realizarán automáticamente, pudiendo identificar fácilmente los espesores cercanos al límite de retiro, con la finalidad de realizar la programación de los mantenimientos de manera oportuna. De la misma manera se crearon en el sistema los expedientes de inspección de aquellas unidades de control que no estaban consideradas, para que se les introduzca la información de las mediciones de espesores en cuanto se conozcan los datos.

El levantamiento y digitalización de isométricos y diagramas de tubería e instrumentación o de flujo de proceso, se puede realizar con mayor eficiencia gracias a las herramientas de dibujo implementadas con el SIMECELE. Se puede garantizar entonces que dichos diagramas estarán siempre actualizados, reflejando el estado de las instalaciones y pudiendo incorporar cualquier cambio que se les realice. Cabe destacar que mediante el sistema todos los diagramas técnicos se pueden accesar desde cualquier centro de trabajo de PEMEX a través de su intranet.

Se hizo el ejercicio de realizar los cálculos de velocidad de desgaste, tiempo de vida útil, fecha de próxima inspección, fecha de retiro probable, cálculo del límite de retiro de manera manual y con el SIMECELE, la diferencia es la realización con este último en el mínimo de tiempo, además de que el sistema puede manejar todos los datos al mismo tiempo para generar un análisis estadístico de los mismos; de ahí la identificación instantánea de los puntos atípicos que de acuerdo a la metodología son tratados de manera diferente con él fin de ubicar su causa. Para muestras pequeñas el SIMECELE emplea intervalos de confianza estadísticos con distribución T de Student.

Los beneficios que se pudieron obtener para la empresa y los que pudieran obtener cualquier otra industria química si implementaran una metodología y sistema similar al SIMECELE son:

- Homologar las prácticas utilizadas para la inspección y medición de espesores de líneas y equipos.
- Cumplimiento de las recomendaciones de las compañías de reaseguro internacional con los consiguientes ahorros por primas del seguro.
- Potencial disminución en la frecuencia y gravedad de los incidentes, al tener ubicadas las áreas de mayor desgaste y al programar sus mantenimientos.

Lo más importante del sistema es el poderle realizar, con personal capacitado en soporte técnico e informática, inclusive de la propia empresa, las actualizaciones, mejoras o poderle agregar nuevas funciones de acuerdo a las experiencias de uso, los requerimientos nuevos y las sugerencias de los usuarios en el área.

BIBLIOGRAFÍA

(1) Accidentes ejemplos históricos
http://www.unizar.es/guiar/1/Accident/Accidentes.htm

(2) SSPA PEMEX
http://desarrollosustentable.pemex.com/portal/index.cfm?action=content&sectionID=31&catID=503&contentID=277

(3) Integridad mecánica
http://www.reliarisk.com

(4) DG-SASIPA-IT-00014 Rev. 2009, Guía para la inspección técnica de recipientes a presión en las instalaciones de PEMEX Refinación, PEMEX Refinación, Diciembre 2009.

(5) Pruebas no destructivas
http://juliocorrea.files.wordpress.com/2007/10/pruebas-no-destructivas.pdf

(6) DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7, Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores, PEMEX Refinación, Noviembre 2009.

(7) Meyer A. Robert, Handbook of Petrolum Refining Processes, Mc Graw-Hill, Tercera edición, 2003.

(8) E-212-PRT-101 Procedimiento para la elaboración de diagramas de tubería e instrumentación, Facultad de Química UNAM, Junio 2003.

(9) Talleres de dibujo
http://www.arqhys.com/arquitectura/isometrico-dibujo.html

(10) CEASPA-GDDITEA-002 Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en AutoCAD 2008® Uso de la herramienta de dibujo del SIMECELE, Revisión 1, Facultad de Química, UNAM, 2010.

(11) CEASPA-MUS-003 Manual de Usuario del SIMECELE, Revisión 3, Facultad de Química, UNAM, Septiembre 2010.

(12) NRF-032-PEMEX-2005 Rev. 0 Sistema de tubería en plantas industriales-diseño y especificación de materiales, PEMEX Refinación, Marzo 2006.

(13) API-510 2006. Pressure Vessel Inspection Code (Código de inspección para recipientes sujetos a presión).

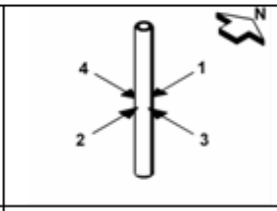
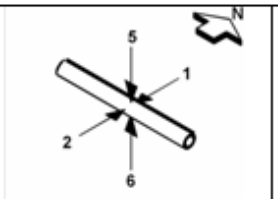
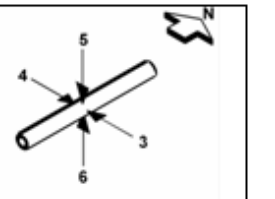
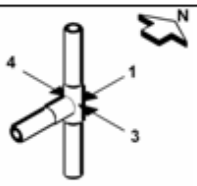
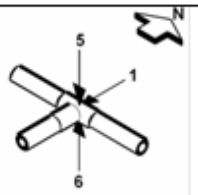
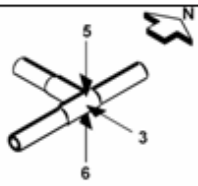
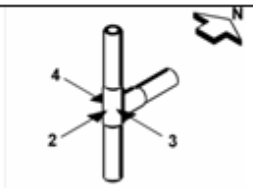
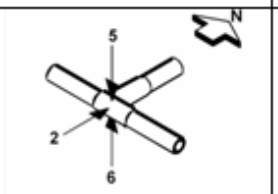
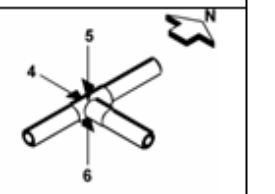
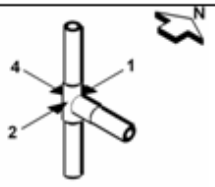
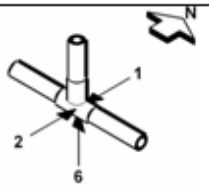
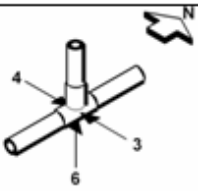
(14) API-570 2006. Piping Inspection Code (Código de inspección para sistemas de tuberías).

