



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE
CONTROL DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA A LAS
LÍNEAS DE PROCESO EN UNA PLANTA
PREPARADORA DE CARGA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A

TANIA JAZMÍN HERNÁNDEZ GARCÍA

DIRECTOR

DR. JAVIER CRUZ GÓMEZ

ASESOR TÉCNICO

DR. NESTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO

MÉXICO, 2014





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

ZARAGOZA

CARRERA DE INGENIERÍA QUÍMICA

OFICIO: FESZ/JCIQ/ 354/14

ASUNTO: Asignación de Jurado

Alumno (a): Hernández García Tania Jazmín

PRESENTE

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

PRESIDENTE	Q.F.I. MARÍA DEL CARMEN NIÑO DE RIVERA OYARZABAL
VOCAL	DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ*
SECRETARIO	BIOL. MARÍA EUGENIA IBARRA HERNÁNDEZ
SUPLENTE	DR. NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO
SUPLENTE	M. en I. CRESENCIANO ECHAVARRIETA ALBITER

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
México D.F. a 19 de junio de 2014

JEFE DE CARRERA

DR. ROBERTO MENDOZA SERNA



AGRADECIMIENTOS.

A Dios, por tantas bendiciones.

A mi honorable Universidad, por cobijarme bajo su techo repleto de conocimientos, cultura y valores. Es una experiencia invaluable recibir la formación profesional dentro de la máxima casa de estudios.

Gracias a todos y cada uno de mis profesores, quienes compartieron su conocimiento e influyeron, con sus lecciones y experiencias, en formarme como una persona y profesionista de bien y preparada para los retos que pone la vida. Un agradecimiento especial a la Dra. Eloisa Anleu, al Ing. Eduardo Loyo Arnaud, y al Ing. Rene de la Mora, gracias por compartir sus conocimientos y experiencias y porque siempre encontré apoyo académico y personal.

Le agradezco a mi honorable jurado, quienes se dieron el tiempo de revisar cuidadosamente este trabajo y me aportaron bastantes mejoras, cada uno de sus comentarios resultaron una gran aportación a mi tesis y a mi persona.

Al grupo CEASP^A por abrirme las puertas de la vida laboral. Al Dr. Javier Cruz por permitirme ser parte del proyecto base de mi tesis.

Le agradezco especialmente al Dr. Néstor Noé López, mi asesor técnico, por el tiempo y la paciencia dedicada a ayudarme a desarrollar este trabajo de la mejor forma posible, lo admiro mucho y le doy mis más sinceras gracias.

A F. Xavier Cruz y a Roberto de J. González, por creer en mí. Por las enseñanzas que aportaron a mi desarrollo personal y profesional. Porque durante los cinco años que trabajamos como equipo nuestras habilidades se complementaron y dieron una gran resultado. Por su cariño. Comparto este logro con ambos y les agradezco infinitamente su amistad

A toda mi familia, por estar siempre al pendiente de mí, les agradezco todo su apoyo y cariño, especialmente a Xóchitl Hernández y a Verónica Rico, por permanecer tan cerca de mí. Muchas gracias por su amistad.

Al señor. Manuel Ríos, por todo su cariño y ayuda. Le agradezco por ser parte de mi familia.

A Diego Alberto, a Gerardo Granados, a Héctor Iván, Iraís Monserrat, Mario Segura, Pilar, Yasser Isaac y a los demás amigos, por la oportunidad de compartir las aulas, los retos y las situaciones extraescolares durante mi estancia en la gloriosa FES-Zaragoza.

A mis amigos Diana Karen Pinacho y Cesar Guzmán, porque aunque los caminos son distintos siguen conmigo, y los recuerdos compartidos siempre estimulan mis ganas de seguir adelante.

Gracias a todo el grupo de trabajo en la torre de ingeniería, por demostrar su compañerismo y por compartir sus conocimientos, en especial al Dr. Gilberto Cardoso, por brindarme sus consejos profesionales y de vida.

DEDICATORIA.

Dedico este trabajo a mis padres quienes han sido el mejor ejemplo de esfuerzo y fortaleza. Porque gracias a su dedicación en mí, hoy concluyo ésta etapa de mi vida, éste logro es debido a ustedes, no tengo como pagar todo lo que han hecho por mí, por todos los valores que me han enseñado, por su amor y comprensión, por su trabajo y valentía. Hoy me doy cuenta que soy el reflejo de ambos, y les quiero agradecer. A ti mamá porque eres mi paz y tranquilidad. A ti papá porque eres la confianza en mi personalidad. Ustedes son mis mejores maestros.

A mis hermanitos D. J. y B. porque son mi mayor motivo de esfuerzo y dedicación, trabajaremos mucho para que un día ustedes también tengan la satisfacción de dedicar sus logros a nuestros padres, cuenten conmigo para ello. Siempre seremos un equipo. Les agradezco por la paciencia, tolerancia, sacrificios y apoyo que me han brindado. Este logro también es suyo.

Para mis cuatro abuelitos, por su cariño tan único. Gracias a su sabiduría y a su amor porque influyeron en mí para lograr esta meta.

A ti, mi Roberto, por tu apoyo incondicional. Por ser mi motor. Porque siempre sacudes el polvo de mi mente y me recuerdas que puedo cumplir mi objetivo. Porque cada día ha sido una gran oportunidad de aprender algo, eres el mayor parteaguas en mi vida y hoy damos un paso más juntos. Esta tesis lleva mucho de ti y te agradezco sinceramente.

Con amor y admiración.

Tania.

ÍNDICE.

ABREVIATURAS.....	VI
RESUMEN.....	VII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. Justificación.....	4
1.2. Alcance.....	4
1.3. Objetivo.	5
1.4. Objetivos particulares.	5
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Generalidades del Petróleo.....	7
2.1.1. Tipos de petróleo.....	7
2.1.2. Producción y Refinación del petróleo en México.....	11
2.1.3. Refinación del petróleo.....	14
2.1.4. Descripción general del proceso de la refinación del petróleo.....	15
2.2. Seguridad industrial.....	20
2.2.1. Accidentes industriales.....	23
2.2.2. Mantenimiento preventivo de sistemas de tuberías.....	25
2.2.2.1. Corrosión.....	25
2.2.2.2. Inspección técnica.....	26
2.2.3. Integridad mecánica.....	28
2.2.4. ¿Por qué implementar un sistema de control de la integridad mecánica?.....	28
2.3. Marco normativo.....	30
2.3.1. DG-SASIPA-IT-00204. Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.....	30
2.3.1.1. Alcances de la DG-SASIPA-IT-00204.....	30
2.3.1.2. Terminología usada en la DG-SASIPA-IT-00204.....	31
2.3.1.3. Medición de espesores.....	33
2.3.1.4. Preparativos para la medición de espesores.....	33
2.3.1.5. Análisis estadístico.....	35
2.3.1.6. Uso de resultados.....	36
2.3.2. DG-ASIPA-IT-00008. Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.....	38
2.3.2.1. Terminología usada en DG-ASIPA-IT-00008.....	38

2.3.3.	GPEI-IT-201. Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación	39
2.3.4.	GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería	41
2.3.4.1.	Localización de los puntos de calibración	41
2.3.5.	GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos.....	42
2.4.	SIMECELE.- Sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos.	43
2.4.1.	Secuencia para la implementación de SIMECELE a líneas de proceso.	44
2.4.2.	Beneficios esperados para la implementación de SIMECELE.	47
2.5.	Diagramas de inspección técnica.	48
CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE TRABAJO.....		53
3.1.	Recopilación de información.	53
3.1.1.	Manual de operación.....	53
3.1.2.	Diagramas de flujo de proceso (DFP).	54
3.1.3.	Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).	54
3.1.4.	Catálogo de líneas.....	54
3.1.5.	Catálogo de especificación de tuberías.	54
3.1.6.	Listado de equipo.	55
3.1.7.	Índice de servicios.....	55
3.1.8.	Diagramas de inspección.....	55
3.1.9.	Expedientes de inspección.....	55
3.1.10.	Plano de localización general (PLG).	55
3.2.	Análisis de la información recopilada.	56
3.2.1.	Descripción del proceso de una Planta Preparadora de Carga.	56
3.2.2.	Censo de circuitos.....	59
3.2.3.	Censo de unidades de control.	63
3.3.	Desarrollo de los diagramas de inspección técnica.....	65
3.4.	Relación de niveles.....	68
3.5.	Captura al SIMECELE.....	71
3.5.1.	Alta de circuitos en SIMECELE.....	74
3.5.2.	Alta de unidades de control.....	75
3.5.3.	Captura de inspecciones.....	82
3.5.4.	Edición de datos.....	88
CAPÍTULO 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		91
4.1.	Censo de circuitos.....	91
4.2.	Censo de unidades de control.....	92

4.3. Resumen general de la planta	93
4.3.1. Unidades de control con niveles críticos.....	99
4.3.2. Análisis particular a la UC-PC3-011.	100
4.3.3. Análisis particular a la UC-PC3-020.	107
4.3.4. Análisis estadístico formal a la UC-PC3-020.	107
4.3.4.1. Análisis a todos los niveles.	107
4.3.4.1.1. Velocidad de desgaste promedio.....	107
4.3.4.1.2. Velocidad de desgaste máxima.....	108
4.3.5. Unidades de control con espesor en límite de retiro.	110
4.3.6. Unidades de control que requieren emplazamiento.	111
CONCLUSIONES.....	112
GLOSARIO.....	116
ÍNDICE DE FIGURAS.....	118
ÍNDICE DE TABLAS.....	119
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	119
BIBLIOGRAFÍA.....	120
ANEXO A . CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....	122
ANEXO B. SOMBREADOS EN DIAGRAMAS DE INSPECCIÓN TÉCNICA.....	125
ANEXO C. REGISTRO DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES DE LA UC-PC3-011.	126
ANEXO D. LISTADO DE EQUIPO	128
ANEXO E. PLANOS ORIGINALES DEL PROCESO.....	130
ANEXO F. PLANOS CON IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS Y UNIDADES DE CONTROL.....	131

ABREVIATURAS.

CEASP⁴A: Centro de Estudios para la Administración de la Seguridad de los Procesos Petroquímicos, Poliméricos y la Protección Ambiental

SIMECELE. Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos

GOL. Gasóleo Ligero

GOP. Gasóleo Pesado

API. American Petroleum Institute

UC: Unidad de control

DFP. Diagrama de flujo de proceso

DTI. Diagrama de tubería e instrumentación

PPC. Planta Preparadora De Carga

Dprom. Velocidad de desgaste promedio

Dmax. Velocidad de desgaste máxima

VUE. Vida útil estimada.

FPE. Fecha de próxima medición.

FRP. Fecha de retiro probable.

[mpa] Milésimas de pulgada al año

[mils.] Milésimas de pulgada

[BPD] Barriles por día.

RESUMEN.

Este trabajo de tesis tiene como objetivo establecer el procedimiento e implementar un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en una Planta Preparadora de Carga, cuyo método está totalmente apegada a los criterios establecidos en la normatividad que rige los trabajos de inspección técnica de PEMEX-Refinación.

Una planta preparadora de carga consiste en un proceso de destilación al vacío de crudo de residuo proveniente de una torre de destilación primaria en el proceso de refinación del petróleo.

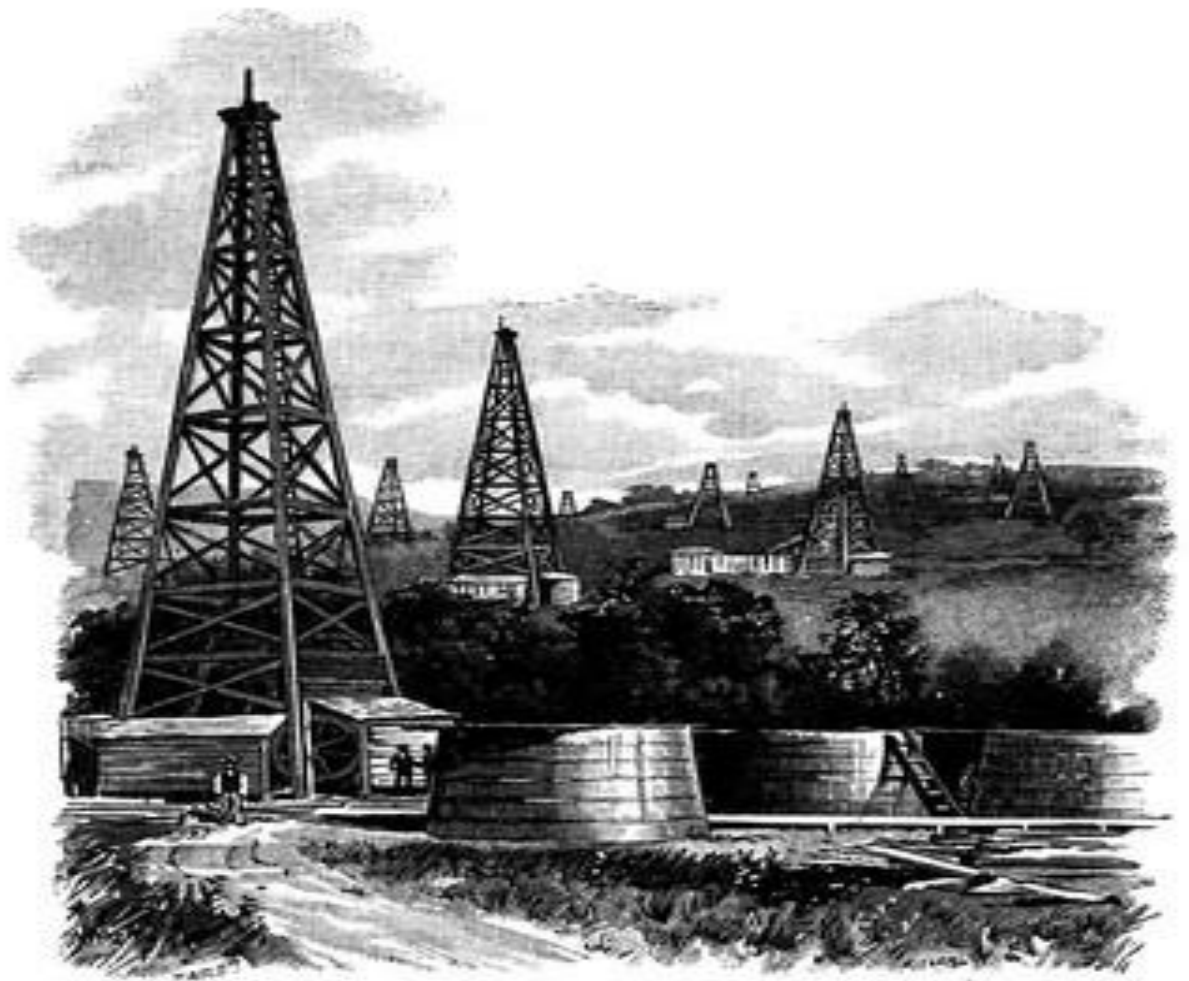
Se trata de la implementación del Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos, SIMECELE por sus siglas, es un sistema de información desarrollado en VB.net, de SQL como lenguaje de acceso a base de datos. SIMECELE es pues un software que permite el aprovechamiento de la tecnología para mejorar la administración y control de la información de la medición de espesores en las líneas y equipos de la industria de refinación, cabe aclarar que llevar a cabo estas mediciones físicamente, no es parte del alcance del SIMECELE ya que este software solamente permite administrar la información de las mediciones.

La implementación comprende desde el estudio del proceso en una planta preparadora de carga, la recopilación de la información con su correspondiente análisis y finalmente la captura de la información al SIMECELE, con lo cual se podrá detectar el desgaste por corrosión en cada parte del proceso de la planta. La implementación del SIMECELE en una planta de proceso, inicia con la división en circuitos, que son conjuntos de la planta que manejan una misma composición, y su subdivisión en unidades de control que son secciones del circuito que presentan velocidades de desgaste más o menos homogéneas. Dicha implementación incluye un análisis de los resultados arrojados automáticamente por el SIMECELE, como lo es, la vida útil estimada de las unidades de control y su fecha de retiro probable, lo cual beneficiará al centro de trabajo para agilizar la toma de decisiones en cuanto a mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones.

La implementación de SIMECELE a una planta preparadora de carga, dio como resultado su división en 25 circuitos, 66 unidades de control para las líneas de proceso, de las 66 unidades de control, se encontró que 35 presentan niveles de medición críticos (con velocidad de desgaste superior a 15 milésimas de pulgada por año). Se encontró también que 10 unidades de control deben ser emplazadas.

Se recomienda realizar el mismo estudio a la implementación de otra planta preparadora de carga con las mismas características de los materiales en las líneas, con la finalidad de comparar los resultados arrojados por SIMECELE y encontrar las secciones de una planta preparadora de carga donde comúnmente se concentra el desgaste y con ello desarrollar un plan de mantenimiento efectivo en este tipo de plantas.

Capítulo 1. Introducción



Capítulo 1. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad se utiliza el petróleo de varias formas, proporciona fuerza, calor y luz; sirve para lubricar la maquinaria, y producir alquitrán para asfaltar la superficie de las carreteras, y de él se fabrica una gran variedad de productos químicos.

Sin embargo, la importancia del petróleo no reside solamente en sus aplicaciones energéticas, sino también en su utilización como materia prima para la síntesis de la mayoría de los productos químicos orgánicos y muchos inorgánicos de nuestra vida cotidiana.

Por ello a lo largo del tiempo, la humanidad ha tenido la necesidad de desarrollar tecnología cada vez más específica en cuanto a la refinación del petróleo, debido al aumento de la complejidad de su composición, esto significa que a medida que pasa el tiempo los componentes del petróleo presentan mayor dificultad para ser separados.

Una de estas tecnologías es desarrollar sistemas que permiten darle el mantenimiento conveniente a las instalaciones en las refinerías petroleras, asegurando con ello la prevención de accidentes por pérdidas de contención en las líneas y equipos de proceso.

Además, para que dicha tecnología cumpla su función con mayor eficiencia, los expertos en refinación de petróleo han determinado una serie de normas que permiten que estos procesos de refinación se lleven a cabo de manera adecuada, entonces para que los riesgos sean reducidos se debe usar una variedad de criterios contenidos en las normas de Petróleos Mexicanos (PEMEX), del Instituto americano del petróleo (API por sus siglas en inglés), y los estándares de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM por sus siglas en inglés), y la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME).

No obstante dicho mantenimiento debe ser planeado cuidadosamente debido al riesgo económico-operativo que puede representar el tener instalaciones de

equipos y líneas dañadas. Por tal motivo es pertinente conocer el estado de la integridad mecánica de estas instalaciones de refinación petrolera, lo cual se puede realizar mediante diferentes trabajos de inspección técnica que recopilarán la información necesaria para poder realizar un análisis al comportamiento de la integridad mecánica cuyos resultados permitirán la programación de un proceso de mantenimiento preventivo y correctivo, lo cual garantizará el control de la integridad mecánica en cada sección de estas instalaciones.

Por otro lado, sí definimos la palabra implementación como la ejecución de una aplicación informática programada para optimizar cálculos y administrar información, entonces al implementar un sistema de control de integridad mecánica se debe llevar a cabo un conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas a asegurar la confiabilidad de equipos y tuberías. Con ello se garantizará que cumplen las condiciones de funcionamiento requeridas con el propósito de proteger a los trabajadores, las instalaciones de los centros de trabajo y al ambiente geográfico.

Sin embargo, estos trabajos de inspección realizados en las líneas y equipos de proceso, podrían variar de un proceso a otro, debido a que el fenómeno fisicoquímico de desgaste dependerá completamente de la naturaleza del fluido, del diseño mecánico de las tuberías que los transportan y de los equipos que los contienen.

Es por ello que la Universidad Nacional Autónoma de México desarrolló el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE®) que es un software que permite la administración de las mediciones de espesores de tuberías y equipos, el cual está basado en una serie de normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación.

La información que se requiere capturar en SIMECELE es proporcionado mediante un método de inspección ultrasónica con el que se realiza la medición de espesores a las líneas y a los equipos. SIMECELE procesa dicha información y determina resultados mediante la comparación de los espesores nominales y los

obtenidos en las mediciones, con lo cual define las medidas de mantenimiento correctivo que son pertinentes para la línea de proceso estudiada: obtiene la fecha de próxima medición, la fecha de retiro probable y calcula la vida útil.

El presente trabajo de tesis estudia la implementación del SIMECELE en una planta preparadora de carga de una refinería, la cual comprende un proceso que iniciará al realizar la recopilación de los documentos de ingeniería básica de la planta, tales como: el diagrama de flujo de proceso y el plano de localización general, etc. Además este trabajo incluye el estudio e interpretación de toda la información recopilada y su captura al SIMECELE, para finalmente realizar el análisis a la información proporcionada por SIMECELE.

1.1. Justificación.

Los profesionales de ingeniería química son los indicados para realizar propuestas de mejora a la evaluación del mantenimiento y conservación de las instalaciones para la refinación y procesamiento de hidrocarburos y sus derivados bajo un ámbito de seguridad y protección.

Al implementar un sistema de control de la integridad mecánica en una planta preparadora de carga, se tiene alta probabilidad de detectar las anomalías, que puedan afectar la integridad mecánica de las tuberías y atacarlas con medidas necesarias para el mantenimiento correctivo con lo que se podrán disminuir riesgos ambientales, operativos y económicos en las instalaciones de refinerías petroleras.

1.2. Alcance

Implementar el SIMECELE únicamente a las líneas de proceso de una planta preparadora de carga.

1.3. Objetivo.

Establecer los requisitos técnicos documentales y el procedimiento, mediante el cual se puede llevar a cabo la implementación de un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en la industria petrolera, específicamente de una Planta Preparadora de Carga, que permitirá detectar y evaluar oportunamente el estado actual, la vida útil estimada y en su caso las necesidades de mantenimiento y/o reparación de dichas líneas de proceso a fin de prevenir su falla, realizando para ello un análisis de la medición de espesores de las líneas de la planta preparadora de carga a partir de la información capturada en el (SIMECELE).

1.4. Objetivos particulares.

1. Obtener e interpretar resultados de la implementación del sistema de control de integridad mecánica mediante técnicas analíticas, gráficas y estadísticas para inferir donde se encuentran mayormente las posibles fallas en las líneas de proceso en una planta preparadora de carga.
2. Proponer estrategias y recomendaciones para las futuras implementaciones del SIMECELE.

Capítulo 2. Marco Teórico.



Capítulo 2. MARCO TEÓRICO.

2.1. Generalidades del Petróleo.

El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos, que son compuestos de carbono e hidrógeno, con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre. En condiciones normales, el petróleo es un líquido viscoso que puede presentar gran variación en diversos parámetros como color y viscosidad (desde amarillentos y poco viscosos como la gasolina hasta líquidos negros tan viscosos que apenas fluyen), densidad entre 0.75 g/mL y 0.95 g/mL, capacidad calorífica, etc (Robles Torres, 2002). Estas variaciones se deben a la diversidad de concentraciones de los hidrocarburos que componen la mezcla.

2.1.1. Tipos de petróleo.

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad. En el proceso de refinación del petróleo, al calentarse se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

La presencia en diversas cantidades de cada uno de los elementos químicos que componen el petróleo, determinan sus características particulares como el color, densidad, viscosidad, entre otras, las que nos permiten clasificarlo de diferentes maneras.

La terminología usada para la clasificación del petróleo y las diferentes categorías de reservas ha sido motivo de estudios y discusiones por muchos años, por ejemplo, los intentos por estandarizar la terminología de reservas comenzó por 1935 cuando el API (American Petroleum Institute) consideró la clasificación y definición de varias categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha proporcionado métodos de ingeniería más precisos para determinar los volúmenes de reservas y ha intensificado la necesidad de una nomenclatura

mejorada para alcanzar consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas.

Trabajando separadamente, la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Congresses) produjeron conceptos similares para las definiciones de reservas, los que fueron dados a conocer a inicios de 1987. Estas definiciones se han convertido en los estándares preferidos para clasificar reservas en la industria. Posteriormente, se consideró que ambas organizaciones podrían combinar las definiciones en un solo conjunto para que puedan ser usadas por la industria mundial: Los resultados fueron publicados en enero de 1996 en la SPE (Journal of Petroleum Technology) y en junio de 1996 en WPC Newsletter. La SPE y WPC resaltan que las reservas probadas de petróleo deben estar basadas en condiciones económicas actuales y reconocen que el concepto es general y no limitado a solo costos y precios. En el caso de las reservas probables y posibles, éstas pueden estar basadas en desarrollos anticipados y/o la extrapolación de las condiciones económicas actuales. Así mismo, la SPE y WPC aceptan que las definiciones de reservas de petróleo no son estáticas y están en evolución, las cuales se enlistan a continuación (Zender, 2008):

- a. **Reservas:** son los volúmenes de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha de estimación. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas o no-probadas (probables y posibles).
- b. **Reservas probadas:** son las cantidades de hidrocarburos estimados con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales,

debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado.

- c. **Reservas Probables:** son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, que son estimados hábiles de ser recuperados de una manera comercialmente rentable, considerando las condiciones económicas y operacionales actuales, de acuerdo los estudios geológicos y de ingeniería. pero con una certeza menor a las reservas probadas (de al menos 50%).
- d. **Reservas posibles:** son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probables.

Tanto las reservas como la producción de petróleo utilizan como unidad de medida el barril (equivalente a 42 galones o 159 litros). Esta medida se refiere a los contenedores de madera que se usaron hasta principios del siglo pasado para almacenar y transportar el petróleo.

Por otro lado los tipos de petróleo pueden ser determinados de distintos modos en función al criterio que se desee considerar, se muestran los principales en la figura 2.1.

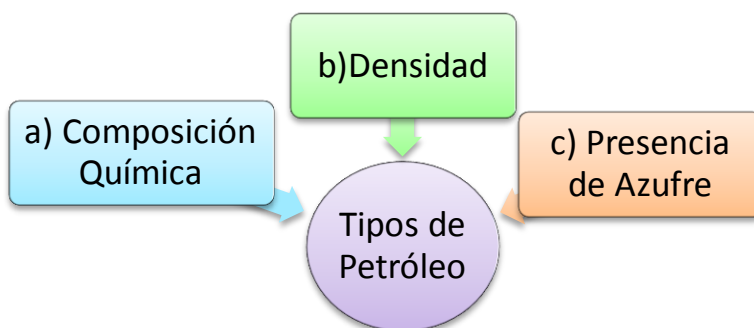


Figura 2.1 Criterios más comunes para la clasificación del petróleo

- i. Por su composición química: Este tipo de clasificación depende estrictamente de la presencia de ciertos componentes químicos en el petróleo, así como de la unión de éstos en elementos más complejos. Su importancia radica en las características particulares que cada uno de estos elementos le añade al petróleo.
- ii. b) Por su densidad: La referencia que sustenta esta clasificación es la gravedad API (American Petroleum Institute), que es una medida de densidad. La Gravedad API se basa en la comparación de la densidad del petróleo con la densidad del agua, es decir, se busca determinar si el petróleo es más liviano o pesado que ésta última. La clasificación propuesta por el Instituto Americano del Petróleo indica que a una mayor gravedad API el petróleo será más liviano, como se enlista a continuación:

Aceite crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
• Extrapesado	>1.0	10.0
• Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
• Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
• Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
• Súper ligero	< 0.83	> 39

Cabe indicar que los petróleos ligeros son también los más requeridos en el mercado, y al mismo tiempo los de mayor precio, ya que los costos tanto de extracción como de refinación son menores en comparación con petróleos pesados. Así, se da una relación directa entre la gravedad API y la calidad del petróleo, petróleos más ligeros tienen una mayor calidad, y requieren de menores costos para ser aprovechados que aquellos más pesados.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- ✓ Itsmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- ✓ Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- ✓ Olmeca: Súper ligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

2.1.2. Producción y Refinación del petróleo en México.

En su estado natural el petróleo se le atribuye un enorme valor mineral; es susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos, estas actividades de transformación de petróleo son realizadas en una refinería petrolera.

En general, el desarrollo de los centros de refinación se encuentran cerca de los centros de consumo, debido a que es más económico transportar el petróleo crudo que sus derivados. Mundialmente aunque la mayor producción de petróleo se encuentra en el medio oriente, la mayor capacidad de refinación se localiza en Europa, Asia y Norteamérica.

En la actualidad existen alrededor del mundo 681 refinerías de las cuales el 21.9% están localizadas en Estados Unidos de América. Sin embargo, nuestro país cuenta con seis refinerías en su territorio:

Petróleos Mexicanos (Pemex), es la empresa nacional de México facultada para realizar la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera, en los términos que le confiere la Constitución en el ramo del petróleo; por tal motivo asume la responsabilidad de abastecer el mercado nacional de productos del petróleo, gas natural y materias primas para la industria petroquímica.

Para el cumplimiento de sus objetivos opera a través de cuatro organismos subsidiarios, cada uno de los cuales tiene por finalidad el desarrollo específico de las principales áreas que conforman el campo de acción de Pemex, siendo éstos: Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica. Las funciones básicas de Pemex Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. (PEMEX REFINACION)

Es entonces que la red de producción-distribución de Pemex Refinación está constituida con: 6 refinерías en la República Mexicana, ver figura 2.2, que tienen una capacidad de destilación atmosférica de crudo de 1,540 miles de barriles diarios, una extensa red de ductos para la distribución de productos, 77 Terminales de Almacenamiento y Reparto y 5 Subgerencias de Ventas Regionales en las que se proporciona información y se atienden directamente las solicitudes de incorporación a la Franquicia Pemex. (PEMEX, 2014)

La industria de la refinación en nuestro país presenta distintos retos, entre los que se encuentran la creciente demanda de los productos derivados del petróleo vinculada al desarrollo económico del país; el compromiso en el cuidado del medio ambiente a través de la elaboración de combustibles cada vez más limpios; maximizar el valor del petróleo procesado mejorando eficiencias y rentabilidad. Aunado a esto existe una incertidumbre respecto a la disponibilidad de crudos cada vez más pesados que requerirían de procesos más complejos para la obtención de los petrolíferos que requiere el país

Refinerías en la República Mexicana



Figura 2.2 Refinerías en la República Mexicana

2.1.3. Refinación del petróleo.

El petróleo crudo no tiene uso; es por eso que se somete a un proceso de conversión de energía primaria a secundaria denominado refinación. Se conoce como refinación al conjunto de procesos que se aplican al petróleo crudo con la finalidad de separar sus componentes útiles y, además adecuar sus características a las necesidades de la sociedad, en cuanto a productos terminados. Como se observa en la figura 2.3, la materia prima es petróleo y los productos finales son gas, gasolina, queroseno, nafta, combustóleos, lubricantes, asfalto, azufre y otros productos útiles para el hombre.

Una refinería es un centro de trabajo donde el petróleo crudo se transforma en sus derivados. La industria de refinación de petróleo encierra una serie de procesos físicos y químicos a los que es sometido el petróleo crudo para obtener de él, por medio de destilación y transformación química, los diversos hidrocarburos o las

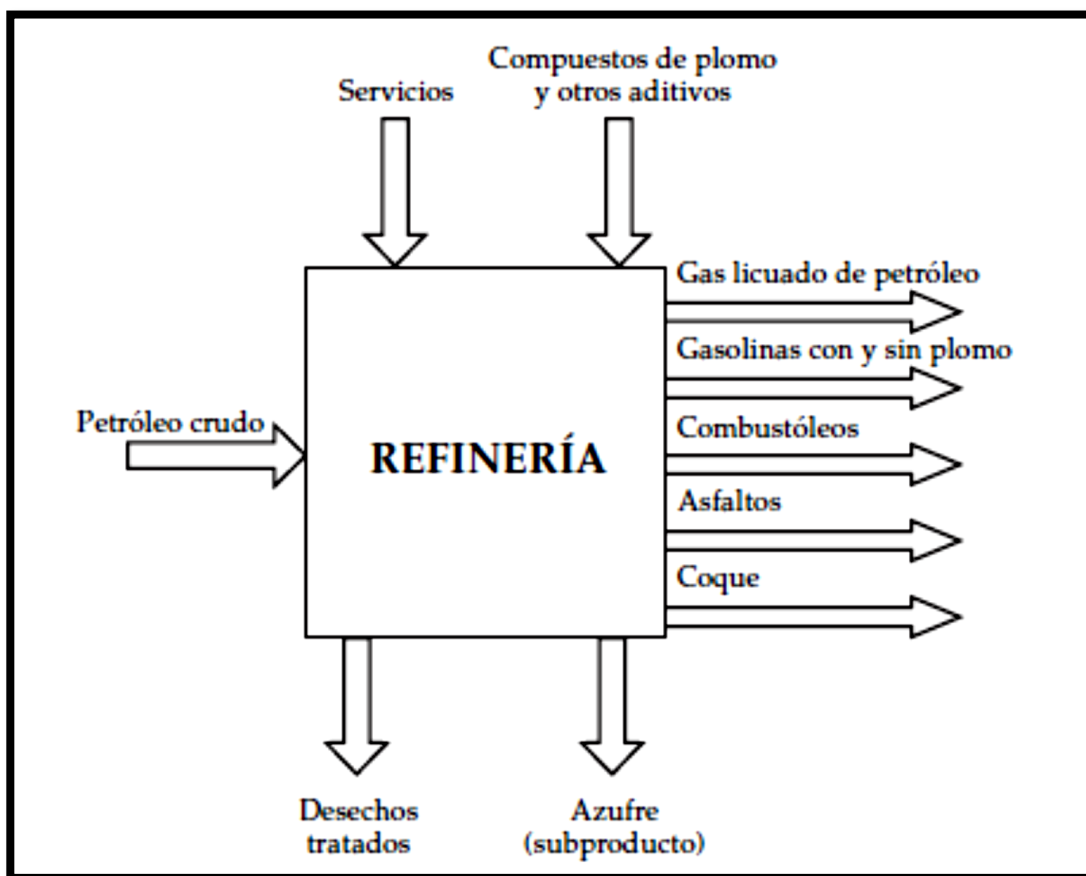


Figura 2.3 Entradas y salidas de una Refinería (Robles Torres, 2002)

familias de hidrocarburos. Esta transformación se logra mediante los procesos de: destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrodesulfuración, desintegración térmica, desintegración catalítica, alquilación y reformación catalítica, entre otros. La destilación es un proceso fundamental en la industria de refinación del petróleo, ya que permite hacer una separación de los hidrocarburos aprovechando sus diferentes puntos de ebullición. El primer proceso que aparece en una refinería es la destilación atmosférica y al vacío.

2.1.4. Descripción general del proceso de la refinación del petróleo.

Una refinería típica puede ser subdividida en procesos o unidades, en la presente tesis solamente se hará un breve mención de la relación operacional que tienen estos procesos, así como la función principal que cumplen, los flujos que manejan y los productos elaborados en cada uno de ellos, el resumen de esta información se puede observar en la figura 2.4.

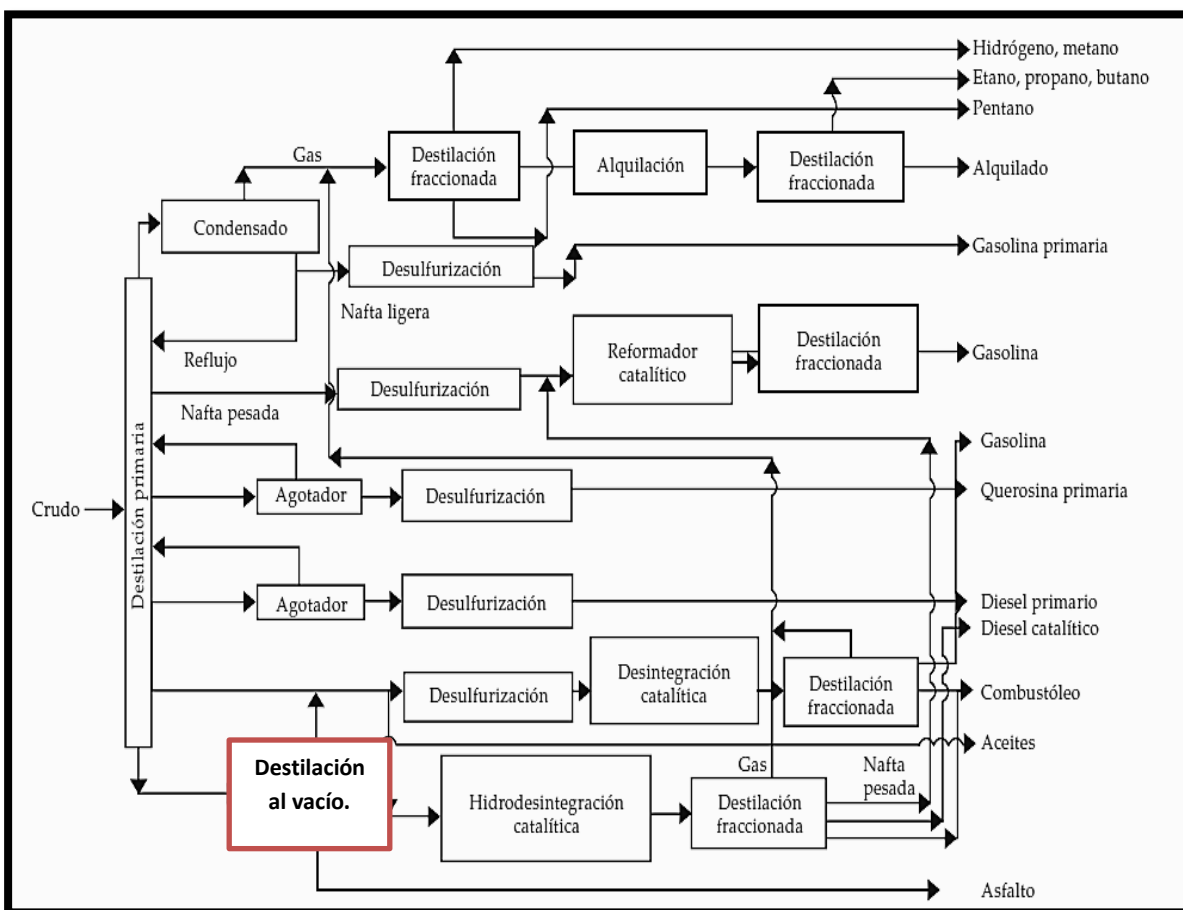


Figura 2.4 Diagrama esquemático de una refinería de petróleo (Robles Torres, 2002)

- 1) **Destilación primaria de crudo:** con este proceso se inicia la refinación del petróleo y su función es separar los diferentes componentes del crudo en una torre de destilación. Los productos del proceso son gas combustible, gasolina de destilación directa, naftas ligera y pesada, combustóleos y crudo reducido.
- 2) **Destilación al vacío:** Este es el proceso de interés en el presente trabajo, debido a que es el proceso que se lleva a cabo en un Planta Preparadora de Carga; en esta unidad se alimenta el crudo reducido proveniente de la destilación primaria y su función es la de separar aún más esta fracción realizando una destilación al vacío. Los productos obtenidos son los siguientes: gasóleos ligero y pesado, aceites lubricantes, asfalto o combustóleo pesado y la alimentación del coquizador. En la figura 2.5 se encuentra el diagrama simplificado de una planta preparadora de carga en la que interfiere la destilación al vacío.