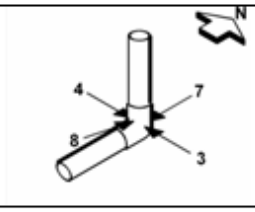
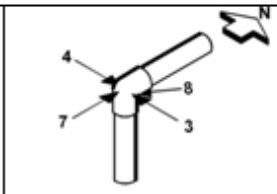
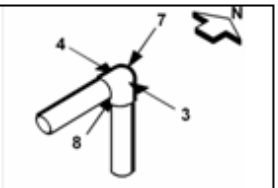
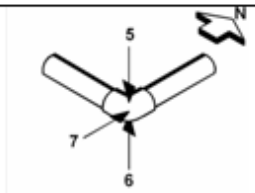
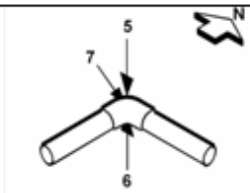
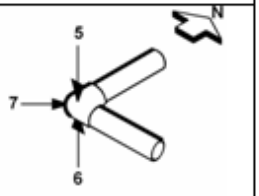
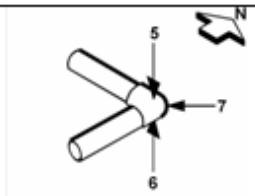
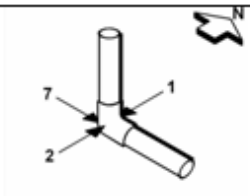
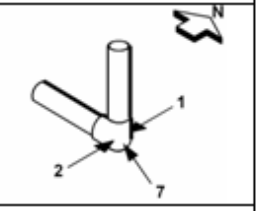
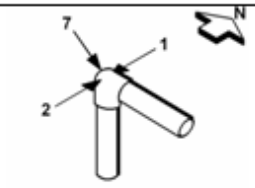
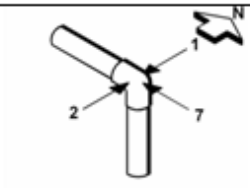
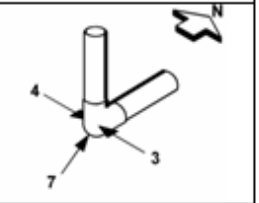
(15) DG-SASIPA-IT-00008 Revisión 2009, Proyecto de guía para determinar los espesores de retiro para componentes de sistemas de tubería empleadas en el transporte de fluidos, PEMEX Refinación, Diciembre 2009.

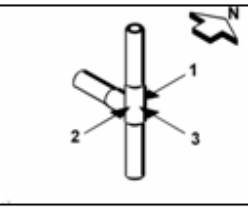
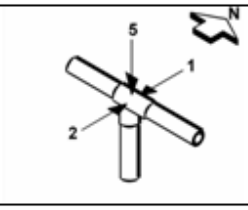
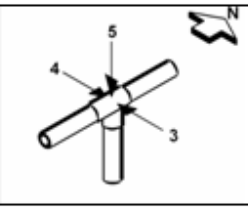
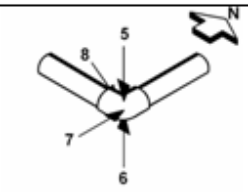
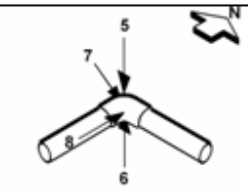
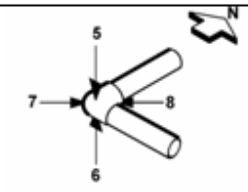
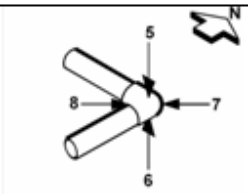
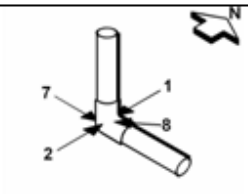
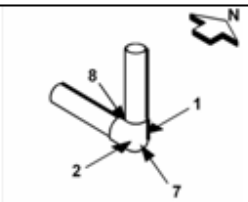
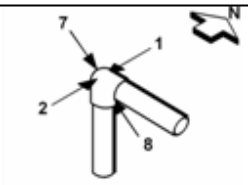
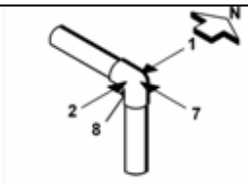
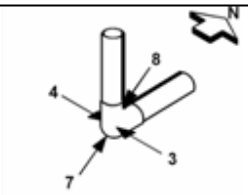
(16) ASME B31G-1991 Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines (Manual para determinar el espesor remanente en tuberías corroídas).

(17) Rojas Balbuena Rodolfo, Desarrollo de una metodología de predicción de tiempos de inspección en la programación del control de medición de espesores en líneas y equipos de proceso, Tesis Licenciatura, UNAM Facultad de Química, 2008