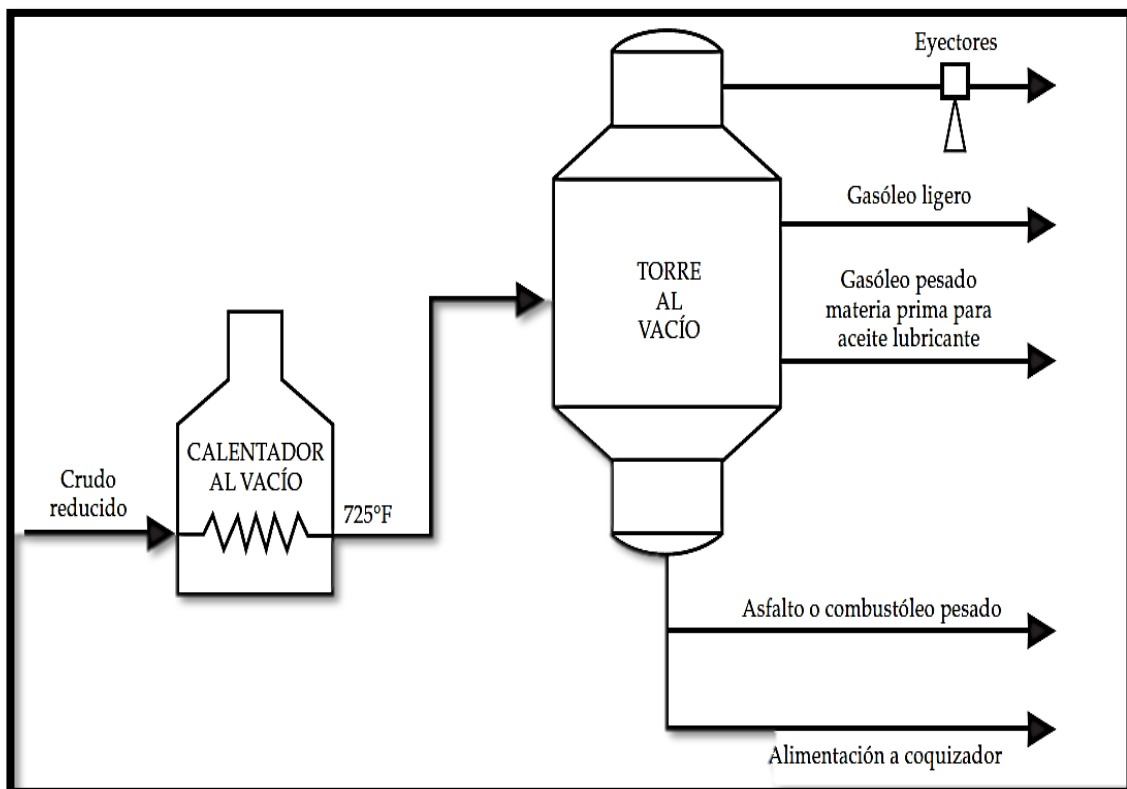


Figura 2.5 Diagrama Simplificado de una Planta Preparadora de Carga (Robles Torres, 2002)

Entonces es en éstas unidades que se procesa parte del residuo, o también llamado crudo reducido, procedente de las plantas de destilación primaria.

A través de la destilación al vacío se obtienen gasóleos y un residuo. Los gasóleos son hidrocarburos líquidos, fundamentalmente compuestos por

parafinas, sirven para la desintegración catalítica. Mientras que el residuo se utiliza para producir asfaltos o combustibles pesados.

- 3) **Hidrodesulfuración:** en esta unidad se purifica la corriente alimentada eliminándole básicamente los compuestos de azufre; también se eliminan nitrógeno, oxígeno y metales pesados. Los flujos de entrada que se manejan en este proceso son hidrocarburos seleccionados de la destilación primaria con hidrógeno convirtiendo los compuestos de azufre en sulfuro de hidrógeno, el cual se elimina en forma gaseosa. Los productos del proceso son: gasolina desulfurizada, naftas ligera y pesada desulfurizada, o combustóleos desulfurizados o combustóleos catalíticos desulfurizados.
- 4) **Reformación:** la nafta desulfurizada se bombea a este proceso, el cual cumple la función de reorganizar los hidrocarburos para producir gasolina de alto octano. Los productos de la unidad son: gasolina reformada de alto octano, hidrógeno, gas combustible y residuos ligeros como los propanos y butanos.
- 5) **Isomerización:** en este proceso se emplea como materia prima la gasolina producto de la destilación primaria y desulfurizada. En este proceso también son reorganizados o reacomodados los hidrocarburos de la gasolina, en presencia de un catalizador de platino o de cloruro de aluminio. El producto es la gasolina de alto octano y gas combustible.
- 6) **Desintegración catalítica:** el gasóleo ligero producido en la destilación al vacío sirve esencialmente de carga en este proceso, el cual cumple la función de romper los hidrocarburos del gasóleo con ayuda de un catalizador que normalmente es de compuestos de sílice-aluminio. Durante el proceso se forma coque (depósitos de carbón), que se deposita en el catalizador reduciendo con esto su actividad catalítica. El catalizador se regenera quemando el coque con aire. Los productos en este proceso son gasolina catalítica, destilados ligeros y gasolina que se emplean como combustóleos destilados.
- 7) **Alquilación:** los compuestos de cuatro átomos de carbono, butilenos y butanos y algunas veces los de tres átomos de carbono, propilenos, que provienen de otros procesos en la refinería, se hacen reaccionar en esta unidad de alquilación para formar el alquilado ligero. En esta unidad se utiliza como catalizador el ácido fluorhídrico o ácido sulfúrico. Los productos del proceso son: alquilado ligero de alto octano y gas licuado del petróleo o LP.
- 8) **Polimerización:** en este proceso son aprovechados los propilenos que se producen en la desintegración catalítica haciéndolos reaccionar entre sí y en presencia de un catalizador con base en ácido fosfórico o base de sílice.

En este proceso se producen la gasolina de polimerización de alto octano y gas licuado del petróleo o LP.

- 9) **Coquización:** los residuos de la destilación al vacío son desintegrados térmicamente para convertirlos en combustibles ligeros y en coque. Los productos en este proceso son: gas combustible, nafta, gasóleos ligeros y pesados y coque.
- 10) **Recuperación de azufre:** en varios procesos de una refinería se produce ácido sulfhídrico (H_2S); en la mayoría de las hidrosulfuradoras éste es recolectado en forma gaseosa o disuelto en soluciones de amina y es convertido en materiales más comerciales que son el azufre y el ácido sulfúrico. El producto de la unidad es azufre.
- 11) **Mezclado de gasolina:** en esta unidad se reciben todos los componentes para el mezclado de gasolinas, estas provienen de diferentes unidades. Una vez formada la mezcla se le agregan aditivos que son compuestos oxigenados (éter metil ter-butílico (MTBE) o éter metil ter-amílico (TAME)) que sirven como antidetonantes y que dan los grados de octanaje necesarios en las gasolinas con antidetonante de alto y bajo octano. Cuando no se les agrega ningún compuesto oxigenado se obtienen las gasolinas de aviación.
- 12) **Unidad de servicios auxiliares:** en esta unidad se da soporte técnico a los once procesos mencionados anteriormente, suministrándoles vapor de agua de alta, media y baja presión, electricidad, aire comprimido y agua de enfriamiento. En algunas refinerías se utiliza parte del vapor para producir electricidad y en otras la electricidad se compra y se utiliza totalmente el vapor generado en una caldera para los procesos. El calor necesario para la producción del vapor proviene del quemado de combustibles y derivados del petróleo de bajo valor comercial provenientes de los diferentes procesos.

En la figura 2.6 se pueden resumir las operaciones en donde cada módulo tiene cierta función que varía de proceso en proceso. Una vez que el petróleo está separado en fracciones se le da un procesamiento adicional, el cual dará origen a los productos principales que se venden en el mercado: el gas LP, gasolina para los automóviles, turbosina para los aviones jet, diésel para los vehículos pesados y combustóleo para el calentamiento en las operaciones industriales, ver figura 2.7.

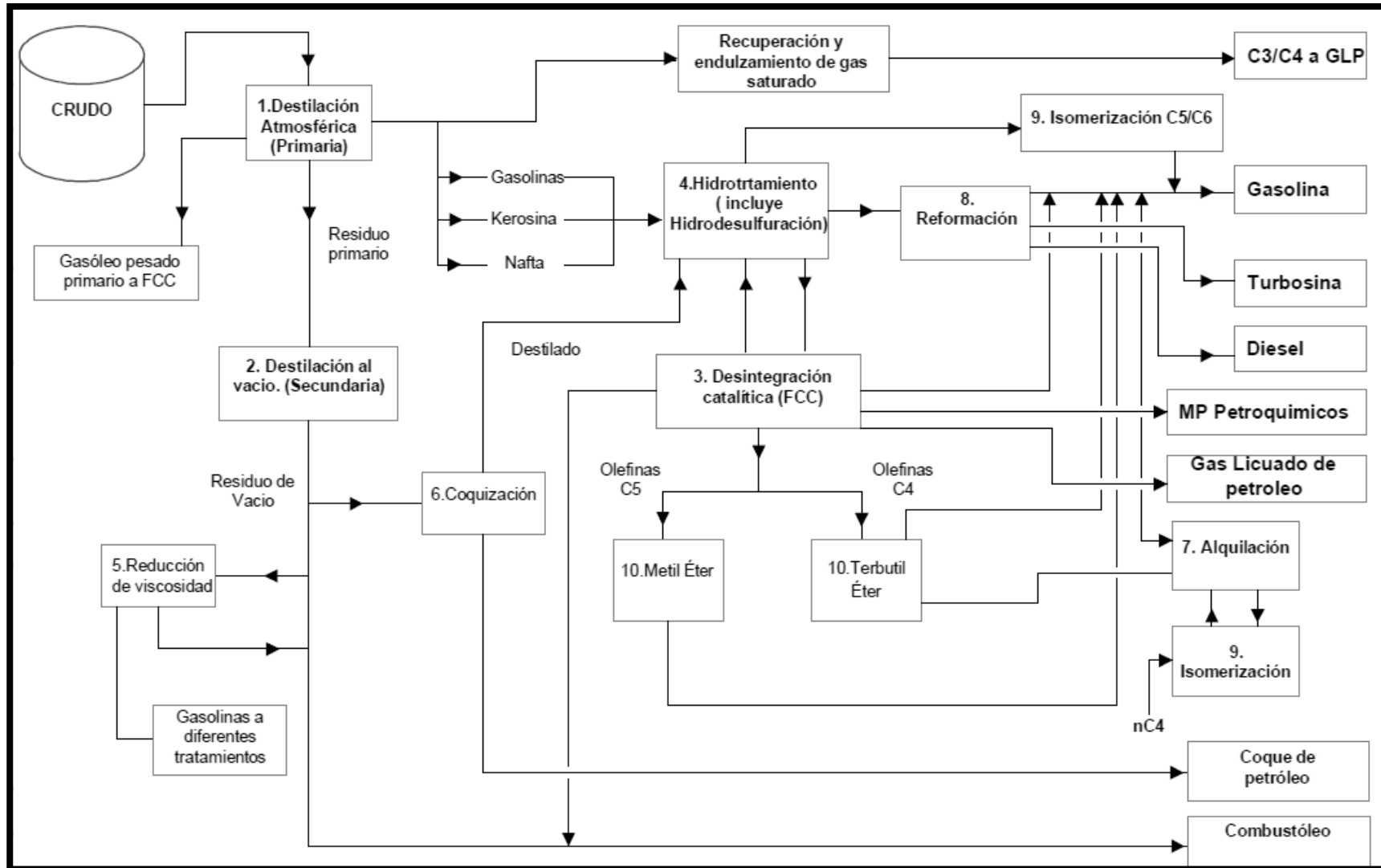


Figura 2.6 Diagrama de proceso de la refinación del petróleo (Robles Torres, 2002)

Butanos y más ligeros	• <32.2 °C
Gasolinas	• 32.2 a 104.4 °C
Naftas	• 104.4 a 157.2 °C
Keroseno	• 157.2 a 232.2 °C
Gasóleos ligeros	• 232.2 a 343.3 °C
Gasóleos pesados	• 343.3 a 426.7 °C
Residuo	• >426.7 °C

Figura 2.7 Temperaturas a las que se obtienen algunos productos de la refinación del petróleo. (PEMEX)Diccionario de términos de refinación.

2.2. Seguridad industrial.

La seguridad industrial es un área multidisciplinaria que se encarga de minimizar los riesgos en la industria. Parte del supuesto de que toda actividad industrial tiene peligros inherentes que necesitan de una correcta gestión.

El peligro se puede definir como una situación que se caracteriza por la "viabilidad de ocurrencia de un incidente potencialmente dañino", es decir, un suceso apto para crear daño sobre bienes jurídicos protegidos¹. El peligro es "real" cuando existe aquí y ahora, y es "potencial" cuando el peligro ahora no existe, pero sabemos que puede existir a corto, medio, o largo plazo, dependiendo de la naturaleza de las causas que crean peligro.

Con frecuencia se confunde el "peligro" con un "agente dañino". Por ejemplo, habitualmente se habla de "sustancias peligrosas", pero las sustancias no son

¹ Bien jurídico protegido: Son bienes materiales e inmateriales que son protegidos por la ley, es decir son valores legalizados, por ejemplo la salud.

"peligrosas" sino "dañinas". El peligro no reside en las sustancias, sino en la forma insegura en que se transportan, almacenan, procesan, y utilizan sustancias dañinas. El peligro hace "probable" un incidente, mientras que el riesgo hace "posible" el daño consecuente del incidente, entonces se define riesgo como el peligro al que se exponen las personas o cosas, ante un posible o potencial daño, afectando la integridad de ellas. El riesgo es pues la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.

La seguridad industrial ha ayudado a mejorar las situaciones peligrosas y de alto riesgo dentro de las empresas de las diferentes ramas de la industria mexicana, dentro de las cuales se encuentra la industria de la refinación del petróleo que ha tenido una importancia trascendental durante más de 50 años, y que es una de las actividades industriales de mayor impacto para la economía mexicana. (Instituto Nacional de Ecología, 2007)

Los principales accidentes en la industria están vinculados a los riesgos, dichos accidentes pueden tener un importante impacto ambiental y perjudicar a regiones enteras, aún más allá de la empresa donde ocurre el siniestro. Por tanto requiere de la implementación de controles técnicos y la formación vinculada al control de riesgos.

En México, así como en la mayoría de los países del mundo, se dispone de una legislación de seguridad industrial. En PEMEX actualmente existen dos sistemas considerados como macro procesos de seguridad llamados SSPA (Salud, Seguridad y Protección Ambiental) y SIASPA (Sistema Integral de Administración de Seguridad y Protección Ambiental), los cuales son descritos a continuación. (PEMEX., 2008):

- El programa de Seguridad Salud y Protección Ambiental (PROSSPA) fue 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, Seguridad de los procesos, Salud Ocupacional y Administración Ambiental

- Sistema Integral de Administración de Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA) instrumentado en 1997 para PEMEX Exploración y Producción, Refinación y PEMEX Petroquímica. 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.

Estos 2 sistemas provienen de las 12 mejores prácticas de salud y protección ambiental propuesta por Dupont quien es el consultor encargado de la implementación de este sistema, ver figura 2.8. Estos sistemas van de la mano con las normas y reglamentos de carácter nacional e internacional establecidos hasta la fecha. (PEMEX., 2008)



Figura 2.8 Las 12 mejores prácticas internacionales de Salud, Seguridad y Protección ambiental. (PEMEX-SSPA, 2012)

2.2.1. Accidentes industriales.

Entre los diferentes problemas relacionados con el personal que trabaja en la industria, uno de los más graves es el de los accidentes industriales. El costo de los accidentes en términos económicos es enorme, pero en términos de pérdidas humanas, es trágico.

Se define accidente como: Todo acontecimiento indeseado que altera el desarrollo normal de las actividades y produce perjuicios a la empresa, daños materiales, pérdida de insumo, de producto o tiempo de producción, pudiendo también, provocar daños a las personas y a las instalaciones.

Una gran cantidad de datos cuidadosamente reunidos en varias secciones del accidente suministra la información básica para proyectar un programa de prevención de accidentes. Es de suponer que se tendría que hacer un informe de todos los accidentes, y no solamente de aquellos que implican lesiones y desperfectos materiales. No obstante el problema práctico de obtener una información completa del accidente no está totalmente resuelto, aun disponiendo de un informe del accidente. Un informe suministra información únicamente en la medida en que la persona que lo lleva a cabo responde conscientemente al cuestionario contenido en el mismo. Por eso es necesario apoyarse de una evaluación de riesgos para la elaboración de un programa de prevención de accidentes, ver figura 2.9.

En la actualidad es importante realizar una evaluación de riesgos en la industria de la refinación del petróleo, con la finalidad de prevenirlos, haciendo las correcciones pertinentes o si es necesario, realizando programas de mantenimiento preventivo, haciendo énfasis en el mantenimiento preventivo de los sistemas de tuberías, realizando para ello la revisión de tuberías, niplería y válvulas.

Uno de los principales factores para la prevención de accidentes en la industria de la refinación del petróleo involucra al mantenimiento apropiado, para lo cual la tecnología juega un papel muy importante.

Un sistema de tuberías provisto de mecanismos de seguridad apropiados, pero con un mantenimiento deficiente desde el punto de vista de seguridad, casi resulta tan inseguro como una sistema de tuberías parecido, en buenas condiciones de mantenimiento pero desprovista de mecanismos de seguridad. El éxito de este factor para la prevención de accidentes depende totalmente de la administración del departamento de mantenimiento.

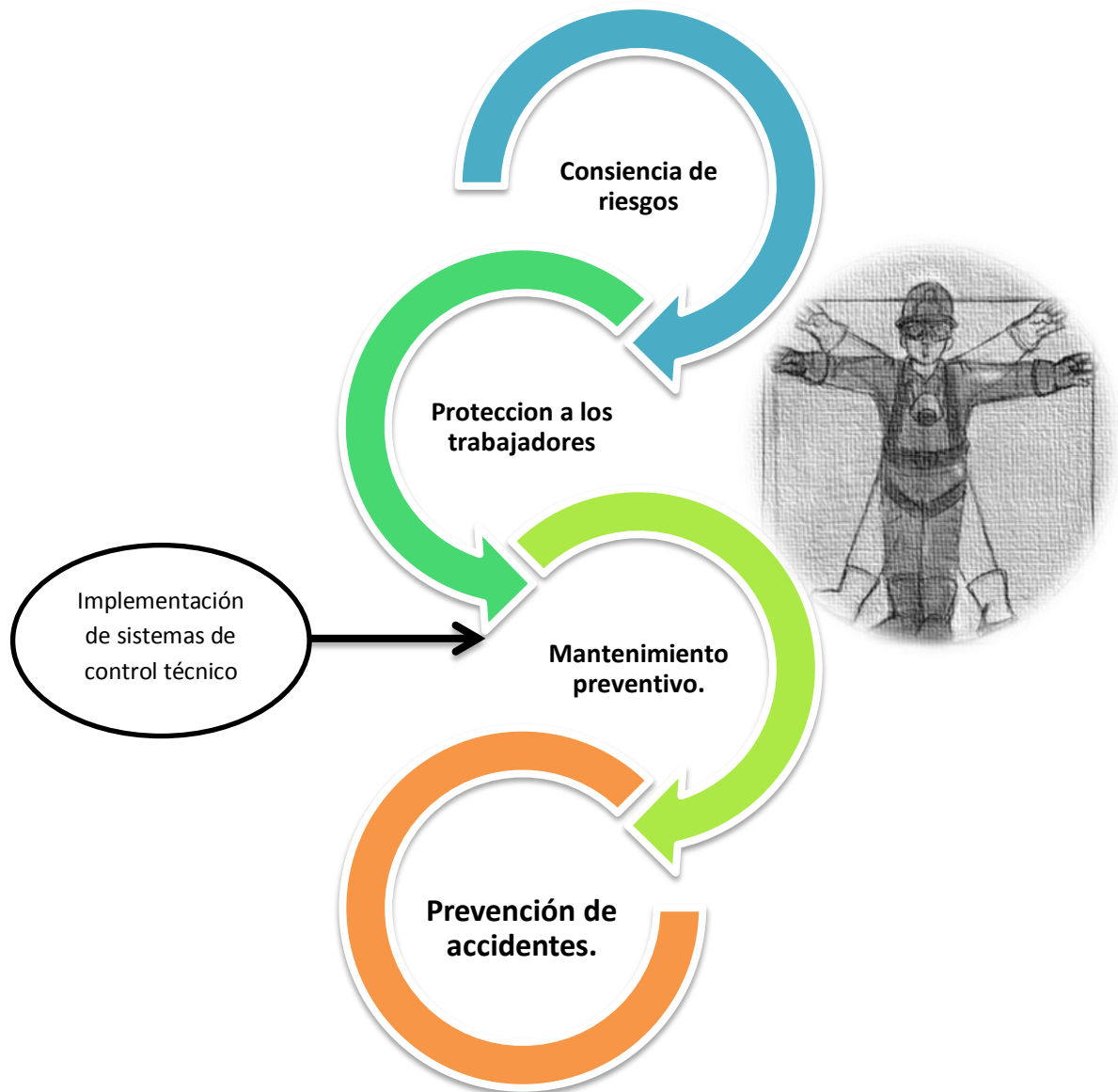


Figura 2.9 Medidas para la prevención de accidentes.

2.2.2. Mantenimiento preventivo de sistemas de tuberías.

El mantenimiento preventivo se define como toda acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este, así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo en sistemas de tuberías tiene como objetivo el que las tuberías permanezcan en óptimas condiciones y en buen estado la integridad mecánica de estas instalaciones, con la finalidad de asegurar el funcionamiento óptimo de estos sistemas en todo el proceso.

El riesgo inminente en los sistemas de tuberías, es que sus paredes presenten una alta velocidad de desgaste por corrosión, lo cual dependerá de las características del fluido que transporta y de las condiciones de operación que maneje.

2.2.2.1. Corrosión.

La corrosión puede ser definida como:

El deterioro o destrucción de un material debido a la interacción de éste con su entorno a través de procesos químicos o electroquímicos (Philip & Schweitzer, 2003).

Entonces se puede definir a la velocidad de corrosión como la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared de una tubería.

La corrosión es una agresión progresiva que se da en toda la superficie expuesta del material inmerso en un ambiente corrosivo.

Todos los metales estructurales en un ambiente natural se corroen en alguna medida. El problema de la corrosión en estos materiales es de particular importancia, debido al impacto que el fenómeno tiene en la economía de la

industria petrolera ya que se sabe que los sistemas de tubería representan desde el 20% hasta el 80% del costo total de la planta, y si el material de estos sistemas es de acero inoxidable su costo se cuadriplica. (Max S. Peters, 2003)

2.2.2.2. Inspección técnica.

En el importante ejercicio del mantenimiento preventivo nos encontramos con diversas técnicas de inspección que proporcionan datos que permiten estudiar el comportamiento de las líneas de proceso en la industria petrolera, para garantizar su correcto funcionamiento. Para conocer las características del material con que una tubería está fabricada es común recurrir a diferentes técnicas de inspección que pueden ser algunas de las distintas pruebas no destructivas, los cuales no dañan la integridad física del material a inspeccionar.

Según el documento normativo “EVALUACIÓN DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE TUBERÍAS Y EQUIPOS ESTÁTICOS” (PEMEX, 2012), los métodos de inspección, para mantener un efectivo monitoreo de la corrosión y desgaste, que se pueden utilizar en una refinería son:

- | | |
|--------------------------|------------------------------|
| a) Visual | f) Electromagnetismo. |
| b) Líquidos penetrantes | g) Dureza |
| c) Partículas magnéticas | h) Réplica metalográfica |
| d) Radiográfica | i) Prueba con ultrasonido UT |
| e) Emisión acústica | (Ultrasonic Testing). |

Mediante este último método es posible realizar la medición de espesores con ultrasonido UTT por sus siglas en inglés (Ultrasonic Thickness Measurement).

En él se utiliza la energía del sonido de alta frecuencia para detectar discontinuidades internas en los materiales y hacer mediciones del espesor de la tubería, las cuales permitirán que la recopilación de datos se realice fácilmente y de la mejor manera.

Existen cinco elementos que conforman un sistema de inspección ultrasónica (López Lina, 2009):

- I. El generador de señal eléctrica o equipo ultrasónico. Es importante mencionar que todos los equipos de ultrasonido solo emiten y reciben pulsos eléctricos, que son graficados en la pantalla del equipo.
- II. Un conductor de señal eléctrica. El cable coaxial permite la comunicación entre el transductor y el equipo emisor/receptor de señales eléctricas.
- III. Acoplante. Es un medio que permite el paso de las ondas ultrasónicas entre el transductor y la pieza de prueba. Su función principal es la de eliminar el aire en esta interfase.
- IV. La pieza seleccionada a realizar la medición de espesores. La dificultad en una inspección por ultrasonido depende de la resistencia que oponga la pieza al paso de las ondas ultrasónicas.

Algunos instrumentos tienen la capacidad para capturar formas de onda así como lecturas del espesor y guardarlos en un formato específico para que posteriormente sean administrados y controlados mediante un sistema de control de la integridad mecánica, ver figura 2.10 y 2.11.



Figura 2.10 Sistema de inspección ultrasónica (ILog, S.A. DE C.V.)



Figura 2.11 Medición ultrasónica de espesores en una línea. (ILog, S.A. DE C.V.)

2.2.3. Integridad mecánica.

Uno de los ensayos de mantenimiento preventivo en los sistemas de tubería en las refinerías es la inspección de la integridad mecánica en las líneas de proceso, la cual se realiza a través de los trabajos de inspección técnica tratados anteriormente.

PEMEX define la integridad mecánica como:

El conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de equipos y tuberías, que cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento, para garantizar que cumplen las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores, instalaciones de los centros de trabajo y el ambiente. (PEMEX, 2012)

2.2.4. ¿Por qué implementar un sistema de control de la integridad mecánica?

Un sistema de este tipo permite un control a la condición y vida remanente segura del proceso, garantizando que sea a tiempo y que las soluciones sean óptimas. Además deberá contener un plan maestro de administración y confiabilidad que permita establecer un programa de mantenimiento optimizado. Documentando para ello qué acciones fueron tomadas y desarrollando un programa escrito de cuándo estas acciones fueron completadas y cuáles faltan por cumplir.

Los programas varían según la localización geográfica, los requisitos normativos, y las características del proceso, sin embargo, algunas características son comunes, por ejemplo (Angón, 2013):

- a) Incluye actividades para asegurar que el equipo o línea está diseñado, fabricado, adquirido, instalado, operado y mantenido de manera apropiada para su aplicación prevista.
- b) Es evidente que designa los equipos incluidos en el programa sobre la base de criterios definidos.
- c) Prioriza a los equipos para ayudar a asignar los recursos de manera óptima (por ejemplo, personal, dinero y espacio de almacenamiento).

- d) Apoya al personal de la planta para realizar tareas de mantenimiento planificadas y reducir la necesidad de mantenimiento planificado.
- e) Ayuda al personal de la planta a reconocer cuando se producen deficiencias de un equipo e incluye controles para asegurar que no den lugar a accidentes graves.
- f) Incorpora, reconoce y acepta, en general las buenas prácticas de ingeniería.
- g) Ayuda a asegurar que el personal asignado a inspeccionar, examinar, mantener, adquirir, fabricar, instalar, y desmantelar equipos de proceso adecuados para estas actividades estén debidamente capacitados y tengan acceso a procedimientos adecuados para estas actividades.
- h) Mantiene la documentación de servicio y otros registros que permitan un seguimiento constante de las actividades de integridad mecánica y de proporcionar información precisa a los usuarios de equipos, incluyendo la seguridad del proceso y otros elementos de gestión de riesgos.

Las expectativas razonables de los programas de integridad mecánica son:

- ✓ Mejora de la fiabilidad de los equipos.
- ✓ Reducción de las fallas en los equipos que conllevan a accidentes de seguridad ambientales.
- ✓ Mejora la seguridad del producto.
- ✓ Reducción del tiempo de mantenimiento planificado y los costos.
- ✓ Reducción de los costos operativos.
- ✓ Mejora de la gestión de piezas de repuesto.
- ✓ Mejora el desempeño del contratista.
- ✓ Asegura el cumplimiento de las regulaciones gubernamentales.

Es importante mencionar que un sistema de control de la integridad mecánica consiste comúnmente en:

- a) Identificar el mecanismo de deterioro, falla y/o defecto.
- b) Determinar el procedimiento de evaluación.
- c) Recopilación y análisis de información.
- d) Evaluación del deterioro, falla y/o defecto.
- e) Determinar vida útil remanente.
- f) Determinar la probabilidad de falla, cuando es requerida.

- g) El programa de inspección o monitoreo futuro para el servicio cuando es necesario.
- h) Determinar métodos de corrección, reparación, mantenimiento preventivo y/o correctivo, o en su caso remplazo cuando es necesario.

2.3. Marco normativo.

El sistema de control de la integridad mecánica implementado con la presente tesis fué desarrollado con base a la metodología propuesta por diferentes normas que rigen los trabajos de la inspección de la integridad mecánica los cuales son regulados por normas vigentes para PEMEX Refinación, que a continuación se mencionan.

2.3.1. DG-SASIPA-IT-00204. Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores (PEMEX, 2010).

El objetivo de este documento normativo es:

Predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles, que puedan afectar la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos.

2.3.1.1. Alcances de la DG-SASIPA-IT-00204.

Este documento normativo debe aplicarse de forma obligatoria a:

- ✓ Las líneas y equipos de proceso que manejen productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas en todos los centros de trabajo de Pemex Refinación.
- ✓ Tanques y recipientes que almacenan hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas.

No debe aplicarse a aquellos equipos que por sus características no pueden sujetarse a programas de medición de espesores independientes de sus fechas de reparación, tales como:

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

2.3.1.2. Terminología usada en la DG-SASIPA-IT-00204.

Con el objetivo de normalizar el lenguaje utilizado y evitar confusiones, a continuación se presentan las siguientes definiciones de los conceptos que se manejan en este procedimiento y que son fundamentales para el desarrollo de esta tesis.

- a) **Circuito.**- Se considera como “circuito”, el conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación. Los circuitos se identifican en el Diagrama de Flujo de Proceso (DFP).
- b) **Unidad de control.**- Se define como las secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea, tal como de 0 a 8 [mpa]², de 8 a 15 [mpa], mayor que 15 [mpa]. Las unidades de control se identifican en el Diagrama de tubería e instrumentación (DTI).

Entonces la unidad de control es la sección de circuitos que tiene una velocidad de desgaste más o menos homogénea. En el caso de las tuberías, se tendrán

² [mpa]: Milésimas de pulgadas por año.

diferentes unidades de control en función de las condiciones de operación (temperatura, presión y flujo). Los equipos están sujetos a corrosión variable, por lo que las unidades de control en este caso pueden ser equipos completos o secciones de los mismos que presenten similares condiciones de corrosión.

- c) **Medición de espesores de pared.**- Actividad en la cual se mide el espesor de pared por medios ultrasónicos, radiográficos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos.
- d) **Posición o punto de medición.**- Es el lugar en donde se mide el espesor de pared.
- e) **Nivel de medición.**- Es el conjunto de posiciones de medición de espesores de pared que se deben efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo, por ejemplo, las cuatro mediciones que se hacen en una tubería, las mediciones que se hacen en un recipiente o cambiador alrededor de una boquilla.
- f) **Velocidad de desgaste** (Velocidad de corrosión).- Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.
- g) **Velocidad de desgaste crítica.**- Es la velocidad de desgaste que excede 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), puntual o promedio.
- h) **Espesor remanente.**- Es la diferencia de espesores entre el obtenido en la última medición y el límite de retiro.
- i) **Adelgazamiento.**- Pérdida o disminución del espesor del material.
- j) **Líneas y equipos críticos**- Son aquellos cuyas velocidades de desgaste exceden el valor de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa) puntual o promedio.
- k) **Vida útil estimada (VUE).**- Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.

- l) **Fecha de próxima medición de espesor (FPME).**- Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.
- m) **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.
- a) **Límite de retiro.**- Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.

2.3.1.3. Medición de espesores.

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.

2.3.1.4. Preparativos para la medición de espesores.

- Se deben tener disponibles los diagramas de inspección de las instalaciones. Generalmente se tienen en papel y son sometidos a daños por su manipulación y las condiciones climatológicas; además estos deben estar actualizados, algo que puede dificultarse si no se cuenta con el dibujo en archivo electrónico.
- Cada mes se debe revisar el programa de medición de espesores, y por cada planta, unidad de proceso o instalación donde corresponda medir en ese lapso, se preparará un juego de diagramas de inspección y/o dibujos del equipo, mismo que debe usarse para localizar los niveles de medición. Esto constituirá el “Plan de medición de espesores”.
- Realizar un censo con todos los equipos de medición de espesores, en el cual, se establecerá un programa de mantenimiento preventivo, calibración y certificación de su sistema, con la finalidad de mantenerlos disponibles y confiables; incluyendo los patrones de calibración.

- La medición de todas las unidades de control, críticas o no críticas, debe efectuarse siempre al 100%, es decir, deben incluirse todos los puntos de control, cada vez que como resultado del análisis tengan que ser medidos los espesores de la línea o unidad de control de que se trate.
- Se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipos de cada planta y esta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales, una vez que se tienen grupos de circuitos, éstos se dividirán en unidades de control de acuerdo a los siguientes criterios: en muchos casos la unidad de control será la línea, pero en otros casos la línea puede estar dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.
- Para cada unidad de control se debe contar con la siguiente información:
 - a) Diagramas de inspección técnica de líneas y desarrollo de equipos.
 - b) Todos los diagramas de inspección deben estar orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
 - c) Los arreglos de niplería y tornillería de las tuberías y equipos, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un triángulo, y rectángulo respectivamente.
 - d) Registro de medición de espesores.
 - e) Registro de análisis de la medición de espesores, con velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

Cuando se cuente con una sola medición de espesores de pared completa de acuerdo a este procedimiento, la segunda o siguiente medición deberá efectuarse al término de 1 año después de la fecha de la primera medición de espesores, lo anterior para poder efectuar el análisis estadístico formal y así determinar su comportamiento.

2.3.1.5. Análisis estadístico.

El análisis estadístico formal, es el que se lleva a cabo matemáticamente, para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición, y fecha de retiro probable, de una unidad de control. Para mayor detalle de estos cálculos ver el Anexo A

Para realizar el análisis estadístico formal primero se deberá llevar a cabo un “análisis preliminar de espesores” de la siguiente manera:

- I. Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a la normatividad.
- II. Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponda y con el valor de la medición anterior, con el objeto de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de los valores disparados a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos disparos.
- III. Las señales dudosas o negativas en el equipo deben investigarse para comprobar su funcionamiento y así obtener datos correctos del equipo de medición.

Al realizar el análisis estadístico formal es indispensable tener en cuenta los siguientes puntos

- ✓ La cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control, será de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable, esto es debido a que el algoritmo de cálculo en SIMECELE está programado con un valor para la t de student de $t=1.28$, el cual es utilizado con fin de ajustar estadísticamente éste cálculo, cuando el análisis es realizado para más de 32 datos.
- ✓ El responsable de inspección y seguridad, de inmediato debe realizar el análisis estadístico formal de las mediciones haciendo uso del formato “Registro del análisis de la medición de espesores” DG-SASIPA-IT-0204-3.

- ✓ Se deberá realizar la determinación del mínimo espesor actual, para contar con datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), para ello se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Para los cálculos de estos parámetros ver Anexo A.
- ✓ En caso de que el lapso entre la última medición y la fecha de próxima medición, sea menor de un año, el siguiente análisis se debe hacer comparando los datos que se obtengan en esta última fecha, con los datos de la medición anterior que corresponda para que la diferencia de ambas sea de un año o mayor. La fecha de próxima medición será aquella que resulte más cercana de la calculada para los diferentes diámetros

2.3.1.6. Uso de resultados.

A. **La velocidad desgaste.**- Este resultado sirve para determinar lo siguiente:

- 1) Criticidad del circuito.
- 2) Programas de pruebas a martillo en reparaciones.
- 3) Determinación de vida útil estimada.

B. **Vida útil estimada (VUE).**- Este resultado da una idea de cuándo es necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.

1. Si la vida útil que se obtenga es menor o igual a 1.5 años, proceder a emplazar la pieza, línea o equipo según el caso, y continuar vigilando la unidad de control de acuerdo al resultado del análisis.
 - ✓ El emplazamiento debe cumplirse dentro del plazo de 1.5 años como máximo.

2. Si la vida útil obtenida resulta mayor de 1.5 años, debe procederse en la forma siguiente:
- ✓ Si se tienen los mayores desgastes en puntos diseminados en diversas partes de la unidad de control, deben analizarse estos puntos agrupados en una unidad de control independiente que tenga el mismo número con la terminación “CR” que indica que es crítico y de acuerdo al resultado programar la siguiente medición. Ejemplo: Unidad de control 15, la independiente será 15 CR.
 - ✓ En el caso de que los mayores desgastes se encuentren localizados en ciertos puntos agrupados entre sí, se deben separar estos valores del análisis general de la unidad de control, analizando el resto por separado. Los puntos anormales se deben vigilar por separado, agrupándolos como una unidad de control independiente.

C. Fecha de próxima medición de espesores (FPME).- Esta fecha sirve para programar la próxima medición de la unidad de control en el programa general.

D. Fecha de retiro probable (FRP).- Con base en esta fecha, se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

El análisis estadístico formal se lleva a cabo en el Sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos (SIMECELE), siguiendo la secuencia descrita anteriormente.

2.3.2. DG-ASIPA-IT-00008. Espesores de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos (PEMEX, 2001).

El objetivo de esta norma es establecer los espesores de retiro para los sistemas de tubería de proceso y de transporte y recolección. Cabe aclarar que esta norma no es aplicable a:

- ✗ Tubería de calentadores a fuego directo, de cambiadores de calor y de otros equipos que contienen tubería interna.
- ✗ Tubería de perforación, revestimiento y producción. Cabezales y válvulas, en los pozos petroleros.
- ✗ Tubería no metálica.

2.3.2.1. Terminología usada en DG-ASIPA-IT-00008

- a) **El espesor de retiro** se considera como el espesor calculado de la pared de una tubería, válvula o conexión de acuerdo con el código aplicable al caso, que se encuentre por debajo del espesor al cual ya no se puede operar con seguridad.
- b) **Las tuberías de proceso** son aquellas que se encuentran dentro de los límites de instalaciones de explotación: refinación, petroquímica, ventas, portuarias y administración, así como dentro de las embarcaciones. Por otro lado, las tuberías de transporte y recolección son aquellas que se encuentran fuera de los límites de las instalaciones.

En esta norma se incluyen tablas con valores de referencia para el cálculo de espesores en tuberías de transporte y recolección, para gas y líquido; sin embargo, esos datos no son propósito de esta tesis y no se incluyen. Sólo se abordará el tema de tuberías de proceso. Referente a las tuberías de proceso, estas se registrarán en forma general, por el código ASME B31.3.

A continuación se muestra el procedimiento del cálculo y algunos criterios respecto al límite de retiro.

Para todas las tuberías con extremos planos, se debe calcular el espesor requerido por presión según el código ANSI B31.3 o el que corresponda por diseño tomando en cuenta la especificación del material, las condiciones de presión y temperatura de diseño, y de acuerdo a la fórmula de Barlow (1):

$$T_r = \frac{PD}{2S} \dots (1)$$

Donde :

T_r = Espesor o límite de retiro en pulgadas.

P= Presión de diseño en psig.

D= Diámetro nominal en pulgadas.

S= Esfuerzo máximo permisible del material a la temperatura de diseño en psig.

Para las tuberías con extremos roscados, el espesor de retiro se calculará exactamente igual como se hace para extremos planos y al espesor (T_r) obtenido se le agregará el valor R como lo indica la ecuación (2):

$$T_{rr} = T_r + R \dots (2)$$

Donde

T_{rr} = Espesor o límite de retiro para tuberías con extremos roscados en pulgadas.

T_r = Espesor o límite de retiro en pulgadas.

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

R = 0.060" para diámetros que van desde 3/4" a 24"

Estos cálculos han sido programados en SIMECELE, por lo cual al cargar los datos necesarios, en automático SIMECELE los calculará.

2.3.3. GPEI-IT-201. Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación (PEMEX, 2001).

Este procedimiento cumple con las actividades para llevar a cabo la revisión de los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de proceso estáticos y dinámicos, así como el control de cambio y/o modificaciones.

Fundamentalmente las características de construcción que se necesitan comprobar en campo para los arreglos básicos de niplería son:

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

Debido a que éste procedimiento implica el desarmado de los arreglos roscados, las revisiones tendrán que efectuarse con la planta o circuito fuera de operación. Los periodos de calibración de niplería serán los mismos que los del circuito o equipo donde van armados, de tal manera que al calibrar la tubería de un circuito al mismo tiempo deberá calibrarse su niplería.

Todos los datos de la medición deberán registrarse en formatos correspondientes al tipo de arreglo, los tipos de arreglos de niplería son:

- a) Cople-Niple-Válvula.
- b) Cople-Tapón.
- c) Cople-Termopozo.
- d) Orificio-Tapón.
- e) Orificio-Niple-Válvula.
- f) Orificio-Codo de cola-Niple-Válvula.
- g) Arreglo especial (No cumple con las características de los anteriores y tiene más posiciones de calibración).

2.3.4. GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería (PEMEX, 2001).

Este procedimiento cubre las actividades necesarias para medir y mantener un control del desgaste de la niplería básica en circuitos y equipos de proceso de unidades en operación. Este documento también indica que se deben efectuar mediciones periódicas de los espesores de los arreglos básicos mediante medios no destructivos, este procedimiento prevé el uso de un formato para el registro de las calibraciones, el análisis de los desgastes y los cálculos de la vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería.

2.3.4.1. Localización de los puntos de calibración

Los puntos de calibración en los arreglos de niplería típicos, están indicados en planta y elevación como se muestra en la figura 2.12. Básicamente, se prevén:

- Dos puntos sobre la línea o equipo a 1 pulgada del cople o de la pieza macho roscada dentro del orificio. Estos 2 puntos son necesarios, ya que nos dan una idea del desgaste que hay en la base soldada del cople donde podemos tener un desgaste acentuado por la erosión que causa la turbulencia del fluido.
- Dos puntos en el cople (opuestos en el sentido del flujo).
- Dos puntos en el niple (opuestos en el sentido del flujo). Los 2 puntos sobre la línea o equipo junto al cople o pieza macho roscada dentro del orificio.

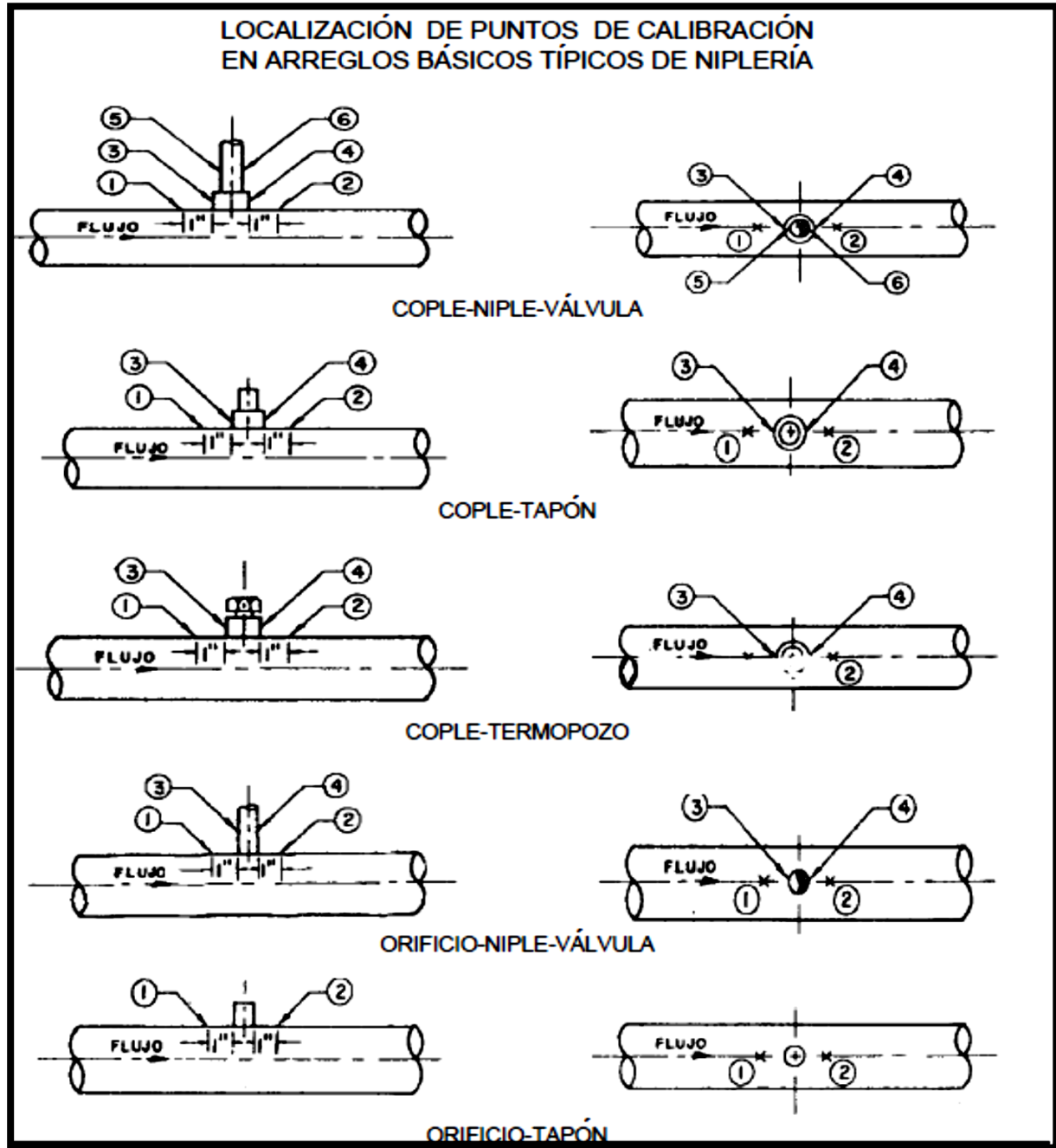


Figura 2.12 Localización de puntos de calibración en arreglos básicos típicos de niplería.

2.3.5. GPASI-IT-0209 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos (PEMEX, 2003).

El objetivo de este documento es evaluar el estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o

fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas.

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

- ✓ Espárragos de juntas, bridas en tuberías y equipos.
- ✓ Tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio y checks.
- ✗ Este procedimiento no incluye la tornillería instalada en los internos de los equipos.

Debido a que la agresividad del medio ambiente en cada lugar es variable, los periodos de revisión no son iguales. Para fijar criterios generales las revisiones deben hacerse de acuerdo con lo establecido en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Período de revisión de tornillería. (PEMEX, 2003)

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

2.4.SIMECELE.- Sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos.

En la Universidad Nacional Autónoma de México ha sido desarrollado el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE) que es un sistema informático que permite administrar las mediciones de espesores, lo cual

conlleva a un control de la integridad mecánica de las líneas de proceso en instalaciones de PEMEX Refinación.

El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación, expuestas anteriormente.

Además el SIMECELE consiste de una serie de módulos de software para la generación y también para la consulta de información relacionada con la medición de los espesores de las líneas y equipos de proceso, así como también para mejorar la administración y control de los trabajos de inspección técnica en los centros de trabajo de PEMEX.

El método de inspección que arroja los datos de la medición de espesores, que será la información a capturar en SIMECELE, se trata de un sistema ultrasónico, como se mencionó previamente, mediante este método de medición de espesores con ultrasonido (UTT, por sus siglas en inglés) es posible realizar una comparación entre el espesor original y el espesor al momento de la medición.

EL SIMECELE procesa dicha información y determina resultados mediante la comparación de los espesores nominales y los obtenidos en las mediciones, con lo cual define las medidas de mantenimiento correctivo que son pertinentes para la línea de proceso estudiada: obtiene la fecha de próxima medición, la fecha de retiro probable y calcula la vida útil.

2.4.1. Secuencia para la implementación de SIMECELE a líneas de proceso.

La implementación del SIMECELE, comprende un proceso que será establecido a continuación y puede verse en la figura 2.13:

- 1) Iniciará con la recopilación de información de la planta como son los documentos de ingeniería básica, la información de mediciones de espesores anteriores a la implementación del SIMECELE.

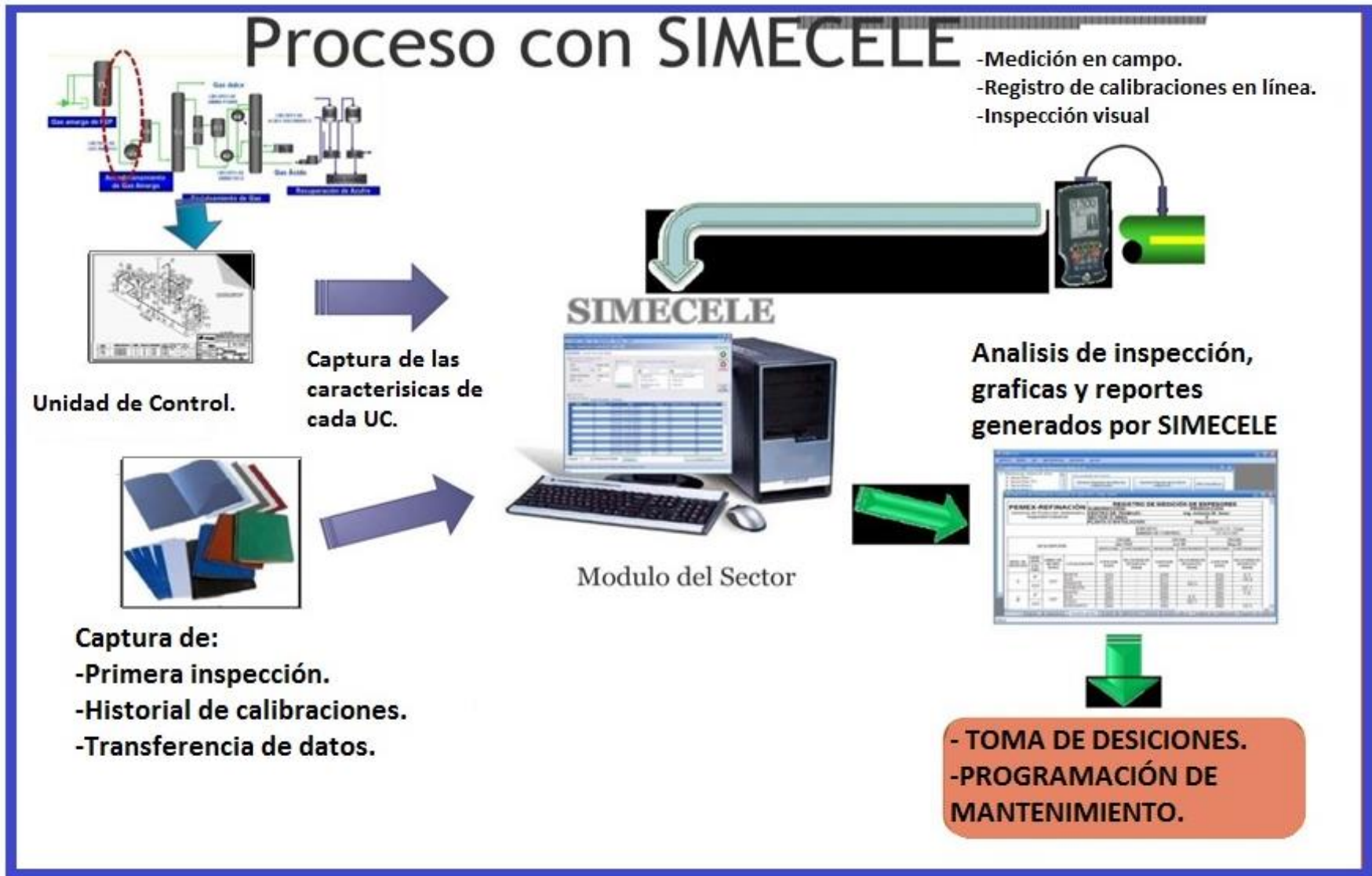


Figura 2.13 Proceso en SIMECELE. (CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1, 2009)

- 2) Continua con el ordenamiento y el estudio de dicha información, mediante un grupo de trabajo, en el cual se llevará a cabo la familiarización a fondo del proceso de la planta donde será implementado el SIMECELE, estudiando la descripción del proceso, los diagramas de flujo de proceso, los diagramas de tubería e instrumentación, las hojas de datos de equipos y los diagramas de inspección técnica de las líneas.
- 3) Después se realizará el análisis de toda esta información, llevando a cabo la clasificación en los DFP's de las corrientes de proceso mediante "circuitos" que son secciones de la planta que manejan un fluido a la misma composición. Paralelamente a este análisis se deberá elaborar un censo de circuitos, indicando en este la descripción de cada uno de los circuitos, la ubicación en el DFP y se le asignará un orden numérico de acuerdo a su prioridad en el proceso.
- 4) Una vez teniendo el censo de circuitos al 100% terminado se comenzarán a dividir con mayor criterio mediante las "unidades de control" que son secciones de un circuito que presentan velocidades de desgaste más o menos homogéneas. De igual manera se elaborará paralelamente un censo de unidades de control, el cual deberá contener información detallada acerca de cada una de estas unidades de control; como lo son: descripción, condiciones de diseño, condiciones de operación, alguna observación importante que haya sido encontrada en la información recopilada originalmente, todo esto con el fin de tener todo listo para la posterior captura a SIMECELE.
- 5) Con el censo de circuitos y de unidades de control terminado, se podrá comenzar la digitalización de cada una de las unidades de control mediante diagramas de inspección técnica, lo cual se realizará en AutoCAD®, con la herramienta de diseño QITDrawPLT® que ha sido especialmente desarrollada para este fin. Los diagramas de inspección técnica para las líneas son la representación pictórica de una unidad de control en donde se

indican claramente los sitios en donde debe de existir un nivel de medición (compuesto por los puntos de medición), ya sea de tubería, niplería o tornillería.

Es de suma importancia que se realicen los dibujos de inspección técnica de forma homogénea y conforme a las normas vigentes, ya que para llevar a cabo el análisis y el control de la inspección técnica de espesores en líneas y equipos, de las instalaciones de PEMEX Refinación, se requiere seguir los procedimientos basándose en criterios muy puntuales (UNAM. CEASP4A, Rev. 2 Septiembre, 2010).

- 6) Posteriormente y dependiendo de las necesidades del proyecto, se deben actualizar o generar los diagramas de inspección técnica en campo, estos diagramas son utilizados para llevar a cabo las mediciones, es por esto que es de suma importancia tenerlos siempre actualizados, debido a que pudieron haber sufrido modificaciones desde su construcción o desde su última inspección en campo.
- 7) Una vez que cada una de las unidades de control fue verificada en campo y actualizado su diagrama de inspección técnica , se lleva a cabo la captura al SIMECELE los datos de las mediciones de espesores que PEMEX provee y finalmente este realiza el análisis de la información proporcionada.

2.4.2. Beneficios esperados para la implementación de SIMECELE.

Los siguientes puntos hablan del impacto como beneficio en la mejora de las prácticas de inspección técnica al implementar el SIMECELE en los centros de trabajo:

- ✓ Además de la captura y el análisis de datos, se pueden consultar los datos de cada instalación de cualquier refinería donde haya sido implementado

este sistema de control de la integridad mecánica, y eso conlleva a una mejor administración del registro de la medición de los espesores.

- ✓ Disponibilidad de toda la información del proceso y de los expedientes de medición.
- ✓ Ahorro de tiempo en todas las tareas repetitivas relacionadas con la inspección técnica (medición, listas de verificación, dibujo de diagramas técnicos, generación de reportes, programación y planeación).
- ✓ Aumento en la confiabilidad de los datos obtenidos.
- ✓ Información disponible, confiable, clara y respaldada para quien lo necesite (auditorías, reaseguro, mantenimiento, gerencia, etc.).
- ✓ Aumento de seguridad y confiabilidad en los centros de trabajo.

2.5. Diagramas de inspección técnica.

Los diagramas para inspección técnica son el conjunto de dibujos de líneas y equipos utilizados para realizar la medición preventiva de espesores, los cuales representan de manera gráfica los niveles de medición de una unidad de control. En estos diagramas se indica cada punto de medición para su posterior captura en el SIMECELE.

Los diagramas de inspección técnica de líneas y equipos para inspección, son la representación pictórica de una unidad de control en donde se indican claramente los sitios en donde debe de existir un nivel de medición (compuesto por los puntos de medición o también llamados “posiciones”), ya sea de tubería, niplería o tornillería; en la figura 2.14 se muestran las posiciones posibles en un nivel de tubería. Para cada unidad de control se debe de contar con el dibujo de la línea o del equipo para realizar el proceso de inspección en campo.

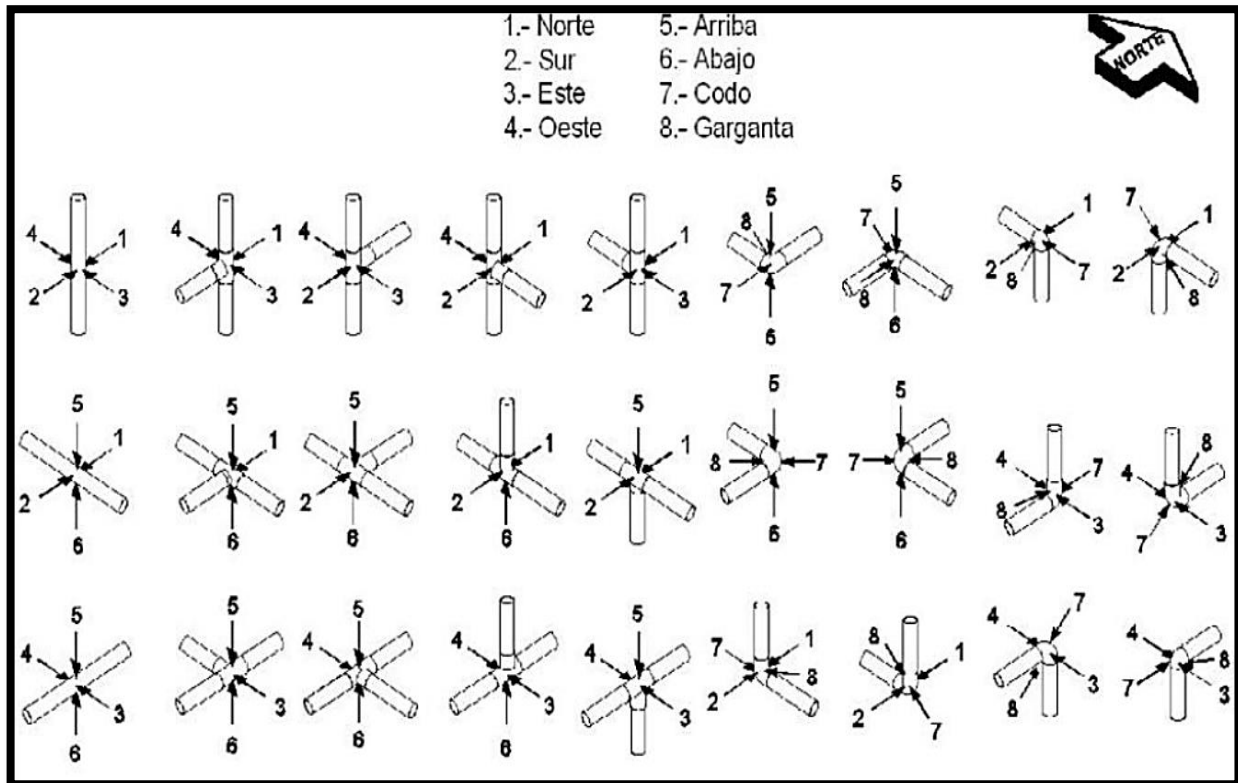


Figura 2.14 Localización de puntos de medición en líneas y accesorios. (PEMEX, 2010)

Los pasos a seguir para la numeración de los niveles de calibración de tubería en una unidad de control son:

- 1) 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 empezará a enumerar a partir del equipo de origen del fluido y se deberá seguir la línea principal en la dirección del flujo.
- 3) En los casos en los que existan ramificaciones, éstas se seguirán hasta concluirse, posteriormente se deberá continuar la numeración en la línea principal.
- 4) Los pasos 2 y 3 se deben seguir hasta haber concluido la unidad de control.
- 5) En el caso de los cabezales, estos deben numerarse iniciando en la posición más al norte o a la derecha.

Así mismo para llevar a cabo la numeración de los niveles de medición de tubería es necesario seguir los siguientes criterios:

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

Mientras que los criterios para determinar un nivel de inspección de niplería son:

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

Y para determinar los niveles de inspección de tornillería se tienen los siguientes criterios

- ✓ Todas las bridas unidas a boquillas de equipos, deberán ser consideradas como un nivel de inspección de tornillería de la unidad de control correspondiente a la línea de proceso.
- ✓ En un medidor de flujo solo habrá un nivel.
- ✓ En bridas.
- ✓ Cuando sea un arreglo típico para un termopar (cople, línea de proceso, brida, niple y termopar).

Estos diagramas de inspección técnica se deben digitalizar para su posterior consulta, y son realizados en el software de diseño AutoCAD. Además para desarrollar estos diagramas se cuenta con una herramienta que fue diseñada especialmente para ello, debido a que es de suma importancia que se realicen los dibujos de inspección técnica de forma homogénea y conforme a las normas vigentes que anteriormente se mencionaron, ya que para llevar a cabo el análisis



Implementación de un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en una Planta Preparadora de Carga



y el control de la inspección técnica de espesores en líneas y equipos, de las instalaciones de PEMEX Refinación, se requiere seguir los procedimientos basándose en criterios muy puntuales, y además, ayudan a mantener las unidades de control actualizadas y respaldadas digitalmente. (CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1, 2009)

Capítulo 3. Desarrollo del Trabajo.



Capítulo 3. DESARROLLO DE TRABAJO.

3.1. Recopilación de información.

Como se ha mencionado en el capítulo dos, para llevar a cabo la implementación del sistema de control de integridad mecánica se requiere inicialmente recopilar la información necesaria. En la tabla 3.1 se enlistan los documentos que serán la base para iniciar el desarrollo del trabajo, desde los cuales se comienza y hasta donde abarca la metodología empleada para la inspección técnica en líneas de proceso en análisis de la planta:

Tabla 3.1 Documentos requeridos.

	Documento
01	Manual de operación
02	Diagrama de flujo de proceso
03	Diagrama de tubería e instrumentación
04	Catálogo de líneas
05	Catálogo de especificación de tuberías
06	Listado de equipo
07	Índice de servicios
08	Diagramas de inspección
09	Expedientes de inspección
10	Plano de localización general

3.1.1. Manual de operación.

En el manual de operación de la planta preparadora de carga, se encontraron algunas observaciones de interés para el proceso, como por ejemplo que algunos equipos y líneas están fuera de servicio, lo cual sirvió para la identificación de los circuitos y de las unidades de control.

3.1.2. Diagramas de flujo de proceso (DFP).

Para el proceso de la planta preparadora de carga, que más adelante será descrito, se encontró que consiste únicamente un DFP. Para mayor detalle en la figura E.1 (En el Anexo E) se muestra el DFP de la planta preparadora de carga.

3.1.3. Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).

Entre los documentos requeridos, se encontraron los diagramas de tubería e instrumentación del proceso que en su totalidad son cinco, los cuales se presentan en el **anexo E**:

- I. DTI-PC3-001. Enfriador de residuo de vacío. Figura E.2.
- II. DTI-PC3-002. Calentador BA-1. Figura E.3.
- III. DTI-PC3-003. Pre calentamiento de residuo. Figura E.4.
- IV. DTI-PC3-004. Enfriamiento de gasóleo ligero y pesado. Figura E.5.
- V. DTI-PC3-005. Sección de vacío. Figura E.6.

Cabe mencionar que también se recopilaron diagramas de servicios auxiliares que están integrados por componentes que intervienen en toda la generación de servicios para esta planta, sin embargo para cubrir el alcance del presente trabajo no es indispensable considerarlos.

3.1.4. Catálogo de líneas.

Mediante este catálogo de líneas fue posible determinar las unidades de control mediante las especificaciones de cada una de las líneas en el proceso, por ejemplo, los cambios en los materiales de líneas y de las condiciones de operación y diseño.

3.1.5. Catálogo de especificación de tuberías.

En este catálogo se encuentran las especificaciones de ingeniería de la planta preparadora de carga, para las tuberías de proceso, cuya clasificación de materiales es por servicio de línea

3.1.6. Listado de equipo.

Se recopiló un listado de los equipos que operaban dentro de la planta preparadora de carga a la fecha de la implementación del SIMECELE, se muestra en el Anexo D.

3.1.7. Índice de servicios.

La función principal de este documento en la implementación de SIMECELE es que sirve de apoyo para identificar los circuitos, es decir, mediante el índice de servicios identificamos el tipo de fluido que manejan las líneas y los equipos.

3.1.8. Diagramas de inspección.

Estos diagramas de inspección recopilados ya no eran vigentes, por lo tanto únicamente se utilizaron como referencia para la actualización de ellos en campo.

3.1.9. Expedientes de inspección.

Aunque los diagramas de inspección y su expediente no eran actuales, se utilizaron para hacer una relación de las mediciones de los niveles antiguos contra los que fueron actualizados durante el trabajo desarrollado, esto con el fin de capturar las inspecciones correspondientes a cada nivel.

3.1.10. Plano de localización general (PLG).

El PLG de la planta es necesario para la actualización de los diagramas de inspección en campo. Aunque conocer profundamente el proceso que se está trabajando ayuda bastante a encontrar las líneas y equipos en campo, siempre es importante haber estudiado el PLG para conocer la ubicación geográfica de las líneas o equipos dentro de la planta.

La recopilación de información tiene ciertas dificultades debido a la selección de la información requerida, en el caso de esta planta la información que se encontró era muy antigua, por lo tanto, se tuvo la necesidad de hacer una muy rigurosa verificación en campo, pues los documentos que nos servirían de base muchas veces eran ilegibles debido a su antigüedad.

3.2. Análisis de la información recopilada.

A continuación se desarrollará el análisis de la información descrita en el punto anterior.

3.2.1. Descripción del proceso de una Planta Preparadora de Carga.

En el capítulo dos, se describió de manera general la refinación del petróleo, de igual forma y muy brevemente se describió lo que ocurre en la destilación al vacío, que es la operación principal en una planta preparadora de carga, a continuación se desarrollará de manera más profunda dicho proceso cuyo diagrama de flujo de proceso se encuentra localizado en la figura 3.1

La planta de destilación al vacío fue diseñada en 1972 e inaugurada y puesta en operación oficialmente en 1976. Esta planta fue diseñada para la obtención de gasóleos a partir del residuo de dos plantas de destilación primaria. Para llevar a cabo la separación de los gasóleos ligero y pesado del residuo, se emplea una torre de destilación al vacío (seca), sin utilizar vapor de arrastre.

La planta preparadora de carga está diseñada para:

- **Operabilidad:** En forma continua, con un factor de servicio mínimo del 95% (346 días al año).
- **Procesamiento:** Normalmente procesa una alimentación de 25,000 BPD de crudo reducido proveniente de plantas de destilación primaria.
- **Flexibilidad:** A falta de energía eléctrica, la planta deberá seguir operando en forma normal, a falta de vapor, agua o aire de instrumentos, alimentación o del equipo crítico, la planta no debe operar, pero cuenta con facilidades para lograr un paro ordenado y seguro.

La planta es alimentada con crudo reducido proveniente de límite de batería, el cual es llevado al tanque de balance FA-1 que cuenta con un controlador de presión de señal dividida cuyas válvulas admiten o ventean gas combustible para

mantener una presión de diseño de 2.47 kg/cm^2 , mientras que el crudo reducido en fase líquida es bombeado mediante las bombas GA1/R a razón de 25,000 barriles por día (BPD), al precalentador EA-1.

En el precalentador EA-1 es aprovechado el reflujo de gasóleo ligero de vacío (GOL) para calentar el crudo reducido hasta $184 \text{ }^\circ\text{C}$. De ahí el crudo reducido se envía al precalentador EA-2 A/B de carga contra el reflujo de gasóleo pesado de vacío (GOP), los dos cuerpos de este cambiador están ordenados en serie y calientan el residuo a $257 \text{ }^\circ\text{C}$.

Posteriormente es enviado el crudo reducido al precalentador EA-4 A/D de carga contra residuo de vacío donde alcanza $301 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura, este precalentador cuenta con cuatro cuerpos ordenados 2 en serie y 2 en paralelo. Los dos ramales que salen de los precalentadores EA-4's se unen formando un cabezal de 6" para dirigirse como carga al calentador BA-1.

El calentador BA-1 cuenta con 18 quemadores de gas combustible instalados en el piso, cada uno con su piloto de gas. También cuenta con líneas de vapor y de aire para evitar coquizado.

El crudo reducido sale del calentador BA-1 a $397 \text{ }^\circ\text{C}$ y vaporizado al 31.3%. La mezcla líquido-vapor es enviada a la zona de vaporización de la torre de destilación al vacío DA-1, cuya presión se mantiene únicamente mediante el sistema de vacío PA-1.

Los gases incondensables y vapores ligeros que salen por el domo de la torre DA-1 son extraídos mediante el sistema de vacío PA-1.

El sistema de vacío PA-1 consiste en dos juegos de eyectores de vapor organizados en paralelo; cada juego consta de tres eyectores y tres condensadores, en los cuales se condensan los hidrocarburos ligeros remanentes. Las piernas de los condensadores están conectadas al tanque de sello FA-8, el cual cuenta con las bombas GA-6 para enviar el condensado aceitoso al límite de batería.

Los gases de salida del sistema de vacío se descargan a un tanque separador FA-2 en donde el líquido que se pudiera separar es enviado al tanque de sello FA-8, mientras los incondensables del tanque separador FA-2 son enviados a la chimenea del calentador BA-1 para su combustión.

Con objeto de evitar la corrosión, se inyecta una cantidad dosificada de inhibidor de corrosión en la parte superior de la torre y a la entrada de los eyectores.

La torre de vacío DA-1 cuenta con una sección empacada en la parte superior y dos en la intermedia, las cuales están compuesta por una parte de anillos y otra de rejillas Glitsch, cada cama posee un plato colector de líquido o charola de extracción.

Las condiciones de operación de la torre son de 385 °C y 30 mm de Hg absolutos en el fondo y 65 °C y 15 mm de Hg absolutos en el domo. Se producen 3 fracciones: gasóleo ligero de vacío, gasóleo pesado de vacío y residuo de vacío.

Del plato superior de la torre de vacío se extrae una corriente de gasóleo ligero de vacío (GOL) mediante la bomba GA-2, esta corriente será dividida en 2 fracciones, la primera se refluja lateralmente después de enfriarse al precalentar la carga de residuo de vacío en el precalentador EA-1, inmediatamente la corriente de GOL se enfriará hasta 49 °C mediante el enfriador de reflujo EA-5 A/B para finalmente reflujarse a la primer cama de la sección superior DA-1 a fin de condensar todo el gasóleo de esta sección. La segunda fracción de GOL constituye el producto neto que se envía a control de nivel del plato de extracción hacia la planta catalítica FCC (a 214 °C) o bien al enfriador EA-6 y de ahí a tanques de almacenamiento (a 90 °C).

Del segundo plato colector de la DA-1 se extrae una corriente de gasóleo pesado que es enviada al tanque FA-3 con el objeto de aumentar el tiempo de residencia del plato colector de GOP. El tanque abastece a la bomba GA-3, cuyo flujo de descarga, que está a control de nivel del tanque FA-3, se divide en 3.

La primera fracción se envía a control de flujo como reflujo a la tercera cama empacada. La segunda fracción se enfría precalentando la carga mediante los precalentadores EA-2 A/B ordenados en serie y en seguida pasa a través de los enfriadores EA-7 A/B colocados en paralelo antes de entrar a la torre como reflujo a la segunda cama.

La tercera fracción corresponde al producto neto de GOP el cual se envía a control de nivel del tanque FA-3 a la planta FCC (a 214 °C) o previo enfriamiento en el enfriador EA-8 a tanques de almacenamiento (90 °C).

Finalmente, por el fondo de la torre se extrae residuo de vacío mediante la bomba GA-4/(R), a la descarga de la bomba el flujo se enfría al precalentar el crudo reducido (la carga inicial de la planta) mediante un intercambiador EA-4 A/D, a la salida el flujo de residuo de vacío se divide en 2 fracciones, la primera fracción es recirculada al fondo de la torre DA-1 a control de temperatura. La segunda fracción se saca como producto a control de nivel de la torre. En seguida el residuo recibe la adición del diluyente necesario a control de flujo con la bomba GA-16, (el diluyente puede ser Kerosina, diésel o aceite cíclico ligero). Para terminar de enfriar el residuo de vacío mezclado con el diluyente, se introduce a la caja enfriadora EB-1. Entra a 210 °C y sale a 90 °C. A la salida del enfriador EB-1 el residuo de vacío finalmente es enviado a almacenamiento o como alimentación a una planta coquizadora. En la figura 3.1, se muestra un diagrama simplificado del proceso anteriormente descrito.

3.2.2. Censo de circuitos.

La etapa siguiente al estudio del proceso de la planta preparadora de carga es la elaboración de un documento llamado “Censo de circuitos de líneas”. Este documento es muy importante ya que mediante él es posible tener censado y cubierto al 100% cada parte del proceso dentro de la instalación.

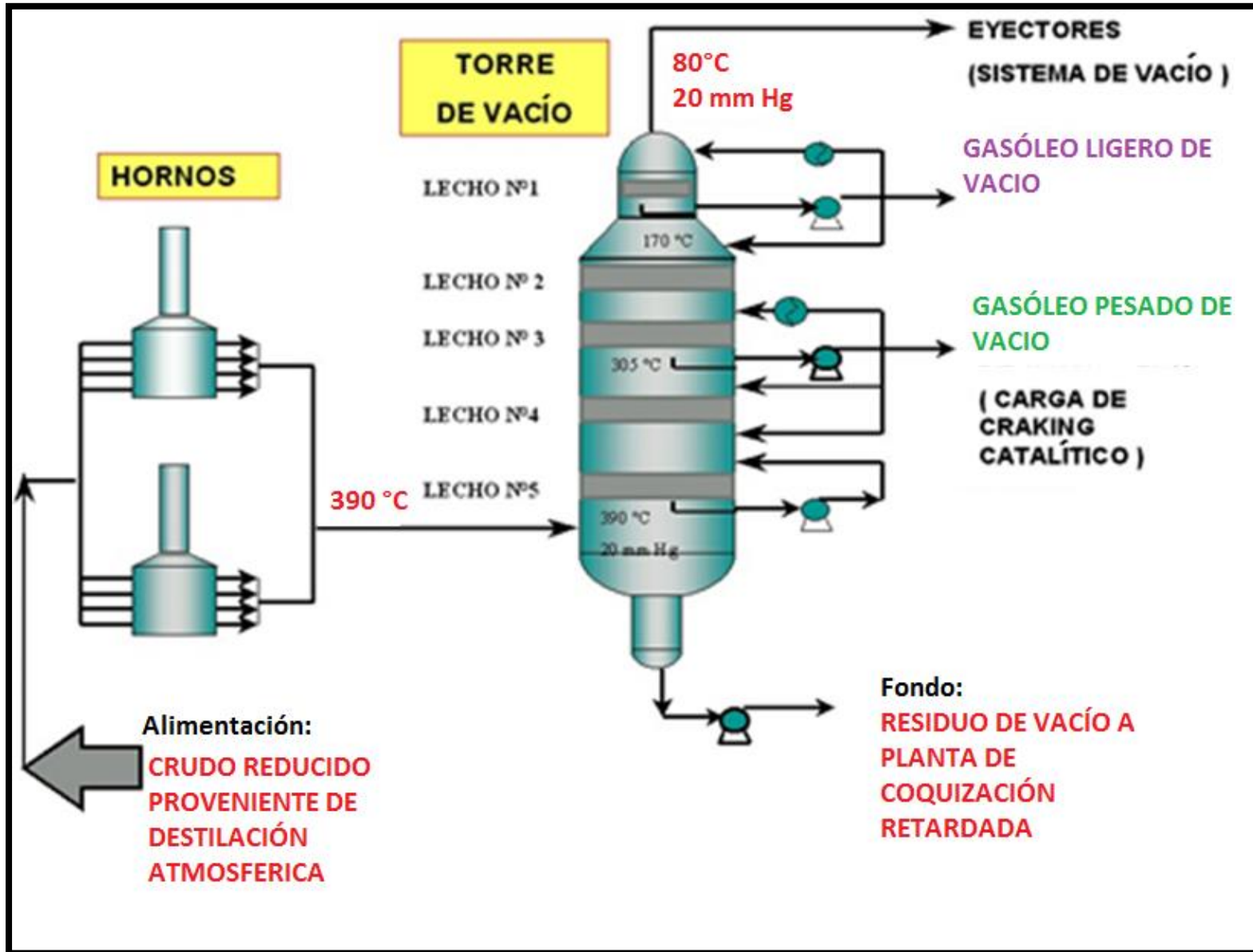


Figura 3.1 Diagrama simplificado del proceso en una planta preparadora de carga.