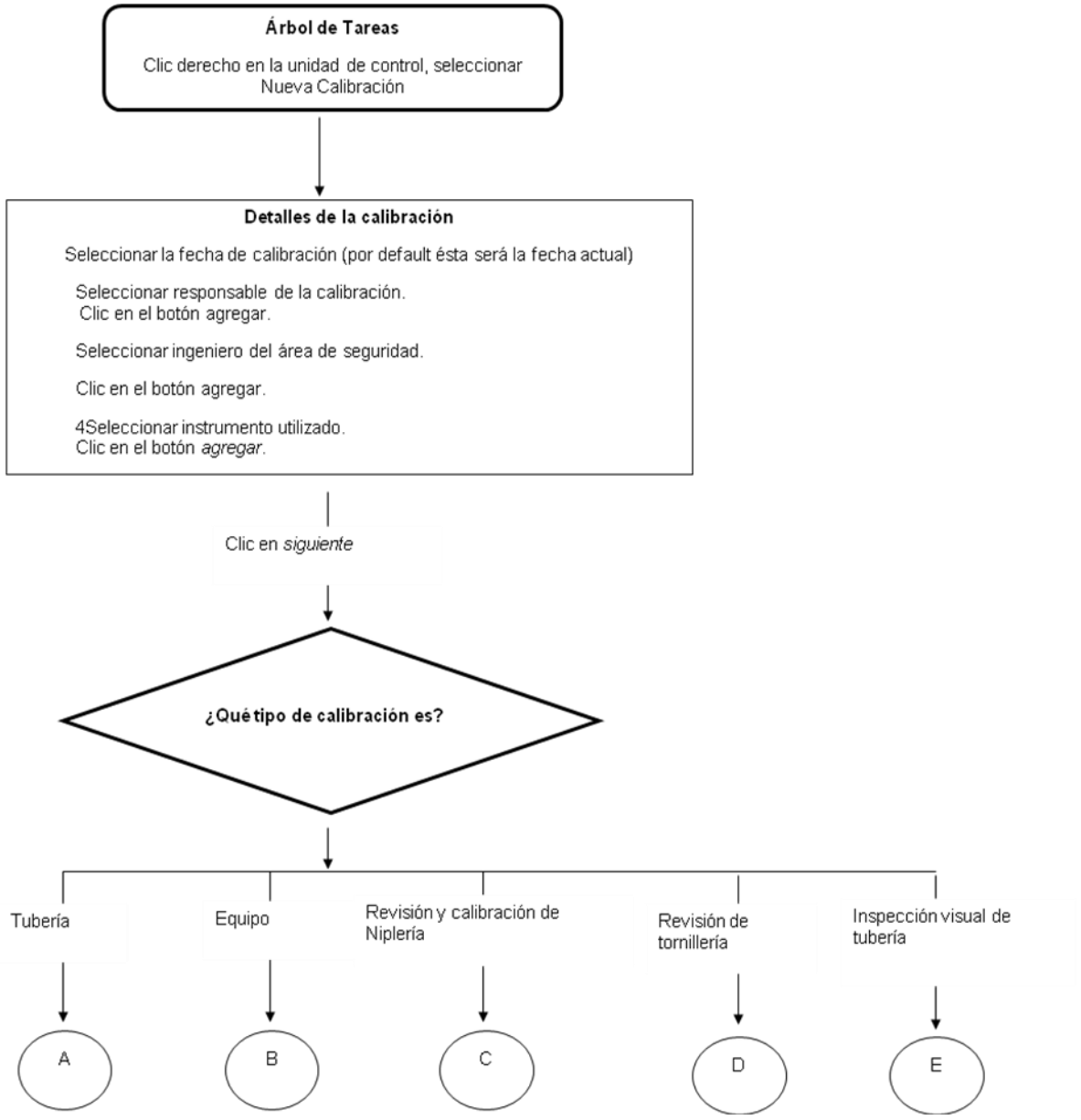
ANEXO 1. PUNTOS DE MEDICIÓN EN TUBERÍAS, TEE'S, CODOS Y CODOS OBSTRUIDOS [6]

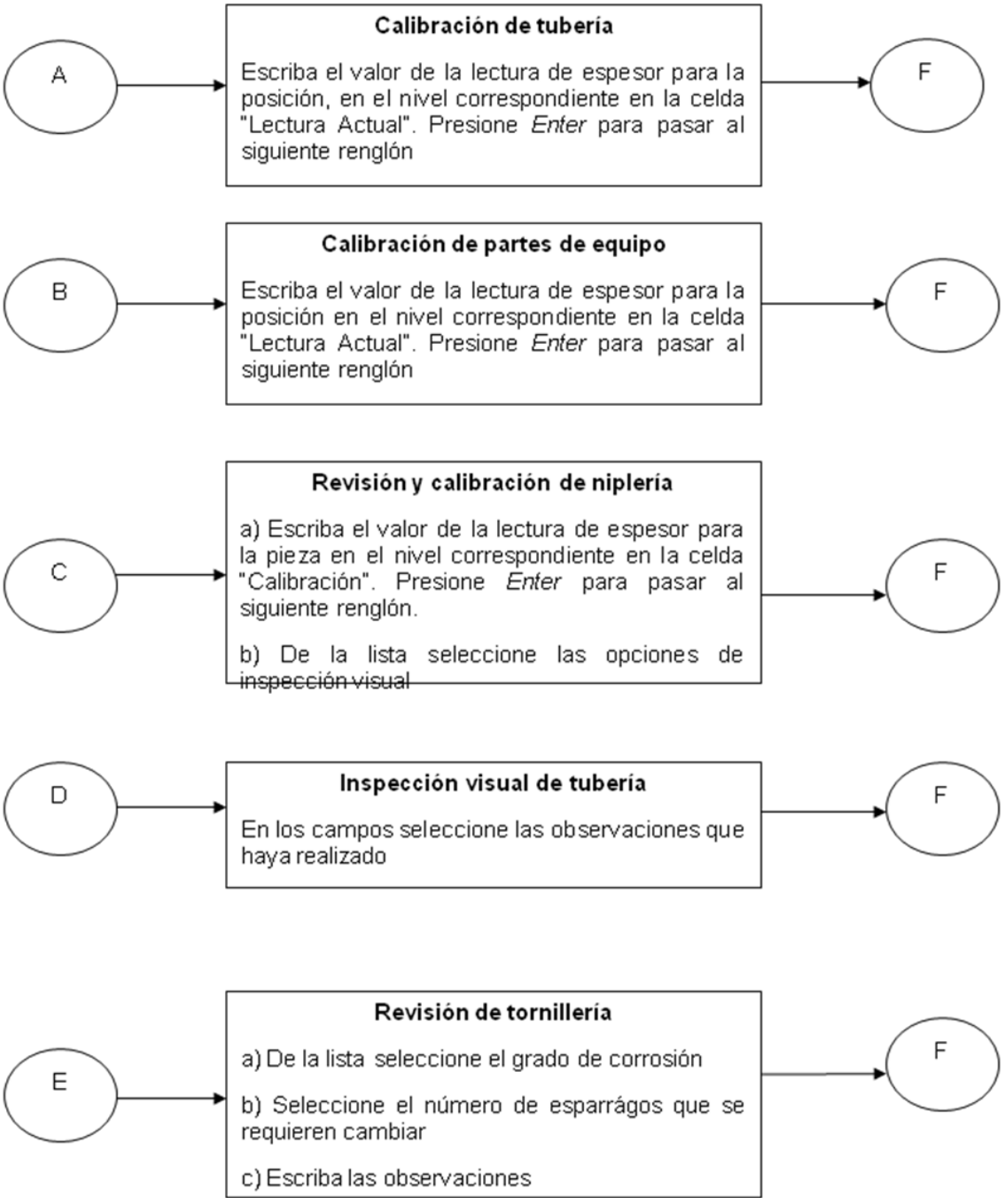
Dibujo			
Notación con letras	**N,S,O,P**	**N,S,A,B**	**O,P,A,B**
Notación con números	**1,2,3,4**	**1,2,5,6**	**3,4,5,6**
Dibujo			
Notación con letras	**N,X,O,P**	**N,X,A,B**	**O,X,A,B**
Notación con números	**1,0,3,4**	**1,0,5,6**	**3,0,5,6**
Dibujo			
Notación con letras	**X,S,O,P**	**X,S,A,B**	**X,P,A,B**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

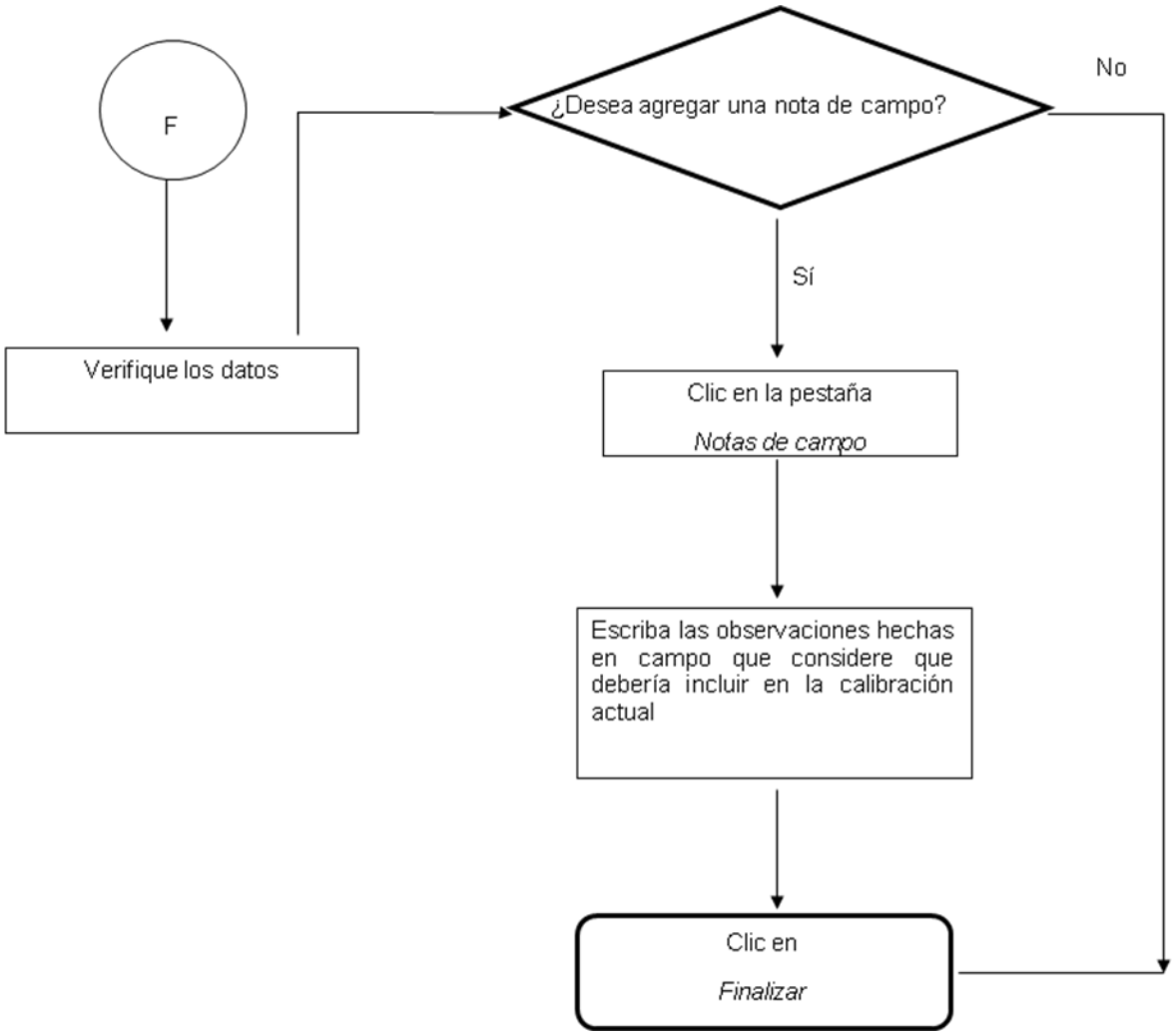
Dibujo			
Notación con letras	**O,P,C,G**	**O,P,C,G**	**O,P,C,G**
Notación con números	**3,4,7,8**	**3,4,7,8**	**3,4,7,8**
Dibujo			
Notación con letras	**5,6,7,0**	**5,6,7,0**	**5,6,7,0**
Notación con números	**A,B,C,X**	**A,B,C,X**	**A,B,C,X**
Dibujo			
Notación con letras	**5,6,7,0**	**1,2,7,0**	**1,2,7,0**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

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

ANEXO 2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA CAPTURA DE UNA INSPECCIÓN CON EL SIMECELE




A
Calibración de tubería
Escriba el valor de la lectura de espesor para la posición, en el nivel correspondiente en la celda "Lectura Actual". Presione *Enter* para pasar al siguiente renglón
F
B
Calibración de partes de equipo
Escriba el valor de la lectura de espesor para la posición en el nivel correspondiente en la celda "Lectura Actual". Presione *Enter* para pasar al siguiente renglón
F
C
Revisión y calibración de niplería
a) Escriba el valor de la lectura de espesor para la pieza en el nivel correspondiente en la celda "Calibración". Presione *Enter* para pasar al siguiente renglón.
b) De la lista seleccione las opciones de inspección visual
F
D
Inspección visual de tubería
En los campos seleccione las observaciones que haya realizado
F
E
Revisión de tornillería
a) De la lista seleccione el grado de corrosión
b) Seleccione el número de esparrágos que se requieren cambiar
c) Escriba las observaciones
F


F
¿Desea agregar una nota de campo?
No
Sí
Verifique los datos
Clic en la pestaña
Notas de campo
Escriba las observaciones hechas en campo que considere que debería incluir en la calibración actual
Clic en
Finalizar

ANEXO 3. TABLAS DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE LÍMITE DE RETIRO

TABLA 1. Valores de límite de retiro de referencia para el cálculo de espesores de retiro para las tuberías de transporte y distribución de gas y mezclas de gas y líquido.