Teniendo el DFP de la planta preparadora de carga listo para la identificación de los circuitos se comienza a identificar los circuitos en orden de proceso y considerando los criterios y las definiciones que la norma DG-SASIPA-IT-00204 establece, es decir, un circuito será aquel conjunto de líneas que manejen las misma composición y pudiendo variar en sus condiciones de operación.

Por dar un ejemplo de la identificación de circuitos, en la figura 3.2 se muestra la identificación del primer circuito, el cual se refiere a la sección donde el proceso, en la planta preparadora de carga comienza, es decir, la alimentación del crudo reducido que puede provenir de a) 2 plantas primarias o de b) almacenamiento. El servicio que maneja este primer circuito, señalado en color rojo, es de Crudo reducido, fue identificado como el circuito 01 y nombrado como: 01. Carga de residuo de primarias.

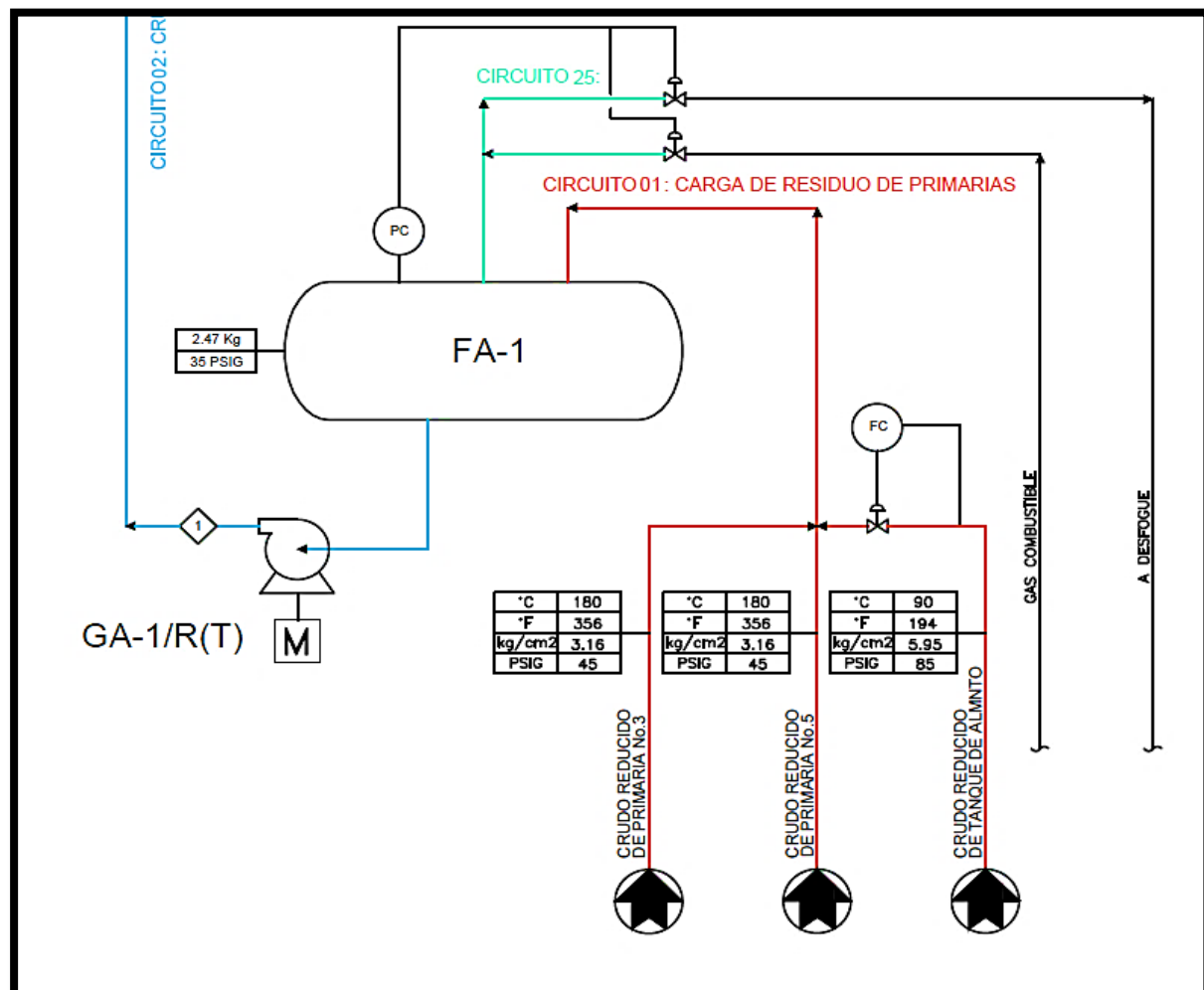


Figura 3.2 Identificación del circuito 01.

La composición en esta sección de la planta es más o menos homogénea hasta que llega al tanque de balance FA-1, en el cual se separaran las fases, entonces a la salida del FA-1 se tendrá una composición diferente, el vapor saldrá por la línea verde, indicada por el circuito 25, mientras que el líquido a la salida de FA-1, por la línea azul, es donde comienza el segundo circuito. Por lo tanto cada línea en distinto color representa un circuito diferente, es así como al identificar todos los circuitos se consideran los criterios establecidos en la normatividad.

Una vez identificados todos los circuitos del proceso es necesario concentrarlos en el censo de circuitos de líneas, este documento es útil para identificar las principales líneas del proceso que estarán sujetas a un plan de inspección para la medición de espesores.

Este censo reflejará un listado de circuitos siempre y cuando estos circuitos manejen únicamente fluidos que sean parte del proceso, en caso de que manejen un servicio diferente al del proceso, la guía DG-SASIPA-IT-204 deja esta evaluación a criterio del personal responsable, para ello se debe evaluar la necesidad de integrarlo al censo de acuerdo a la gravedad de las consecuencias en caso de falla del mismo por fuga. Por otro lado, podría realizarse en el censo de circuitos una sección que corresponda a los servicios auxiliares, pero como se estableció al principio de este trabajo, para el alcance de la presente tesis, únicamente se desarrollará el censo de circuitos de proceso.

El censo de circuitos incluirá el nombre del circuito, el número de circuito, la descripción del circuito y el servicio que maneja. A continuación se ilustra también como ejemplo la información del primer circuito, ya censado, ver tabla 3.2.

Tabla 3.2 Información contenida en un censo de circuitos

Censo de circuitos		
Circuito	Descripción	Servicio
01. Carga de residuo de primarias	De planta primaria 3 y 5 a tanque de balance FA-1	Crudo reducido
02...

3.2.3. Censo de unidades de control.

Para realizar el censo de unidades de control es necesario tener completa la información del censo de circuitos, el catálogo de líneas y los DTI's. Mediante este censo se podrá garantizar que todas las líneas contarán con su expediente de inspección técnica, su diagrama actual y sus datos de medición de espesores capturados en SIMECELE, además se verán también las secciones del proceso a las cuales no se les ha realizado los trabajos de inspección correspondientes.

Las unidades de control, como se vio en el capítulo dos, serán identificadas de acuerdo con los criterios del documento normativo DG-SASIPA-IT-204 Rev. 7, la cual establece como criterio principal el que una unidad de control sea una sección del circuito cuya velocidad de desgaste será más o menos homogénea. Entonces cualquier mecanismo por el cual se de una variación de la velocidad de desgaste será indicador de una nueva unidad de control. Algunos de estos mecanismos mediante los cuales se dé una modificación en la velocidad de desgaste pueden ser: cambios en las condiciones de operación (presión y temperatura), cambios de materiales, cambio de servicio que transporta la línea, cambios de fase, etc. Esto se podrá verificar en el catálogo de líneas, donde aparece cada línea con su descripción y condiciones de operación, o incluso se puede verificar en campo, por otro lado, el material de las unidades de control puede obtenerse de los DTI, pero cuando en el DTI no se especifica claramente la clave del material, también se puede hacer uso del catálogo de líneas para obtener está información, o bien en el catálogo de especificación de tubería, en caso de que se cuente con él.

El SIMECELE cuenta con una base de datos de las clases de material, de tal manera que basta identificarla para que el sistema despliegue los rangos de diámetros que se pueden manejar, que fluido maneja, la cédula que debe ocuparse, y cuáles son las condiciones máximas. Esta información es capturada por el usuario en el grupo CEASP⁴A (Centro de Estudios para la Administración de la Seguridad de los Procesos Petroquímicos, Poliméricos y la Protección

Ambiental), de manera que cada vez se va enriqueciendo de información a medida que las necesidades del proceso lo requieran.

Como ejemplo de la identificación de las unidades de control, se ilustra en la figura 3.3, en la que se encuentran identificadas las primeras unidades de control del circuito 01. Carga de residuo de primarias, a estas unidades de control se les debe asignar un número de acuerdo al orden del proceso. La unidad UC-PC3-001, en color rojo, es la primera unidad de control identificada, proviene del límite de batería y termina en un cabezal de alimentación al tanque de balance FA-1, que es la UC-PC3-003 en color azul. Mientras que la línea en color rosa corresponde a la UC-PC3-002 que proviene del límite de batería y termina en la UC-PC3-003.

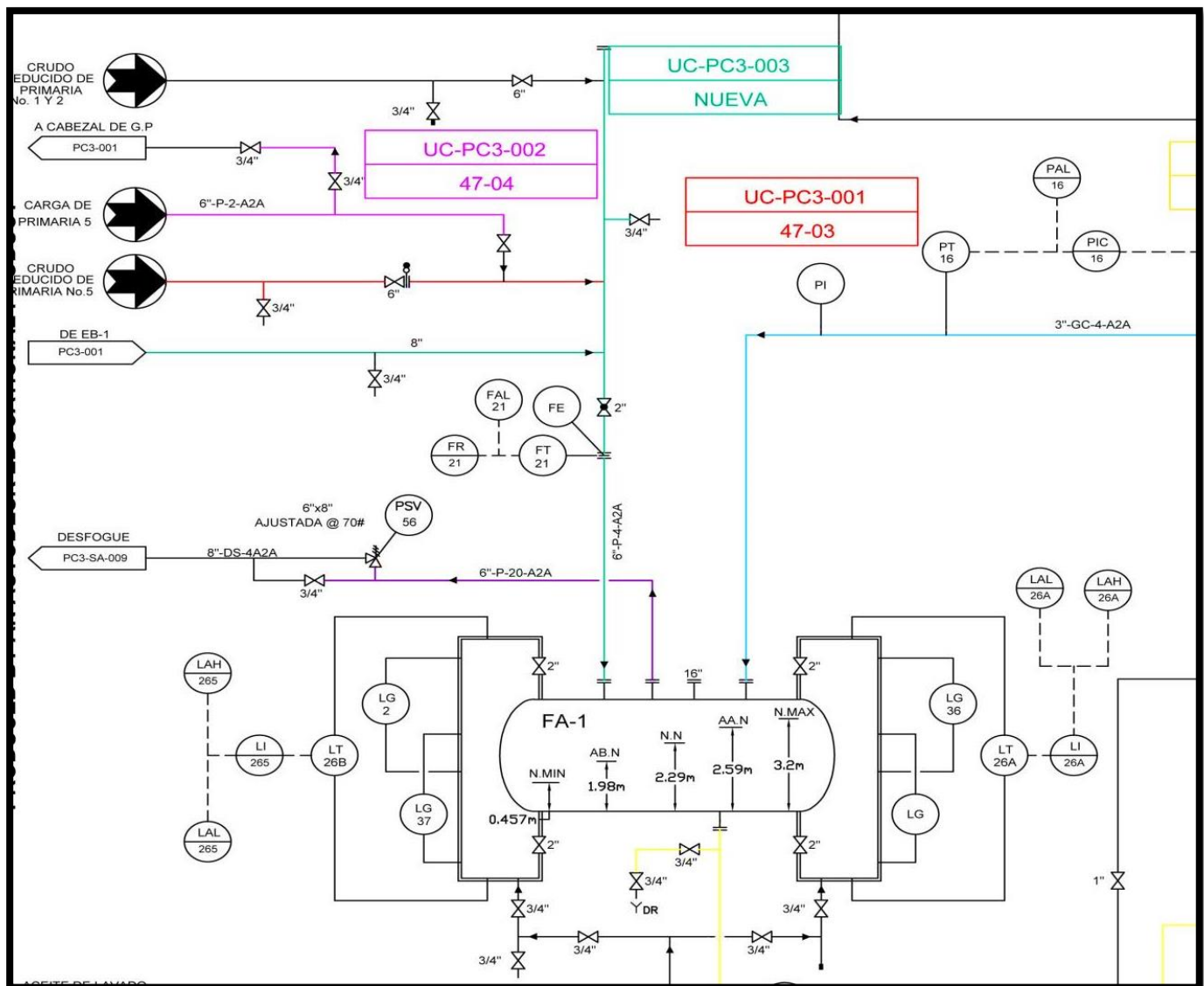


Figura 3.3 Ejemplo de identificación de unidades de control

Paralelamente a la identificación de unidades de control, se debe llenar la información de cada una de las unidades de control en el censo de unidades de control, cuya información que debe contener se presenta en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Información contenida en el censo de unidades de control.

Información contenida en el censo de unidades de control.	
1	Número y nombre del circuito al que pertenece la unidad de control.
2	Número de unidad de control, estrictamente en orden de proceso, y deberá ser el mismo número de unidad de control que le corresponde en SIMECELE
3	DTI o DTI's en el que se encuentra la unidad de control.
4	Servicio. Tipo de fluido que maneja la unidad de control.
5	Descripción del origen y destino de la unidad de control.
6	Clase de material de las líneas de la unidad de control.
7	Condiciones de operación.
8	Condiciones de diseño.
9	Indicar cuando se vaya a la revisión en campo si la unidad de control esta forrada o no.
10	Indicar una vez digitalizadas las unidades de control cuantos diagramas resultaron por cada unidad de control.
11	Indicar alguna posible observación.

3.3. Desarrollo de los diagramas de inspección técnica.

Una vez que se tiene desarrollado por completo el censo de unidades de control, se realiza la digitalización y actualización en campo de cada unidad de control, en caso de no existir levantamientos en campo previos, se pueden tomar como base los diagramas de inspección técnica de construcción pero se debe que tener precaución pues, generalmente, las unidades de control han sufrido alguna modificación desde su construcción.

Para la planta preparadora de carga se cuenta con levantamientos en campo y diagramas previos, los cuales se tomaron en cuenta para su digitalización y su posterior verificación en campo. Como ejemplo se tiene la figura 3.4 en el cual se presenta el diagrama de inspección previo a la implementación de SIMECELE de una unidad de control.

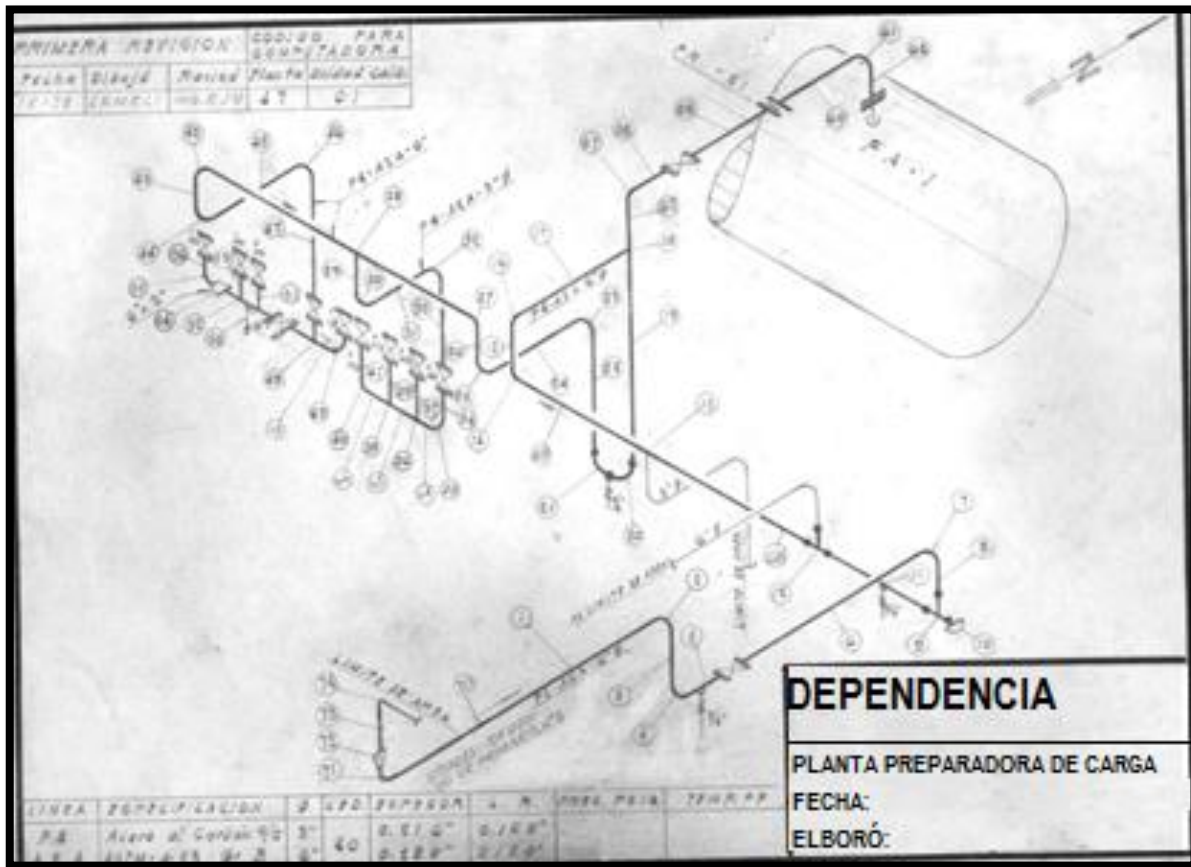


Figura 3.4 Ejemplo de un diagrama de inspección previo a la implementación de SIMECELE

Para la actualización de las unidades de control en campo (también llamado levantamiento en campo) se tendrán dos opciones de realizar esta actividad:

- a) Realizar el levantamiento de forma manual, desde cero en papel isométrico.
- b) Realizar el levantamiento de forma manual pero tomando como base los diagramas anteriores.

Estas opciones se llevarán a cabo dependiendo la necesidad de la unidad de control, es decir, si la unidad de control es totalmente nueva, (su identificación) deberá levantarse desde cero, pero si existe un diagrama previo a la unidad de control se podrá realizar mediante la opción b.

Para ambas situaciones se debe revisar en campo la siguiente información por cada unidad de control:

- ✓ Referencias de ubicación: se debe verificar que el origen y el destino de la unidad de control indicado sea el adecuado, esto con el fin de asegurar que es la línea correcta.
- ✓ Diámetros de líneas.
- ✓ Orientación de líneas respecto a su norte de construcción.
- ✓ Sombreado, en caso de que una línea presente desviación de posición entre el norte, sur, oriente y poniente, se deberá indicar mediante un sombreado. Para mayor detalle consultar anexo B.
- ✓ Tipo de válvulas y accesorios.
- ✓ Diámetros de todas las válvulas.
- ✓ Diámetro y tipo de arreglos de niplería.
- ✓ Número de espárragos por brida.
- ✓ Tag's de líneas.
- ✓ Indicar si la línea cuenta con forro.
- ✓ Indicar si existen soldaduras.

Una vez verificada la unidad de control en campo con el diagrama previo a la implementación de SIMECELE, se procede a digitalizar la unidad de control en el software AutoCAD, siguiendo para ello los criterios especificados en un documento llamado CEASPA-GDDITA-002."Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en AutoCAD".

A continuación se muestra un ejemplo de un diagrama final con la plantilla de SIMECELE (ver figura 3.5).

Cada isométrico debe pasar a través de una serie de revisiones con el objeto de asegurar que hayan sido elaborados de manera adecuada y que cumplen con todos los criterios establecidos, de esta manera se garantiza que no se presentarán retrasos ocasionados por corregir dibujos al momento de capturar la unidad de control a SIMECELE.

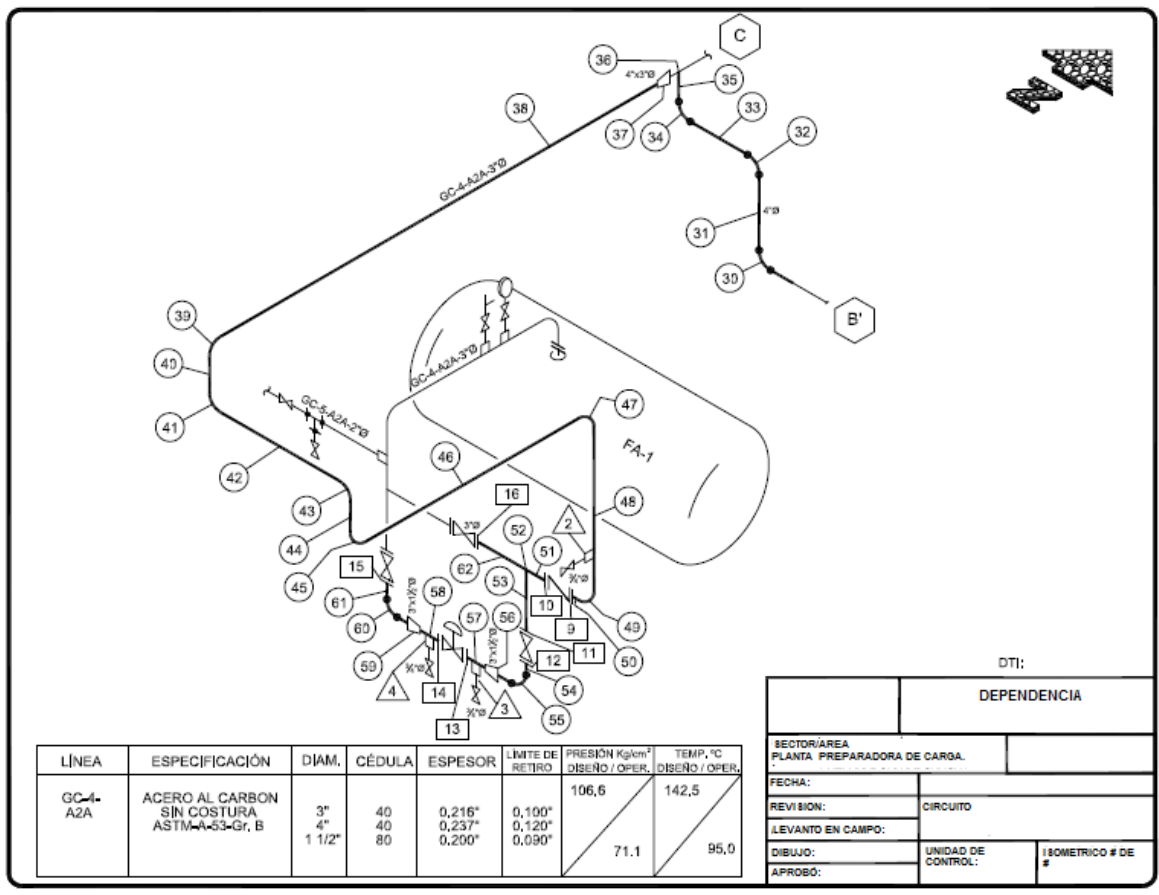


Figura 3.5 Ejemplo de isométrico de UC con plantilla de SIMECELE.

3.4. Relación de niveles.

Como se mencionó anteriormente, para la planta preparadora de carga se tenían diagramas previos a la implementación de SIMECELE, por lo tanto, ya mostraban niveles de tubería, niplería y tornillería, los cuales tenían su expediente de medición de espesores, sin embargo, la mayoría de estos diagramas fueron dibujados hace más de 30 años, una vez que se verificaron en campo, se modificaron y se digitalizaron en AutoCAD, además los expedientes de mediciones tomaban en cuenta las posiciones de los niveles registrados previamente a la implementación del SIMECELE.

Es muy importante mantener actualizada la información de cada sección de la planta, y por lo tanto esas mediciones existentes se tienen que relacionar con los

niveles que se digitalizaron una vez actualizado el diagrama, es decir, si le llamamos “nuevo nivel” al nivel que se digitalizó para la implementación de SIMECELE y “nivel anterior” al nivel que está registrado en el expediente de medición de espesores entonces se tiene que hacer una relación de niveles indicando que nivel anterior corresponde al nuevo nivel. Además esta relación de niveles será útil para la siguiente etapa de la implementación de SIMECELE, en la que se deberá capturar toda la información de las unidades de control, incluyendo por supuesto los expedientes de mediciones.

Para facilitar esta relación de niveles por cada unidad de control que lo requiera es útil llenar el formato que se muestra en la figura 3.12. Al realizar esta actividad será indispensable verificar con suma atención los siguientes puntos:

- ✓ Indicar el número de la unidad de control actual, e indicar a cual correspondía anteriormente, esto con fines de verificar alguna duda que pueda surgir posteriormente.
- ✓ Verificar que los diámetros de cada nivel coincidan (tubería, niplería y tornillería).
- ✓ Si hay un nuevo nivel que no se tomó en cuenta en el diagrama previo a la implementación de SIMECELE, ponerle la anotación “nuevo”.
- ✓ Para los niveles de niplería se deberá indicar que tipo de arreglo es, según la nomenclatura que indica el formato mostrado en la figura 3.6. Por ejemplo si un nivel de niplería corresponde a un Orificio- Niple –Válvula se debe indicar con las letras ONV y además se indica si el arreglo de niplería esta roscado o soldado, y que nivel de tubería tiene como base.


FORMATO DE EMPATES PARA LA CAPTURA															
 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO		NUMERO DE DOCUMENTO Contrato de cliente.										Cliente específico.			
		PLANTA		Planta preparadora de carga.								Centro de trabajo.			
UC EN SIMECELE								ELABORÓ EMPATE:		FECHA					
UC ANTERIOR								CAPTURÓ EN SIMECELE:		HOJA No.		1 DE 1			
OBSERVACIONES:															
DN: Diámetro nominal (in)			R: Roscado		S: Soldado		CIV: Cople Niple Válvula				ONV: Orificio Niple Válvula				
CTAP: Cople Tapón			OTAP: Orificio Tapón		CTER: Cople Termopozo		Esp. #P: Especial #Posiciones				OCV: Orificio Codo De Cola Válvula				
NIV. BASE: Nivel de tubería donde se encuentra la niplería							S/R: niplería soldada o roscada				# ESP: Número de espárragos				
NIVELES DE TUBERÍA						NIVELES DE NIPLERÍA						NIVELES DE TORNILLERÍA			
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	S/R	NIV. BASE	DN	ACTUAL	ANTERIOR	# ESP

Figura 3.6 Formato de relación de niveles. (CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1, 2009)

En cuanto a los niveles de tornillería se deberá indicar el número de espárragos, este dato deberá verificarse en campo, sin embargo muchas veces las líneas están forradas lo cual imposibilita revisar el número de espárragos, en ese caso se debe revisar con el diámetro a qué libraje corresponde, la mayoría de estas datos han sido estandarizados y publicados en la norma ASME / ANSI B16.5, la cual proporciona las dimensiones y tolerancias para bridas en tamaños de tubería de 1/2 " a 24" y en clases de presión de 150 libras/ft² hasta 2500 libras/ft²., con ello y en el mismo documento se podrá verificar a cuantos espárragos corresponde.

3.5. Captura al SIMECELE.

El software SIMECELE es muy favorable para nuevos usuarios, ya que cada uno de sus módulos muestra la función que realiza, solo con pasar el mouse por encima de él, además de que es muy intuitivo porque los nombres de cada uno de sus módulos indican la función a realizar, ver figura 3.7.



Figura 3.7 Pantalla de bienvenida de SIMECELE.

SIMECELE cuenta con 6 módulos en su pantalla de bienvenida, los cuales se describen a continuación en las figuras 3.8 y 3.9.

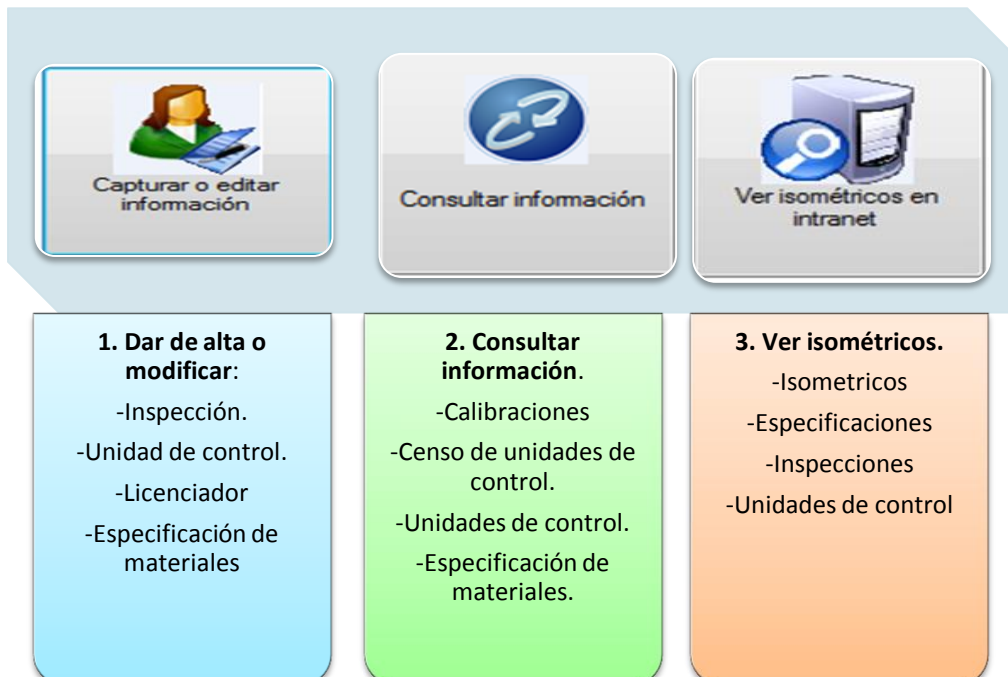


Figura 3.8 Funciones de módulos de SIMECELE.

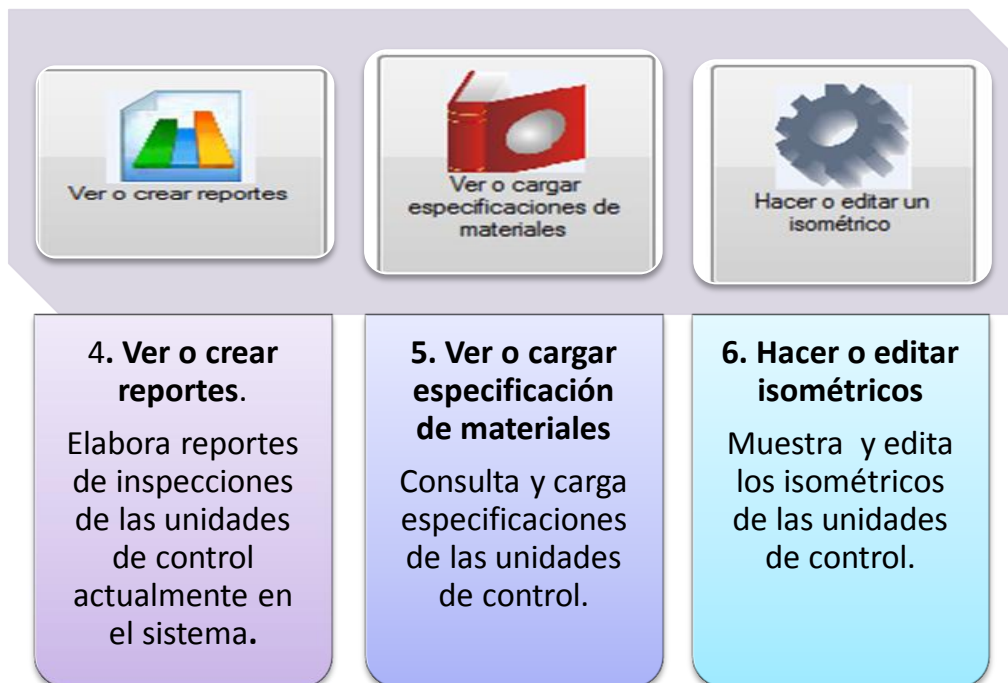


Figura 3.9 Funciones de módulos de SIMECELE.

Para comenzar el proceso de captura a SIMECELE se requiere previamente dar de alta en el módulo uno la siguiente información:

- A. El licenciador: Para lo cual se requiere la información que se podrá localizar en la especificación de materiales de la planta:
- Nombre del licenciador.
 - Dar de alta servicios a las condiciones máximas de operación.
 - Dar de alta la especificación de materiales.
- B. Dar de alta la instalación o la planta (figura 3.10) del centro de trabajo correspondiente, para lo cual se requiere.
- Localización de la planta, código y nombre.
 - Licenciador.
 - Lista de servicios que maneja.

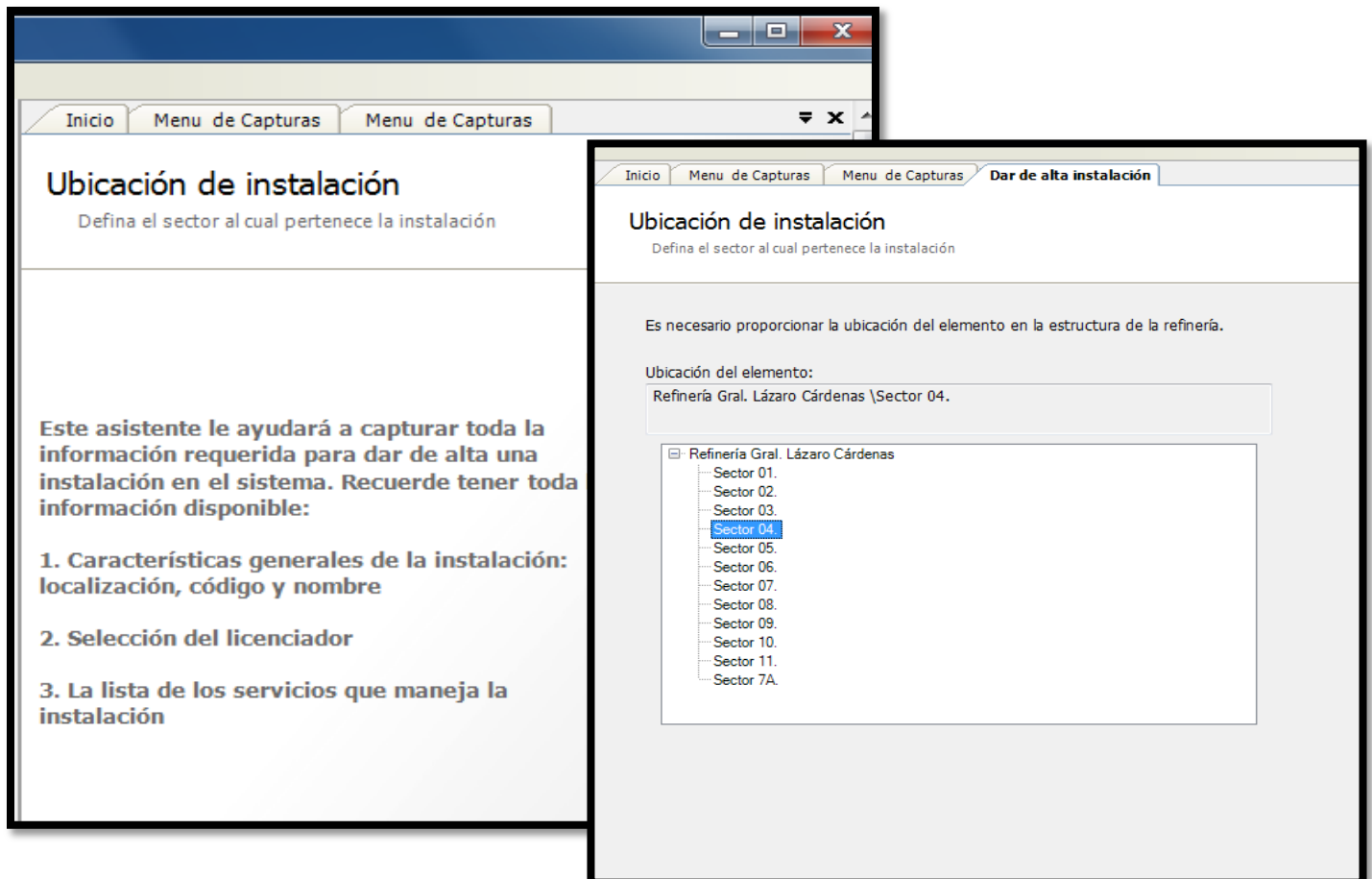


Figura 3.10 Dar de alta instalación.

Una vez dada de alta la información anterior, es decir las características de la planta se puede comenzar el proceso de captura a SIMECELE, que se describe a continuación.

3.5.1. Alta de circuitos en SIMECELE.

Para dar de alta los circuitos que integran el censo de circuitos de la planta, lo cual se puede realizar en el módulo uno, de la pantalla de bienvenida, en dar de alta circuito, como se muestra en la figura 3.11. Este proceso se realizará circuito por circuito.