TUBERÍA							
Diámetro [in]		Extremos Planos			Roscados		
Nominal	Exterior	Clase 1	Clase 2	Clase 3 y 4	Clase Todas	Estaciones de compresión	
1/8	0.405	0.035	0.065	0.065	0.068	0.095	Tubería con extremos planos o roscados
¼	0.540	0.035	0.065	0.065	0.088	0.119	
3/8	0.675	0.041	0.065	0.065	0.091	0.126	
½	0.840	0.046	0.065	0.065	0.109	0.147	
¾	1.050	0.048	0.065	0.065	0.113	0.154	
1	1.315	0.053	0.065	0.065	0.133	0.179	
1 ¼	1.660	0.061	0.065	0.065	0.140	0.191	
1 ½	1.900	0.065	0.065	0.065	0.145	0.200	
2	2.375	0.075	0.075	0.075	0.154	0.218	
2 ½	2.875	0.083	0.085	0.085	0.203	0.203	
3	3.500	0.083	0.098	0.098	0.216	0.216	
3 ½	4.000	0.083	0.108	0.108	0.226	0.226	
4	4.500	0.083	0.113	0.113	0.237	0.237	
5	5.563	0.083	0.125	0.125	0.258	0.250	Tubería con extremos plano solamente
6	6.625	0.083	0.134	0.156	0.280	0.250	
8	8.625	0.104	0.134	0.172	0.322	0.250	
10	10.750	0.104	0.164	0.188	-	0.250	
12	12.750	0.104	0.164	0.203	-	0.250	
14	14	0.104	0.164	0.210	-	0.250	
16	16	0.104	0.164	0.219	-	0.250	
18	18	0.104	0.188	0.250	-	0.250	
20	20	0.104	0.188	0.250	-	0.250	
22, 24, 26	22, 24, 26	0.164	0.188	0.250	-	0.250	
28, 30	28, 30	0.164	0.250	0.281	-	0.281	
32, 34, 36	32, 34, 36	0.218	0.250	0.312	-	0.312	
38, 40, 42	38, 40, 42	0.250	0.312	0.375	-	0.375	
44, 46, 48	44, 46, 48	0.312	0.375	0.425	-	0.425	

NOTAS:

1) Las clases 1 a 4 se refieren a la localización de la tubería de acuerdo a la Norma A VIII -1.
2) A las conexiones soldadas se les aplicarán los valores de la tubería con extremos planos.
3) En el caso de las conexiones con bridas y válvulas, emplear los valores dados en la tabla 5.1 de esta Norma o bien consultar el código ANSI B 16.5.

4) Para tubería no estándar (tubing), los espesores mayores de 0.035 pulgadas, se obtienen por interpelación de diámetros exteriores.

TABLA 2. Valores de límite de retiro de referencia para el cálculo de espesores de retiro para las tuberías de transporte de líquidos.

Diámetro nominal [in]	Diámetro exterior [in]	Extremos planos [in]
2	2.375	0.078
2 ½	2.875	0.083
3	3.500	0.083
3 ½	4.000	0.083
4	4.500	0.083
5	5.563	0.083
6	6.625	0.083
8	8.625	0.104
10	10.750	0.104
12	12.750	0.104
14	14.000	0.133
16	16.000	0.133
18	18.000	0.133
20	20.000	0.133
22	22.000	0.148
24	24.000	0.164
26	26.000	0.172
28	28.000	0.188
30	30.000	0.203
32	32.000	0.219
34	34.000	0.226
36	36.000	0.242
38	38.000	0.258
40	40.000	0.273
42	42.000	0.281
44	44.000	0.297
46	46.000	0.312
48	48.000	0.328

NOTAS:

1) El espesor de referencia para tubo de extremos roscados o ranurados, debe ser estándar de acuerdo con el Código ANSI 8 36.10. El uso de juntas roscadas está limitado de acuerdo con el Código ANSI B31.4.
2) A las conexiones soldadas se les aplicarán los valores de la tubería con extremos planos.
3) En el caso de las conexiones con bridas y válvulas, emplear los valores dados en la tabla 5.1 de esta Norma o bien consultar el código ANSI B16.5.
4) Para tubería no estándar (tubing), los espesores mayores de 0.078 pulgadas, se obtienen por interpolación de diámetros exteriores.

TABLA 3. Valores de límite de retiro de referencia para el cálculo de espesores de retiro para las tuberías de acero al carbón de proceso.

Diámetro nominal [in]	Presión Máxima Permitida [lb_f/in^2]	Tuberías con extremos soldados	Tubería roscada	Conexiones con brida y válvula Clase		
				1500 #	3000 #	6000 #
3/8	14100	0.080	0.110	…	…	…
½	12600	0.090	0.120	…	…	…
¾	9900	0.090	0.120	…	…	…
1	7800	0.100	0.120	0.115	0.125	0.150
1 ½	5900	0.100	0.140	0.120	0.140	0.175
2	5700	0.100	0.140	0.125	0.150	0.200
2 ½	3800	0.100	0.140	0.130	0.165	0.225
3	3100	0.120	0.160	0.140	0.175	0.250
4	2900	0.150	0.190	0.150	0.200	0.300
6	2400	0.180	0.220	0.170	0.250	0.400
8	2200	0.190	0.230	0.200	0.300	0.500
10	1900	0.190	0.230	0.230	0.350	0.600
12	1600	0.190	0.250	0.250	0.400	0.700
14	1400	0.190	0.250	0.270	0.450	0.800
16	1200	0.190	0.250	0.295	0.495	0.900
18	1100	0.190	0.250	0.320	0.545	1.000
20	1000	0.190	0.250	0.345	0.595	1.100
24	860	0.190	0.250	0.395	0.695	1.300

NOTAS:

1) Esta tabla se debe utilizar como referencia del procedimiento de cálculo.
2) A las conexiones soldadas se les aplicarán los valores de la tubería con extremos llanos.
3) A las conexiones con bridas y válvulas, con rangos de presión diferentes a los de la tabla o con temperaturas de diseño superiores a los 800 ºF, se debe consultar lo correspondiente en el código ANSI B 16.5.

TABLA 4. Valores de límite de retiro de referencia para el cálculo de espesores de retiro para las tuberías de aleaciones de proceso.

Diámetro (in)	Aleaciones bajas T< 204°C (400°F)	Acero Inoxidable Austenítico T < 149°C (300°F)	Presión Máxima Permitida (lb_f/in^2)
½ a 2 ½	0.100	0.060	2000
3	0.100	0.080	1600
3 ½	0.110	0.080	1200
4 a 5	0.110	0.090	800
6	0.150	0.100	600
8	0.150	0.100	300
10	0.150	0.100	250
12 a 18	0.188	0.120	200
20 a 24	0.188	0.120	150

TABLA 5. Valores para el coeficiente de material Y, para t < D/6.

Material	Temperatura, °C (°F)					
	≤482 (≤900)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	≥621 (1150)
Aceros ferríticos	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Aceros austeníticos	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Otros materiales dúctiles	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Hierro fundido	0.0	--	--	--	--	--

TABLA 6. Valores para la eficiencia de soldadura E.

Tipo de soldadura	E
Sin costura	1.00
ERW (Electric Resistance Weld)	0.80
EFW (Electric Fusion Weld)	0.60

ANEXO 4. CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA DE TRABAJO PERMITIDA PARA RECIPIENTES A PRESIÓN

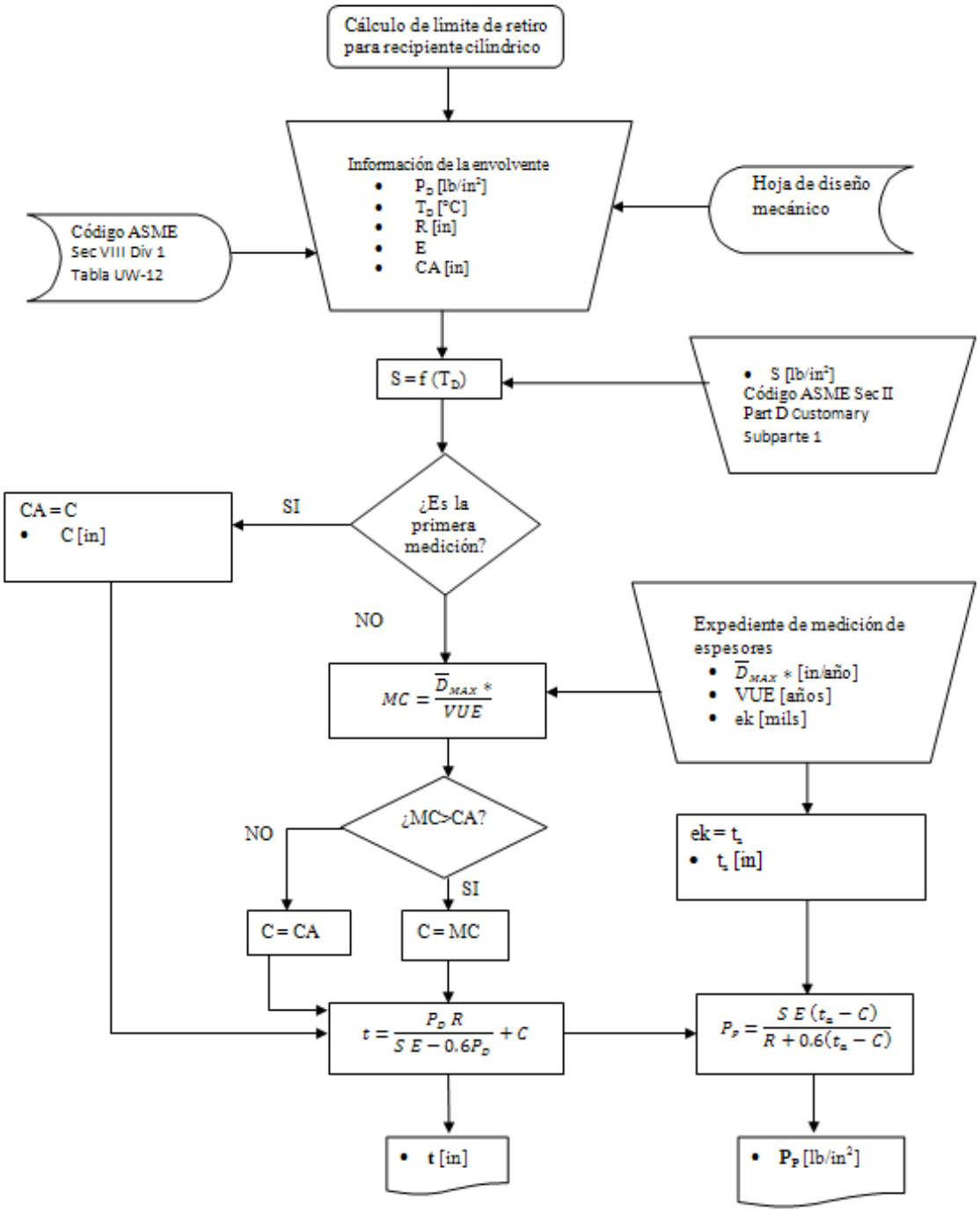
Simbología

TABLA 1. Variables involucradas en el cálculo de límite de retiro y presión máxima de trabajo permitida.