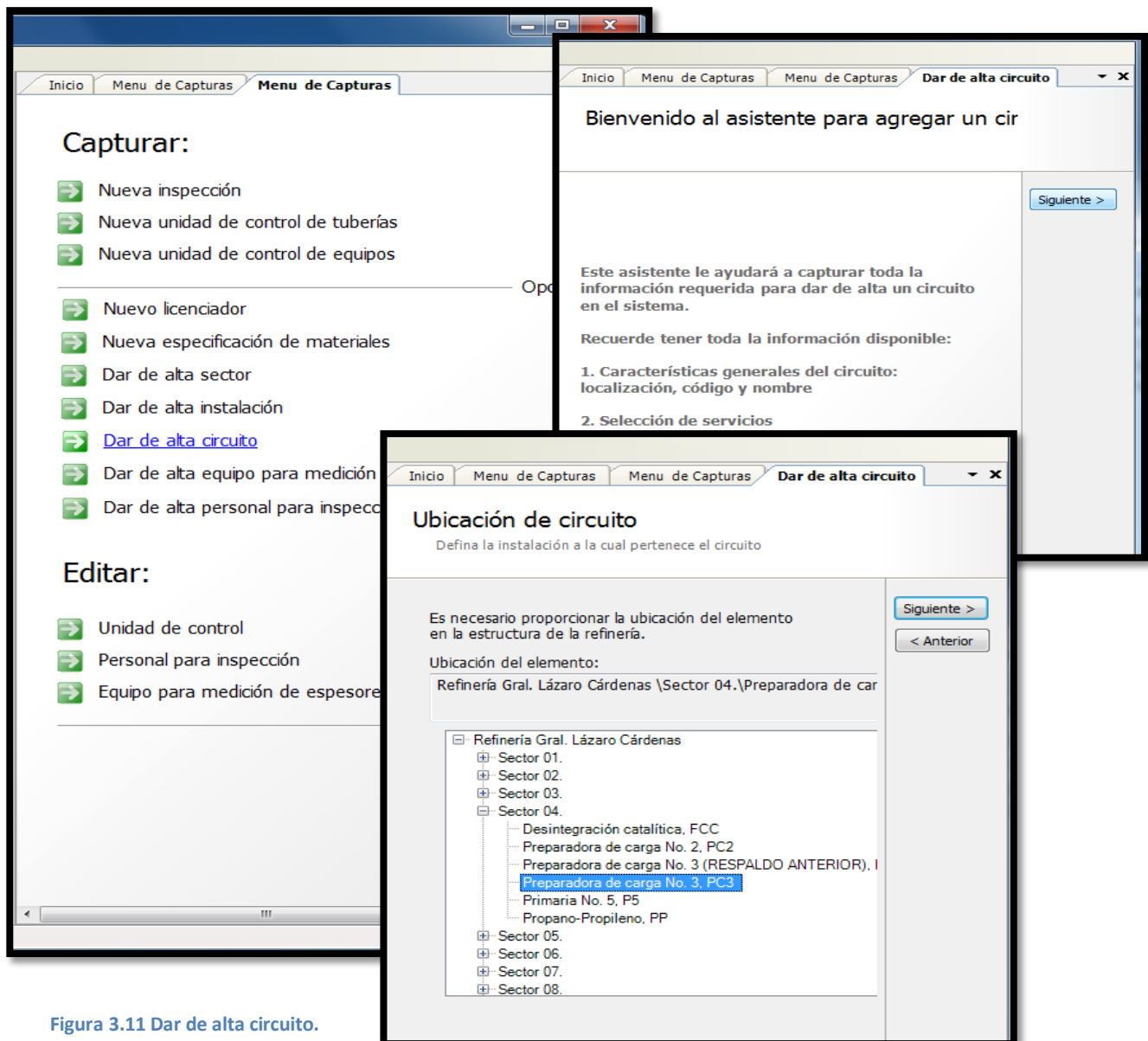
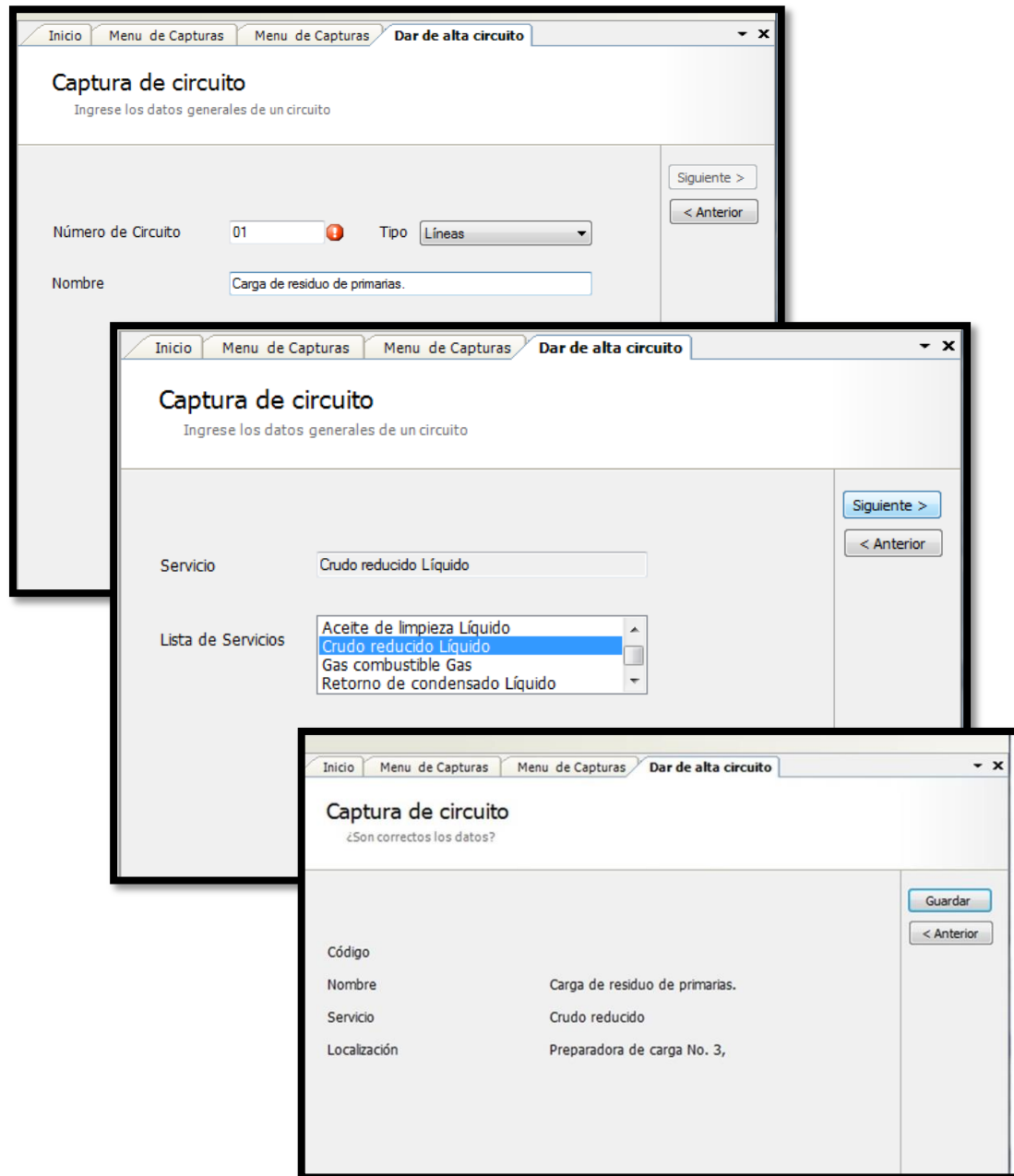


Figura 3.11 Dar de alta circuito.

Al dar de alta un circuito es necesario contar con la información del censo de circuitos realizado previamente, es decir, el número de circuito, el nombre y el servicio, ver figura 3.12.



Captura de circuito
Ingrese los datos generales de un circuito

Número de Circuito: 01 Tipo: Líneas

Nombre: Carga de residuo de primarias.

Siguiente > < Anterior

Captura de circuito
Ingrese los datos generales de un circuito

Servicio: Crudo reducido Líquido

Lista de Servicios:

- Aceite de limpieza Líquido
- Crudo reducido Líquido
- Gas combustible Gas
- Retorno de condensado Líquido

Siguiente > < Anterior

Captura de circuito
¿Son correctos los datos?

Guardar < Anterior

Código	
Nombre	Carga de residuo de primarias.
Servicio	Crudo reducido
Localización	Preparadora de carga No. 3,

Figura 3.12 Captura de un circuito.

El siguiente paso es dar de alta las unidades de control, en el circuito correspondiente, como se describe a continuación.

- i) Ir al módulo uno de la pantalla de bienvenida y seleccionar nueva unidad de control de tuberías y seleccionar la ubicación de la unidad de control a capturar, ver figura 3.13.

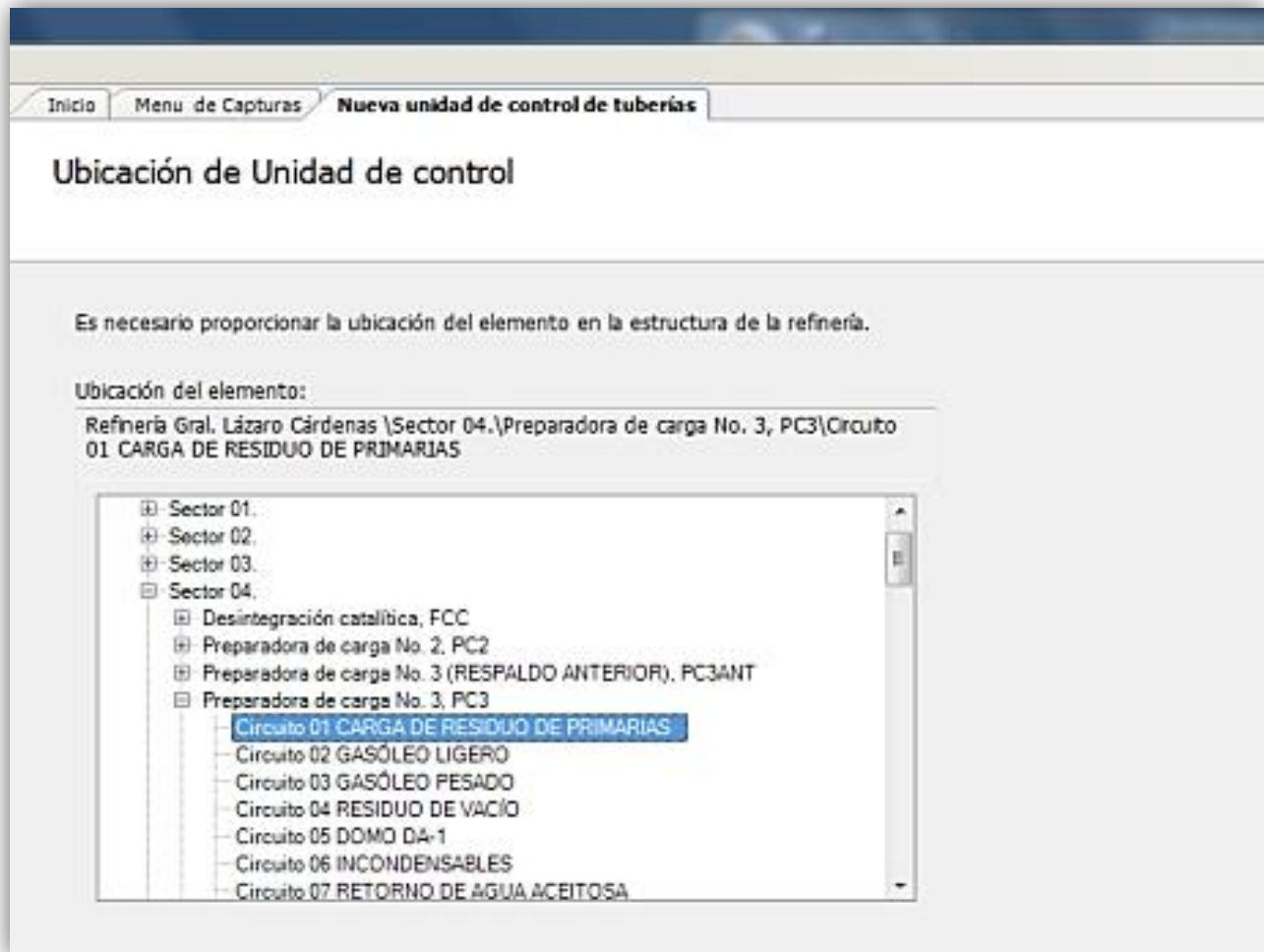
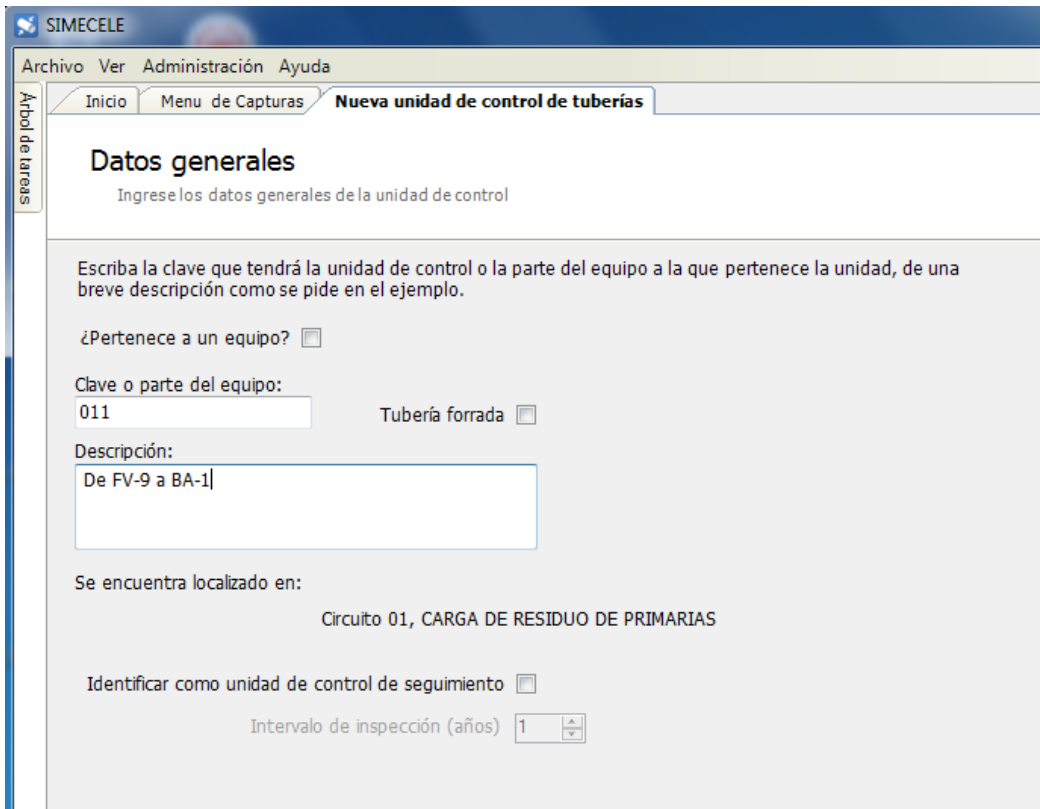


Figura 3.13 Ubicación de la UC

- ii) Continuar con los pasos que indica el asistente para dar de alta unidades de control, el cual ayudará a capturar toda la información requerida para dar de alta una unidad de control, para lo cual se necesita el diagrama, el expediente y la especificación de materiales.
- iii) La primera información a capturar son los datos generales de la unidad de control: el número asignado a la unidad, su descripción e indicar si es tubería forrada, ver figura 3.14.



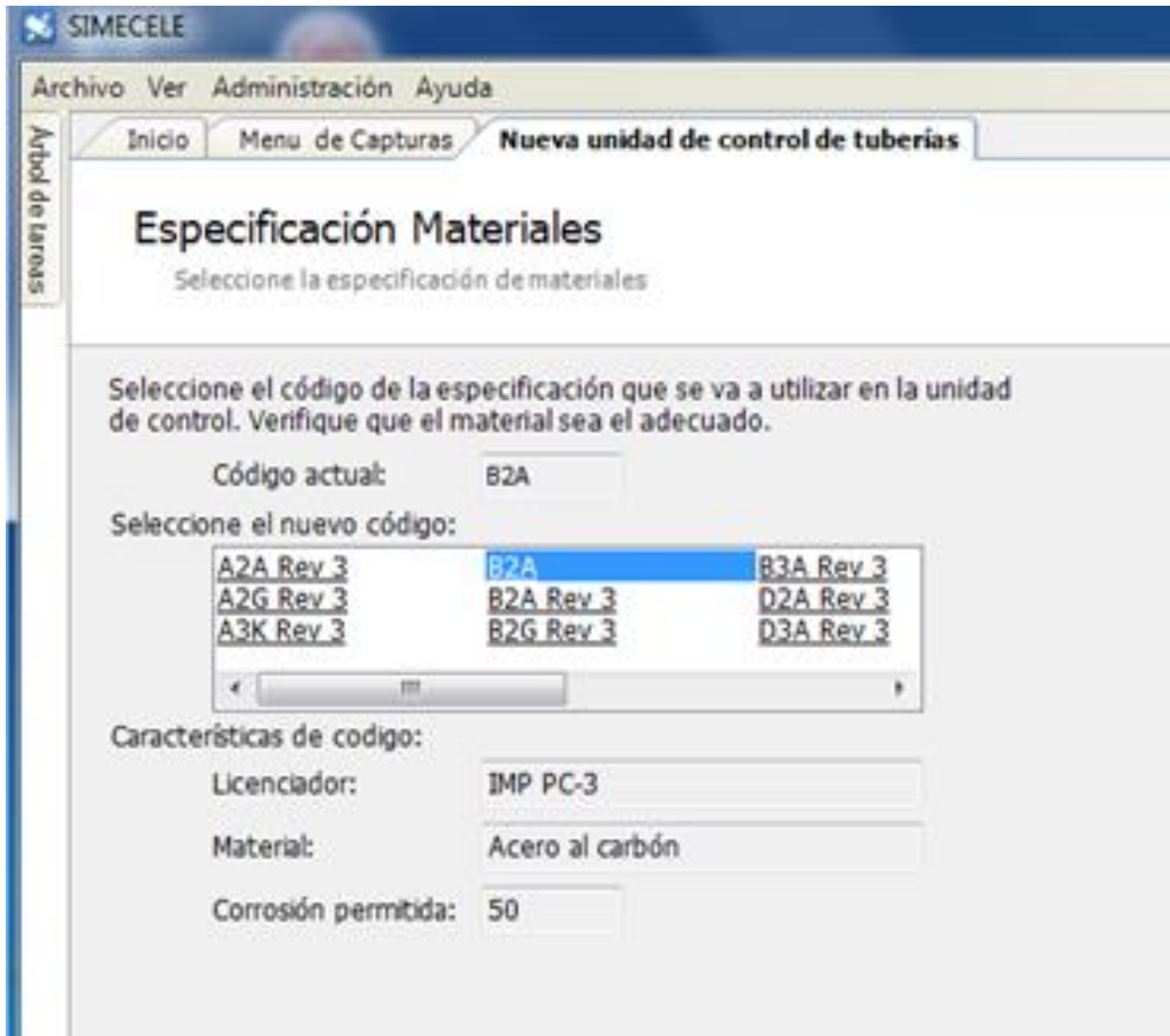
The screenshot shows the SIMECELE software interface. The title bar reads 'SIMECELE'. The menu bar includes 'Archivo', 'Ver', 'Administración', and 'Ayuda'. The breadcrumb trail shows 'Inicio', 'Menu de Capturas', and 'Nueva unidad de control de tuberías'. The main content area is titled 'Datos generales' and contains the following fields and options:

- Instruction: 'Ingrese los datos generales de la unidad de control'
- Text area: 'Escriba la clave que tendrá la unidad de control o la parte del equipo a la que pertenece la unidad, de una breve descripción como se pide en el ejemplo.'
- Checkbox: '¿Pertenece a un equipo?' (unchecked)
- Text input: 'Clave o parte del equipo:' with value '011'
- Checkbox: 'Tubería forrada' (unchecked)
- Text area: 'Descripción:' with value 'De FV-9 a BA-1'
- Text: 'Se encuentra localizado en:' with value 'Circuito 01, CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS'
- Checkbox: 'Identificar como unidad de control de seguimiento' (unchecked)
- Text input: 'Intervalo de inspección (años)' with value '1' and a spinner control.

Figura 3.14 Datos generales de la UC.

- iv) Posteriormente se debe indicar el código de la especificación de material que se capturó previamente. Ver figura 3.15.
- v) Seleccionar el rango de operación y el servicio que maneja, Figura 3.16.
- vi) Después se deberán indicar las condiciones de operación y de diseño de la unidad de control ver figura 3.17.
- vii) El paso siguiente es cargar todos los diámetros existentes de la unidad de control, de tubería y de niplería.
- viii) El siguiente paso es uno de los más importantes durante el proceso de captura, y por ello, hay que tener especial cuidado al momento de realizarlo. Se trata de capturar el tipo de nivel de tubería, esto se realizará teniendo el diagrama y el expediente a la mano, de tal manera que se pueda observar el nivel del diagrama y determinar que posiciones le corresponden, en caso de tener duda, esta se podrá resolver mediante el expediente de mediciones, ya que en él están

registradas las posiciones de cada nivel. Una vez capturado el tipo de nivel, SIMECELE seleccionará automáticamente la cédula, el espesor nominal y el límite de retiro, esto se realizará nivel por nivel, hasta completar los niveles de tubería, ver figura 3.18.



SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas Nueva unidad de control de tuberías

Especificación Materiales
Seleccione la especificación de materiales

Seleccione el código de la especificación que se va a utilizar en la unidad de control. Verifique que el material sea el adecuado.

Código actual: B2A

Seleccione el nuevo código:

A2A Rev 3	B2A	B3A Rev 3
A2G Rev 3	B2A Rev 3	D2A Rev 3
A3K Rev 3	B2G Rev 3	D3A Rev 3

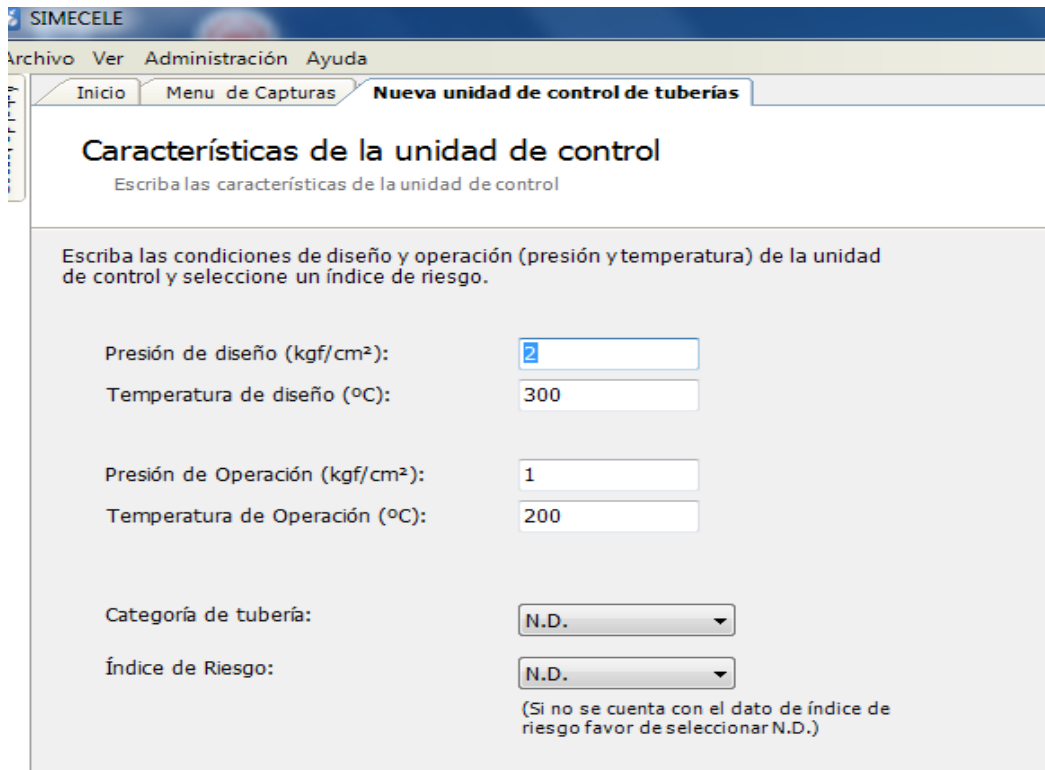
Características de código:

Licenciador: IMP PC-3

Material: Acero al carbón

Corrosión permitida: 50

Figura 3.15 Especificación de materiales de la UC.



SIMECELE
Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas **Nueva unidad de control de tuberías**

Características de la unidad de control

Escriba las características de la unidad de control

Escriba las condiciones de diseño y operación (presión y temperatura) de la unidad de control y seleccione un índice de riesgo.

Presión de diseño (kgf/cm²):

Temperatura de diseño (°C):

Presión de Operación (kgf/cm²):

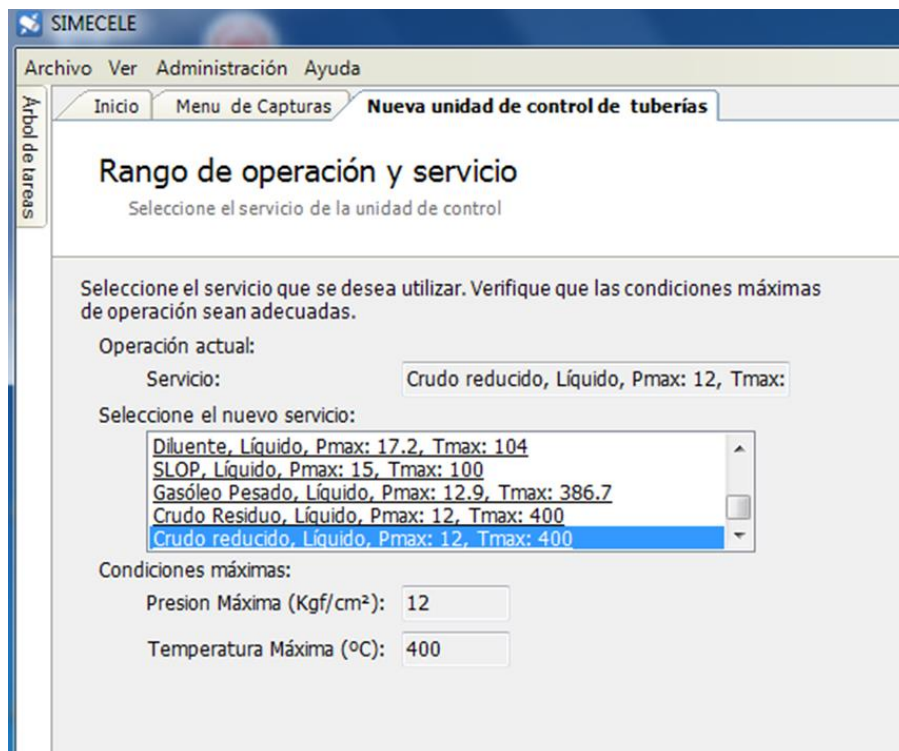
Temperatura de Operación (°C):

Categoría de tubería:

Índice de Riesgo:

(Si no se cuenta con el dato de índice de riesgo favor de seleccionar N.D.)

Figura 3.17 Captura de las condiciones de operación y diseño de la UC.



SIMECELE
Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas **Nueva unidad de control de tuberías**

Rango de operación y servicio

Seleccione el servicio de la unidad de control

Seleccione el servicio que se desea utilizar. Verifique que las condiciones máximas de operación sean adecuadas.

Operación actual:
Servicio:

Seleccione el nuevo servicio:

-
-
-
-
-

Condiciones máximas:
Presión Máxima (Kgf/cm²):

Temperatura Máxima (°C):

Figura 3.16 Selección de rango de operación y servicio.

ix) Se repetirá el paso número viii de este procedimiento pero ahora será con la niplería, para lo cual se tomará de referencia el documento de relación de niveles ya que en él se especificó el tipo de arreglo, si es soldado o roscado y el nivel base de tubería en el que se encuentra el nivel de niplería., ver figura 3.19.

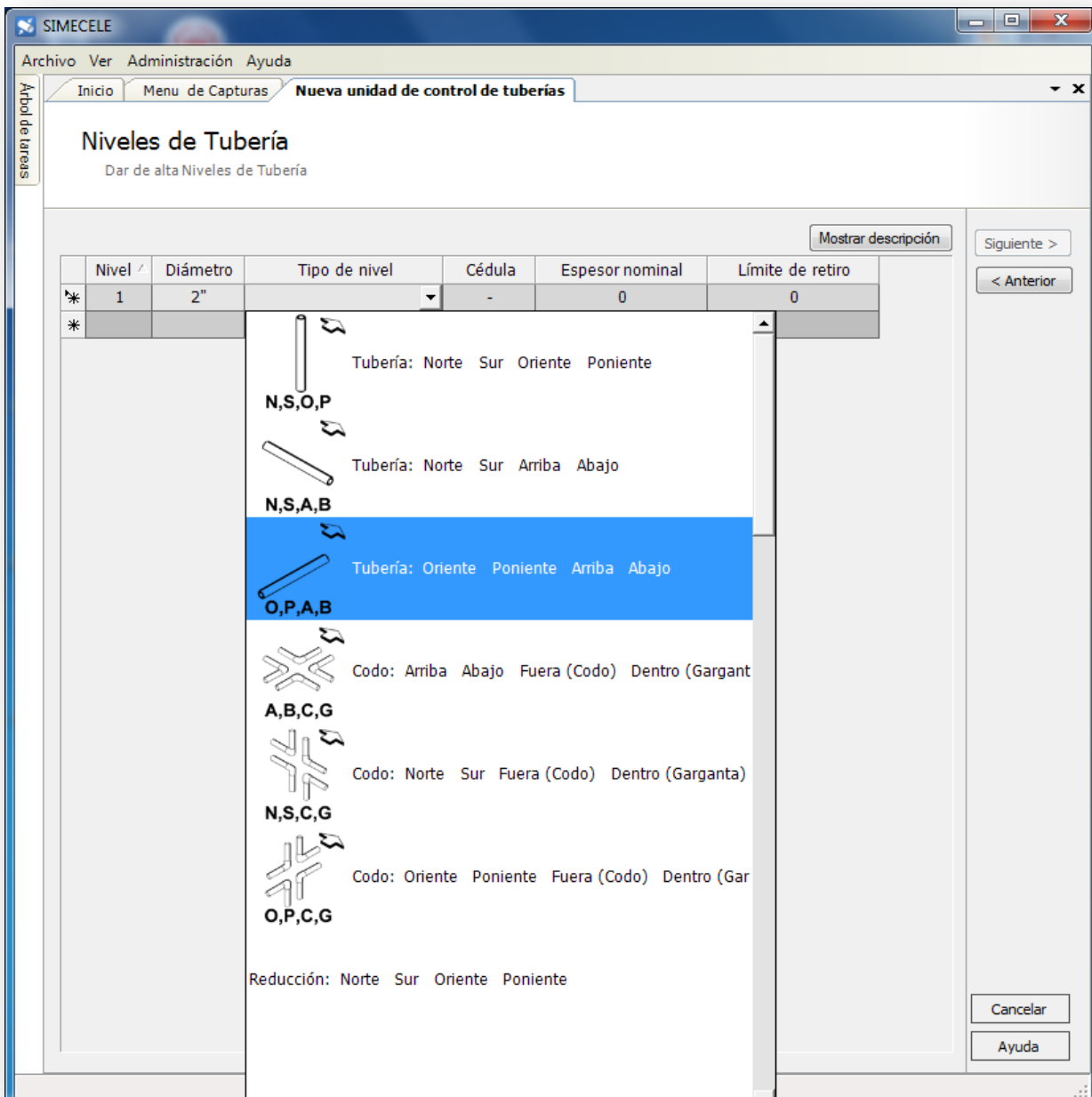


Figura 3.18 Captura de niveles de tubería.

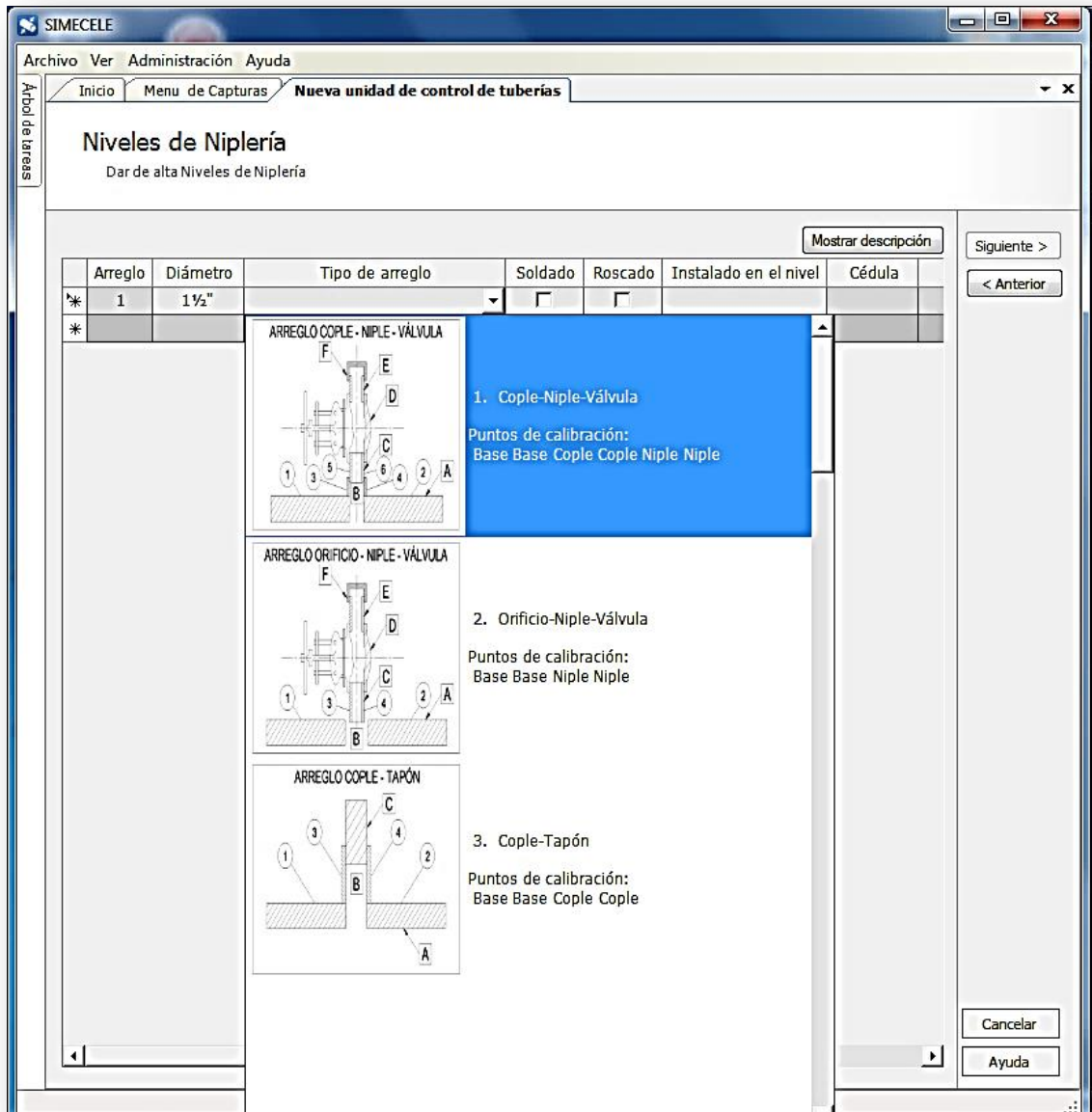
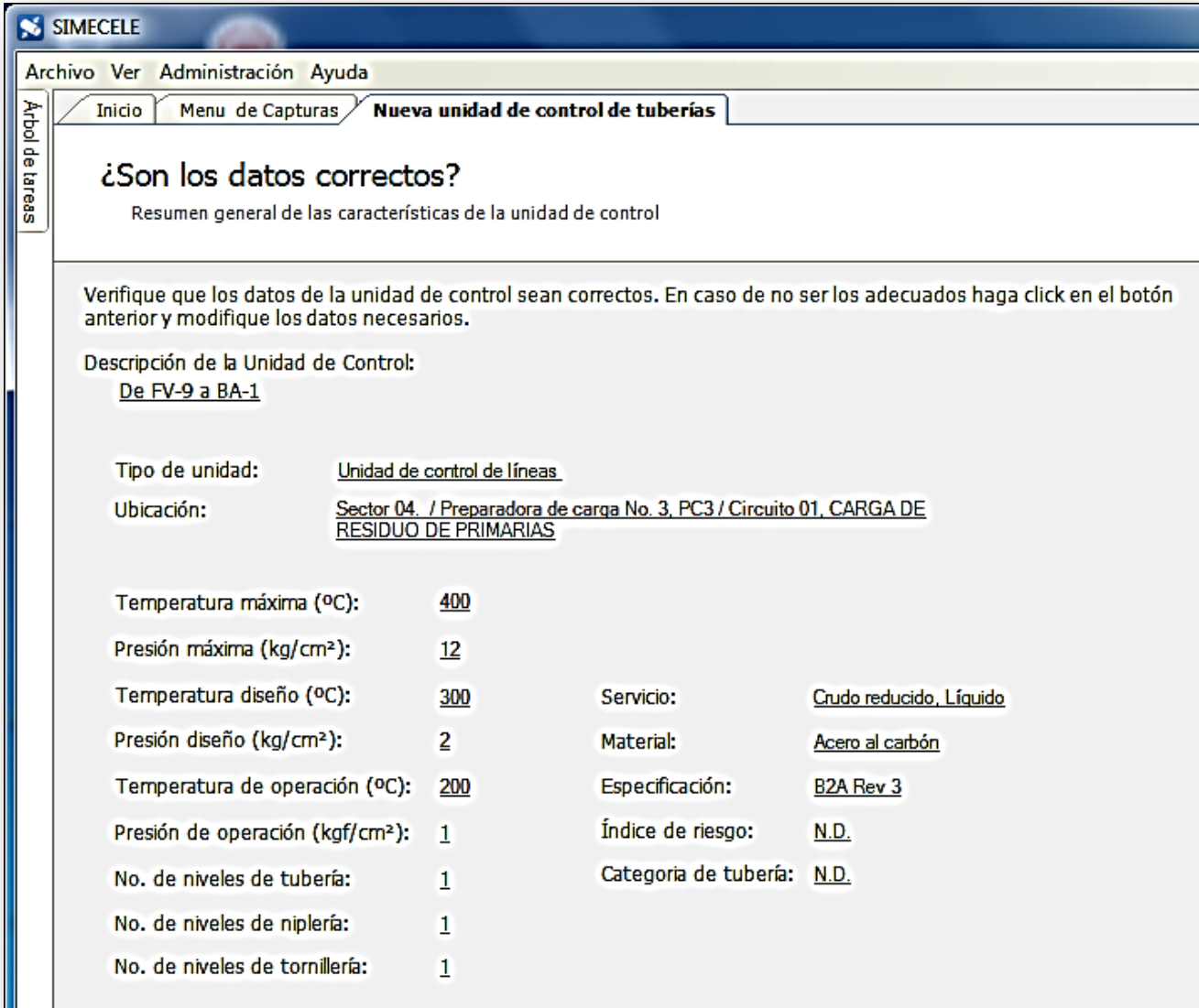


Figura 3.19 Captura de niveles de niplería.

- x) En seguida se capturarán los niveles de tornillería, para lo cual de igual forma se podrá usar el documento de relación de niveles.
- xi) Finalmente se mostrará en la pantalla de SIMECELE un resumen de la unidad de control capturada, se tiene que verificar que todos los datos en esa pantalla sean los correctos para finalmente guardarlo y salir de la ventana, ver figura 3.20.



SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas **Nueva unidad de control de tuberías**

¿Son los datos correctos?
Resumen general de las características de la unidad de control

Verifique que los datos de la unidad de control sean correctos. En caso de no ser los adecuados haga click en el botón anterior y modifique los datos necesarios.

Descripción de la Unidad de Control:
De FV-9 a BA-1

Tipo de unidad: Unidad de control de líneas

Ubicación: Sector 04. / Preparadora de carga No. 3, PC3 / Circuito 01, CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS

Temperatura máxima (°C):	<u>400</u>	Servicio:	<u>Crudo reducido, Líquido</u>
Presión máxima (kg/cm ²):	<u>12</u>	Material:	<u>Acero al carbón</u>
Temperatura diseño (°C):	<u>300</u>	Especificación:	<u>B2A Rev 3</u>
Presión diseño (kg/cm ²):	<u>2</u>	Índice de riesgo:	<u>N.D.</u>
Temperatura de operación (°C):	<u>200</u>	Categoría de tubería:	<u>N.D.</u>
Presión de operación (kgf/cm ²):	<u>1</u>		
No. de niveles de tubería:	<u>1</u>		
No. de niveles de niplería:	<u>1</u>		
No. de niveles de tornillería:	<u>1</u>		

Figura 3.20 Pantalla de verificación de datos capturados

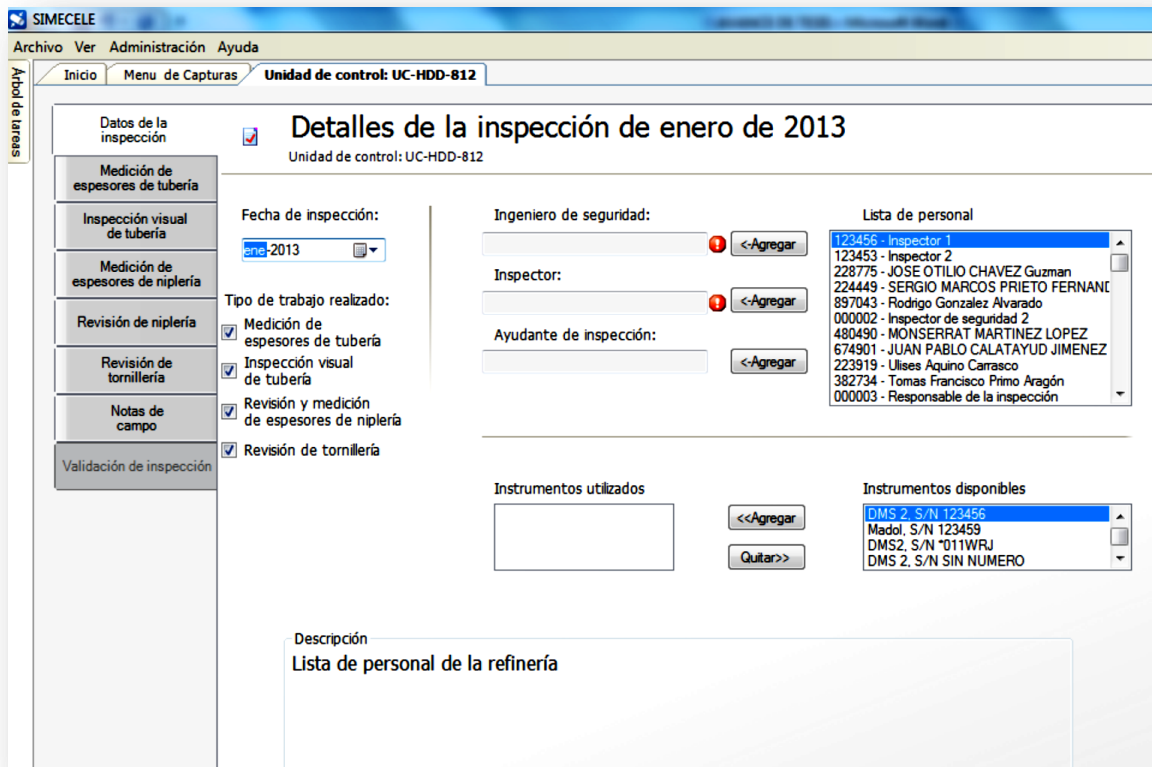
3.5.3. Captura de inspecciones.

Siempre que la estructura de una unidad de control en SIMECELE esté capturada (el paso II de éste procedimiento) se requiere capturar sus inspecciones mediante los expedientes de medición de espesores.

Para realizar la captura de inspecciones se puede seguir el siguiente procedimiento:

1) SIMECELE cuenta con una barra llamada árbol de tareas en el lado izquierdo de la pantalla, mediante él se puede acceder a cualquier planta del centro de trabajo para realizar diversas actividades como lo es la captura de una nueva inspección.

O bien, ésta tarea se puede realizar desde la pantalla de bienvenida, en el módulo uno: Capturar o editar información // Nueva inspección// Seleccionar la ubicación de la unidad de control// Detalles de la inspección, ver figura 3.21.



SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas Unidad de control: UC-HDD-812

Árbol de áreas

Datos de la inspección

Detalles de la inspección de enero de 2013

Unidad de control: UC-HDD-812

Medición de espesores de tubería

Inspección visual de tubería

Medición de espesores de niplería

Revisión de niplería

Revisión de tornillería

Notas de campo

Validación de inspección

Fecha de inspección: ene-2013

Tipo de trabajo realizado:

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

Ingeniero de seguridad: <<Agregar

Inspector: <<Agregar

Ayudante de inspección: <<Agregar

Lista de personal

- 123456 - Inspector 1
- 123453 - Inspector 2
- 228775 - JOSE OTILIO CHAVEZ Guzman
- 224449 - SERGIO MARCOS PRIETO FERNANDEZ
- 897043 - Rodrigo Gonzalez Alvarado
- 000002 - Inspector de seguridad 2
- 480490 - MONSERRAT MARTINEZ LOPEZ
- 674901 - JUAN PABLO CALATAYUD JIMENEZ
- 223919 - Ulises Aquino Carrasco
- 382734 - Tomas Francisco Primo Aragón
- 000003 - Responsable de la inspección

Instrumentos utilizados

Instrumentos disponibles

- DMS 2, S/N 123456
- Madol, S/N 123459
- DMS2, S/N *011WRJ
- DMS 2, S/N SIN NUMERO

Descripción

Lista de personal de la refinería

Figura 3.21 Captura de inspección.

Además de llenar los datos como la fecha de inspección, en esta sección se deberán seleccionar el tipo de trabajo realizado:

- a) Medición de espesores de tubería.
- b) Inspección visual de tubería.
- c) Revisión y medición de espesores de niplería.
- d) Revisión de tornillería.

Implementación de un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en una Planta Preparadora de Carga

Generalmente se deben de llenar todos los campos, pero eso dependerá de la información que se tiene en los expedientes de medición. En la figura 3.22 se muestra un ejemplo de expediente de medición de espesores de tubería.

REGISTRO DE MEDICIÓN DE ESPESORES													
		SUBDIRECCIÓN:											
		CENTRO DE TRABAJO:											
		SECTOR O AREA:											
		PLANTA O INSTALACION:		PREPARADORA DE CARGA									
				CIRCUITO :		DE GASOLEO PESADO							
				UNIDAD DE CONTROL :									
DESCRIPCIÓN				F E C H A									
NIVEL DE MEDICIÓN	DIAM NOM ESP. ORIG.	LIMITE DE NETEJO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 05-833		FECHA: 09-500							
				ESPEJOR FCO. MTZ. LPZ.	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	ESPEJOR THOMPSON	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	ESPEJOR	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	ESPEJOR	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A	ESPEJOR	VELOCIDAD DE DESGASTE M.P.A
31	C 8"Ø 0.322"	0.180"	1	0.361		0.350	11						
			2	0.341		0.323	18						
			7	0.315		0.300	15						
			8	0.366		0.324	42						
32	N 8"Ø 0.322"	0.180"	1	0.364		0.327	37						
			2	0.355		0.313	42						
			3	0.350		0.318	32						
			4	0.346		0.316	30						
33	C 8"Ø 0.322"	0.180"	3	0.324		0.319	5						
			4	0.326		0.304	22						
			7	0.295		0.287	8						
			8	0.351		0.336	15						
34	N 8"Ø 0.322"	0.180"	3	0.352		0.323	29						
			4	0.322		0.299	23						
			5	0.318		0.301	17						
			6	0.335		0.323	12						
35	N 8"Ø 0.322"	0.180"	3	0.291		0.266	25						
			4	0.328		0.312	16						
			5	0.302		0.285	17						
			6	0.307		0.275	32						
36	C 8"Ø 0.322"	0.180"	3	0.358		0.329	29						
			4	0.355		0.343	12						
			7	0.291		0.294	0						
			8	0.358		0.333	25						
37	N 8"Ø 0.322"	0.180"	1	0.345		0.329	16						
			2	0.328		0.314	14						
			3	0.333		0.319	14						
			4	0.343		0.318	25						
38	C 8"Ø 0.322"	0.180"	1	0.372		0.349	23						
			2	0.343		0.337	6						
			7	0.327		0.323	4						
			8	0.361		0.340	21						
39	N 8"Ø 0.322"	0.180"	1	0.332		0.314	18						
			2	0.317		0.298	19						
			5	0.307		0.296	11						
			6	0.337		0.310	27						
40	N 8"Ø 0.322"	0.180"	1			0.327	*						
			2			0.321	*						
			5			0.328	*						
			6			0.322	*						
				712 36									
OBSERVACIONES:				EL NIVEL 40 SE ENCUENTRA FERRADO, SE MIDE ESPESOR EN EXTREMO POSTERIOR. JULIO 2009									

Figura 3.22 Ejemplo de registro de inspección de tuberías. (CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1, 2009)

Es importante recordar que las posiciones de cada nivel de inspección corresponden a las posiciones que se muestran en el capítulo 2, donde:

- 1= Norte
- 2= Sur
- 3= Oriente
- 4= Poniente
- 5= Arriba
- 6= Abajo
- 7= Dentro
- 8= Fuera
- 9= Obstrucción

Este registro de inspecciones deberá ser capturado posición por posición a SIMECELE y en forma manual, como se observa en la figura 3.23.

Medición de espesores de tubería		Inspección de tubería de febrero de 2013				
Inspección visual de tubería		Inspector: cUNAM2-000002				
Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Diámetro: 2" (Nivel 1)	Norte	183			No tiene mediciones previas validas
		Sur	187			20% o más por encima del espesor nominal (po
		Arriba	188			20% o más por encima del espesor nominal (po
		Abajo				Sin medición
2	Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Diámetro: 3" (Nivel 2)	Norte	179			No tiene mediciones previas validas
		Sur	176			No tiene mediciones previas validas
		Arriba	176			No tiene mediciones previas validas
		Abajo	152			No tiene mediciones previas validas
3	Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Diámetro: 4" (Nivel 3)	Norte	207			No tiene mediciones previas validas
		Sur	197			No tiene mediciones previas validas
		Fuera (Codo)	156			No tiene mediciones previas validas
		Dentro (Garganta)	226			No tiene mediciones previas validas
4	Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Diámetro: 3" (Nivel 4)	Norte	193			No tiene mediciones previas validas
		Sur	163			No tiene mediciones previas validas
		Oriente	174			No tiene mediciones previas validas
		Poniente	177			No tiene mediciones previas validas
5	Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Diámetro: 3" (Nivel 5)	Norte	192			No tiene mediciones previas validas
		Sur	206			No tiene mediciones previas validas
		Oriente	199			No tiene mediciones previas validas
		Poniente	196			No tiene mediciones previas validas
6	Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Diámetro: 3" (Nivel 6)	Norte	248			No tiene mediciones previas validas
		Sur	238			No tiene mediciones previas validas
		Obstrucción				Obstrucción
7	Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Diámetro: 3" (Nivel 7)	Poniente	212			No tiene mediciones previas validas
		Norte				Sin medición
		Sur				Sin medición
		Arriba				Sin medición
	Espesor nominal: 237	Abajo				Sin medición
		Norte	189			No tiene mediciones previas validas
		Sur	188			No tiene mediciones previas validas

Figura 3.23 Captura de inspecciones de tubería.

Mientras que para la captura de la inspección visual de tubería también se debe contar con un expediente, en el cual están indicadas las causas específicas de corrosión y desgaste, que son notadas a simple vista, como puede ser:

- Corrosión bajo aislamiento.
- Corrosión localizada.
- Agrietamiento por el medio ambiente.
- Daños por congelamiento.

Estas observaciones son una parte importante de los trabajos de inspección técnica, además esta revisión se realiza conforme a los criterios en la norma GPASI-IT-0209, la cual enlista todas las anomalías que se pueden presentar como fugas, vibración, soporte inadecuado y corrosión, estas anotaciones son total responsabilidad del inspector, sin embargo estos datos también deben ser capturados en el proceso de implementación de SIMECELE. Por otro lado, se deben capturar las inspecciones de niplería. En la figura 3.24 se ilustra un ejemplo de inspección de niplería.

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERIA										
DIBUJO:		DE GASOLEO PESADO				ARREGLO BÁSICO N°:		I (UNO)		
CIRCUITO O EQUIPO:		47 - 81				DIÁMETRO:		3/4"Ø		
REGISTRO DE CALIBRACIONES										
PUNTO DE CALIB.	PIEZA CALIBRADA	1ra. CALIBRACIÓN FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	2da. CALIBRACIÓN FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL	3ra. CALIBRACIÓN FECHA:	DESGASTE MPY	VIDA UTIL
1	BASE	05-833	0.306		09-500	0.265	41			
2	BASE		0.268			0.250	18			
3	COPE		0.436			0.393	43			
4	COPE		0.430			0.423	7			
5	NIPLERÍA		0.279			0.279	0			
6	NIPLERÍA		0.283			0.287	0			
7							109			
8							6			
9										
10										
11										
12										
13										
14										

Figura 3.24 Ejemplo de registro de inspecciones de niplería.

Así como los registros de medición en niveles de tubería, se tendrá que capturar a SIMECELE los registros de medición de niplería.

En cuanto a la revisión de tornillería se debe capturar la inspección visual de ella, mediante los siguientes criterios, que deberán estar indicados en el expediente de inspecciones, ver figura 3.25.

- a) Número de nivel.
- b) Cantidad de espárragos.
- c) Grado de corrosión observado.
- d) Cantidad de espárragos a cambiar.

INSPECCION DE TORNILLERIA				
EQUIPO O CIRCUITO:		VAPORES INCONDENSABLES	PLANTA: P.C.N.3	
DIBUJO O ISOMÉTRICO No.:		47-36		
FECHA:		AGOSTO - 2011	REVISO: E. E. H. B.	
No. Brida, tapa o válvula según dibujo anexo.	Cantidad de Espárragos.	Grado de corrosión observado.	Cantidad de espárragos a cambiar	OBSERVACIONES
1	16	M	0	
2	4	M	0	
3	16	M	0	
TOTAL =	36	MOD	0	

Figura 3.25 Ejemplo de registro de revisión de tornillería.

3.5.4. Edición de datos.

Por otro lado, SIMECELE cuenta también con un módulo para editar los datos capturados como pueden ser los circuitos y las unidades de control. Es muy importante mencionar que el adecuado seguimiento de inspecciones técnicas dependerá de la edición de las unidades de control en un futuro, pues como se ha mencionado antes, las unidades de control deben permanecer actualizadas todo el tiempo, esto significa que una vez implementado el SIMECELE a la planta preparadora de carga se deberán actualizar las unidades de control en caso de sufrir la más mínima modificación. En la figura 3.26 se muestra un ejemplo del módulo de edición de unidad de control, en la parte lateral izquierda, se tienen pestañas con las secciones de todos los datos de la unidad de control que pueden ser modificados en este módulo:

- a) Características generales.
- b) Especificación de líneas y servicios.
- c) Condiciones de diseño y operación.
- d) Niveles de líneas.
- e) Niveles de niplería.
- f) Niveles de tornillería.
- g) Isométricos.
- h) Datos de captura.

SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de Capturas Nueva unidad de control de tuberías Editando: UC-PC3-011 (47-21)

Edición de datos

Edición de la unidad de control: UC-PC3-011 (47-21)

Modificar fecha de renovación Mostrar descripción

Características generales	Nivel /	Diámetro	Tipo de nivel	Cédula	Espesor nominal	Límite de retiro
Especificaciones de líneas y servicios	1	2"	Tubería: Norte Sur	40	154	100
	2	3"	Reducción: Norte Sur	40	216	100
Condiciones de diseño y operación	3	3"	Codo: Norte Sur F	40	216	100
	4	3"	Tubería: Norte Sur	40	216	100
Niveles de líneas	5	3"	Tubería: Norte Sur	40	216	100
	6	3"	Tubería: Norte Sur	40	216	100
Niveles de niplería	7	3"	Te: Norte Sur Ori	40	216	100
	8	4"	Reducción: Norte Sur	40	237	120
Niveles de tornillería	9	4"	Tubería: Norte Sur	40	237	120
	10	4"	Codo: Oriente Ponie	40	237	120
Isométricos	11	4"	Codo: Oriente Ponie	40	237	120
	12	4"	Tubería: Oriente Po	40	237	120
Datos de captura	13	4"	Codo: Oriente Ponie	40	237	120
	14	4"	Tubería: Norte Sur	40	237	120
	15	4"	Codo: Oriente Ponie	40	237	120
	16	4"	Tubería: Oriente Po	40	237	120
	17	4"	Codo: Arriba Abajo	40	237	120
	18	4"	Tubería: Norte Sur	40	237	120
	19	4"	Reducción: Norte Sur	40	237	120
	20	3"	Codo: Norte Sur F	40	216	100
	21	3"	Tubería: Norte Sur	40	216	100
	22	2"	Tubería: Oriente Po	40	154	100
	23	2"	Codo: Oriente Ponie	40	154	100
	24	2"	Tubería: Oriente Po	40	154	100
	25	2"	Codo: Oriente Ponie	40	154	100
	26	3"	Codo: Oriente Ponie	40	216	100
▶ 27	3"	Tubería: Oriente ▼	40	216	100	
*						

Eliminar Unidad de Control Guardar Salir

*La unidad de control no puede ser eliminada porque tiene inspecciones válidas.

Figura 3.26 Módulo de edición de unidad de control.

Capítulo 4. Resultados.



Capítulo 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

4.1. Censo de circuitos.

Como primer resultado al trabajo realizado, se tiene el DFP con los circuitos de líneas de proceso identificados, ver figura F.1 en el anexo F, cuya información sirvió para realizar el censo de circuitos de líneas que se puede observar en la tabla 4.1, dando un total de 25 circuitos, este documento es de vital importancia en el proceso de implementación de SIMECELE pues es una manera de garantizar que los trabajos de inspección se realicen en cada sección del proceso de la planta.

Tabla 4.1 Censo de circuitos de líneas de proceso.

Censo de circuitos de líneas.			
Circuito		Descripción	Servicio
1	Carga de residuo de primarias	De planta primaria 3 y 5 a tanque de balance FA-1	Crudo reducido
2	Crudo reducido	De tanque de balance FA-1 a Calentador BA-1	Crudo reducido
3	Carga a DA-1	De precalentador BA-1 a sección inferior de DA-1	Crudo reducido
4	Gasóleo ligero	Extracción de sección superior de DA-1 a FCC/ almacenamiento y a recirculación en el domo de DA-1.	Gasóleo ligero
5	Extracción de Gasóleo pesado	Extracción de cuerpo de DA-1 a FA-3	Gasóleo pesado
6	Gasóleo pesado	De FA-3 a FCC/almacenamiento y recirculación a cuerpo y domo de DA-1	Gasóleo pesado
7	Línea de balance de gasóleo pesado	Interconexión entre DA-1 y FA-3 para balancear la concentración de GOP	Gasóleo pesado
8	Residuo de vacío	De fondo de DA-1 a EB-1 y recirculación a fondo de DA-1	Combustóleo
9	Diluyente	Del LB. A la corriente de residuo de vacío	Diluyente
10	Combustóleo	De interconexión entre diluyente y residuo de vacío a almacenamiento en LB.	Combustóleo

11	Gases del domo de DA-1	Salida de gases incondensables y vapores del domo DA-1 a sistema de vacío PA-1	Incondensables
12	Vapores ligeros a CS-3	Hidrocarburos ligeros a CS-3	Hidrocarburos ligeros
13	Incondensables de CS-3	Vapores incondensables de CS-3	Incondensables
14	Condensados de CS-3	Condensación de vapores ligeros de CS-3	Hidrocarburos ligeros
15	Vapores ligeros a CS-2	Hidrocarburos ligeros a CS-2	Hidrocarburos ligeros
16	Incondensables de CS-2	Vapores incondensables de CS-2	Incondensables
17	Condensados de CS-2	Condensación de vapores ligeros de CS-2	Hidrocarburos ligeros
18	Vapores ligeros a CS-1	Hidrocarburos ligeros a CS-1	Hidrocarburos ligeros
19	Incondensables de CS-1	Vapores incondensables de CS-1 y de FA-8 a FA-2	Incondensables
20	Condensados de CS-1	Condensación de vapores ligeros de CS-1	Hidrocarburos ligeros
21	Incondensables	Obtención de incondensables del tanque separador FA-2 para enviarse al horno BA-1 para su combustión	Incondensables
22	Retorno de líquido aceitoso	De tanque separador (FA-2) a Tanque de Sello (FA-8)	Hidrocarburos ligeros
23	Condensado aceitoso	Obtención de condensado aceitoso de tanque de sello (F-8) para enviarse al límite de batería (L.B.) a tratamiento mediante la bomba GA-6/R	Condensado aceitoso
24	Mezcla de gasóleos	Cabezal de mezcla de gasóleos.	Mezcla de gasóleos
25	Balance presión a la carga en FA-1	Línea que admite o ventea gas combustible para balancear la presión en FA-1	Gas combustible

4.2. Censo de unidades de control.

En cada uno de los circuitos de líneas, anteriormente descritas, se realizó una división de unidades de control según la normatividad, la identificación de las unidades de control en cada DTI son mostrados en las figuras F.2, F.3, F.4 ,F.5

F.6 respectivamente, las cuales se encuentran en el **anexo F** y en la tabla 4.2 se muestra la información resumida del censo de unidades de control.

Se identificaron un total de 66 unidades de control, las cuales únicamente pertenecen a líneas de proceso, se realizó el levantamiento en campo de cada una de estas unidades de control para su posterior digitalización en AutoCAD, los niveles originales tuvieron que ser modificados debido a que no seguían la normatividad de PEMEX, no obstante se realizó su relación de niveles y cada uno de los registros de medición de espesores quedaron capturados en su nivel actual dentro de SIMECELE, por lo tanto, todas estas unidades de control cuentan con su expediente de medición de espesores.

4.3. Resumen general de la planta.

Así mismo se realizó un resumen general de la planta mediante los datos capturados a SIMECELE, de tal manera que permita ubicar las secciones de los circuitos que tienen una velocidad de corrosión más o menos homogénea, en la figura 4.1 se muestra la pantalla en SIMECELE, que permite acceder a este resumen.

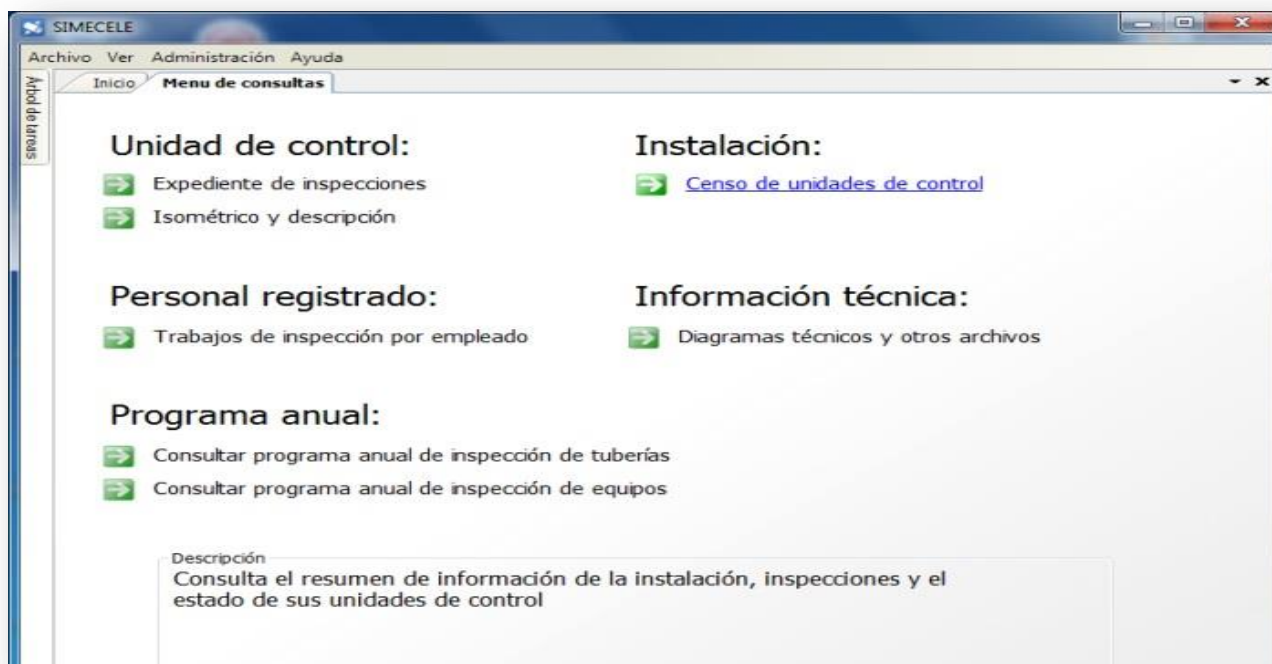


Figura 4.1 Pantalla en SIMECELE para acceder al censo de UC

Tabla 4.2 Resumen de información del Censo de unidades de control.

CIRCUITO	UC	DTI	DESCRIPCIÓN	CLASE	P _{DIS} [psig]	P _{OP} [psig]	T _{DIS} [°F]	T _{OP} [°F]
01.CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS	001	PC3-003	Residuo de Primaria 3 a Cabezal de Entrada de FA-1	A2A	7.4	3.16	191	180
01.CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS	002	PC3-003	Residuo de Primaria 5 a Cabezal de Entrada de FA-1	A2A	7.4	3.16	191	180
01.CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS	003	PC3-001/003	Carga al FA-1	A2A	7.4	3.16	191	180
02.CRUDO REDUCIDO	004	PC3-003	De FA-1 a GA-1/R	A2A	7	2.47	205	180
02.CRUDO REDUCIDO	005	PC3-003	De GA-1/R a EA-1	A2A	16	13.01	249	180
02.CRUDO REDUCIDO	006	PC3-003	De EA-1 a EA-2A	B2A	17.2	13	318	184
02.CRUDO REDUCIDO	007	PC3-003	De EA-2A a EA-2B	B2A	12	8	308.8	200
02.CRUDO REDUCIDO	008	PC3-003	De EA-2B a EA-4A/D	B2A	17.2	10	318	242.8
02.CRUDO REDUCIDO	009	PC3-002/003	De EA-4B/C a FV-8/9/10/11	B2A	17.2	10.2	318	250
02.CRUDO REDUCIDO	010	PC3-002	De FV-8 a BA-1	B2A	12	7	318	250
02.CRUDO REDUCIDO	011	PC3-002	De FV-9 a BA-1	B2A	12	7	318	250
02.CRUDO REDUCIDO	012	PC3-002	De FV-10 a BA-1	B2A	12	7	318	250
02.CRUDO REDUCIDO	013	PC3-002	De FV-11 a BA-1	B2A	12	7	318	250
03.CARGA A DA-1	014	PC3-002	De BA-1 a DA-1	A3K	4.6	0.18	413	385
04. GASÓLEO LIGERO	015	PC3-005	De DA-1 a GA-2R	A2A	4.6	2	461	384
04. GASÓLEO LIGERO	016	PC3-003/005	De GA-2/R a EA-1A y a LV-1	A2A	10.7	8.9	229	214
04. GASÓLEO LIGERO	017	PC3-003/004	De EA-1 a EA-5A/B	A2A	15	10	279	180
04. GASÓLEO LIGERO	018	PC3-004/005	De EA-5A/B a DA-1	A2A	8	4.2	200	49
04. GASÓLEO LIGERO	019	PC3-004/005	De LV-1 a EA-6	A2A	20	9.1	315.6	214
04. GASÓLEO LIGERO	020	PC3-001/004	De EA-6 a Cabezal de Distribución de Mezcla de Gasóleos	A2A	11.9	5	229	90
04. GASÓLEO LIGERO	021	PC3-001/004	De EA-6 a Cabezal de Distribución de Mezcla de Gasóleos y a Tanques de Almacenamiento de GOP	A2A	11.9	9	229	51
05. EXTRACCIÓN DE GOP	022	PC3-004/005	De DA-1 a FA-3	A2A	4.5	0.04	302	287.8
06. GASÓLEO PESADO	023	PC3-004	De FA-3 a GA-3/R	A2A	3.3	0.04	343	287.8
06. GASÓLEO PESADO	024	PC3-004/005	De GA-3/R-2/R a DA-1	A2A	11.6	8.4	302	287.8
06. GASÓLEO PESADO	025	PC3-003/004	De GA-3/R a LV-6, EA-2B	B2A	12.9	8.6	386.7	251.7
06. GASÓLEO PESADO	026	PC3-003/004	De LV-6 a EA-8	B2A	11.6	6.7	302	287.8
06. GASÓLEO PESADO	027	PC3-001/004	De EA-8 a Límite de Batería	B2A	11.9	5	249	90
06. GASÓLEO PESADO	028	PC3-001/004	De EA-8 a Tanques de GOP	A2A	11.9	5	249	90
06. GASÓLEO PESADO	029	PC3-003	De EA-2B a EA-2A	B2A	11.6	7.8	302	235.6
06. GASÓLEO PESADO	030	PC3-003/004	De EA-2A a EA-7A/B	A2A	11.9	8.4	249	235.6
06. GASÓLEO PESADO	031	PC3-004/005	De EA-7A a DA-1	A2A	7	4.2	262	212.8

Continuación de Tabla 4.2 Resumen de información del Censo de unidades de control.

CIRCUITO	UC	DTI	DESCRIPCIÓN	CLASE	P _{DIS}	P _{OP}	T _{DIS}	T _{OP}
06. GASÓLEO PESADO	032	PC3-004/005	De FV-3 a DA-1	B2G	12.9	8.6	386.7	251.7
07. LÍNEA DE BALANCE DE GASÓLEO PESADO	033	PC3-004/005	De FA-3 a DA-1 y de DA-1 a FA-3	A2A	4.5	0.04	302	227.8
08. RESIDUO DE VACÍO	034	PC3-005	De DA-1 a GA-4/R	A2G	4.5	0.04	384	370
08. RESIDUO DE VACÍO	035	PC3-003/005	De GA-4/R a EA-4B/C	B2G	29.9	23.8	384	370
08. RESIDUO DE VACÍO	036	PC3-005	De GA-4/R a DA-1	A2A	29.9	23.8	384	370
08. RESIDUO DE VACÍO	037	PC3-003	De EA-4A y EA-4D a DA-1 y LV-7	B2A	16	14	343	288
08. RESIDUO DE VACÍO	038	PC3-001/003	De LV-7 a EB-1	B2A	18	18	380	193.3
09. DILUENTE	039	PC3-SA-008	De Límite de Batería a Cabezal de succión de GA-16/R (Kerosina)	A2A	17.2	1.5	104	60
09. DILUENTE	040	PC3-001/SA-008	De GA-16/R a FV-5	B2A	10	4.5	100.7	60
09. DILUENTE	041	PC3-001	De corriente con diluyente a EB-1	B2A	7.5	5	384.8	250
10. COMBUSTOLEO	042	PC3-001	De EB-1 a Cabezal de Distribución de Combustóleo	B2A	17.2	13	318	90
11. DOMO DE DA-1	043	PC3-005	De DA-1 a EE-1A	A2A	4.5	-0.75	143	100
11. DOMO DE DA-1	044	PC3-005	De DA-1 a EE-1B	A2A	4.5	-0.75	143	100
12. VAPORES LIGEROS A CS-3	045	PC3-005	De EE-1B a EC-1B	A2A	4.5	-0.75	143	100
12. VAPORES LIGEROS A CS-3	046	PC3-005	De EE-1A a EC-1A	A2A	4.5	-0.75	143	100
13. INCONDENSABLES DE CS-3	047	PC3-005	De EC-1A a EE-2A	A2A	4.5	-0.75	143	40
13. INCONDENSABLES DE CS-3	048	PC3-005	De EC-1B a EE-2B	A2A	4.5	-0.75	200	100
14. CONDENSADOS DE CS-3	049	PC3-005	De EC-1A a FA-8	A2A	4.5	-0.75	143	100
14. CONDENSADOS DE CS-3	050	PC3-005	De EC-1B a FA-8	A2A	4.5	-0.75	143	100
15. VAPORES LIGEROS A CS-2	051	PC3-005	De EE-2A a EC-2A	A2A	4.5	-0.75	143	40
15. VAPORES LIGEROS A CS-2	052	PC3-005	De EE-2B a EC-2B	A2A	4.5	-0.75	200	100
16. INCONDENSABLES DE CS-2	053	PC3-005	De EC-2A a EE-3A	A2A	4.5	-0.75	143	40
17. CONDENSADOS DE CS-2	054	PC3-005	De EC-2A a FA-8	A2A	4.5	-0.75	143	40
17. CONDENSADOS DE CS-2	055	PC3-005	De EC-2B a FA-8	A2A	4.5	-0.75	143	40
18. VAPORES LIGEROS A CS-1	056	PC3-005	De EE-3A a EC-3A	A2A	4.5	-0.75	143	40
19. INCONDENSABLES DE CS-1	057	PC3-005	De EC-3A a FA-8	A2A	4.5	-0.9	143	34
20. CONDENSADOS DE CS-1	058	PC3-005	De EC-3A a FA-8	A2A	7	-0.9	143	34
20. CONDENSADOS DE CS-1	059	PC3-005	De EC-3B a FA-8	A2A	4.5	-0.9	143	60
21. INCONDENSABLES	060	PC3-002/005/SA-003	De FA-2 a BA-1	A2A	0.08	0.07	85	71
22. RETORNO DE LIQUIDO ACEITOSO	061	PC3-005	De FA-2 a FA-8	A2A	0.12	0.1	200	60
23. CONDENSADO ACEITOSO	062	PC3-005	De FA-8 a GA-6/R	A2A	25	0.1	70	50
23. CONDENSADO ACEITOSO	063	PC3-005	De GA-6 a Límite de Batería	B2A	15	6	100	70
24.. MEZCLA DE GASOLEOS	064	PC3-001	Cabezal de Mezcla de Gasóleos	B2A	11.6	5	302	340
25. BALANCE DE PRESIÓN	065	PC3-003	De FA-1 a PCV-16 A/B	A2A	7.5	6	100	40
25. BALANCE DE PRESIÓN	066	PC3-003	De FA-1 a PSV-56	A2A	7.5	6	100	40

En la figura 4.2 se muestra una parte de la pantalla del SIMECELE del resumen general de la planta.

No obstante para fines prácticos en la tabla 4.3 se muestran los detalles del resumen de SIMECELE únicamente de las siguientes unidades de control: UC-PC3-004, UC-PC3-005, UC-PC3-009, UC-PC3-010, UC-PC3-011, UC-PC3-012, UC-PC3-044, UC-PC3-045, UC-PC3-057, UC-PC3-056.

En el resumen de la tabla 4.3 podemos encontrar información muy valiosa, y los resultados calculados por el SIMECELE, por ejemplo:

- A. Fecha de última inspección.
- B. Fecha de próxima inspección
- C. Si tiene niveles críticos ó no.
- D. Si tiene espesores en límite de retiro.
- E. Si requiere emplazamiento.
- F. Velocidad de desgaste.
- G. Vida útil estimada.
- H. Fecha de retiro probable.

SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Menu de consultas Refinería Gral. Lázaro Cárdenas Preparadora de carga No. 3, PC3

Resumen de información de la Preparadora de carga No. 3, PC3

Resumen de información de las unidades de control.

Modo de vista Edición Consultar Exportar Actualizar análisis

De líneas ▼ Críticas y no críticas ▼

Unidades de control

Estado	Unidad de Control	Circuito	Tipo	Descripción	Fecha de última Inspección	Fecha de próxima Inspección	Fecha de reprogramación	Con niveles críticos	¿Está forrada?	Fuera de operación	Con espec (es) en LR
126 unidades de control											
🔴	UC-PC3-001 (47-03)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	Residuo de Primaria 3 a Cabezal de entrada de FA...	jun-2001	jun-2002		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-002 (47-04)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	Residuo de Primaria 5 a Cabezal de Entrada de F...	oct-2009	oct-2014		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-003 (NUEV...	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	Carga al FA-1		nov-2013		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-004 (47-07)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De FA-1 a GA-1/R	jul-2009	nov-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-005 (47-08)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De GA-1/R a EA-1	jul-2009	jul-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-006 (47-10)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De EA-1 a EA-2A	ago-2009	ago-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-007 (47-12)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De EA-2A a EA-2B	ago-2009	mar-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-008 (47-14)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De EA-2B a EA-4D	jul-2009	jul-2010		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-009 (47-19/...	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De EA-4B/C a FV-8/9/10/11	jul-2009	jul-2014		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-010 (47-20)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De FV-8 a BA-1	jul-2009	jul-2014		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-011 (47-21)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De FV-9 a BA-1	jul-2009	jul-2014		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-012 (47-22)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De FV-10 a BA-1	ago-2011	jul-2016		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-013 (47-23)	CARGA DE RESIDUO DE...	Líneas	De Cabezal a BA-1	jun-2009	sep-2012		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-014 (47-57)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De DA-1 a GA-2R	jun-2009	sep-2011		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-015 (47-58)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De GA-2/R a LV-1 y EA-1A	ago-2011	ene-2014		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-016 (47-60)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De EA-1 a EA-5A/B	ago-2011	ene-2014		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-017 (47-63)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De EA-5A/B a DA-1	jul-2009	jul-2014		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-018 (47-64)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De GA-2/R a EA-6	ago-2011	ago-2016		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-019 (47-65)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De EA-6 a Cabezal de Distribución de Mezcla de G...	ago-2009	ago-2014		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-020 (47-67)	GASÓLEO LIGERO	Líneas	De EA-6 a Cabezal de Distribución de Mezcla de G...	ene-2008	ene-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-021 (47-69)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De DA-1 a FA-3	ago-2011	jul-2016		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-022 (47-72)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De FA-3 a GA-3/R	ago-2011	ago-2012		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-023 (47-73)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De GA-3/R a DA-1	jul-2009	jul-2014		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-024 (47-74/...	GASÓLEO PESADO	Líneas	De GA-3/R a EA-2B	ago-2011	sep-2011		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-025 (47-76)	GASÓLEO PESADO	Líneas	DE EA-2B a EA-2A	ago-2011	jul-2014		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-026 (47-78)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De EA-2A a EA-7A/B	jul-2009	oct-2010		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🔴	UC-PC3-027 (47-81)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De EA-7A a DA-1	jul-2009	mar-2013		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
🟢	UC-PC3-028 (47-82)	GASÓLEO PESADO	Líneas	De LV6 a EA-8	jul-2009	jul-2014		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 4.2 Resumen de información de la planta preparadora de carga.

Tabla 4.3 Resumen de algunas unidades de control en SIMECELE. Donde V= verdadero, F=falso.

Unidad de Control	Circuito	Fecha de última Inspección	Fecha de próxima Inspección	Con niveles críticos	Fuera de operación	Con espesor(es) en LR	Requiere emplazamiento	Niveles Totales	Puntos de Medición Totales	Número de inspecciones	Número de niveles con velocidad de corrosión normal	Velocidad de desgaste máxima [mpa]
UC-PC3-004	2	20/07/2009	14/11/2013	V	F	F	F	29	116	2	29	7.1
UC-PC3-005	2	06/07/2009	11/07/2013	V	F	F	F	51	204	3	51	6.65
UC-PC3-009	2	20/07/2009	20/07/2014	V	F	F	F	104	416	2	104	1.65
UC-PC3-010	2	01/07/2009	02/07/2014	F	F	F	F	27	108	2	27	2
UC-PC3-011	2	15/07/2009	15/07/2014	V	F	F	F	27	108	2	27	2.39
UC-PC3-012	2	01/08/2011	31/07/2016	F	F	F	F	25	100	2	25	2.45
UC-PC3-044	11	01/08/2011	08/04/2014	V	F	F	F	16	64	2	16	3.1
UC-PC3-045	11	10/11/2012	10/11/2013	V	F	V	V	15	60	2	15	1.44
UC-PC3-057	19	17/05/2013	17/05/2014	V	F	V	V	90	360	3	90	4.52
UC-PC3-056	20	10/11/2012	13/08/2015	V	F	F	F	31	124	3	31	6.17
Unidad de Control	Vida Útil Estimada (años)	Espesor mínimo encontrado	Nivel con espesor mínimo	Fecha de Retiro Probable (FRP)	Fecha de próxima inspección para puntos críticos	Número de niveles con velocidad de corrosión crítica	Velocidad de desgaste (críticos)					
UC-PC3-004	12.96	192 mils	Nivel 3 - 1 (Norte)	06/07/2022	31/07/2011	4	20.22					
UC-PC3-005	12.04	180 mils	Nivel 49 - 5 (Arriba)	20/07/2021	05/02/2011	9	23.14					
UC-PC3-009	30.39	150 mils	Nivel 52 - 3 (Oriente)	09/12/2039	01/11/2012	1	19.38					
UC-PC3-010	19.98	140 mils	Nivel 24 - 6 (Abajo)	25/06/2029		-	-					
UC-PC3-011	17.15	161 mils	Nivel 12 - 4 (Poniente)	06/09/2026	24/09/2010	1	17.88					
UC-PC3-012	15.93	159 mils	Nivel 9 - 7 (Fuera (Codo))	08/07/2027		-	-					
UC-PC3-044	8.06	215 mils	Nivel 12 - 6 (Abajo)	22/08/2019	01/06/2013	2	18.72					
UC-PC3-043	0.0 (Emplazar)	170 mils	Nivel 8 - 5 (Arriba)	10/12/2012	10/11/2013	3	1.04					
UC-PC3-060	0.0 (Emplazar)	75 mils	Nivel 68 - 6 (Abajo)	17/06/2013	17/05/2014	8	19.78					
UC-PC3-056	8.27	171 mils	Nivel 21 - 7 (Fuera (Codo))	15/02/2021	26/01/2014	5	14.06					

Cabe mencionar que se encontraron unidades de control que no estaban tomadas en cuenta anteriormente, como la UC-003, UC-064, y por lo tanto no tenían expediente de mediciones.

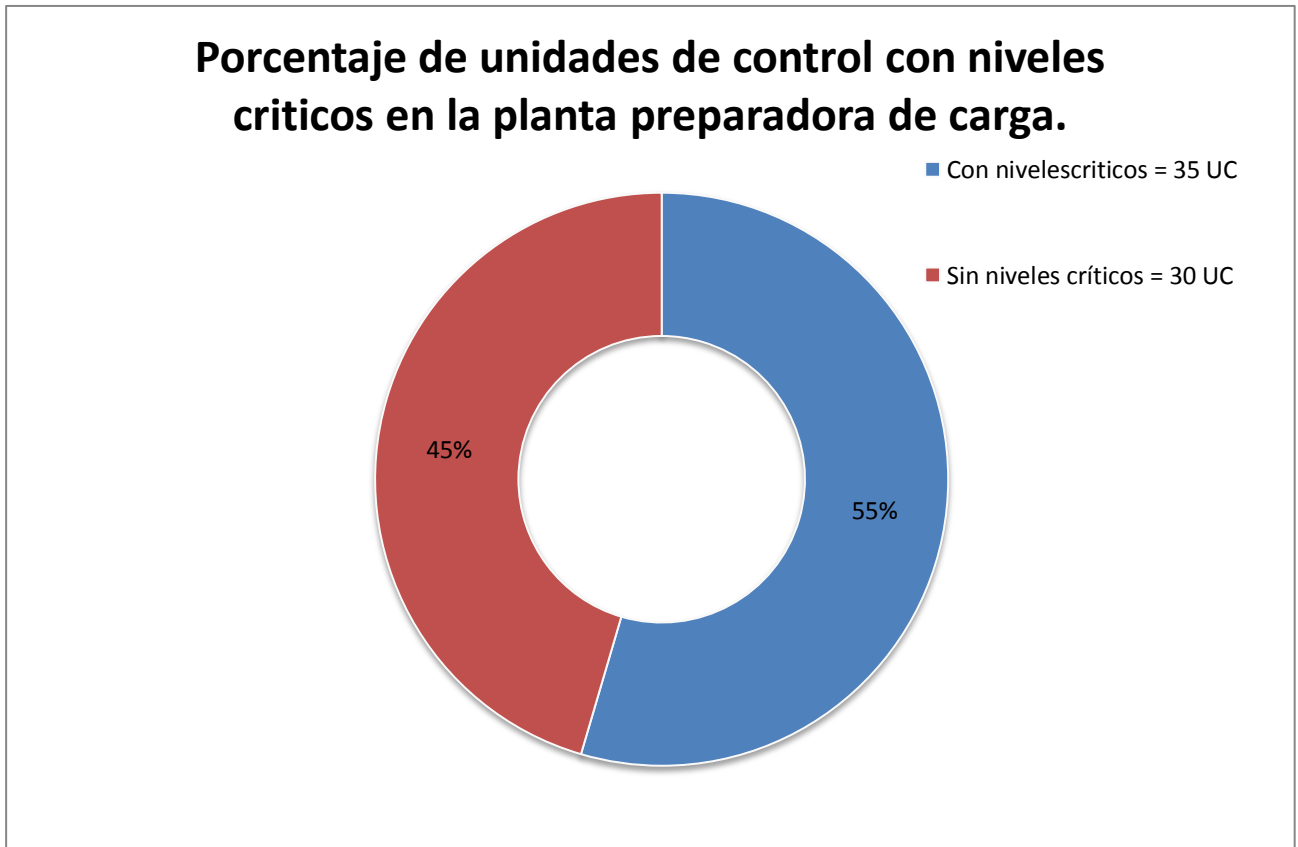
Por otro lado, la mayoría de las unidades de control cuentan con 2 o 3 registros de medición de espesores, sin embargo, es necesario recordar que para aquellas unidades de control con menos de 2 registros de inspecciones no se puede calcular la velocidad de desgaste, entonces sería imposible dar un diagnóstico sobre la vida útil estimada, por lo tanto el análisis se realizó a aquellas unidades de control con 2 o más registros, que se describirán a continuación.

A partir de la información arrojada por SIMECELE en el resumen de la planta fue posible realizar un análisis de todos los datos obtenidos, a continuación se mostrarán los resultados importantes y su correspondiente análisis y observaciones.

4.3.1. Unidades de control con niveles críticos.

De 66 unidades de control de líneas de proceso registradas en SIMECELE (enlistadas anteriormente en la tabla 4.2), se obtuvo que 36 unidades de control contienen niveles críticos (gráfica 4.1.), es decir con velocidades de desgaste por encima de 15 mpa, sin embargo se deberá realizar un análisis para verificar que esos puntos críticos no sean debido a errores humanos, como errores en el momento de la medición de espesores o errores de captura, etc. Sin embargo para efectos prácticos de la presente tesis, solo se mostrará el análisis como ejemplo de 2 de las 36 unidades de control con niveles críticos. Posteriormente se revisarán los puntos y se verificará la causa de la criticidad de dicho punto. Es importante aclarar que las unidades de control están integradas por niveles de medición y los niveles de medición tienen cuatro posiciones, sin embargo para que un nivel de medición sea considerado crítico basta con que contenga una posición con velocidad de desgaste crítica, por lo tanto, aquí es donde se hace necesario un análisis de las posiciones que presentan velocidades de desgaste altas reales, y

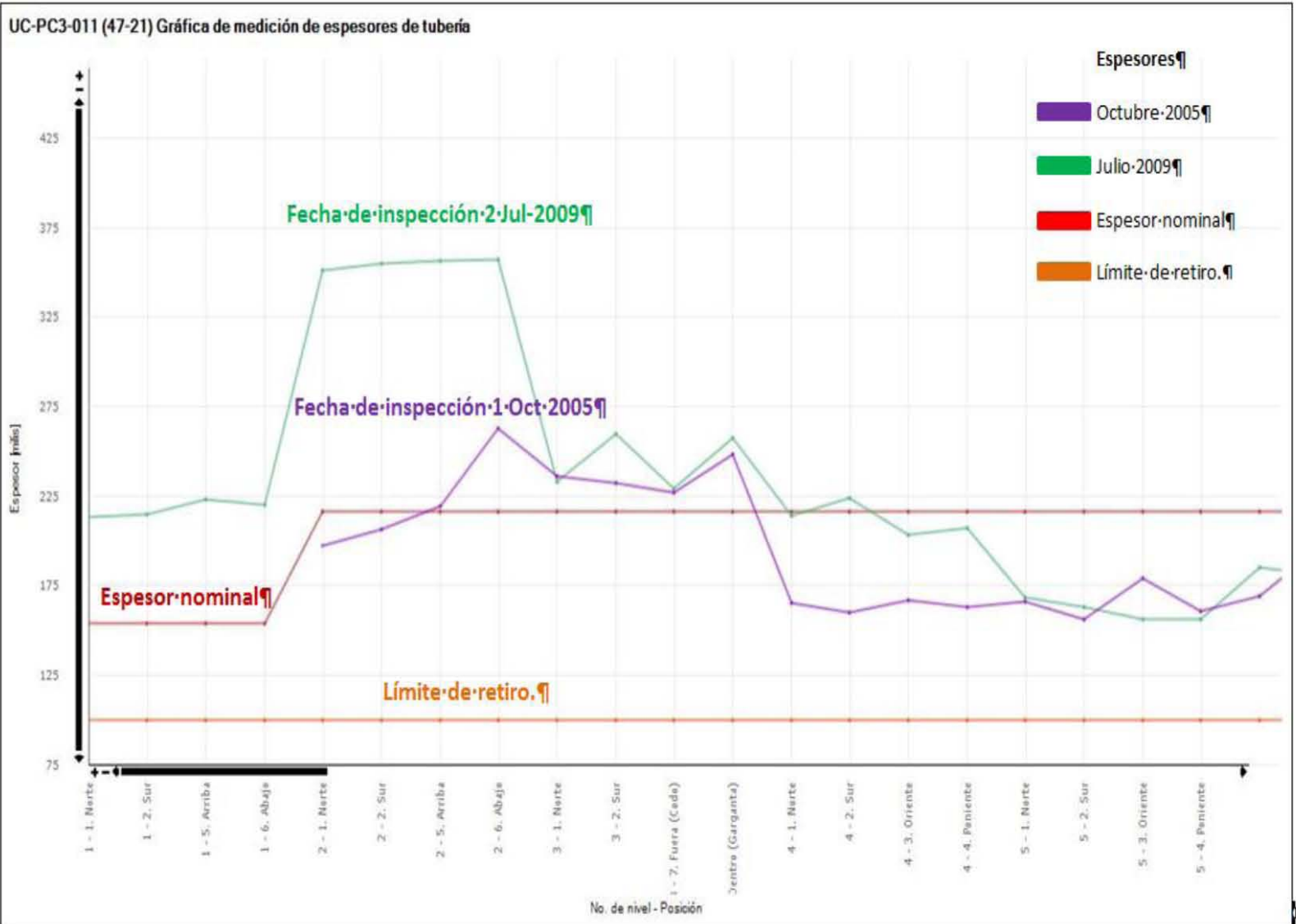
verificar si efectivamente es debido a la medición de espesores, a otro mecanismo de daño o existen errores de medición.



Gráfica 4.1 Unidades de control con niveles críticos.

4.3.2. Análisis particular a la UC-PC3-011.

La unidad de control 011 pertenece al circuito 02.Crudo reducido, cuenta con 2 inspecciones, y en el anexo C se presenta su información de mediciones cuyo resumen y análisis gráfico de las primeras posiciones es mostrado en la gráfica 4.2.



Gráfica 4.2 Análisis gráfico a la UC-PC3-011.

En la gráfica anterior claramente se notan datos que podrían no ser coherentes, sin embargo, estos casos de puntos atípicos son frecuentes durante la implementación de SIMECELE, como la presencia de un “engrosamiento”.

Es importante aclarar que se le llama engrosamiento cuando el espesor obtenido en la medición es mayor al espesor nominal. Para revisar espesores nominales de tubería se puede consultar el apéndice B del Manual de flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías, (CRANE, 1989).

El engrosamiento está marcado de los niveles 1 al 4 de acuerdo con la tabla 4.4, en la que se observa el espesor nominal, y en negritas los espesores de las inspecciones que son mayores a los espesores nominales.

Tabla 4.4 Engrosamiento en UC-PC3-011.

Nivel	Datos	Posición	2005 Espesor [mils]	2009 Espesor [mils]
1	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 1	Norte	-	213
		Sur	-	215
		Arriba	-	223
		Abajo	-	220
2	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Reducción Nivel 2	Norte	197	351
		Sur	206	355
		Arriba	219	356
		Abajo	263	357
3	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Codo Nivel 3	Norte	236	233
		Sur	232	260
		Fuera (Codo)	227	229
		Dentro (Garganta)	248	257
4	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 4	Norte	165	214
		Sur	160	224
		Oriente	167	203
		Poniente	163	207

Estos casos de engrosamiento, se presentaron en varias unidades de control de la planta preparadora de carga, muchas veces se debe a que esos niveles fueron capturados como niveles de tubería porque SIMECELE no tiene la opción de capturar niveles de conexiones cuyos espesores nominales son totalmente diferentes a los espesores nominales de tubería. Sin embargo, para la unidad de control UC-PC3-011 el motivo por el engrosamiento en estos puntos atípicos fue de error humano, es decir, que en el centro de trabajo, durante la medición de espesores de cada inspección, el inspector a cargo fue una diferente persona, es decir, para la primera inspección fué asignado una persona y la inspección de 2009, que muestra mayor engrosamiento, fue realizado por otra (este dato de nombres de los inspectores se verificó en el expediente de inspecciones recopilado), esto significa que el inspector designado a calibrar esta unidad de control, no controló adecuadamente su pulso al poner el palpador dentro del nivel, aunque esta parte corresponde al centro de trabajo, se podría dar la recomendación de mantener a los inspectores en constante capacitación.

Por otro lado, en la figura 4.3 se observa el reporte generado en pantalla de SIMECELE, una vez que ha realizado el análisis estadístico formal y calculado sus parámetros más importantes como la velocidad de desgaste, la VUE (Vida útil Estimada), la FPME, (Fecha de próxima medición) y la FRP (Fecha de retiro probable).

En la gráfica 4.3 se ilustran todos los niveles de la UC-011 y se observa que está llena de puntos atípicos de engrosamientos, debido también a lo que se explicó anteriormente, además se muestra una tercera inspección, que corresponde a la última medición de espesores en 2013, que no fue capturada por el equipo de CEASP⁴A, si no que fue capturada una vez que se implementó SIMECELE a la planta preparadora de carga en el centro de trabajo correspondiente, esto es un ejemplo de la efectividad de SIMECELE, pues a partir de su implementación, el personal del centro de trabajo es capaz de editar la información y mantener la base de datos actualizada.

SIMECELE

Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio Unidad de Control: UC-PC3-011 (47-21) Reporte de Unidad de Control Expediente de Inspecciones de la unidad de control UC-PC3-011 (47-21) Reporte de Unidad de Control Reporte de Unidad de Control

Análisis de Espesores
 Registro de todos los niveles
 Registro de niveles críticos
 Registro de niveles normales
 Memoria de Cálculo
 Registro de niplería
 Revisión de niplería
 Emplazamiento
 Solicitud de Fabricación
 Notificación de Ejecución
 Lista de Verificación de Tubería
 Inspección de Tornillería
 IMPRIMIR FORMATO JUL-2009

Trabajos marcados en: jul-2009

- Tubería
- Niplería
- Visual de Niplería (Vacía)
- Verificación de Tubería
- Tornillería

Tipo de Análisis: Cortol .
Ver Actualizaciones...

MEMORIA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE MEDICIÓN DE ESPESORES

SUBDIRECCIÓN:	SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)	
CENTRO DE TRABAJO:	REFINERÍA GRAL. LÁZARO CÁRDENAS	
SECTOR / ÁREA:	SECTOR 04	
PLANTA:	PREPARADORA DE CARGA N.O. 3, PC3	
CIRCUITO:	CIRCUITO 01, CARGA DE RESIDUO DE PRIMARIAS	
UNIDAD DE CONTROL:	UC-PC3-011 (47-21)	
FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN (fk):	JUL-2009	
FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR (fi):	OCT-2005	

CONCEPTO	UNIDAD	RESULTADO
SUMA DE LAS VELOCIDADES DE DESGASTE (Σd)	mpa	118.7
NUMERO DE VELOCIDADES DE DESGASTE CON SIDERADAS (n)		58
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (Dprom)	mpa	2.0
VELOCIDAD DE DESGASTE MÁXIMA AJUSTADA ESTADÍSTICAMENTE (Dmax)	mpa	2.4
VELOCIDAD DE DESGASTE MÁXIMA AJUSTADA UTILIZADA (Dmax)	mpa	2.4
VIDA ÚTIL ESTIMADA MÍNIMA (VUEmin)	años	17.1
FECHA DE RETIRO PROBABLE (FRP)		SEP-2026
FIJADA CON BASE EN LA LECTURA DEL NIVEL		12
EN LA POSICIÓN		Poniente

$$D_{prom} = \frac{d1+d2+d3+\dots+d_n}{n}$$

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

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

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

$$FRP = fk + VUE$$

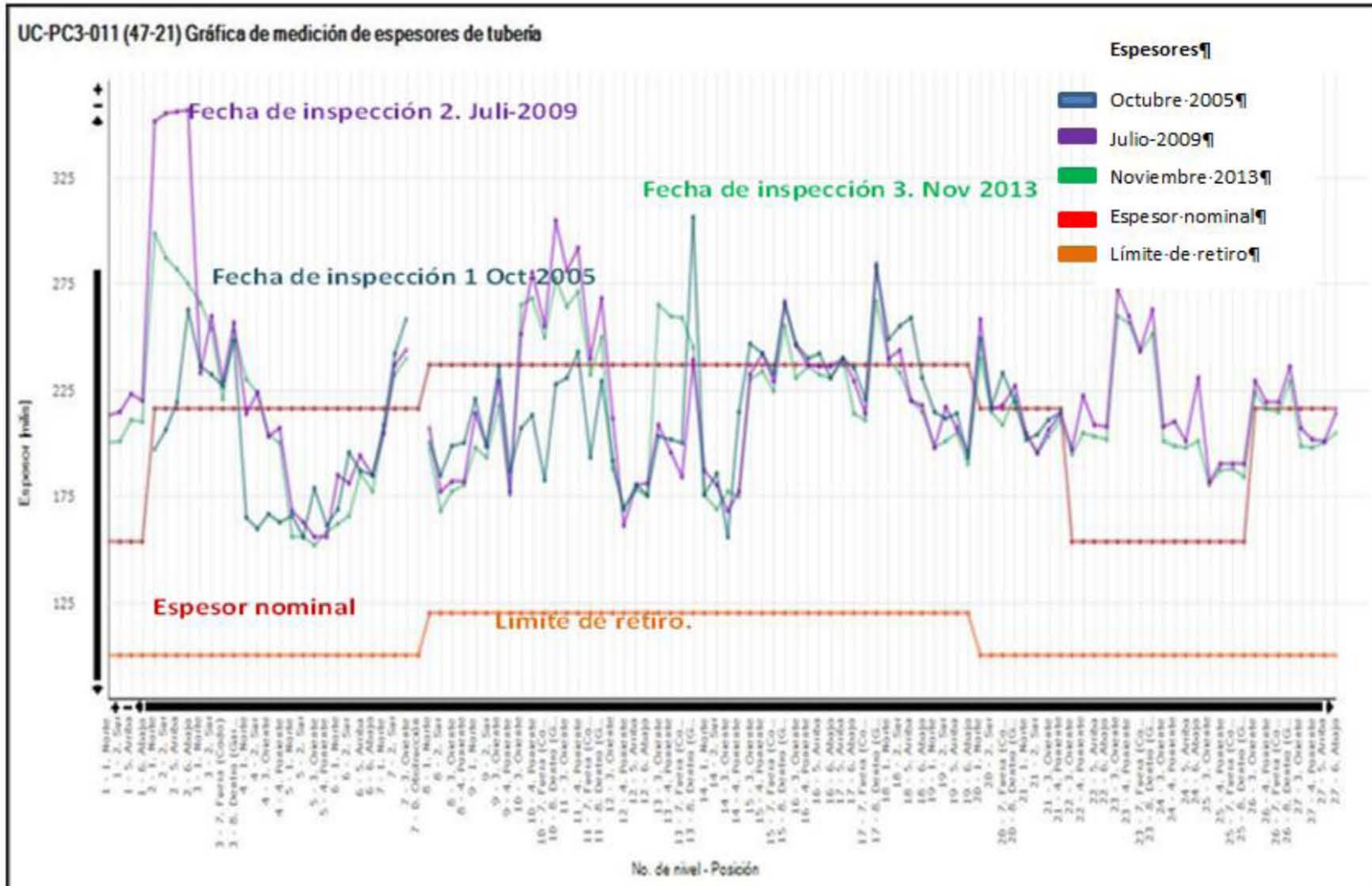
Resumen de los cálculos para cada grupo de diámetros que componen las secciones de la unidad de control

Figura 4.3 Pantalla de memoria de cálculo del análisis de medición de espesores de UC-011 en SIMECELE

La tabla 4.5 muestra algunos de los datos del reporte generado por esa última actualización en el centro de trabajo.

Tabla 4.5 Datos de medición de espesores actualizada de UC-011.

Descripción			oct-2005 captura U N A M 2 (cUNAM2)		jul-2009 captura U N A M 2 (cUNAM2)		nov-2013 Captura en centro de trabajo	
Nivel	Datos	Posición	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]
5	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 5	Norte	166	-	168	0	156	2.78
		Sur	156	-	163	0	156	1.62
		Oriente	179	-	156	6.14	152	0.93
		Poniente	161	-	156	1.33	158	0
6	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 6	Norte	169	-	185	-	162	0.87
		Sur	196	-	181	4	166	3.47
		Arriba	187	-	194	0	186	1.85
		Abajo	185	-	185	0	177	1.85



Gráfica 4.3 Medición de espesores de tubería con todos los niveles de medición de la UC-011

4.3.3. Análisis particular a la UC-PC3-020.

La unidad de control UC-PC3-020, pertenece al circuito 04 Gasóleo Ligerero, es decir corresponde a la sección superior de la torre de vacío, y es la primera extracción de producto realizada durante el proceso de la planta preparadora de carga.

Esta unidad de control resultó con un comportamiento esperado, debido a que no se registraron engrosamientos tan altos como en la UC-011, y su desgaste en cuanto al espesor nominal, resultó progresivo, es decir, existe una tendencia en sus valores.

4.3.4. Análisis estadístico formal a la UC-PC3-020.

A continuación se realizará el análisis estadístico formal de esta unidad de control, mediante él, se obtendrán la VUE, FPM y FRP.

Esta unidad de control cuenta con 235 niveles de medición y 940 posiciones de los cuales 5 son niveles con velocidad de corrosión crítica (más de 15 mpa) y cuenta con 2 inspecciones.

4.3.4.1. Análisis a todos los niveles.

Las velocidades de desgaste por punto se calcularán mediante el algoritmo de cálculo del anexo A. Este análisis descartará los niveles que sobrepasan el 5% engrosamiento, y considera las demás parejas de valores de espesor en las dos inspecciones.

4.3.4.1.1. Velocidad de desgaste promedio.

El análisis a todos los niveles resultó en un total de 133 velocidades de desgaste consideradas para calcular la velocidad de desgaste promedio:

$$D_{prom} = \frac{283 \text{ mpa}}{133}$$

$$D_{prom} = 2.1278 \text{ mpa}$$

4.3.4.1.2. Velocidad de desgaste máxima.

$$D_{max} = 2.1278 \text{ mpa} + 1.28 \left(\frac{2.1278}{\sqrt{133}} \right)$$

$D_{max} = 2.3639 \text{ mpa}$

Con estos datos se podrán calcular los parámetros VUE y FPME mediante los límites de retiro y el espesor mínimo encontrado para cada diámetro, como se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Resultados de la UC-020.

Diámetro	Espesor nominal [mils]	Límite de retiro [mils]	Espesor mínimo (ek) [mils]	VUE [años]	FPME	FRP
2"	154	100	151	21.57452	Ene-2015	Jun-2029
3"	216	100	211	46.9563	Jul-2023	Dic-2054
6"	280	150	207	24.1127	Ene-2016	Nov-2032

Por lo tanto, según la normatividad mencionada, la fecha próxima de medición de la UC-020 será la más cercana del cálculo anterior : en Ene-2015. Cabe mencionar que las velocidades de desgaste alto se pueden presentar mayormente debido a los cambios de dirección en el flujo, por ejemplo en la gráfica 4.4, en las posiciones del nivel 4, se observa un desgaste en el espesor mayor, esto se debe a que el nivel 3 tiene las posiciones 3,4,5,6, es decir oriente, poniente, arriba, abajo , ver figura 4.4, mientras que los puntos de medición del nivel 4 corresponden a 1,2,3,4 es decir norte, sur, oriente y poniente, tal como se observa en la figura 4.5.

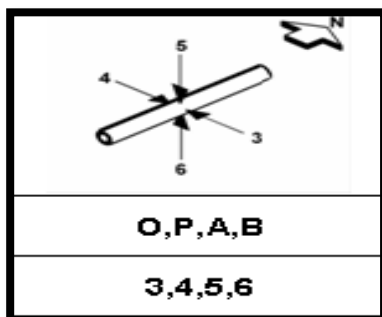


Figura 4.4 Posiciones de nivel 3.

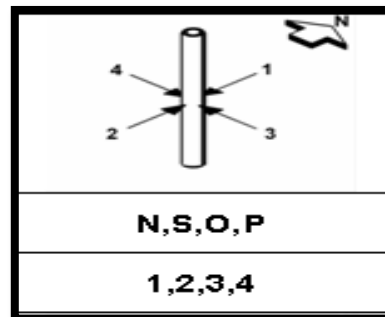
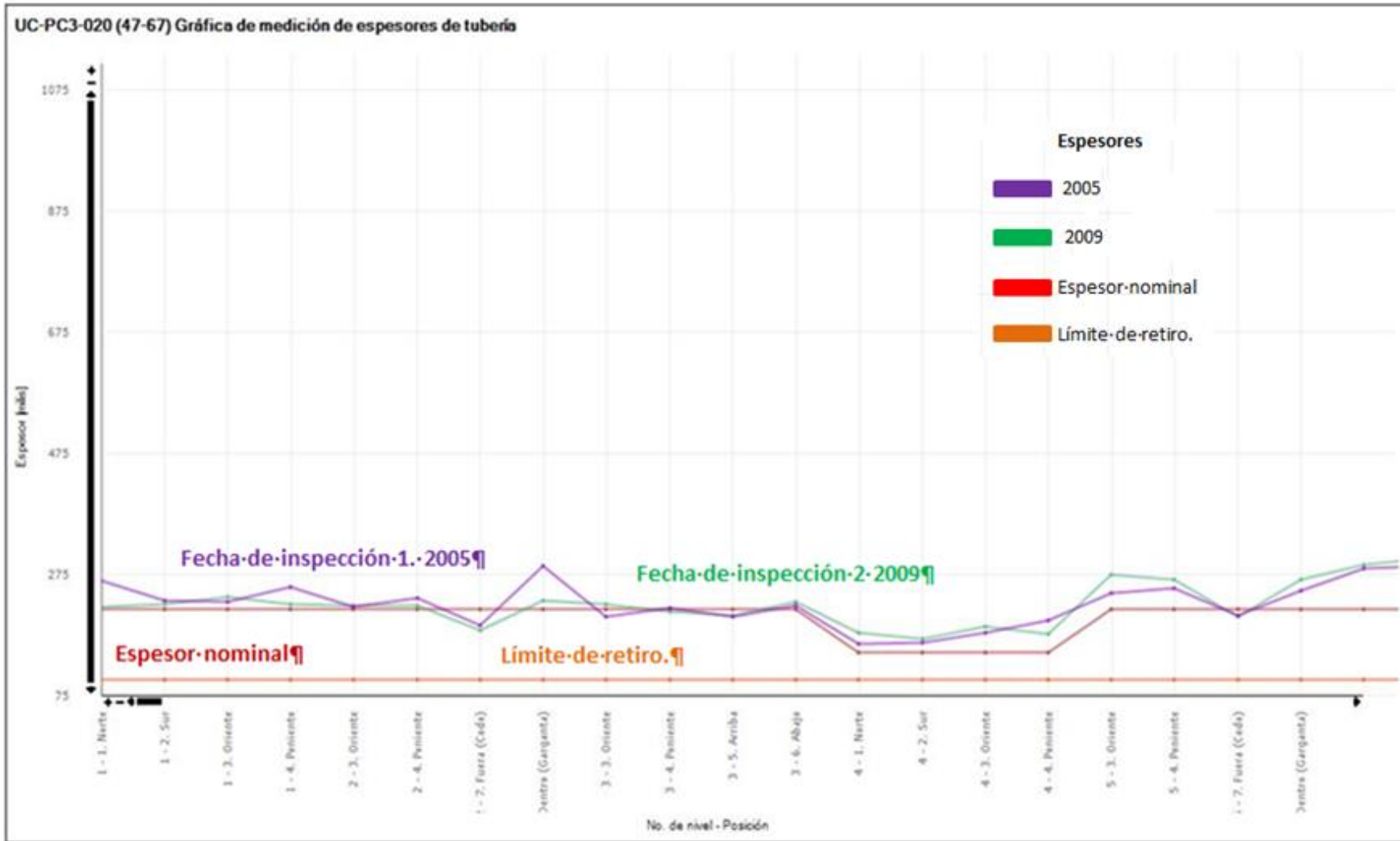


Figura 4.5 Posiciones de nivel 4.



Gráfica 4.4 Medición de espesores de tubería de UC-020

4.3.5. Unidades de control con espesor en límite de retiro.

Solamente 3 unidades de control, de 66 que son en total, se encuentran con el espesor en el límite de retiro:

- UC-PC3-036 que pertenece al circuito 08. Residuo de vacío:
- UC-PC3-045 que pertenece al circuito 12. Vapores ligeros a CS-3.
- UC-PC3-057 que pertenece al circuito de incondensables.

Para este punto es muy importante mencionar que el funcionamiento adecuado de SIMECELE depende totalmente de los expedientes que se tienen en el centro de trabajo, puesto que analizando estas unidades de control con espesor en límite de retiro, se encontró que los datos no estaban totalmente actualizados y, por ejemplo, para la unidad de control 036 se encontró que la última inspección fue en 2010 y en esa fecha la unidad de control ya requería emplazamiento, y marcaba la FRP (fecha de retiro probable) para solo un mes después, sin embargo, en el expediente que fue entregado en el centro de trabajo donde se realizó el registro de medición de espesores no se había implementado el SIMECELE, y tampoco se entregó en el expediente una notificación de que esa unidad de control ya había sido emplazada y, por lo tanto tampoco el expediente nuevo del registro de mediciones de espesores, que debía ser en 2011 y el siguiente en 2012, sin embargo este error no solo fue del centro de trabajo, sino también del grupo de trabajo de CEASP⁴A asignado a la implementación de SIMECELE puesto que no se debió capturar esta información, se tuvo que haber realizado un estudio a detalle de la información de los registros de medición de espesores para ver si dicha información era la adecuada y en este caso además se debió exigir la información necesaria para la captura.

Por otro lado, para la unidad de control 057 se encontró que los registros de mediciones capturados a SIMECELE fueron los adecuados, es decir, los más actuales, pues la última fecha de medición fue en mayo-2013 e indicaba que la FRP sería en Junio-2013.

4.3.6. Unidades de control que requieren emplazamiento.

Por otro lado, se encontró que el 15% de las unidades de control capturadas a SIMECELE requieren emplazamiento (ver tabla 4.7) , las cuales se enlistan a continuación:

- 1) UC-PC3-001 –Circuito 01. Carga de residuo de primarias.
- 2) UC-PC3-022 –Circuito 06. Gasóleo pesado.
- 3) UC-PC3-035 -Circuito 08. Residuo de vacío.
- 4) UC-PC3-036 - Circuito 08. Residuo de vacío.
- 5) UC-PC3-039 - Circuito 08. Residuo de vacío.
- 6) UC-PC3-043 –Circuito 11. Domo de DA-1.
- 7) UC-PC3-052 –Circuito 15. Vapores ligeros a CS-2.
- 8) UC-PC3-054 –Circuito 17. Condensados de CS-2.
- 9) UC-PC3-060.- Circuito 21. Incondensables.
- 10) UC-PC3-062.- Circuito 23. Condensado aceitoso.

Tabla 4.7 Unidades de control que requieren emplazamiento.

UC	Niveles totales	Niveles normales	Niveles críticos	Velocidad de desgaste de Niveles críticos [mpa]
001	8	7	1	16.85
022	26	26	4	27.58
035	17	17	10	18.74
036	62	62	9	21.54
039	49	49	14	19.53
043	15	15	3	16.4
052	12	12	1	19.61
054	12	12	3	38.54
060	90	90	8	19.78
062	22	22	1	35.25

CONCLUSIONES.

- I. Se cumplió el objetivo ya que se logró establecer los requisitos técnicos documentales y el procedimiento mediante el cual se implementó el SIMECELE a un planta preparadora de carga, lo que permitió la identificación de 25 circuitos de líneas de proceso, las cuales se seccionaron en 66 unidades de control en total.
- II. Se llevó a cabo la actualización de los diagramas de inspección técnica, en los que se determinaron los niveles según la normatividad, y se llevó a cabo la relación de niveles de cada unidad de control, mediante la cual se pudieron capturar los expedientes de medición de la planta que ya existían antes de la implementación de SIMECELE.
- III. Una vez que toda la información estaba dentro de la base de datos de SIMECELE se realizó su correspondiente análisis mediante los datos y gráficas arrojados, en principio por un resumen de la planta, en el cual se determinaron las unidades de control que requieren un seguimiento profundo, y posteriormente se seleccionaron dos unidades de control con niveles críticos para ejemplificar el análisis que se le debe hacer a cada unidad de control para determinar sus necesidades de mantenimiento y reparación.
- IV. Durante el análisis en el presente trabajo, se hicieron varias recomendaciones para mejorar la implementación de SIMECELE, no obstante, la captura de la información al software por sí sola no garantiza el adecuado control de la integridad mecánica, es decir, los trabajos de inspección deben estar sujetos a un proceso de validación de su información, para lo cual debe realizarse una revisión profunda de cada unidad de control mediante un análisis gráfico. Durante los ejemplos de la UC-011 y de la UC-020, de la presente tesis, se demostró que es una muy valiosa herramienta pues desde el momento de observar la gráfica a simple

vista se puede tener una rápida identificación de conflictos de medición y captura.

- V. Por otro lado, también se puede concluir que la información en la base de datos de SIMECELE es muy efectiva para la administración dinámica y funcional en los centros de trabajo, pues una vez que SIMECELE se implementó en la planta preparadora de carga, los inspectores en los centros de trabajo pudieron llevar a cabo el último paso del procedimiento de la implementación de SIMECELE, es decir, mantener actualizada su información y consultar los reportes de cada unidad de control, de tal manera que pueden consultar todos los resultados arrojados por SIMECELE, como lo es la VUE, la FPM y la FRP, cuya determinación fue mostrada durante el análisis de los resultados, y mediante ellos se podrá tener una estructura y distribución en cuanto a la calendarización de los trabajos de mantenimiento correspondientes.
- VI. SIMECELE es una forma muy completa de aprovechar las tecnologías para agilizar los trabajos de inspección, y le da una prioridad importante a la toma de decisiones del ingeniero de seguridad a cargo de la instalación.
- VII. Mediante el análisis de los resultados arrojados por SIMECELE se detectaron las anomalías respecto a la integridad mecánica de las líneas, localizando las diez unidades de control que requieren emplazamiento en su totalidad, pues su vida útil ha llegado a su fin, de igual manera se identificaron las unidades de control con niveles críticos, con ello se podrán disminuir riesgos, ambientales, técnicos y económicos de esta instalación
- VIII. Con la implementación de SIMECELE en la planta preparadora de carga se lograron homogenizar los trabajos de inspección técnica con otros centros de trabajo que se rigen bajo los mismos criterios en cuanto al análisis de

espesores se refiere, por tanto, sería muy interesante realizar una comparación de los resultados arrojados por SIMECELE de otra planta preparadora de carga que, como se vio en el marco teórico, existe siempre en el proceso de refinación del petróleo. Esta recomendación se haría con el fin de determinar las secciones en una planta preparadora de carga donde hay mayor desgaste por corrosión, se tendrían que estudiar las especificaciones de materiales para ver si es posible llevar a cabo una comparación de la medición de espesores, aunque en este trabajo se infiere por los resultados arrojados por SIMECELE, que el desgaste se concentra mayormente en la sección siguiente a la salida del domo de la torre de destilación.

- IX. Por otro lado, durante el proceso de implementación del SIMECELE en el presente trabajo, surgieron algunas dificultades, que serán enlistadas a continuación, las cuales pueden ser prevenidas mediante las recomendaciones que las acompañan en la siguiente lista

Dificultades.	Recomendaciones.
<p>× Confusión y re-trabajo en la parte del proceso de implementación en el que se secciona la planta preparadora de carga en circuitos, debido a que no se estaba al 100% familiarizado con el proceso.</p>	<p>✓ Se recomienda realizar el censo de circuitos, una vez que se tenga estudiado y comprendido totalmente el proceso, de modo tal que solamente se seccione una vez, y no se tenga que corregir después.</p>
<p>× Restricción y dificultad para recopilar todos los documentos de ingeniería necesarios, lo cual causo retardo en el análisis de ellos,</p>	<p>✓ Se propone que al iniciar un proyecto de implementación de SIMECELE, se generen oficios de solicitud de la información requerida, de manera tal que</p>

en la actualización de los diagramas de inspección técnica y consecuentemente en la captura a SIMECELE y el análisis de los resultados.

agilice la recopilación de información desde el inicio del proceso de implementación

- × **Retrabajo por variaciones de criterios especiales por parte del cliente.** ✓ La propuesta para evitar el re-trabajo en un proyecto de implementación, implica apegarse 100% a la normatividad establecida para este tipo de procesos, y realizar acuerdos con el cliente, cuando se deba definir unidades de control que no se encuentren explícitos en la norma, lo cual será necesario documentar para evitar futuras variaciones.
- × **Detección de errores en la captura de las cifras de la medición de espesores, lo cual genera incongruencia de datos.** ✓ Se recomienda crear una etapa intermedia en esta parte del proceso donde se realice una revisión detallada de cada unidad de control mediante las gráficas de medición de espesores, ya que en ellas se puede detectar rápidamente puntos de medición mal capturados.

GLOSARIO.

100% de medición.- Toda tubería en la que se haya medido su espesor de pared, mínimo en un nivel de medición por cada una de las piezas que la componen, se considerará como medida 100%. Para marcar estas posiciones, cada tubería debe estudiarse de manera particular.

Adelgazamiento.- Pérdida o disminución del espesor del material.

Análisis preliminar.- Es el análisis inmediato que debe realizarse comparando los espesores obtenidos en ese momento con los de mediciones anteriores y con el límite de retiro.

Circuito.- Se considera como «circuito», el conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.

Corrosión generalizada. – Corrosión distribuida más o menos uniforme sobre la superficie del metal. Y puede ser por el interior o exterior de la pared metálica de la tubería o equipo.

Destilación al vacío.- Consiste en generar un vacío parcial dentro del sistema de destilación para destilar sustancias por debajo de su punto de ebullición normal.

Ensayos No Destructivos (END).- Son técnicas de inspección que se utilizan para verificar la sanidad interna y externa de los materiales, sin deteriorarlos, ni alterar o afectar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas o mecánicas.

Espesor remanente.- Es la diferencia de espesores entre el obtenido en la última medición y el 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 (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.

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.

Inspector. – Es la persona calificada que lleva a cabo las funciones de inspección requeridas en las instalaciones de PEMEX Refinación, utilizando códigos o procedimientos para las etapas de: fabricación, ensamblaje, construcción, reparación, o rediseño y que avala el certificado de inspección o cualquier otro documento específico.

Límite de retiro.- Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.

Línea.- Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejan el mismo fluido a las mismas condiciones de operación. Normalmente

esto se cumple para la tubería localizada entre dos equipos en la dirección de flujo.

Líneas críticas- Son aquellos cuyas velocidades de desgaste exceden el valor de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa) puntual o promedio la unidad de control llegue a su límite de retiro.

Medición de espesores de pared.- Actividad en la cual se mide el espesor de pared por medios ultrasónicos, radiográficos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos.

Medición preventiva de espesores.- Es el trabajo de medición sistemática de espesores de pared en tuberías y equipos.

Nivel de medición.- Es el conjunto de posiciones de medición de espesores de pared que se deben efectuar en un mismo sitio de una tubería .

Periodicidad de medición de espesores.- Se considera como tal el tiempo que transcurre entre una fecha de medición y la siguiente consecutiva, la cual depende del análisis de la velocidad de desgaste (1 año mínimo, 5 años máximo).

Pieza de tubería.- Es el tramo recto de tubería o accesorio (tee, codo, reducción, válvula, etc.) colocado entre bridas, soldaduras o roscas. El conjunto de "piezas de tubería" integrará por lo tanto, las "líneas".

Posición o punto de medición.- Es el lugar en donde se mide el espesor de pared.

Transductor (Palpador). – En la inspección ultrasónica se define como aquel elemento que tiene como función transformar la energía mecánica (vibraciones) en energía eléctrica o viceversa.

Ultrasonido. – Son vibraciones mecánicas con frecuencias mayores a 20 000 ciclos por segundo (Hz).

Unidad de control.- Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea tal como de 0 a 8 mpa, de 8 a 15 mpa, de 15>mpa.

Velocidad de desgaste (Velocidad de corrosión).- Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.

Velocidad de desgaste crítica.- Es la velocidad de desgaste que excede 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), puntual o promedio.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 2.1 Clasificación más común del petróleo.....	9
Figura 2.2 Refinerías en la República Mexicana	13
Figura 2.3 Entradas y salidas de una Refinería	14
Figura 2.4 Diagrama esquemático de una refinería de petróleo	15
Figura 2.5 Diagrama Simplificado de una Planta Preparadora de Carga	16
Figura 2.6 Diagrama de proceso de la refinación del petróleo	19
Figura 2.7 Temperaturas a las que se obtienen algunos productos de la refinación del petróleo.....	20
Figura 2.8 Las 12 mejores prácticas internacionales de Salud, Seguridad y Protección ambiental.....	22
Figura 2.9 Medidas para la prevención de accidentes.....	24
Figura 2.10 Sistema de inspección ultrasónica	27
Figura 2.11 Medición ultrasónica de espesores en una línea.....	27
Figura 2.12 Localización de puntos de calibración en arreglos básicos típicos de niplería.	42
Figura 2.13 Proceso en SIMECELE.....	45
Figura 2.14 Localización de puntos de medición en líneas y accesorios.....	49
Figura 3.1 Diagrama simplificado del proceso en una planta preparadora de carga.....	60
Figura 3.2 Identificación del circuito 01.....	61
Figura 3.3 Ejemplo de identificación de unidades de control	64
Figura 3.4 Ejemplo de un diagrama de inspección previo a la implementación de SIMECELE	66
Figura 3.5 Ejemplo de isométrico de UC con plantilla de SIMECELE.....	68
Figura 3.6 Formato de relación de niveles.....	70
Figura 3.7 Pantalla de bienvenida de SIMECELE.	71
Figura 3.8 Funciones de módulos de SIMECELE.	72
Figura 3.9 Funciones de módulos de SIMECELE.	72
Figura 3.10 Dar de alta instalación.	73
Figura 3.11 Dar de alta circuito.	74
Figura 3.12 Captura de un circuito.	75
Figura 3.13 Ubicación de la UC.....	76
Figura 3.14 Datos generales de la UC.	77
Figura 3.15 Especificación de materiales de la UC.	78
Figura 3.16 Selección de rango de operación y servicio.....	79
Figura 3.17 Captura de las condiciones de operación y diseño de la UC.	79
Figura 3.18 Captura de niveles de tubería.	80
Figura 3.19 Captura de niveles de niplería.	81
Figura 3.20 Pantalla de verificación de datos capturados.....	82
Figura 3.21 Captura de inspección.	83
Figura 3.22 Ejemplo de registro de inspección de tuberías. (CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1, 2009).....	84
Figura 3.23 Captura de inspecciones de tubería.	85
Figura 3.24 Ejemplo de registro de inspecciones de niplería.	86
Figura 3.25 Ejemplo de registro de revisión de tornillería.	87
Figura 3.26 Módulo de edición de unidad de control.	89
Figura 4.1 Pantalla en SIMECELE para acceder al censo de UC.....	93
Figura 4.2 Resumen de información de la planta preparadora de carga.....	97

Figura 4.3 Pantalla de memoria de cálculo del análisis de medición de espesores de UC-011 en SIMECELE	104
Figura 4.4 Posiciones de nivel 3.....	108
Figura 4.5 Posiciones de nivel 4.....	108

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 2.1 Período de revisión de tornillería.....	43
Tabla 3.1 Documentos requeridos.	53
Tabla 3.2 Información contenida en un censo de circuitos.....	62
Tabla 3.3 Información contenida en el censo de unidades de control.	65
Tabla 4.1 Censo de circuitos de líneas de proceso.	91
Tabla 4.2 Resumen de información del Censo de unidades de control.	94
Tabla 4.3 Resumen de algunas unidades de control en SIMECELE.	98
Tabla 4.4 Engrosamiento en UC-PC3-011.	102
Tabla 4.5 Datos de medición de espesores actualizada de UC-011.	105
Tabla 4.6 Resultados de la UC-020.	108
Tabla 4.7 Unidades de control que requieren emplazamiento.	111

ÍNDICE DE GRÁFICAS.

Gráfica 4.1 Unidades de control con niveles críticos.....	100
Gráfica 4.2 Análisis gráfico a la UC-PC3-011.	101
Gráfica 4.3 Medición de espesores de tubería con todos los niveles de medición de la UC-011	106
Gráfica 4.5 Medición de espesores de tubería de UC-020	109

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Tesis de licenciatura. Angón, C. J. (2013). *Análisis de la medición de espesores a través de un sistema de medición y control en una planta hidrosulfuradora de diésel ultra bajo azufre.*
- [2] CEASPA-GDDITA-002, Rev. 1. (2009). Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en AutoCAD 2008®. UNAM.
- [3] Cortes, J. E. (2000). *La importancia de la seguridad industrial, en la industria química.* UNAM.
- [4] CRANE. (1989). Apendice B. Información técnica. En *Manual de flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.* McGraw-Hill.
- [5] ESIME-IPN. (2012). Sistema de gestión de administración en integridad mecánica y confiabilidad operativa para plataformas marinas fijas. *Científica, vol 16, 33-45.*
- [6] ILog, S.A. DE C.V. (s.f.). *ILOG S.A. DE C.V. El Primer Nombre En Pruebas No Destructivas.* Recuperado el 12 de 02 de 2014, de <http://www.llogsa.mx/>
- [7] Instituto Nacional de Ecología. (27 de 08 de 2007). *Instituto Nacional de Ecología.* Recuperado el Marzo de 2014, de www.inecc.gob.mx
- [8] López Lina, G. P. (Enero de 2009). *La inspección y evaluación no destructiva por el método de ultrasonido, en materiales y componentes, para el mantenimiento, la seguridad y la sustentabilidad de la infraestructura industrial.* México, D.F.: Instituto Politécnico Nacional.
- [9] Max S. Peters, K. D. (2003). *Plant desing and economics for chemical engineers. 5a edición.* McGraw- Hill, Inc.
- [10] Oil and Gas Journal. (2006).
- [11] PEMEX. (2001). *DG-SASIPA-IT-00008. Espesores de retiro pra tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.*
- [12] PEMEX. (2001). *GPEI-IT-201. Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.*
- [13] PEMEX. (2001). *GPI-IT-4200. Procedimiento para el control de desgaste de niplería.*
- [14] PEMEX. (2003). *GPA-IT-0209. Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos.*
- [15] PEMEX. (2010). *PEMEX-DG-SASIPA-IT-0204. Guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores.*
- [16] PEMEX. (2012). Evaluación de la integridad mecánica de tuberías y equipos estáticos. NRF-274-PEMEX-2012. *NORMA.* Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Implementación de un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en una Planta Preparadora de Carga

- [17] PEMEX. (Enero de 2014). *PEMEX REFINACION*. Recuperado el Abril de 2014, de <http://www.ref.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=11&catid=19>
- [18] PEMEX. (s.f.). *Diccionario de términos de refinación*.
- [19] PEMEX. (s.f.). *Glosario de términos usados en la industria petrolera*.
- [20] PEMEX REFINACION. (s.f.). *PEMEX REFINACION*. Recuperado el 11 de Febrero de 2014, de <http://www.ref.pemex.com/>
- [21] PEMEX REFINACIÓN. (s.f.). *PEMEX REFINACIÓN*. Recuperado el 11 de Febrero de 2014, de <http://www.ref.pemex.com/>
- [22] PEMEX. (2008). *Informe de Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Salud Ocupacional*. México: Ediciones Gráficas Zeta.
- [23] PEMEX-REFINACIÓN.SUBDIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL. (2010). DG-SASIPA-IT-00204. *Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.Rev.7*.
- [24] PEMEX-SSPA. (Agosto de 2012). *Empleos Petroleros*. Recuperado el Marzo. de 2014, de <http://empleospetroleros.org/2012/08/14/responsabilidad-de-la-linea-de-mando-en-sspa/>
- [25] Petróleos Mexicanos. (s.f.). *Glosario de términos usados en la Industria Petrolera*.
- [26] Petróleos Mexicanos. (s.f.). *Glosario de términos usados en la Industria Petrolera*.
- [27] Philip & Schweitzer, P. (2003). *Metallic Materials Physical, Mechanical and Corrosion Properties*. New York, United States of America: Marcel Dekker, Inc.
- [28] Robles Torres, R. (2002). *Análisis y simulación de Procesos de Refinación del petróleo*. México: Alfaomega.
- [29] UNAM. CEASP4A. (Rev. 2 Septiembre, 2010). CEASPA-GDDITA-002. *Guía para dibujar diagramas para inspección técnica de espesores en AutoCAD*. México: UNAM.
- [30] Yerena, D. V. (2006). *Factores de riesgo y prevención en materia de seguridad e higiene industrial*. UNAM.
- [31] Zender, J. M. (Noviembre. de 2008). *La comunidad petrolera*. Recuperado el Febrero de 2014, de <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/definicion-de-reservas-petroleras.html>

ANEXO A . CÁLCULOS DEL ANÁLISIS ESTADÍSTICO.

I. Cálculo de la velocidad de desgaste por punto.

- a) Obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control.
- b) Para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición. Con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles.
- c) En el análisis, se considera todas las parejas de valores de espesor, incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero”, ya sea por engrosamiento, o por que no exista desgaste.
- d) La velocidad de desgaste por punto debe calcularse de acuerdo a la siguiente fórmula (1):

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

Donde:

d = Velocidad de desgaste del punto [mpa].

ff = Fecha de la medición mas reciente - ef [años].

fi = fecha de medición anterior - ei [años].

ei = espesor obtenido en la fecha fi [mils].

ef = espesor obtenido en la fecha ff [mils].

Nota:

[mpa]=milésimas de pulgada por año.

[mils] Milésimas de pulgada.

II. Cálculo de la velocidad de desgaste promedio (Dprom) y la velocidad máxima ajustada (Dmax).

- a) La velocidad de desgaste promedio (Dprom) y la velocidad máxima ajustada (Dmax) debe calcularse de acuerdo a las siguientes fórmulas

$$D_{prom} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}{n} \dots (2)$$

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

Donde:

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

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

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

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

III. Determinación del mínimo espesor actual.

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

IV. Determinación de la Vida Útil Estimada (VUE), Fecha de Próxima Medición (FPME) y Fecha de Retiro Probable (FRP).

Los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (D_{prom}) y desgaste promedio máximo ajustado (D_{max}), se calculan para toda la unidad de control, sin

embargo la VUE, FPME y FRP se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.

Esta determinación se debe hacer aplicando las siguientes fórmulas:

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

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

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

Donde:

Lr = Límite de retiro [mils].

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

fk = Fecha de última medición [años].

Nota: [mils] = Milésimas de pulgada.

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

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

ANEXO B. SOMBREADOS EN DIAGRAMAS DE INSPECCIÓN TÉCNICA.

Para utilizar correctamente la herramienta *Sombreado* es necesario tener muy claro las desviaciones de las direcciones de los ejes de coordenadas y estas se indicarán por medio de los planos de proyección auxiliares.

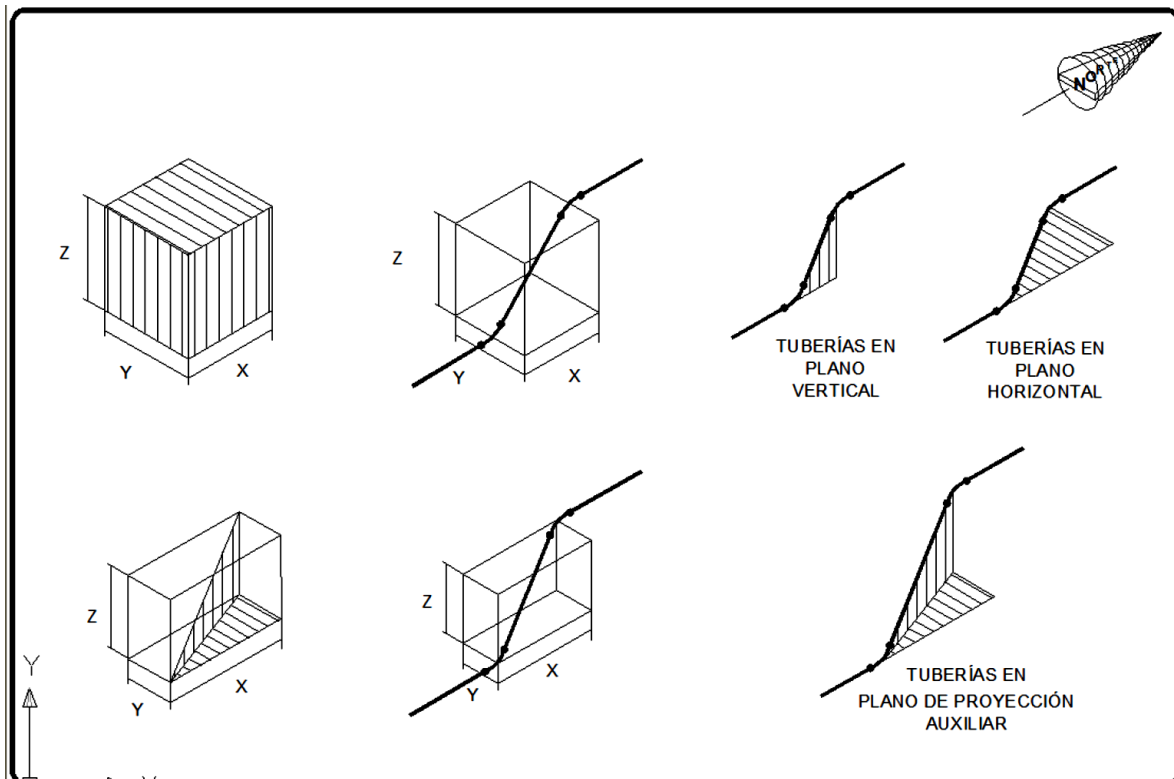


Figura B. Sombreado de líneas.

Las tuberías no situadas de manera paralela a cualquier plano de las coordenadas, se indica con sus proyecciones tanto sobre un plano horizontal y vertical. Los planos de proyección auxiliar pueden ser enfatizados por tramas, paralelas al eje X o Y para los planos auxiliares tanto horizontal y vertical. Las tuberías que sólo se muevan en un plano vertical; es decir, sobre el eje Z, se indicarán sus proyecciones sobre ese mismo eje. En cambio si la tubería se desplaza en un plano horizontal; es decir en el eje Y, sus proyecciones se trazaran horizontalmente. La combinación de dos desplazamientos, tanto en el plano vertical como en el horizontal, requiere las proyecciones correspondientes a cada plano. En estos casos es necesario dibujar un rectángulo en tres dimensiones, en el cual se sitúa la tubería en donde las diagonales del rectángulo coinciden con las de la tubería, se deben mostrar con el *Sombreado* los planos auxiliares (paralelas al plano horizontal y vertical). Todo esto tal como se indica en la figura B

ANEXO C. REGISTRO DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES DE LA UC-PC3-011.

Descripción			oct-2005 captura U N A M 2 (cUNAM2)		jul-2009 captura U N A M 2 (cUNAM2)	
Nivel	Datos	Posición	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]	Espesor [mils]	Velocidad de Desgaste [mpa]
1	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 1	Norte	-	-	213	-
		Sur	-	-	215	-
		Arriba	-	-	223	-
		Abajo	-	-	220	-
2	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Reducción Nivel 2	Norte	197	-	351	-
		Sur	206	-	355	-
		Arriba	219	-	356	-
		Abajo	263	-	357	-
3	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Codo Nivel 3	Norte	236	-	233	0.8
		Sur	232	-	260	-
		Fuera (Codo)	227	-	229	0
		Dentro (Garganta)	248	-	257	0
4	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 4	Norte	165	-	214	-
		Sur	160	-	224	-
		Oriente	167	-	203	-
		Poniente	163	-	207	-
5	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 5	Norte	166	-	168	0
		Sur	156	-	163	0
		Oriente	179	-	156	6.14
		Poniente	161	-	156	1.33
6	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 6	Norte	169	-	185	-
		Sur	196	-	181	4
		Arriba	187	-	194	0
		Abajo	185	-	185	0
7	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Te/Injerto Nivel 7	Norte	209	-	205	1.07
		Sur	242	-	237	1.33
		Oriente	258	-	244	3.74
		Obstrucción	-	-	-	-
8	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Reducción Nivel 8	Norte	200	-	207	0
		Sur	185	-	177	2.13
		Oriente	199	-	182	4.54
		Poniente	200	-	182	4.8
9	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 9	Norte	221	-	214	1.87
		Sur	199	-	199	0
		Oriente	236	-	229	1.87
		Poniente	187	-	177	2.67
10	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 10	Oriente	207	-	251	-
		Poniente	213	-	280	-
		Fuera (Codo)	183	-	255	-
		Dentro (Garganta)	228	-	305	-
11	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 11	Oriente	231	-	281	-
		Poniente	243	-	292	-
		Fuera (Codo)	193	-	240	-
		Dentro (Garganta)	229	-	268	-
12	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120	Oriente	192	-	212	-
		Poniente	169	-	161	2.13
		Arriba	180	-	180	0

Implementación de un sistema de control de la integridad mecánica a las líneas de proceso en una Planta Preparadora de Carga

	Tipo: Tubería Nivel 12	Abajo	176	-	181	0
13	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 13	Oriente	203	-	209	0
		Poniente	202	-	196	1.6
		Fuera (Codo)	200	-	184	4.27
		Dentro (Garganta)	306	-	239	17.88
14	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 14	Norte	176	-	187	-
		Sur	186	-	180	1.6
		Oriente	156	-	168	-
		Poniente	215	-	177	10.14
15	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 15	Oriente	247	-	232	4
		Poniente	242	-	242	0
		Fuera (Codo)	233	-	229	1.07
		Dentro (Garganta)	265	-	267	0
16	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 16	Oriente	247	-	246	0.27
		Poniente	240	-	237	0.8
		Arriba	242	-	236	1.6
		Abajo	231	-	236	0
17	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Codo Nivel 17	Arriba	240	-	240	0
		Abajo	235	-	229	1.6
		Fuera (Codo)	221	-	214	1.87
		Dentro (Garganta)	283	-	284	0
18	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Tubería Nivel 18	Norte	249	-	240	2.4
		Sur	255	-	244	2.93
		Arriba	259	-	220	10.41
		Abajo	231	-	218	3.47
19	Diámetro: 4" Espesor nominal: 237 Límite de retiro: 120 Tipo: Reducción Nivel 19	Norte	215	-	198	4.54
		Sur	212	-	217	0
		Arriba	214	-	207	1.87
		Abajo	193	-	196	0
20	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Codo Nivel 20	Norte	249	-	258	0
		Sur	217	-	216	0.27
		Fuera (Codo)	233	-	218	4
		Dentro (Garganta)	219	-	227	0
21	Diámetro: 3" Espesor nominal: 216 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 21	Norte	202	-	205	0
		Sur	204	-	196	2.13
		Oriente	211	-	206	1.33
		Poniente	215	-	214	0.27
22	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 22	Oriente	-	-	197	-
		Poniente	-	-	222	-
		Arriba	-	-	209	-
		Abajo	-	-	208	-
23	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Codo Nivel 23	Oriente	-	-	272	-
		Poniente	-	-	260	-
		Fuera (Codo)	-	-	244	-
		Dentro (Garganta)	-	-	263	-
24	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 24	Oriente	-	-	208	-
		Poniente	-	-	210	-
		Arriba	-	-	201	-
		Abajo	-	-	231	-
25	Diámetro: 2" Espesor nominal: 154 Límite de retiro: 100 Tipo: Codo Nivel 25	Oriente	-	-	182	-
		Poniente	-	-	190	-
		Fuera (Codo)	-	-	190	-
		Dentro (Garganta)	-	-	190	-

ANEXO D. LISTADO DE EQUIPO

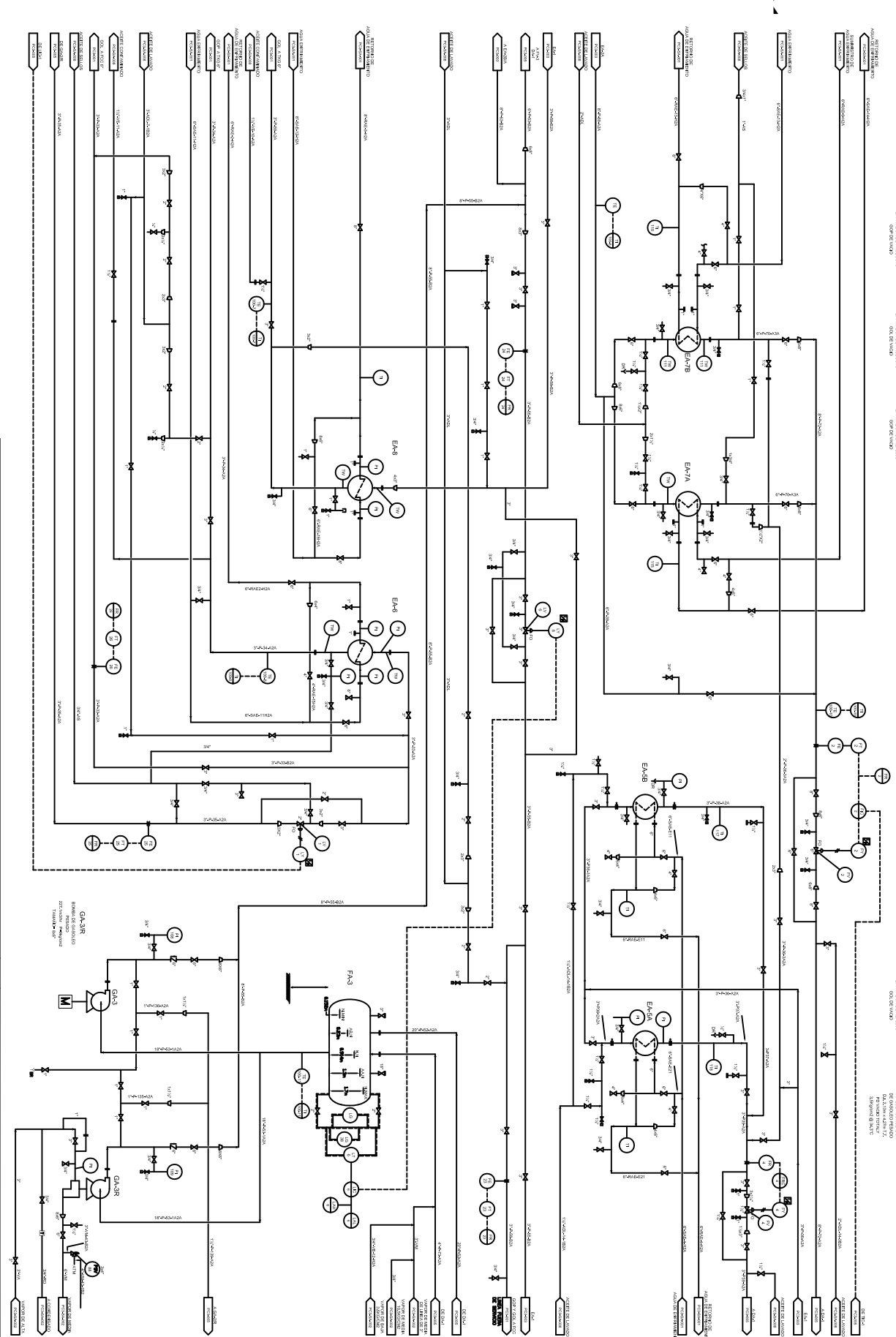
No.	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	DFP
1	DA-1	Torre de Alto Vacío	PC3-001-A1
2	EA-1	Precalentador de Carga-Reflujo GOL de Vacío	PC3-001-A1
3	EA-2A	Precalentador de Carga-Reflujo GOP de Vacío	PC3-001-A1
4	EA-2B	Precalentador de Carga-Reflujo GOP de Vacío	PC3-001-A1
5	EA-4A	Segundo Precalentador de Carga Residuo Vacío	PC3-001-A1
6	EA-4B	Segundo Precalentador de Carga Residuo Vacío	PC3-001-A1
7	EA-4C	Segundo Precalentador de Carga Residuo Vacío	PC3-001-A1
8	EA-4D	Segundo Precalentador de Carga Residuo Vacío	PC3-001-A1
9	EA-5A	Enfriador de Reflujo de GOL-Vacío	PC3-001-A1
10	EA-5B	Enfriador de Reflujo de GOL-Vacío	PC3-001-A1
11	EA-6	Enfriador Producto GOL-Vacío	PC3-001-A1
12	EA-7A	Enfriador de Reflujo de GOP-Vacío	PC3-001-A1
13	EA-7B	Enfriador de Reflujo de GOP-Vacío	PC3-001-A1
14	EA-8	Enfriador Producto GOP-Vacío	PC3-001-A1
15	EC-1A	Condensador Primera Etapa	PC3-001-A1
16	EC-1B	Condensador Primera Etapa	PC3-001-A1
17	EC-2A	Condensador Segunda Etapa	PC3-001-A1
18	EC-2B	Condensador Segunda Etapa	PC3-001-A1
19	EC-3A	Condensador Tercera Etapa	PC3-001-A1
20	EC-3B	Condensador Tercera Etapa	PC3-001-A1

21	FA-1	Tanque de Balance	PC3-001-A1
22	FA-2	Tanque Separador	PC3-001-A1
23	FA-3	Tanque de Gasóleo Pesado	PC3-001-A1
24	FA-5	Tanque de Desfogue	--
25	FA-8	Tanque de Sello	PC3-001-A1
26	FA-9	Tanque Separador de Gas Combustible	--
27	FA-10	Tanque Separador de Gas de Descoquizado	--
28	FA-11A	Tanque Separador de Gas Combustible	--
29	FA-11B	Tanque Separador de Gas Combustible	--
30	FA-12	Tanque Separador de Gas Combustible	--

ANEXO E. PLANOS ORIGINALES DEL PROCESO.

Los planos que a continuación se enlistan, son los originales del proceso y se muestran en las siguientes páginas:

- I. DFP-PC3-001-A1. Diagrama de Flujo de Proceso. Figura E.1
- II. DTI-PC3-001. Enfriador de residuo de vacío. Figura E.2.
- III. DTI-PC3-002. Calentador BA-1. Figura E.3.
- IV. DTI-PC3-003. Precalentamiento de residuo. Figura E.4.
- V. DTI-PC3-004. Enfriamiento de gasóleo ligero y pesado. Figura E.5.
- VI. DTI-PC3-005. Sección de vacío. Figura E.6.



NO. DE DISEÑO	REVISIÓN	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
900-004	0	15/05/2000
900-004	1	15/05/2000
900-004	2	15/05/2000
900-004	3	15/05/2000
900-004	4	15/05/2000
900-004	5	15/05/2000
900-004	6	15/05/2000
900-004	7	15/05/2000
900-004	8	15/05/2000
900-004	9	15/05/2000
900-004	10	15/05/2000

UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

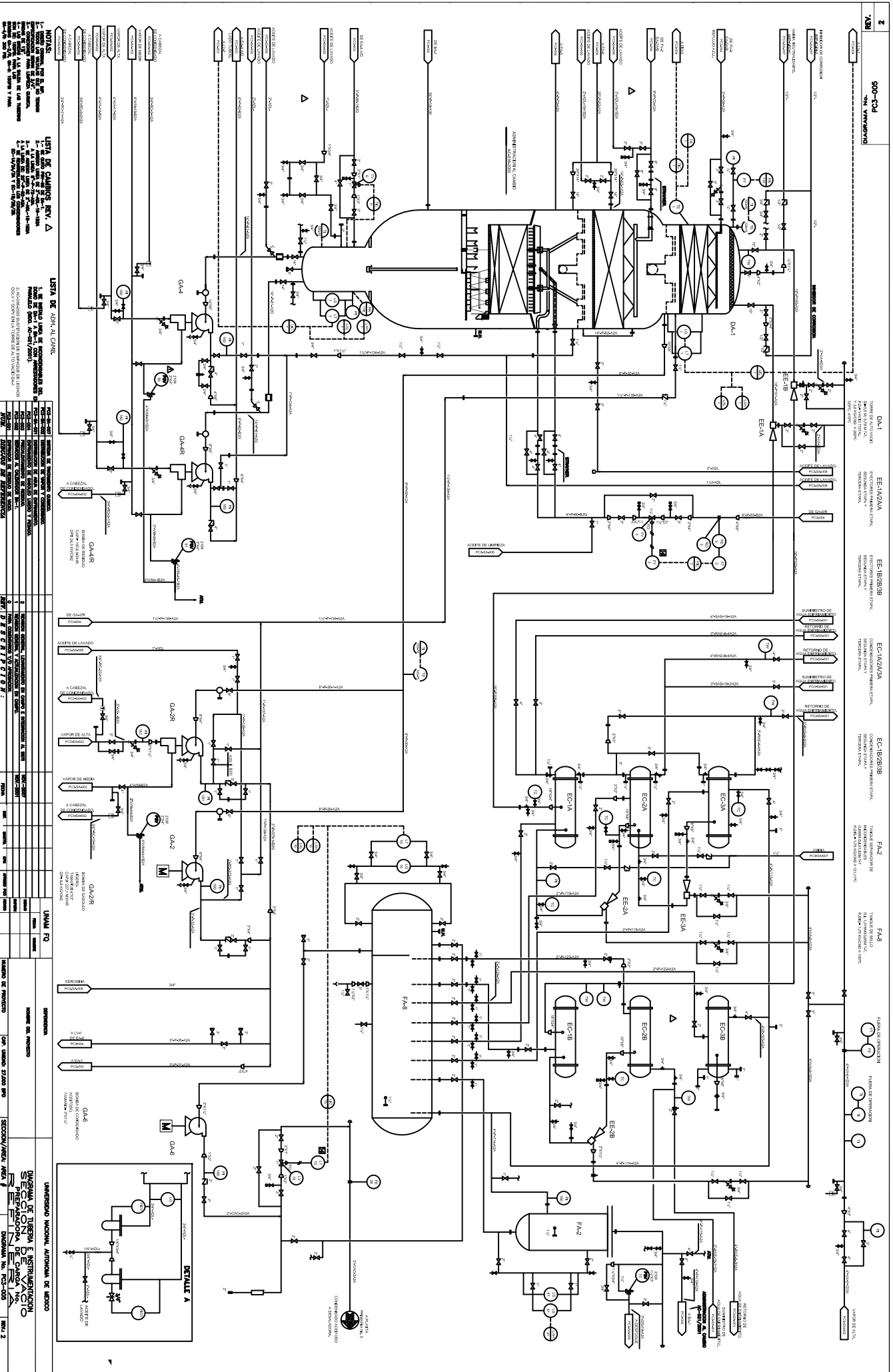
UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

UNIDAD	FECHA	ELABORADO	REVISADO	APROBADO
...
...
...
...
...
...
...
...
...
...

Figura E-5 DT-PC3-004: Enfriamiento de gasóleo ligero y pesado



NOTAS 1- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE ALTA PRESION SEA EL CORRECTO. 2- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE BAJA PRESION SEA EL CORRECTO. 3- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE ALTA PRESION SEA EL CORRECTO. 4- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE BAJA PRESION SEA EL CORRECTO. 5- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE ALTA PRESION SEA EL CORRECTO. 6- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE BAJA PRESION SEA EL CORRECTO. 7- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE ALTA PRESION SEA EL CORRECTO. 8- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE BAJA PRESION SEA EL CORRECTO. 9- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE ALTA PRESION SEA EL CORRECTO. 10- VERIFICAR QUE EL NIVEL DE AGUA EN EL TANQUE DE BAJA PRESION SEA EL CORRECTO.	
LISTA DE CALORES REV. Δ 1- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 2- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 3- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 4- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 5- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 6- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 7- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 8- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 9- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 10- CALOR DE FUSION DEL AGUA.	
LISTA DE AL CALOR 1- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 2- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 3- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 4- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 5- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 6- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 7- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 8- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 9- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 10- CALOR DE FUSION DEL AGUA.	
UNAM IQ 1- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 2- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 3- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 4- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 5- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 6- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 7- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 8- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 9- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 10- CALOR DE FUSION DEL AGUA.	
SECCION/AREA/AREA 7 UNAM IQ 1- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 2- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 3- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 4- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 5- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 6- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 7- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 8- CALOR DE FUSION DEL AGUA. 9- CALOR DE VAPORIZACION DEL AGUA. 10- CALOR DE FUSION DEL AGUA.	
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO INSTITUTO DE INVESTIGACIONES QUIMICAS SECCION DE VACUO PROYECTO DE VACUO DIAGRAMA NO. DT-PC3-005 REV. 2	

Figura E.6 DT-PC3-005, Sección de vacío.

ANEXO F. PLANOS CON IDENTIFICACIÓN DE CIRCUITOS Y UNIDADES DE CONTROL.

Los planos que a continuación se enlistan, han sido modificados únicamente para la identificación de circuitos y de unidades de control, los cuales se muestran en las siguientes páginas:

- I. DFP-PC3-001-A1. Diagrama de flujo de proceso de la planta preparadora de carga con circuitos identificados. Figura F.1
- II. DTI-PC3-001. Enfriador de residuo de vacío. Figura F.2
- III. DTI-PC3-002. Calentador BA-1. Figura F.3.
- IV. DTI-PC3-003. Precalentamiento de residuo. Figura F.4.
- V. DTI-PC3-004. Enfriamiento de gasóleo ligero y pesado. Figura F.5.
- VI. DTI-PC3-005. Sección de vacío. Figura F.6.