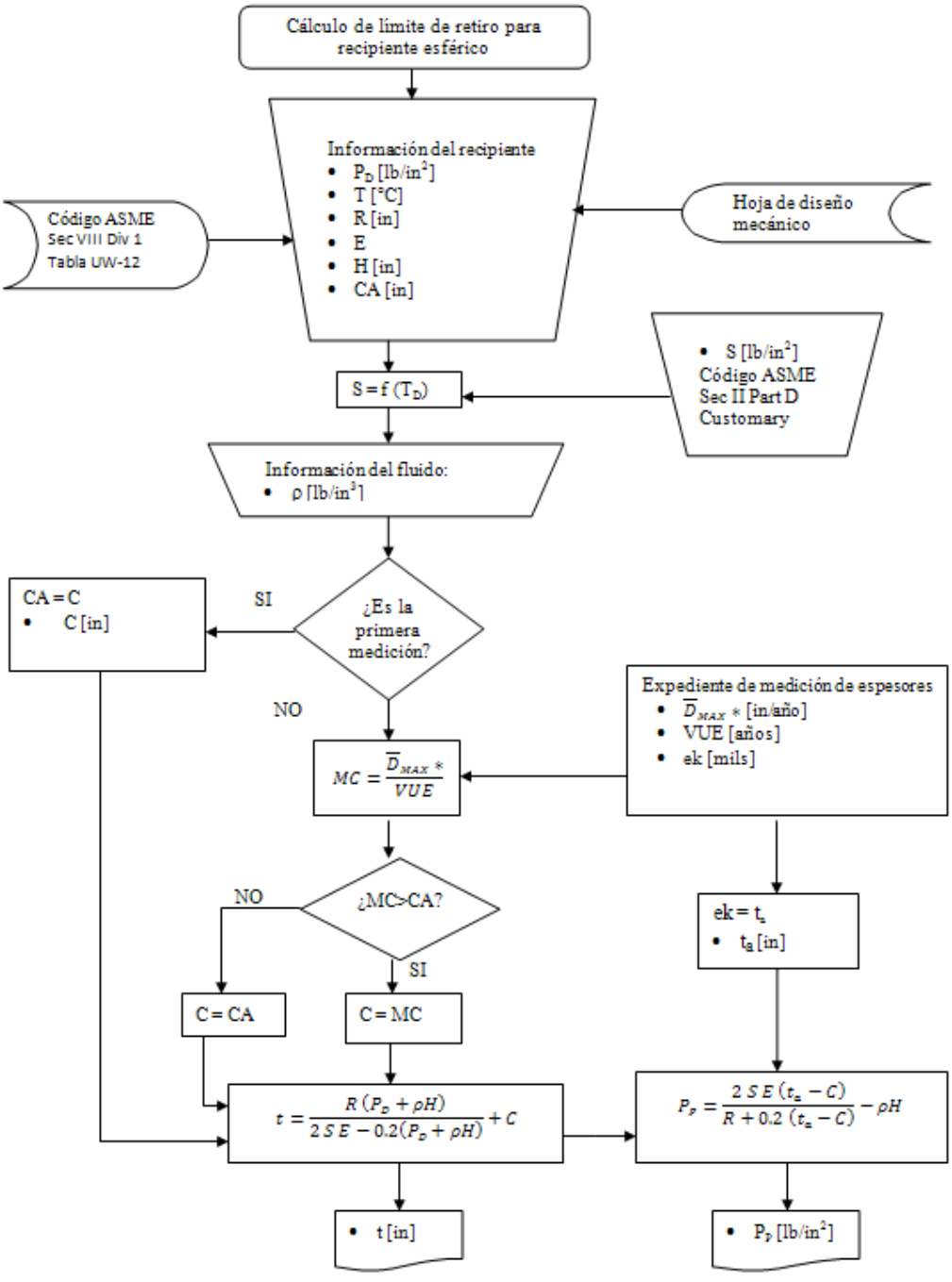
Variable	Descripción	Unidades
P_D	Presión de diseño	lb/in^2
T_D	Temperatura de diseño	°C
E	Eficiencia de la soldadura	-
S	Esfuerzo máximo permitida	lb/in^2
CA	Corrosión permitida	in
MC	Margen de corrosión	in
C	Corrosión	in
t	Espesor mínimo requerido (límite de retiro)	in
ta	Espesor mínimo actual	in
P_P	Presión máxima de trabajo actual	lb/in^2
$\overline{D}_{MAX}$ *	Velocidad promedio de desgaste ajustada	in/año
VUE	Vida útil estimada	años
ek	Espesor mínimo actual (registrado en el expediente)	mils
R	Radio de la envolvente o radio interno de la esfera	in
H	Altura del punto considerado (se tomará de arriba hacia abajo, considerando que la esfera se encuentra completamente llena)	in
ρ	Densidad del fluido que contiene la esfera	lb/in^3
D	Diámetro interno para casquete elipsoidal o cónico	in
h	Profundidad del casquete elipsoidal	in
K	Factor de proporción	-
L	Radio interno esférico o de la corona para	in

Variable	Descripción	Unidades
	casquete hemisférico o toriesférico	
r	Radio de plegado o de transición	in
M	Factor de proporción	-
α	Ángulo del cono	
D	Diámetro externo de la boquilla	in
P_{op}	Presión de operación	lb/in^2
T_{LR}	Limite de retiro registrado DG-ASIPA-00008	in
P_{MP}	Presión máxima permitida al espesor registrado en DG-ASIPA-00008	lb/in^2
Y	Coeficiente del material	-
tr	Espesor mínimo requerido (por ASME B31.3)	[in]

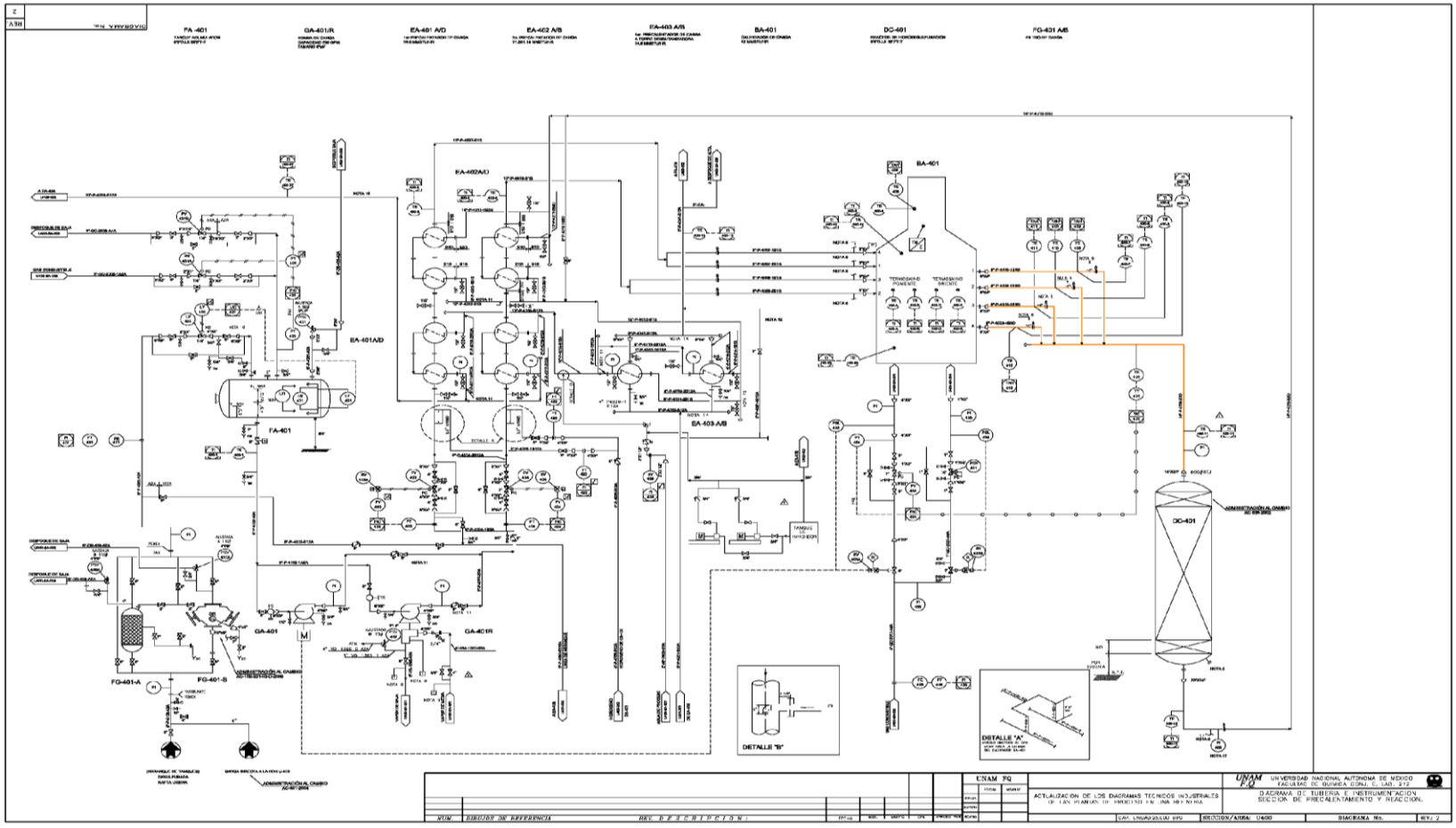
Cálculo de límite de retiro y la presión máxima de trabajo permitida para un recipiente cilíndrico horizontal.

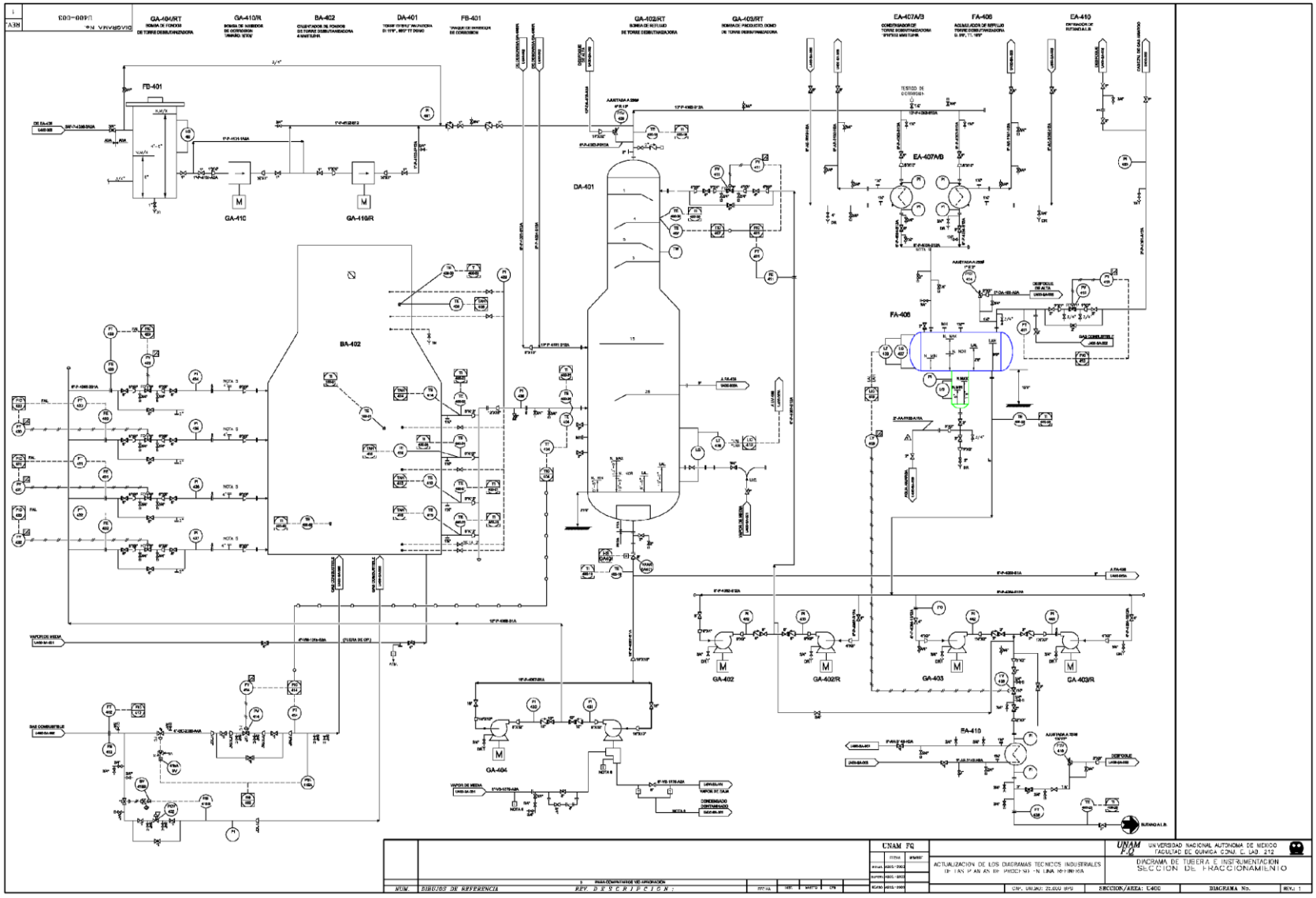


Cálculo de límite de retiro y la presión máxima de trabajo permitida para un recipiente esférico.



Anexo 5. Diagramas de Tubería e Instrumentación de la línea y el equipo analizado




GA-404/RT
GA-410/R
BA-402
DA-401
FB-401
GA-402/RT
GA-403/RT
EA-407A/B
FA-406
EA-410
FB-401
GA-410
GA-410/R
DA-401
EA-407A/B
BA-402
FA-406
GA-402
GA-402/R
GA-403
GA-403/R
EA-410
GA-404
UNAM FQ
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA CONJ. E, LAB. 212
ACTUALIZACIÓN DE LOS DIAGRAMAS TÉCNICOS INDUSTRIALES DE LAS PLANTAS DE PROCESO EN LINA REFINERÍA
DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN
SECCIÓN DE FRACCIONAMIENTO
SECCIÓN/ÁREA: D-400
DIAGRAMA No.
REV.: 1
NUM.
DIBUJOS DE REFERENCIA
REV. DESCRIPCIÓN: