



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

**“ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD
MECÁNICA EN UNA UNIDAD REGENERADORA DE
AMINA UTILIZADA EN UNA PLANTA COQUIZADORA”**

T E S I S

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

PRESENTA:

ALEJANDRA ARANZA GONZÁLEZ MORALES

DIRECTOR DE TESIS :

DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ

**ASESOR TÉCNICO:
DR. NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO**



MÉXICO, DF

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.

Agradecimientos personales

A Dios por permitirme llegar hasta este punto, por la familia que me dio y por todas las bendiciones que me ha dado

A mi mamá Alejandra por todo el apoyo que siempre me brindaste, porque nunca me dejaste caer y siempre buscaste la manera de sacarnos adelante a mí y a mis hermanos, y aunque a veces tengamos diferencias sabes que agradezco todo lo que has hecho por mí, no me alcanzan las palabras para decirte lo mucho que te quiero y que este logro es en gran porcentaje por ti y tus enseñanzas.

A mi papá Antonio (QEPD) no sabes la nostalgia que me da el saber que físicamente no estas, pero esta tesis siempre la hice pensando en ti y en lo feliz que te sentirías al saber que tu hija se iba a titular, te agradezco infinitamente todo lo que hiciste por mí y mis hermanos. Estés donde estés, esta tesis TE LA DEDICO A TI.

A mi hermano toño por todo tu esfuerzo, por que siempre me apoyaste en el camino antes y después del fallecimiento de mi papá, ¡¡GRACIAS!! Este logro es en gran parte gracias a tu ayuda.

A mi hermanito Martin porque a pesar de ser el más chico, siempre me enseñas cosas nuevas.

A mi abuelita Julia por sus consejos y por siempre sentirse orgullosa de sus nietos.

A mi novio Jhovanny por su apoyo incondicional en este trayecto.

A mi primo Fernando por ser como un hermano para mí, y enseñarme cosas nuevas.

A mis amigos de la FES Zaragoza Jessica, Joel, Saul, David, Chava, Janet, por su apoyo y ánimos que continuamente me brindaron.



Agradecimientos profesionales

A la UNAM y sobre todo a mi amada FES Zaragoza por su enseñanza profesional.

Al Dr. Javier Cruz por brindarme la oportunidad de pertenecer a su grupo de trabajo.

Al Dr. Néstor, por compartir su experiencia conmigo, por todas sus enseñanzas y ayuda en la elaboración de este trabajo ¡GRACIAS!!

A mis sinodales Carmen Niño, Ana Maldonado y Ada Meza que con sus observaciones ayudaron a la mejora de este trabajo.

A todos mis profesores que ayudaron en mi formación profesional.

ÍNDICE

ÍNDICE	i
ÍNDICE DE TABLAS	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	iii
TABLA DE ABREVIATURAS	iv
Resumen	1
Introducción	2
✓ Objetivo General	3
✓ Objetivos Particulares	3
✓ Hipótesis	4
✓ Alcance	4
Capítulo I. Marco teórico	5
1.1. Seguridad industrial	5
1.2. Accidentes industriales	5
1.3. Desgaste	7
1.4. Corrosión	7
1.4.1. Protección contra la corrosión en tuberías	8
1.5. Integridad mecánica	8
1.6. Métodos de inspección técnica	9
1.7. Medición de espesores por el método de ultrasonido	11
1.8. Diagramas técnicos de proceso	12
1.8.1. Diagrama de flujo de proceso (DFP)	12
1.8.2. Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI)	12
1.8.3. Diagramas de inspección técnica	13
1.9. Marco normativo	14
1.9.1. DG-SASIPA-IT-0204 (2010)¹¹	14
1.9.1.1. Planeación y preparativos para la medición de espesores	16
1.9.1.2. Unidades de control críticas	24
1.9.1.3. Análisis estadístico formal	24

1.9.1.4.	Uso de Resultados	27
1.9.2.	GPEI-IT-201 ¹²	28
1.9.3.	GPI-IT-4200 ¹³	29
1.9.4.	DG-GPASI-IT-0903 ¹⁴	31
1.9.5.	GPASI-IT-0209 ¹⁵	32
1.10.	Sistema de Medición y Control de espesores de Líneas y Equipos (SIMECELE)	33
1.11.	Descripción del Proceso de la Unidad Regeneradora de Amina.	38
2.	Capítulo II. Metodología para la implementación del SIMECELE.	41
2.1.	Recopilación de la información necesaria.	41
2.2.	Identificación de circuitos y elaboración de censo de circuitos	43
2.2.1.	Líneas	43
2.2.2.	Equipos	43
2.3.	Identificación de Unidades de Control y elaboración de Censo de Unidades de Control	44
2.3.1.	Líneas	44
2.3.2.	Equipos	48
2.4.	Digitalización de los diagramas de inspección técnica	51
2.5.	Captura de datos en SIMECELE	52
	Capítulo III. Resultados	65
3.1.	Identificación de circuitos y elaboración de censo de circuitos (líneas y equipos)	65
3.2.	Identificación de unidades de control y elaboración de censo de unidades de control (líneas y equipos)	69
3.3.	Digitalización de los diagramas de inspección técnica.	72
3.4.	Reporte de mediciones para la UC-041-DEA.	72
	Conclusiones	80
	BIBLIOGRAFÍA.	82
	ANEXO I.CENSO DE UNIDADES DE CONTROL DE LÍNEAS Y EQUIPOS. ..	¡Error!
	Marcador no definido.	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.....	18
Tabla 2. Puntos de medición equipos.....	23
Tabla 3. Periodo de revisión de tornillería.....	31
Tabla 4. Intervalos de inspección en tuberías.....	33
Tabla 5. Censo de circuitos de líneas.....	66
Tabla 6. Censo de circuitos de equipos.....	67
Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.....	69
Tabla 8. Censo de unidades de control de equipos.....	71
Tabla 9. Niveles de medición de tubería.....	75
Tabla 10. Niveles de medición de tubería 2.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Desgaste en una tubería.....	7
Figura 2. Corrosión en una tubería.....	7
Figura 3. Medición de espesores.....	11
Figura 4. Niveles de medición.....	15
Figura 5. Niveles de medición en niplerías.....	30
Figura 6. Inicio SIMECELE.....	33
Figura 7. Manera de operación del SIMECELE.....	34
Figura 8. Pantalla de bienvenida SIMECELE.....	35
Figura 9. Árbol de tareas.....	37
Figura 10. Spool de construcción.....	42
Figura 11. Censo de UC.....	45
Figura 12. División de UC anterior.....	45
Figura 13. UC identificadas.....	46
Figura 14. Unión de UC anteriores.....	46
Figura 15. Ejemplo de división de UC 1.....	47
Figura 16. Ejemplo de división de UC 2.....	48
Figura 17. Unidades de control equipos.....	49
Figura 18. UC en un intercambiador de calor.....	49
Figura 19. UC en un filtro.....	50
Figura 20. UC en torres de destilación.....	50
Figura 21. UC en tanque acumulador.....	50
Figura 22. UC en tanque atmosférico.....	51
Figura 23. UC en tanque esférico.....	51
Figura 24. Levantamiento en campo.....	52
Figura 25. Licenciador SIMECELE.....	53
Figura 26. Especificación de materiales SIMECELE.....	54
Figura 27. Sectores SIMECELE.....	55
Figura 28. Captura de planta en SIMECELE.....	55
Figura 29. Captura de circuito en SIMECELE.....	56
Figura 30. Captura de UC SIMECELE.....	57
Figura 31. Selección de servicio de UC.....	58

Figura 32. Niveles de tubería de la UC.....	59
Figura 33. Niveles de niplería de la UC.....	59
Figura 34. Niveles de tornillería de la UC.....	60
Figura 35. Inspección de la tubería para la UC.....	61
Figura 36. Diagrama para inspección técnica en SIMECELE.....	62
Figura 37. Captura UC de equipos.....	62
Figura 38. Datos generales de la UC para equipos.....	63
Figura 39. Captura de niveles de la UC de equipos.....	64
Figura 40. Datos generales UC-DEA-041.....	73
Figura 41. Medición de espesores de tubería.....	76
Figura 42. Medición de espesores de tubería 2.....	78
Figura 43. Resumen de información de la Unidad Regeneradora de Amina....	79

TABLA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Significado
DFP	Diagrama de flujo de proceso
DTI	Diagrama de tubería e instrumentación
DIT	Diagrama de inspección técnica
mpa	Milésimas de pulgada por año
UC	Unidad de control
DEA	Dietanol Amina
LB	Límite de batería
NO	Normalmente abierta
CC	Cerrada con candado
NC	Normalmente cerrada
LG	Mirilla de nivel (Level Glass)
PSV	Válvula de seguridad por presión

Resumen

En esta tesis fue expuesto el trabajo que se ha realizado en los últimos años por el grupo de trabajo CEASPA dirigido por el Dr. Javier Cruz, el cual se ha centrado en mantener la integridad mecánica de los equipos y líneas de proceso, para evitar futuros accidentes por pérdida de contención de fluido, en líneas y equipos. El SIMECELE es un sistema que reúne todos los requisitos para ayudar en la administración de la seguridad de procesos.

Mediante la implementación de SIMECELE en la Unidad Regeneradora de Amina, fue posible aplicar las cinco fases para la implementación de SIMECELE:

- Recopilación de la información necesaria
- Identificación de circuitos y elaboración de censos de circuitos
- Identificación de unidades de control y elaboración de censo de unidades de control
- Digitalización de los diagramas de inspección técnica
- Captura de datos a SIMECELE

Obteniendo como resultado la administración y el análisis de la información capturada. Esta planta sólo cuenta con una medición, por lo cual no fue posible obtener el análisis estadístico formal, pero se cuenta con información importante como la fecha de próxima medición, dicha fecha es de ayuda para programar la siguiente inspección.

Introducción

Hoy en día la seguridad industrial en los procesos químicos es un factor de suma importancia para evitar circunstancias que provoquen daños a las personas, económicos y al medio ambiente, por ello es necesario que se apliquen las precauciones necesarias, para así minimizar los riesgos que conlleva cualquier proceso químico.

Actualmente en la industria petrolera existen sistemas de seguridad y salud para los trabajadores, en conjunto con la protección ambiental, con el fin de minimizar riesgos para el trabajador como para el medio ambiente.

Una forma de minimizar riesgos y evitar accidentes catastróficos es darle el correcto mantenimiento preventivo a las instalaciones. Esto se logra implementando programas de administración de inspección técnica, que permitan detectar a tiempo una posible falla, la cual sí no se corrige, pueda producir un incidente y generar pérdidas humanas, daños irreversibles al medio ambiente y muy posiblemente pérdidas económicas.

Un problema significativo en la industria petrolera, es la corrosión, este fenómeno ataca a los metales y debilita la estructura. La corrosión aunada al desgaste propio que se adquiere al transportar hidrocarburos y sus derivados, implica un acto peligroso, provocando pérdidas de contención o fugas en líneas y equipos que se encuentran en operación, incitando un accidente.

Para asegurar la integridad mecánica de un equipo o línea que se encuentra en operación, es necesario que se le realicen trabajos de inspección técnica o pruebas, una de ellas es la medición de espesores (regularmente se realiza por el método de ultrasonido). De éste modo, se previenen fallas como fugas, fracturas, pérdida de contención del fluido que manejen las líneas o equipos, ocasionadas por el desgaste o corrosión del equipo o línea produciendo así accidentes graves, daños a las instalaciones y al medio ambiente, además de producir pérdidas económicas.

Anteriormente, cuando se obtenían los valores de las mediciones en campo, era necesario que se realizaran los cálculos manualmente, para obtener vida útil estimada, fechas de próxima medición y fecha de retiro probable de un equipo o línea, es por ello que surge SIMECELE, el cual permite administrar adecuadamente la información generada a partir de las inspecciones técnicas de medición de espesores en líneas y equipos, para obtener rápidamente el cálculo de vida útil estimada, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable del equipo o línea.

Este sistema se puede implementar en cualquier industria que utilice la inspección técnica de medición de espesores. Actualmente, está diseñado para cumplir con la normatividad aplicada a la industria de la refinación.

El objetivo principal del SIMECELE es administrar de manera eficiente la información generada a partir de la medición de espesores.

Los principales beneficios que aporta este sistema son:

1. Realizar el análisis estadístico en menor tiempo.
2. Reducir el tiempo desde la inspección en campo hasta la generación de los reportes técnicos.
3. Tener un análisis del historial de mediciones de espesores más confiable.
4. Permitir la consulta electrónica de dibujos de inspección técnica de medición de espesores.

Su implementación en la unidad regeneradora de amina, utilizada en una planta Coquizadora ayudará a tener una mejor administración de la información de inspecciones técnicas de medición de espesores y a contribuir con la seguridad de dicha planta.

En este trabajo de tesis se ejecutarán los pasos, estrategias y metodología establecida para implementar un sistema de administración de la integridad mecánica (SIMECELE) en una Unidad Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora.

✓ **Objetivo General**

Analizar la implementación de un sistema de administración de la integridad mecánica (SIMECELE) en una Unidad Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora.

✓ **Objetivos Particulares**

- Llevar a cabo una revisión bibliográfica de la integridad mecánica, así como de la normatividad aplicable a SIMECELE.
- Analizar y revisar el proceso de regeneración de amina.
- Llevar a cabo una actualización de los diagramas de inspección técnica de medición de espesores en campo y digitalizarlos en AutoCad.
- Desarrollar la metodología establecida para implementar el SIMECELE en la Unidad Regeneradora de Amina.

✓ **Hipótesis**

Si se ejecutan correctamente los pasos, estrategias y metodologías establecidas para implementar el SIMECELE en la Unidad Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora, se tendrá una mejor administración de la información referente a las inspecciones técnicas de medición de espesores en las líneas y equipos que conforman dicha unidad, obteniendo reportes generados por el sistema en tiempo y forma.

✓ **Alcance**

Aplicar la metodología necesaria para la implementación del SIMECELE en una Unidad Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora.

Capítulo I. Marco teórico

1.1. Seguridad industrial



En los procesos de la industria química se manejan sustancias que por su naturaleza presentan riesgos para la salud y el medio ambiente, además de manejarse a altas temperaturas y presiones que exigen un alto nivel de seguridad. Una fuga de dichos materiales pone en peligro a los trabajadores y en casos extremos afecta a la población y a los ecosistemas aledaños.

La Seguridad industrial tiene por objeto la prevención y limitación de riesgos, así como la protección contra accidentes y siniestros capaces de producir daños o perjuicios a las personas, flora, fauna, bienes o al medio ambiente, derivados de la actividad industrial o de la utilización, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones o equipos y de la producción, uso o consumo, almacenamiento o desecho de los productos industriales¹.

La política de Petróleos Mexicanos en materia de seguridad industrial, protección ambiental y salud ocupacional recoge las experiencias de éxito acumuladas por el Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (PROSSPA) y el Sistema Integral de la Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA), de cuya evolución derivó el Sistema para la Administración Integral de la Seguridad Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX-SSPA)² la cual tiene por objeto lograr la meta de cero lesiones, incidentes éticos o ambientales.

1.2. Accidentes industriales



Otra parte importante que abarca la seguridad industrial son los accidentes industriales, ya que una vez que suceden, se pueden utilizar para prevenirlos en futuras ocasiones.

Los accidentes son manifestaciones del peligro originados por procedimientos mal ejecutados, fallas de la infraestructura o ciertas actividades humanas. Causan lesiones y daños materiales, interrumpen la actividad social y económica, degradan el medio ambiente y pueden ocasionar la muerte.

Los desastres tecnológicos son eventos desastrosos no naturales e incluyen:

- Liberación accidental de sustancias peligrosas

Ocurre durante la producción, el transporte o el manejo de sustancias químicas peligrosas.

- Explosiones

Una explosión es la acción de romper un equipo o línea en forma violenta y ruidosamente por exceso de presión en su interior.

- Explosión química

Dstrucción violenta causada por la explosión de material combustible, casi siempre de origen químico.

- Explosión nuclear/radiación

Liberación accidental de radiación en instalaciones civiles que excede los niveles de seguridad internacionalmente establecidos.

- Contaminación

Degradación de uno o varios elementos del medio ambiente por residuos industriales, químicos o biológicos nocivos, desperdicios o productos derivados de la actividad humana y por la mala gestión de los recursos naturales.

- Lluvia ácida

Arrastre de una concentración excesiva de compuestos ácidos en la atmósfera, resultante de contaminantes químicos (como compuestos azufrados y nitrogenados). Cuando se depositan, estos compuestos aumentan la acidez del suelo y del agua ocasionando daños en la agricultura y el medio ambiente.

- Contaminación química

Contaminación repentina del agua o el aire cerca de superficies industriales que produce afecciones internas en el organismo y daños permanentes en la piel.

- Contaminación atmosférica

Contaminación de la atmósfera por grandes cantidades de gases, sólidos y radiación. Se produce por la quema de combustibles naturales y artificiales, por sustancias químicas y por otros procesos industriales y explosiones nucleares³.

Es por ello, que es de suma importancia mantener un estado de prevención constante para no incurrir en fallas que resulten desastrosas.

1.3. Desgaste

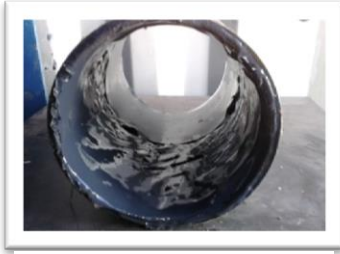


Figura 1. Desgaste en una tubería.

El desgaste es la pérdida de material que sufren las paredes de una tubería, un equipo, válvula o conexión por abrasión (el mismo fluido que transporta tiende a proporcionar un cierto deterioro con el tiempo). No debe considerarse como desgaste a la corrosión localizada.

Todo evento que incluya fricción tiene dos efectos negativos: el calor y el desgaste. Normalmente, el desgaste no ocasiona fallas violentas, pero trae consecuencias como la reducción de la eficiencia de operación, pérdidas de potencia por fricción, obsolescencia de las partes afectadas o todo el conjunto y esto eventualmente conduce al reemplazo de los componentes desgastados

El desgaste se define como: “la pérdida de masa de la superficie de un material sólido por la interacción mecánica con otro cuerpo en contacto” o “el daño superficial sufrido por los materiales después de determinadas condiciones de trabajo a los que son sometidos”. En la figura 1 se visualiza un ejemplo del desgaste en tuberías

Este fenómeno se manifiesta por lo general en las superficies de los materiales, llegando a afectar la sub-superficie. El resultado del desgaste, es la pérdida de material y la subsiguiente disminución de las dimensiones y por tanto la pérdida de tolerancias⁴.

1.4. Corrosión



Figura 2. Corrosión en una tubería.

La corrosión a pesar de ser un fenómeno natural representa grandes riesgos para la industria, ya que es la causante de la disminución de la vida útil de los materiales por acción de contaminantes en el ambiente.

La corrosión puede definirse como: “el ataque destructivo de un metal por reacción química o electroquímica con su medio ambiente”⁵. La figura 2 muestra un ejemplo de corrosión en una tubería.

Existen dos tipos de corrosión la corrosión química y la corrosión electroquímica.

- a) *Corrosión química*: La corrosión química es la destrucción del metal u otro material, por la acción de gases o líquidos no electrolíticos (gasolina,

aceites etc). Un ejemplo típico de corrosión química es la oxidación química de metales a altas temperaturas⁶.

- b) *Corrosión electroquímica*: Se denominan así a los procesos que se desarrollan por acción de electrólitos sobre el metal. Los procesos electrolíticos pueden ser muy complejos en dependencia de la naturaleza del metal y del electrólito, pero en general, corresponden a una reacción de oxidación-reducción, en la que el metal sufre un proceso de oxidación y se destruye (se disuelve). Al mismo tiempo, el hidrógeno presente en la solución acuosa se reduce y se desprende oxígeno elemental de la disolución, que corroe adicionalmente el metal⁶.

1.4.1. Protección contra la corrosión en tuberías

Cualquier material metálico que se encuentre en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, estos son recubrimientos protectores y revestimientos, protección catódica, selección de materiales e inhibidores de corrosión⁷.

- a) *Recubrimientos y revestimientos*: Éstas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunción con sistemas de protección catódica para optimizar el costo de la protección de tuberías.
- b) *Protección catódica*: Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la corrosión externa del metal, del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo agua.
- c) *Inhibidores de corrosión*: Para evitar en cierto grado la corrosión puede utilizarse un inhibidor de corrosión, que es un material que fija o cubre la superficie metálica, proporcionando una película protectora que detiene la reacción corrosiva.

1.5. Integridad mecánica.

En las últimas décadas, el análisis de integridad de equipos de proceso se ha vuelto muy importante como herramienta de gestión de riesgo de la mayoría de las industrias, que poseen equipos sometidos a presión, tales como recipientes, tanques de almacenamiento, tuberías de proceso, torres, reactores, etc., que contienen productos peligrosos, ya que una falla en uno de ellos puede generar consecuencias graves, por esta razón en varios países se realizan programas para prevenir incidentes, mantener la productividad, la planta y la viabilidad económica.

La integridad mecánica⁹ (IM) es la ejecución de los programas de actividades necesarias para garantizar que el equipo se encuentre en correcto estado, para su aplicación prevista a lo largo de su vida útil. Los programas varían según la cultura industrial, los requisitos normativos, la geografía y las plantas.

Sin embargo, algunas características son comunes, por ejemplo:

- a) Incluye actividades para asegurar que el equipo está diseñado, fabricado, adquirido, instalado, operado y mantenido de manera apropiada para su aplicación prevista.
- b) Prioriza los equipos para ayudar a asignar los recursos de manera óptima (por ejemplo, personal, dinero, espacio de almacenamiento).
- c) Apoya al personal de la planta para realizar tareas de mantenimiento planificadas y reducir la necesidad de mantenimiento planificado.
- d) Ayuda al personal de la planta a reconocer cuando se producen deficiencias de un equipo, incluye controles para asegurar que las deficiencias del equipo no den lugar a accidentes graves.
- e) Incorpora, reconoce y acepta, en general las buenas prácticas de ingeniería.
- f) Ayuda a asegurar que el personal asignado a inspeccionar, examinar, mantener, adquirir, fabricar, instalar y desmantelar equipos de proceso estén debidamente capacitados y tengan acceso a procedimientos adecuados para estas actividades.

Las actividades que realiza la integridad mecánica son parte de los esfuerzos de la industria para la prevención de accidentes y mantener estable la productividad de cualquier planta. La evaluación de la integridad mecánica de una instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica. Un sistema de integridad mecánica bien definido debe asegurar la continuidad del proceso y la reducción de los impactos por fallas operacionales como situaciones de riesgo^{9.1}.

1.6. Métodos de inspección técnica

La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

- a) *Inspección basada en tiempo*: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección, con base en el tiempo de vida útil de un equipo o línea de proceso, establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.
- b) *Inspección basada en riesgo*: Su objetivo es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).

- c) *Inspección basada en estado*: Todo tipo de pruebas no destructivas (PND) (radiografías, pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, medición de espesores por ultrasonido, etc.) que pueden ser realizadas en una instalación, ya sea con el proceso en operación o en algún paro total o parcial, con el objetivo de establecer la condición actual de la integridad mecánica del componente a inspeccionar, por ejemplo, un tramo de línea o un equipo de proceso.

Las pruebas no destructivas (PND), son sumamente importantes en el continuo desarrollo industrial, gracias a ellas es posible determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras de equipos y líneas que comúnmente llevan condiciones de operación altas y una pequeña fisura puede provocar accidentes catastróficos.

Las PND más empleadas son la inspección visual y la prueba de ultrasonido. Sin embargo se dará una breve explicación de algunas PND utilizadas en la industria :

- **Ultrasonico**: La medición por ultrasonido consiste en una vibración mecánica con un rango mayor al audible por el oído humano que se transmite a través de un medio físico que es orientado, registrado y medido en Mega Hertz con ayuda de un aparato creado para este fin. Este método es el más usado en cuanto a la medición de espesores de líneas y equipos en la industria, además de que es el que se emplea en la implementación del sistema de administración de la integridad mecánica en una Unidad Regeneradora de Amina.
- **Inspección Visual**: Es la más usada debido a su facilidad de aplicación, hay que tener en cuenta su accesibilidad, iluminación y ángulos de visión. Se deben revisar defectos superficiales, grietas, porosidad, etc. Las ventajas son costos reducidos, puede realizarse mientras el equipo o línea está en operación. Las desventajas son que puede aplicarse únicamente a los defectos superficiales.
- **Radiográfico**: Esta prueba utiliza radiación de alta energía capaz de penetrar en los materiales sólidos, la condición interna de éstos materiales es registrada en una película radiográfica o pantalla fluorescente. Se requieren rayos “X” o gamma para exámenes de soldadura y de piezas fundidas o forjadas.

Las ventajas son:

- a) Permite la obtención de un registro permanente.
- b) Se puede observar en la pantalla fluoroscópica la inspección interna a costo reducido.

Las desventajas son:

- a) Requiere de habilidad en la medición de ángulos de exposición y la interpretación de los resultados
 - b) Requiere medidas de seguridad radiológicas.
- **Partículas Magnéticas:** El magnetismo de la materia resulta de los movimientos de los electrones alrededor del núcleo. Cada electrón a causa de su movimiento genera un campo magnético más o menos intenso y perceptible para la materia. El equipo requerido es especial para este tipo de ensayos y de polvos magnéticos en forma seca o parcialmente húmedos. Se deben revisar las discontinuidades de la superficie. Las ventajas que proporciona son costos relativamente bajos y es más sencilla que la radiográfica. Las desventajas son que puede emplearse únicamente con materiales ferromagnéticos, se requiere habilidad para descubrir e interpretar los defectos o las configuraciones no significativas, es difícil de realizar sobre las superficies ásperas y las piezas deben de desmagnetizarse.
 - **Líquidos penetrantes:** Permite la detección de discontinuidades superficiales en materiales ferrosos y no ferrosos. Los líquidos penetrantes tienen la propiedad de filtrarse a través de las discontinuidades que tienen los materiales basándose en la acción capilar, la que origina que el líquido ascienda o descienda a través de dos paredes cercanas, también se basa en el principio de cohesión, viscosidad, adherencia y tensión superficial. Las ventajas de éste tipo de inspección son que se puede aplicar a todo tipo de materiales.

1.7. Medición de espesores por el método de ultrasonido.

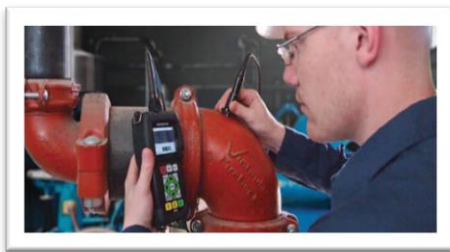


Figura 3. Medición espesores.

Mediante el ultrasonido y los procedimientos recomendados por ASME y API se pueden determinar los espesores de las paredes de equipos expuestos a corrosión, abrasión o desgaste, pues se emplea energía de vibración mecánica de alta frecuencia para revelar y localizar discontinuidades en los materiales¹⁰.

El método ultrasónico se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales. Consta de un sensor o transductor acústicamente acoplado en la superficie de un material, este sensor, contiene un elemento piezoeléctrico, cuya función es convertir pulsos eléctricos en

pequeños movimientos o vibraciones, las cuales a su vez generan sonido, con una frecuencia en el intervalo de los mega Hertz (inaudible para el oído humano).

El sonido o las vibraciones, en forma de ondas elásticas, se propaga a través del material hasta que pierde por completo su intensidad o hasta que topa con una interface, es decir algún otro material como el aire o el agua y como consecuencia, las ondas pueden sufrir reflexión, refracción, etc. Lo cual puede traducirse en un cambio de intensidad, dirección y ángulo de propagación de las ondas originales. Además su versatilidad permite una aplicación sobre distintos materiales en los cuales las ondas ultrasónicas puedan ser transmitidas. Este método provee una medición muy precisa, siempre y cuando el personal que lo maneje esté debidamente capacitado.

Mediante el método de ultrasonido se puede determinar la velocidad de propagación de ondas, presencia de discontinuidades, y medición de espesores de pared.

1.8. Diagramas técnicos de proceso

Los diagramas técnicos de las plantas de cada refinería contienen información valiosa para ser usada en muchas de las actividades que se realizan a diario (operación, mantenimiento, evaluación, inspección.), por lo que dichos documentos deben ser completos, legibles, fáciles de leer y entender.

1.8.1. Diagrama de flujo de proceso (DFP)

Los diagramas de flujo de proceso (DFP) muestran las corrientes de flujo principal que conectan con los equipos primordiales, y la instrumentación básica de control del proceso.

El DFP normalmente presenta los siguientes datos:

- Presión y temperatura de todas las líneas principales a la entra y salida de cada equipo
- Tabla de balance de materia que permite conocer el contenido de cada línea.
- Dirección de flujo.

1.8.2. Diagrama de Tubería e Instrumentación (DTI)

Un diagrama de tubería e instrumentación (DTI) es la representación gráfica de la secuencia de equipos, tuberías y accesorios que conforman la planta o secciones de ella.

A diferencia de los diagramas de flujo de proceso que sólo muestran las líneas principales en los DTI's se muestran todas y cada una de las líneas y equipos que conforman la planta, así como su instrumentación.

1.8.3. Diagramas de inspección técnica.

Los diagramas para inspección técnica (DIT) son un conjunto de dibujos de líneas y equipos utilizados para la medición preventiva de espesores. Estos representan de manera gráfica los niveles de medición de una unidad de control.

Los diagramas de inspección técnica para la medición de espesores de líneas son diagramas con una vista de 30° con respecto a una vista lateral, indican los cuatro puntos cardinales mostrando tramos de tubería con codos, tees o arreglos especiales que tenga la tubería en campo, así como los niveles de medición de espesores.

En el caso de los DIT para la medición de espesores de equipos estos se representan en dos dimensiones. Se realizan con respecto a vistas, tomando en cuenta los puntos cardinales, se toma la vista en donde se muestren todas las boquillas y accesorios que tenga el equipo.

Es importante mencionar que los dibujos para la medición de espesores de líneas y equipos, se deben elaborar indicando las soldaduras y niveles de medición dando un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo.

En los DME se muestra información de gran importancia como lo es:

- Centro de trabajo.
- Nombre de la dependencia.
- Nombre o número del sector al que pertenece.
- Nombre de la planta.
- Circuito al que pertenece.
- Unidad de control de la planta.
- Número de isométrico.
- Nombre de la persona que levantó en campo y quien lo dibujo.
- Nombre de la persona que revisó y autorizo.
- Especificación de material de la tubería.
- Diámetro o diámetros de la tubería
- Condiciones de operación y diseño.

1.9. Marco normativo

Los trabajos de inspección técnica propuestos por PEMEX Refinación, se describen en el marco normativo vigente, en la guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores.

Es importante mencionar que el sistema de administración de la integridad mecánica que se implementó en la Unidad Regeneradora de Amina (SIMECELE) se basa en el marco normativo vigente.

1.9.1. DG-SASIPA-IT-0204 (2010)¹¹

La guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores tiene como objetivo predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesores 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.

Esta guía debe aplicarse para líneas y equipos que manejan o transportan hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas, así como para tanques y recipientes que los almacenen.

Las excepciones a la aplicación de este procedimiento, suceden cuando la distribución de medición de espesores no cumple con un comportamiento tipo campana de Gauss, el equipo tiene algún procedimiento en particular o que por sus características no pueden sujetarse a programas de medición de espesores independientes de sus fechas de reparación tales como:

- Tuberías de calentadores.
- Tubos internos 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.

Esta guía define conceptos, que se manejan a lo largo de este trabajo.

Circuito: Conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.

Unidad de control: Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea.

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.

Los niveles contenidos en círculos corresponden a los de tubería, los contenidos en triángulos a los de niplería y los contenidos en rectángulo a los de tornillería.

En la Figura 4 se muestra un ejemplo de niveles de medición en líneas.

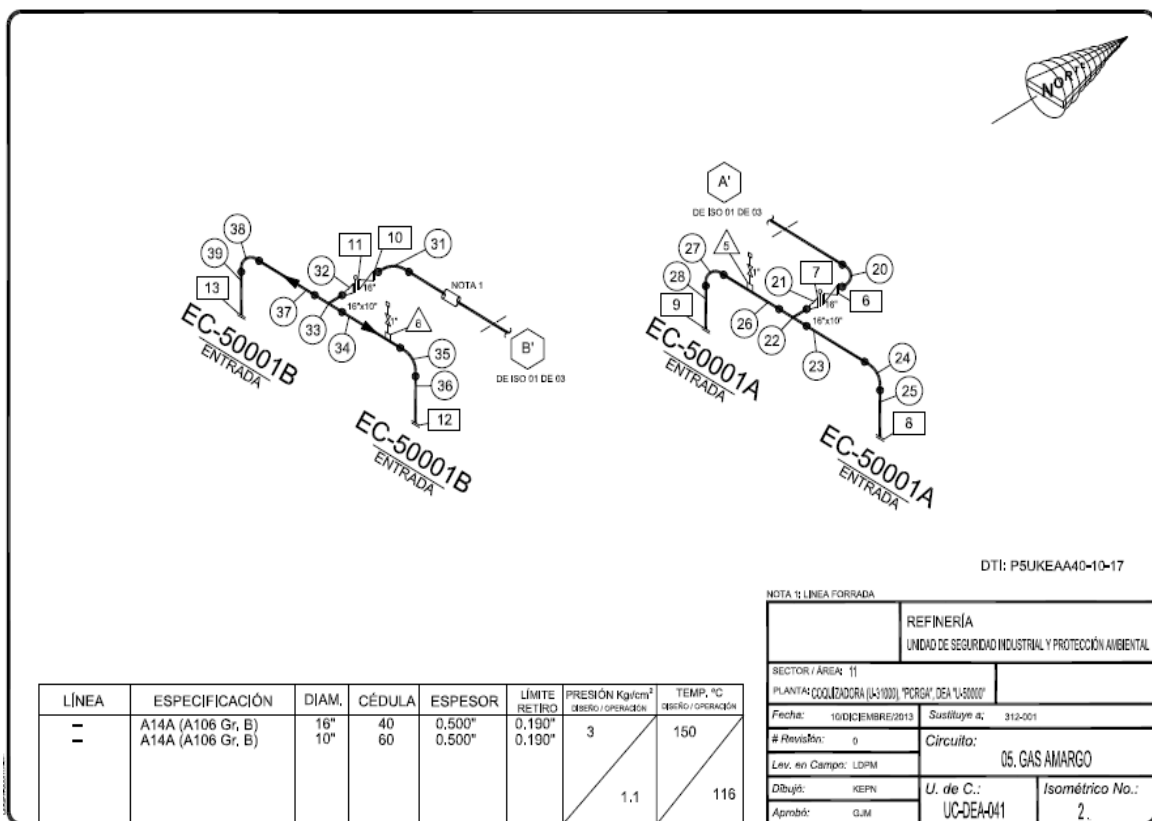


Figura 4. Niveles de medición.

Periodicidad de medición de espesores: Se considera como el tiempo que transcurre entre una fecha de medición y la siguiente consecutiva, la cual depende del análisis de la velocidad de desgaste.

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 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.

Espesor remanente: Es la diferencia de espesores entre el obtenido en la última medición y el límite de retiro.

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

Vida útil estimada (VUE): Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.

Fecha de 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.

Vaciado de datos: Es transferir las lecturas de los espesores obtenidos en el campo a un registro permanente llamado también “Registro de medición de espesores”.

Análisis de la estadística: Es el análisis formal que se ejecuta de acuerdo a los datos de medición de espesores de pared, determinar las fechas de próxima medición, velocidad de corrosión, vida útil estimada y fecha de retiro probable de tuberías y equipos. Este análisis puede ser ejecutado por medio de un software para la administración de las mediciones de espesores.

Puntos sospechosos: Puntos cuyos espesores de acuerdo al análisis preliminar, arrojan dudas sobre su veracidad.

1.9.1.1. Planeación y preparativos para la medición de espesores

La planta se divide en circuitos y a su vez en unidades de control con el objetivo de administrar los trabajos de inspección técnica. Los trabajos de medición de espesores y los correspondientes análisis de la estadística, constituyen un proceso cíclico ya que cada uno aporta los datos necesarios para la ejecución del siguiente, tal y como se describe a continuación:

Los datos obtenidos en la medición se registran en un formato, en el que se recopila la información junto con las mediciones anteriores, el conjunto de estos datos constituyen el “Registro de medición de espesores”.

Se procede al análisis de los datos registrados obteniéndose la información de velocidad de desgaste estadístico, fechas de próxima medición y de retiro probable, con la cual se estima cuando deben reemplazarse las piezas de acuerdo

a su vida útil, para este paso se utiliza otro formato denominado “Registro del análisis de la medición de espesores”.

Es de suma importancia 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:

- Líneas

En muchos casos la unidad de control será la línea, pero en otros casos la línea está dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.

- Equipos:

- a) Cuando en un recipiente las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien éstas sean menores de 15 mpa (milésimas de pulgada por año) se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.
- b) En cambiadores de calor de (haz de tubos), se consideran dos unidades de control, cuerpo y carrete
- c) En cambiadores de calor de horquilla, se consideran dos unidades de control, una para el conjunto de piezas que manejen el fluido frío y otra para las que manejan el fluido caliente.
- d) En torres de destilación con velocidades de desgaste críticas, deben seleccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de desgaste más o menos homogéneas, por ejemplo: en torres de destilación primaria, se considera la sección de fondo, la de entrada de carga, la intermedia superior y la del domo.
- e) Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo (lining, clad overlay, pinturas, refractarios, etc.) considerarlas como una sola unidad de control. Cuando éste recubrimiento sea parcial tomar dos unidades de control: zona protegida y zona sin protección.
- f) En tanques de almacenamiento atmosférico, esferas, y esferoides considerar una unidad de control por anillo.
- g) Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y

zona de vapores, o bien interfaces donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas conviene dividir en varias unidades de control el equipo.

- Puntos de medición de espesores.

Es importante conocer donde se colocaran los puntos de medición en líneas y equipos a la hora de digitalizar los diagramas de inspección técnica, ya que a la hora de la captura a SIMECELE este procedimiento juega un papel muy importante.

Los criterios para determinar un nivel de inspección de tubería son:

- Después de cada soldadura.
- Después de cada válvula
- En un injerto.
- Después de un injerto (si el flujo es de salida)
- En los codos.
- Después de los codos
- En la reducción.
- En la unión de la “Tee”
- Después de la “Tee” (si el flujo es de salida)
- En la unión de los filtros.
- Después de un medidor de flujo.
- Después de una brida.

Es de suma importancia hacer hincapié en que cada nivel se medirá en cuatro puntos en la tabla 1 se muestra la notación utilizada y los puntos donde se realiza la medición en líneas, codos y tees.

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.

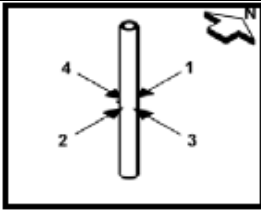
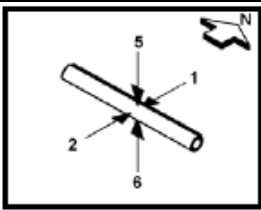
Accesorio	Dibujo	Notación con letras	Notación con números
Líneas		N,S,O,P	1,2,3,4
		N,S,A,B	1,2,5,6

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.

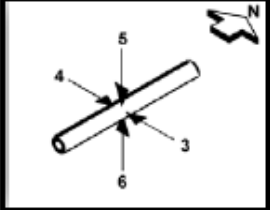
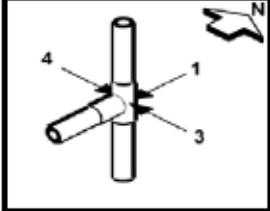
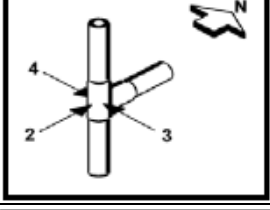
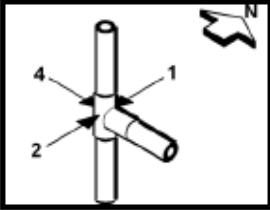
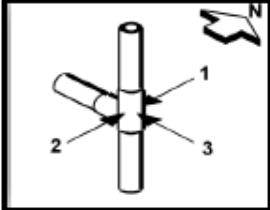
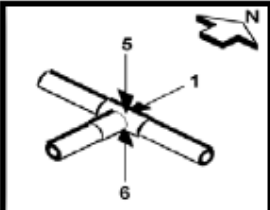
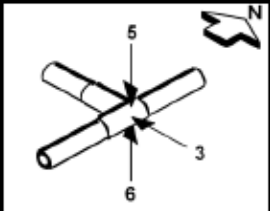
Accesorio	Dibujo	Notación con letras	Notación con números
		O,P,A,B	3,4,5,6
Tees		N,X,O,P	1,0,3,4
		X,S,O,P	0,2,3,4
		N,S,X,P	1,2,0,4
		N,S,O,X	1,2,3,0
		N,X,A,B	1,0,5,6
		O,X,A,B	3,0,5,6

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.

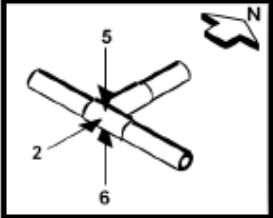
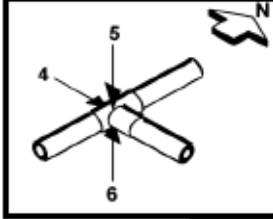
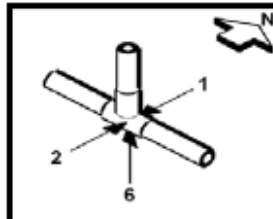
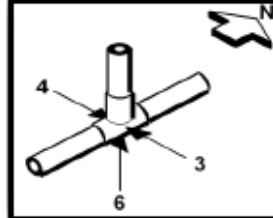
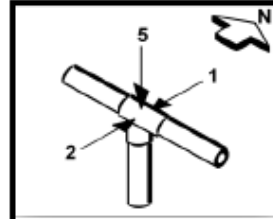
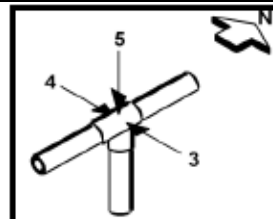
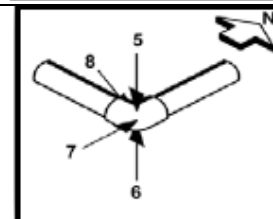
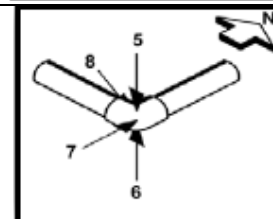
Accesorio	Dibujo	Notación con letras	Notación con números
		X,S,A,B	0,2,5,6
		X,P,A,B	0,4,5,6
Tees		N,S,X,B	1,2,0,6
		O,P,X,B	3,4,0,6
		N,S,A,X	1,2,5,0
		O,P,A,X	3,4,5,0
		A,B,C,G	5,6,7,8
Codos		A,B,C,G	5,6,7,8

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.

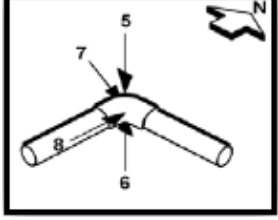
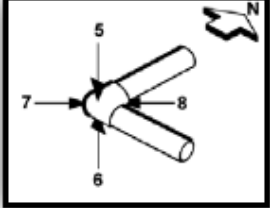
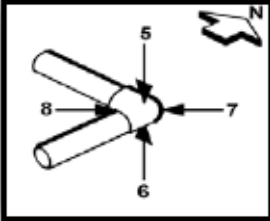
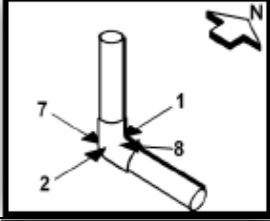
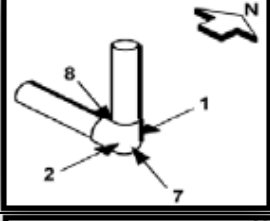
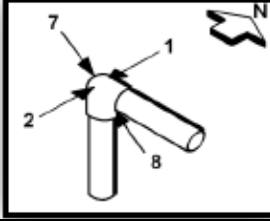
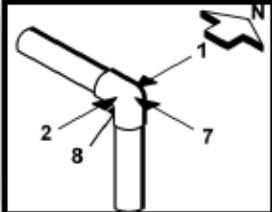
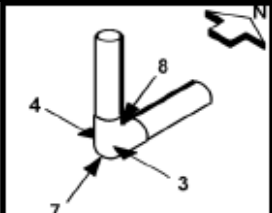
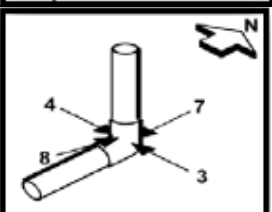
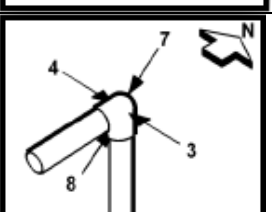
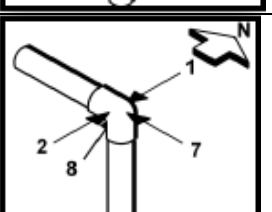
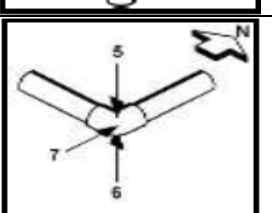
Accesorio	Dibujo	Notación con letras	Notación con números
		A,B,C,G	5,6,7,8
		A,B,C,G	5,6,7,8
		A,B,C,G	5,6,7,8
		N,S,C,G	1,2,7,8
		N,S,C,G	1,2,7,8
		N,S,C,G	1,2,7,8

Tabla 1. Puntos de medición en líneas codos y tees.

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

En el caso de los equipos, los criterios para determinar un nivel de inspección son:

- Sí se trata de un recipiente atmosférico o esférico cada placa es un nivel de medición.
- Cada boquilla es un nivel de medición con cuatro posiciones cada uno.
- Al final de la tapa

- En las soldaduras de las tapas un nivel antes de la soldadura y uno después.

Para saber el número de mediciones que se le realizarán a cada nivel en un equipo dependerá de su diámetro, la tabla 2 nos muestra las mediciones de acuerdo al diámetro del equipo.

Tabla 2. Puntos de medición equipos.

Número de posiciones		
Desde DI (in)	Hasta DI (in)	No. de posiciones
0.3	37.7	4
37.7	50.0	6
50.3	75.1	8
75.4	100.3	12
100.4	150.2	16
150.6	En adelante	24

En la guía la tabla viene de acuerdo al perímetro pero para comodidad se modificó para diámetro interior.

Para cada unidad de control se debe contar con la siguiente información:

- Diagramas de inspección técnica de líneas y desarrollo de equipos.
- Todos los diagramas de inspección deben estar orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
- Los arreglos de tornillería, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un rectángulo.
- Los arreglos de válvulas de las tuberías y equipos, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un triángulo.
- Registro de medición de espesores.
- 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.

1.9.1.2. Unidades de control críticas

Las unidades de control críticas, son aquellas que tengan una velocidad de desgaste mayor de 15 milésimas de pulgada por año (mpa).

Para establecer la velocidad de desgaste de una unidad de control, con objeto de determinar su criticidad, el análisis debe hacerse a partir de los valores de dos mediciones completas al 100% de sus puntos y dichas mediciones deben haberse efectuado con un intervalo mínimo de un año entre ellas.

Cuando no se tenga información sobre la velocidad de desgaste, se consideran como críticas aquellas unidades de control que, de acuerdo con su historial, hayan presentado problemas de desgaste habiendo tenido que repararse o reponerse o se tomará como ejemplo plantas similares del centro de refinación o de otros.

Es fundamental que todas las unidades de control sean críticas o no, siempre deben ser medidas en todos sus puntos 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 control de que se trate.

1.9.1.3. Análisis estadístico formal

Para que el análisis estadístico formal sea confiable antes de realizarlo es necesario revisar los siguientes puntos, para así garantizar su veracidad.

- 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.
- Las señales dudosas o negativas en el equipo deben investigarse para comprobar su funcionamiento y así obtener datos correctos del equipo de medición.

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 tener un correcto análisis estadístico formal es necesario conocer 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.
- Discriminación de valores de espesores no significativos, se debe revisar el registro de mediciones, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos para lo cual se debe observar lo siguiente:
 - Se eliminarán todos los valores que excedan en más del 5% de la anterior calibración. Los valores que presenten un incremento de espesor de 0 al 5% tendrán una velocidad de corrosión de 0.
- Para el cálculo de *la velocidad de desgaste por punto* se debe 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 (norte con norte, sur con sur, etc.), para que el cálculo sea aceptable debe haber transcurrido un año entre la pareja de fechas de medición (con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles).
- En el análisis se consideran todas las parejas de valores de espesor incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero” ya sea por engrosamiento o por que no exista desgaste.
- **La velocidad de desgaste por punto.**

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

Dónde:

- ✓ *d= Velocidad de desgaste por punto.*
- ✓ *ff= Fecha de medición más reciente.*
- ✓ *fi= Fecha de medición anterior (en años).*
- ✓ *ei= Espesor obtenido en la fecha fi (mpa).*
- ✓ *ef= Espesor obtenido en la fecha ff (mpa).*

- **Cálculo de la velocidad de desgaste promedio (Dprom).**

$$D_{prom} = \frac{d1 + d2 + d3 + \dots + dn}{n} \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

- ✓ $d1, d2, d3, \dots, dn$ = 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.
- **Velocidad máxima ajustada (Dmax)**

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

Dónde:

- ✓ n = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.
- ✓ D_{prom} = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste (mpa).
- ✓ D_{max} = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente (mpa).
- 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), se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominarán “ek” y la fecha de medición correspondientes “fk”.

- **Vida útil estimada**

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

- **Fecha de próxima medición.**

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

- **Fecha de retiro probable.**

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

Dónde:

- ✓ L_r = Límite de retiro (mpa).
 - ✓ e_k = Espesor más bajo encontrado en la última medición (mpa).
 - ✓ f_k = Fecha de última medición (años).
- 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.

1.9.1.4. Uso de Resultados

La velocidad de desgaste sirve para determinar lo siguiente:

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

La vida útil estimada da un estimado de cuándo será necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.

- Si la vida útil que se obtiene es menor o igual a 1.5 años, se debe proceder a emplazar la pieza, línea o equipo según sea el caso y continuar vigilando la unidad de control de acuerdo al resultado del análisis.
- Si la vida útil obtenida resulta mayor de 1.5 años debe procederse de la siguiente forma:
 - 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, esto indica que es crítico y de acuerdo al resultado se deberá programar la siguiente medición.
 - 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. Conviene analizar materiales, y cualquier situación que provoque

anormalidades en el flujo dentro de la línea como puede ser: un directo, un injerto, un cambio de dirección brusco, una reducción, una válvula reductora de presión, un punto de inyección (de agua, inhibidor y otros) etc.

- La fecha de próxima medición de espesores, sirve para programar la próxima medición de la unidad de control en el programa general.
- Con base en la fecha de retiro probable se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

En este punto es importante señalar que el análisis estadístico formal que se realizará en la Unidad Regeneradora de Amina lo llevará a cabo el sistema de administración de la integridad mecánica (SIMECELE) que se implementará en dicha planta.

1.9.2. GPEI-IT-201¹²

Este procedimiento cumple con las actividades para llevar a cabo la revisión de los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de procesos 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:

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

Debido a que éste procedimiento implica el desarmado de los arreglos roscados, las revisiones tendrán que efectuarse con 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 revisión deberán registrarse en formatos correspondientes al tipo de arreglo.

Los tipos de arreglos de niplería se muestran a continuación:

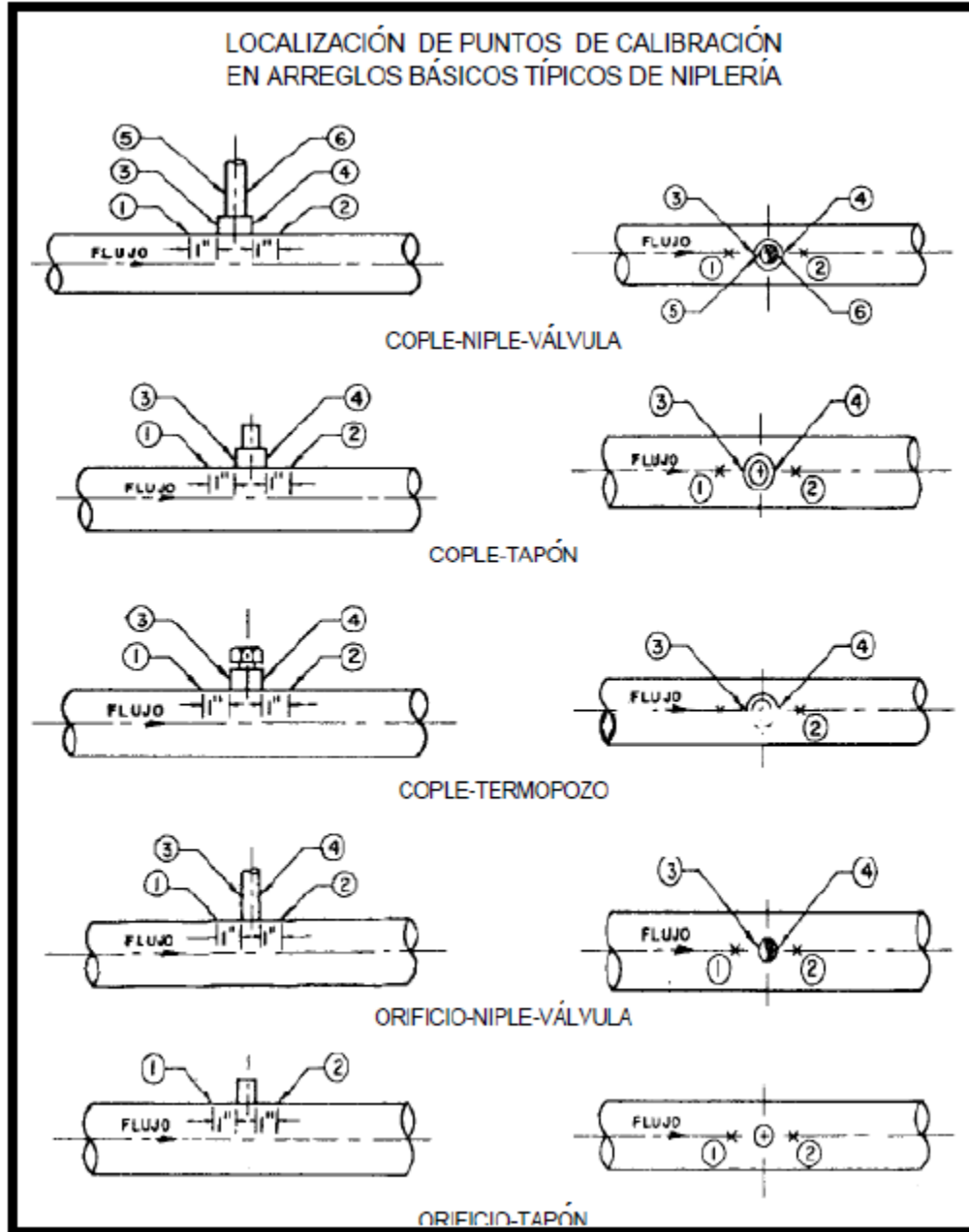
- Cople-Niple-Válvula.
- Cople-Tapón.
- Cople-Termopozo.
- Orificio-Tapón.
- Orificio-Niple-Válvula.
- Orificio-codo de cola-Niple-Válvula.
- Arreglo especial (No cumple con las características de los anteriores y tiene más posiciones de calibración).

1.9.3. GPI-IT-4200¹³

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, también indica que se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores y éstas deberán efectuarse mediante medios no destructivos, éste procedimiento establece el uso de un formato para el registro de las calibraciones, análisis de los desgastes y cálculos de vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería.

Los puntos de calibración en los arreglos de niplería típicos, están indicados en la figura 5, básicamente se prevén:

- Dos puntos sobre la línea o equipo a 1 pulgada del cople o de la pieza macho roscada dentro del orificio.
- Dos puntos en el cople (opuestos en el sentido del flujo).
- Dos puntos en el niple (opuestos en el sentido del flujo).



Los dos puntos sobre la línea o equipo junto al cople o pieza macho roscada dentro del orificio, son necesarias, ya que nos dan una idea del desgaste que hay en la base soldada del cople donde podemos tener un desgaste acentuado por la erosión que nos causa la turbulencia del fluido.

Deben incluirse dos puntos de calibración por cada pieza susceptible de calibrarse en aquellos arreglos con un número de piezas mayores a los arreglos básicos típicos, como es en el caso de los arreglos especiales. Los medios de calibración utilizados son:

- Aparatos ultrasónicos.
- Medición directa con calibradores mecánicos cuando sea posible desarmar los arreglos.
- Método radiográfico cuando sea necesario por alta o baja temperatura, por no poder sacar el equipo de operación.

1.9.4. DG-GPASI-IT-0903¹⁴

Este procedimiento permite 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 bridadas 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.

Debido a la agresividad del medio ambiente en cada lugar los periodos de revisión no son iguales. Para fijar criterios generales las revisiones deben hacerse de acuerdo a lo establecido con la siguiente tabla 3.

Tabla 3. Periodo de revisión de tornillería.

Grado de corrosión	Descripción	Periodo de revisión
Leve	La cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 años
Moderada	Los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste pero todavía con profundidad suficiente.	4 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

1.9.5. GPASI-IT-0209¹⁵

En este procedimiento se describen los criterios para efectuar la inspección de tuberías de plantas de proceso y servicios auxiliares en operación, con el objeto de conocer su estado físico y programar su cambio en caso de deterioro, a fin de mantenerlas en buen estado, seguras y confiables.

Las tuberías se deben clasificar de acuerdo al servicio que manejan

Clase 1. Se clasifica así a todas aquellas tuberías que por su servicio presenten el potencial más alto de riesgo que pueda afectar la seguridad o el medio ambiente, si llega a presentarse una fuga.

Clase 2. Se clasifica así a la mayoría de las tuberías de proceso y servicios auxiliares, que manejan hidrocarburos que vaporizan lentamente en el mismo lugar durante su liberación, ácidos y cáusticos fuertes.

Clase 3. Se clasifica así a todos aquellos servicios que son inflamables pero que no vaporizan significativamente cuando se derraman y no están localizados en áreas de alta actividad, y son los siguientes:

- Hidrocarburos que no vaporizan significativamente durante su liberación.
- Destilados y productos hacia y desde áreas de almacenamiento y carga.
- Ácidos y cáusticos fuera de áreas de proceso.

El intervalo entre las inspecciones de tubería se debe establecer y mantener usando los siguientes criterios:

- La velocidad de corrosión y los cálculos de vida remanente.
- La clasificación de las tuberías de acuerdo al servicio.
- Los requerimientos jurisdiccionales aplicables.
- El juicio del inspector o especialista de corrosión basado en las condiciones de operación, historia de las inspecciones anteriores, resultados de la inspección actual, etc.

En la tabla 4 se muestran los intervalos de inspección máximos recomendados para las tres categorías, para los puntos de inyección y para las tuberías con interface suelo-aire.

Tabla 4. Intervalos de inspección en tuberías.

Tipo de circuito	Medición de espesores	Inspección visual externa
Clase 1	5 años	5 años
Clase 2	10 años	5 años
Clase 3	10 años	10 años
Puntos de inyección	3 años	Según clase
Interface suelo-aire	---	Según clase

La inspección visual externa se realiza para determinar la condición externa de la tubería, del sistema de aislamiento, de la pintura y del recubrimiento y de accesorios asociados, y para detectar cualquier signo de desalineamiento vibración y fugas.

Además este procedimiento sirve como guía para la detección de mecanismos de daño a través de las inspecciones externas en tuberías como son:

- Corrosión debajo de revestimientos y depósitos
- Erosión y corrosión
- Agrietamiento por el medio ambiente, SCC (stress corrosión cracking)
- Fractura frágil
- Agrietamiento por fatiga
- Ruptura por “creep”
- Daños por congelamiento, entre otras.

1.10. Sistema de Medición y Control de espesores de Líneas y Equipos (SIMECELE)



Figura 6. Inicio SIMECELE

El SIMECELE es un sistema para mejorar la administración y control de la información, además de las actividades relacionadas con la Integridad Mecánica de los equipos, actualmente se encuentra diseñado para las instalaciones de los centros de PEMEX Refinación, sin embargo puede aplicarse en cualquier industria que utilice la inspección técnica de medición de espesores realizando

las modificaciones correspondientes.

El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-SASIPA-IT-0204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DGGPASI- IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

Consiste de una serie de módulos de software para la generación y consulta de la información relacionada con la inspección técnica, así como para la administración y control del trabajo de inspección. Estos sistemas están en mejora continua, para aplicar la experiencia y el buen criterio del personal del centro de trabajo facilitando el trabajo común y ayudando a identificar posibles errores.

El sistema también incluye una aplicación capaz de capturar datos directamente en campo desde algún medidor ultrasónico de espesores, identificar claramente los puntos que se están midiendo y analizar los datos en la misma toma, respecto al historial. Esto permite identificar las anomalías en el momento de la medición y disminuye el error humano en la toma de las mediciones por recaptura, dictado de valores o mala identificación del punto medido.

Los principales beneficios que aporta la implementación de este sistema en los centros de trabajo son:

- Tener un análisis del historial de mediciones de espesores más confiable.
- Realiza el análisis estadístico en menor tiempo.
- Permite la consulta electrónica de dibujos de inspección técnica de medición de espesores.
- Reducir el tiempo desde la inspección en campo hasta la generación de los reportes técnicos.

En la figura 7 se muestra a grandes rasgos como es que trabaja el SIMECELE:

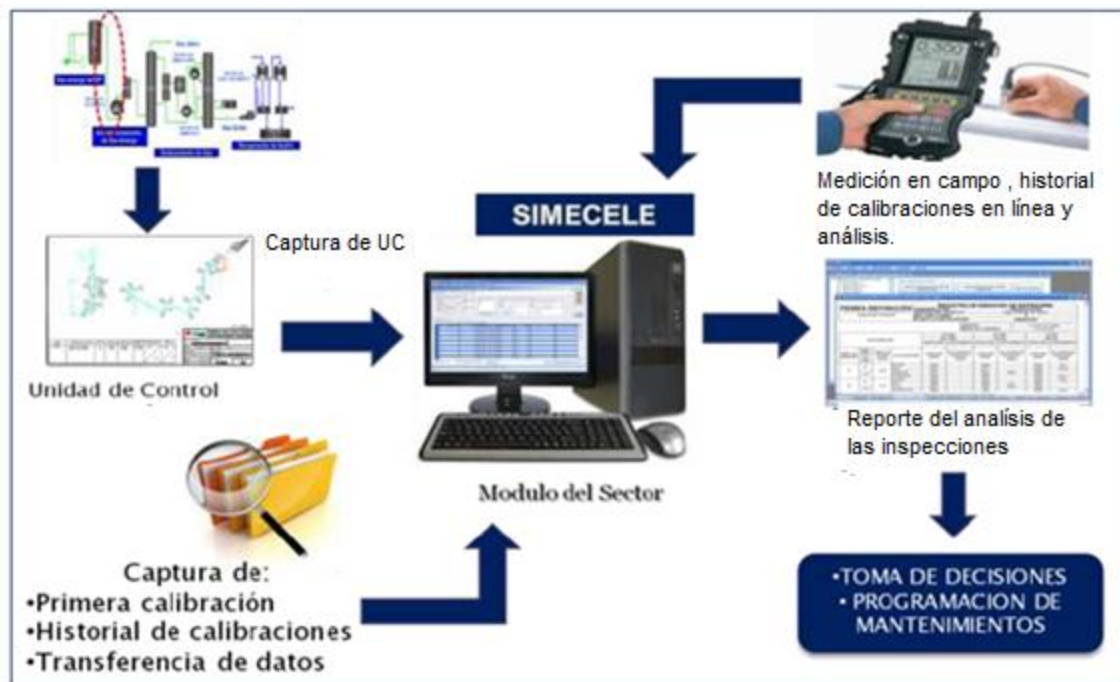


Figura 7. Manera de operación del SIMECELE

Los datos son almacenados en una base de datos centralizada.

Módulos del SIMECELE

El SIMECELE cuenta con seis módulos para trabajar, los cuales pueden ser consultados desde la pantalla de bienvenida que se muestra en la figura 8, seleccionando en cada una de las opciones correspondientes.



Figura 8. Pantalla de bienvenida

A continuación se describe cada módulo que contiene el SIMECELE:

- **Capturar o editar información.**



El módulo de captura y edición de la información permite ingresar nuevos datos al sistema, así como, editar información contenida en el mismo. En esta opción se puede acceder a la captura y edición de nuevas unidades de control (líneas y equipos), inspecciones, equipos de medición, persona, etc. Cada una de estas opciones muestra una ventana con todas las opciones necesarias para la captura y edición de la información contenida en el sistema.



- **Consultar información.**

El módulo de consulta de información permite acceder, de manera rápida a la información que deseé consultar con respecto de la administración de la medición de espesores. En esta opción se puede consultar la información de próximas fechas de inspección, características sobre unidades de control, así como el resumen de información de alguna planta en el centro de trabajo, etc. El módulo de consulta permite modificar la información contenida en el sistema.

- **Ver isométricos en la Intranet.**



En el módulo de consulta de isométricos en la Intranet se creará un enlace a través de la intranet, con el Sistema de Información para Diagramas Técnicos Inteligentes (SIDTI), en el cual se consultan los isométricos, los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) y los diagramas de flujo de procesos (DFP's) de las instalaciones del centro de trabajo.



- **Ver o crear reportes.**

El módulo de consulta y creación de reportes le permite crear y consultar los reportes para cada inspección de las unidades de control que se requieran. Los reportes se generan de acuerdo a la norma DG-GPASI-IT-0204 y pueden ser impresos desde el SIMECELE. De igual forma la creación de nuevos reportes se realiza con base en las normas vigentes y, en caso de ser necesario, genera automáticamente órdenes de emplazamiento o mantenimiento de las piezas de las unidades de control que así lo requieran. Desde éste módulo es posible imprimir reportes en blanco para la captura manual de los datos requeridos.



- **Ver o cargar especificaciones de materiales.**

El módulo de captura y edición de especificación de materiales permite administrar la información de los materiales y las especificaciones con las que fue construida cada planta, según el libro de ingeniería del licenciador de la

misma.

Las especificaciones de materiales se muestran representadas por la misma nomenclatura contenida en el libro de ingeniería y DTI de la planta y cada una contiene los datos de materiales, cédulas y detalles de tuberías, niplerías, bridas y válvulas con las que fue diseñada una sección específica de la planta; así como los servicios que se puede manejar y las condiciones máximas de operación (presión y temperatura).

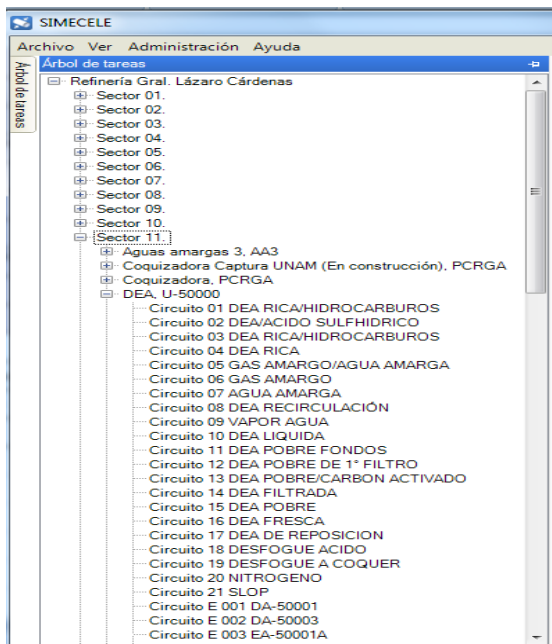
Esta información es ingresada o modificada en el sistema desde éste módulo. Las especificaciones de materiales son propias de cada planta, y no deben confundirse con la información de materiales de otros códigos como ASME o ASTM, que son una parte de la información contenida dentro de las especificaciones a las cuales se hace referencia en este módulo.

- **Hacer o editar un isométrico.**



En este módulo están disponibles los espacios de edición y creación de isométricos utilizando la barra de herramienta contenida en el SIMECELE, para facilitar el trabajo con isométricos requerido para la administración de espesores.

Árbol de tareas.



Además de contar los seis módulos, en la ventana principal aparece un árbol de tareas (figura 9) el cual, cuenta con todos los elementos de un centro de trabajo, teniendo un acceso rápido y sencillo al elemento en el cual se desea trabajar, tales como gerencia, refinería, subgerencia, sectores, planta, circuito y unidades de control. Es una alternativa para los procesos de consulta, captura y demás trabajos necesarios para la inspección técnica.

Figura 9. Árbol de tareas.

1.11. Descripción del Proceso de la Unidad Regeneradora de Amina.

La Unidad Regeneradora de Amina está diseñada para procesar DEA rica (Solución Dietanol amina/ácido Sulfhídrico) proveniente de la Planta Coquizadora.

En Virtud del alto contenido de ácido sulfhídrico (H_2S) en la corriente de gas producto (C_3 y ligeros) y en la corriente de butano producto de la Planta Coquizadora, se utiliza el proceso de regeneración de amina que se aplica comúnmente para el endulzamiento de H_2S . La efectividad de cualquier amina para absorber gases ácidos se debe a la alcalinidad de la solución, por lo que posteriormente la solución de DEA con H_2S (DEA rica) desorberá el ácido sulfhídrico mediante un proceso de regeneración de amina que se describe a continuación.

- **Regeneración de DEA.**

La solución de DEA rica proveniente de la Planta Coquizadora se envía a regenerar con la finalidad de obtener una corriente de DEA pobre (solución dietanol amina), la cual se recircula en circuito cerrado para reiniciar el lavado de la corriente de gas producto y butano producto de la Planta Coquizadora. Como subproducto de la regeneración de amina se obtiene gas producto, que se envía como carga a la Planta de Azufre.

La solución de DEA rica procedente de la Planta Coquizadora se recibe en LB de la Unidad Regeneradora de Amina, esta corriente se envía al separador de hidrocarburos de DEA rica. Se tiene una mezcla en dos fases (vapor y líquido), la fase vapor, constituida por hidrocarburos ligeros y H_2S , se envía a desfogue mediante un control de presión en rango dividido. En caso de presentarse un decremento en la presión del recipiente, se cuenta con una corriente de nitrógeno para su presurización. Por su parte, la fase líquida constituida por dos líquidos inmiscibles (hidrocarburos pesados y solución de DEA rica) se separa mediante la implementación de dos mamparas internas (formando tres compartimientos) en este separador, los cuales funcionan como sigue:

- La solución de amina rica e hidrocarburo empieza a llenar el primer compartimiento del separador.
- A través de la línea que actúa como vaso comunicante se envía DEA rica al tercer compartimiento; el tubo a través del cual ingresa la DEA rica al tercer compartimiento tiene su salida hacia éste compartimiento a una altura tal que permite la separación del hidrocarburo y solución de DEA rica.
- El hidrocarburo separado ascenderá por encima de la solución de DEA rica que se aloja en el primer compartimiento y empezará a derramarse en el compartimiento intermedio cuando su nivel rebase la altura de la mampara.

- La solución de DEA rica empezará a derramarse en el tercer compartimiento cuando su nivel en el primer compartimiento rebase la altura del tubo a través del cual la DEA rica entra al tercer compartimiento.

Los hidrocarburos líquidos son removidos desde el compartimiento intermedio y enviados a slop.

La fase líquida de DEA rica que pasa al tercer compartimiento es extraída de ésta cámara por el fondo del recipiente en control de flujo en cascada con control de nivel del separador de hidrocarburos, mediante una bomba para elevar la presión de esta forma la solución de DEA rica se envía al intercambiador de DEA rica/DEA pobre A/D (lado tubos para, para minimizar problemas de corrosión) y es calentada con el producto de fondos de la torre regeneradora de DEA (lado coraza), ya que es necesario que la DEA rica llegue previamente precalentada a la torre regeneradora de amina. Gracias al calentamiento proporcionado por el intercambiador de DEA rica/DEA pobre A/D se eleva la temperatura de la mezcla. Para proteger a la columna regeneradora de amina se inyecta el inhibidor de corrosión y el agente antiespumante en la línea de alimentación de la torre.

Una vez precalentada la DEA rica se alimentará a la torre regeneradora de amina. La finalidad de la regeneradora es separar por el domo la corriente de gas ácido (H_2S) que se desprende mediante calor proporcionado en el rehervidor de la torre, separándose de los líquidos condensables en el condensador y en el separador de domo de la torre; mientras que por los fondos se obtiene una solución de DEA pobre.

La mezcla que sale del segundo condensador (lado coraza) se recibe en el tanque acumulador de la regeneradora de DEA, donde se separan las fases. La fase vapor, constituida por el gas ácido, se envía a control de presión como carga a la Planta de Azufre.

Por su parte la fase líquida pesada, constituida principalmente de agua amarga, se maneja mediante la bomba de agua amarga, en donde se eleva la presión previo control de flujo en cascada con el nivel del acumulador de la regeneradora de DEA, enviándose como refluo al plato 1 de la torre generadora de amina. Así mismo, los hidrocarburos recuperados en el acumulador de la regeneradora de DEA se desalojan a control de nivel on/off, mediante la bomba de hidrocarburo recuperado. Esta corriente se integra con el hidrocarburo recuperado del separador de hidrocarburos de DEA rica, para su envío a L.B como hidrocarburos recuperados a Slop.

El producto de fondos de la torre regeneradora de amina, constituido por la solución de DEA pobre precalienta la corriente de DEA rica mediante el

Intercambiador de DEA rica/DEA pobre A/D enfriándose. A esta corriente fría se le inyecta eventualmente la solución de DEA para mantener la composición de la solución de DEA pobre al 20% en peso.

La solución de DEA pobre y la DEA de reposición, es enviada a la bomba de recirculación de DEA pobre, la cual incrementa la presión y es enviada al enfriador de DEA pobre (tipo aroenfriador) que reduce la temperatura.

La corriente fría se divide de tal manera que aproximadamente un 20% de la solución de DEA pobre pase a través de 3 filtros:

- Primer filtro de DEA pobre tiene la finalidad de eliminar partículas sólidas
- Segundo filtro de DEA pobre de tipo carbón activado, donde se eliminan impurezas e la degradación de la DEA.
- Tercer filtro de DEA pobre elimina partículas arrastradas del filtro de carbón activado.

La corriente de salida el tercer filtro se vuelve a unir con el resto de la corriente de DEA (80% aprox.) que no pasó por los filtros y que fué regulada por medio de un control de flujo.

Finalmente la DEA pobre (20% peso) es enviada a L.B para ser recibida en la Planta Coquizadora.

Para la eventual reposición de la solución de DEA pobre se utiliza una solución proveniente del tanque acumulador de reposición de DEA, el cual recibe, además de las corrientes recuperadas, solución de DEA fresca contenida en el tanque de almacenamiento de solución de DEA pobre. La reposición se hace mediante una bomba de fosa previo paso por el filtro de DEA de reposición. El tanque acumulador de reposición de DEA, se utiliza también para preparar la solución de DEA pobre al 20% en peso, empleando DEA de alta concentración.

2. Capítulo II. Metodología para la implementación del SIMECELE.

En este capítulo, se describen las etapas que se ejecutaron para la implementación del SIMECELE en la Unidad Regeneradora de Amina. Dichas etapas están descritas de acuerdo al orden en que fueron realizadas para la correcta implementación del SIMECELE.

2.1. Recopilación de la información necesaria.

Para realizar la implementación del SIMECELE en una planta, es de suma importancia contar con la siguiente información:

- Descripción del proceso.
- Diagramas de flujo de proceso (DFP's).
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).
- Censo de Circuitos.
- Censo de Unidades de Control (líneas y equipos).
- Lista de líneas.
- Catálogo de especificaciones de tuberías.
- Listado de equipo.
- Índice de servicios.
- Hojas de datos de diseño mecánico de equipos.
- Dibujos para inspección técnica.
- Expedientes de mediciones de Unidades de Control.

La Unidad Regeneradora de Amina, cuenta con libros de construcción final que fueron de ayuda, ya que esta unidad no cuenta con expediente de inspecciones técnicas.

Es importante mencionar, que para armar los expedientes de inspecciones técnicas fue necesario tomar del libro de construcción diagramas denominados "spool de construcción". Spool de construcción son diagramas que presentan niveles de medición y expediente de los valores numéricos de las mediciones. En la Figura 10 se muestra un ejemplo del spool de construcción.

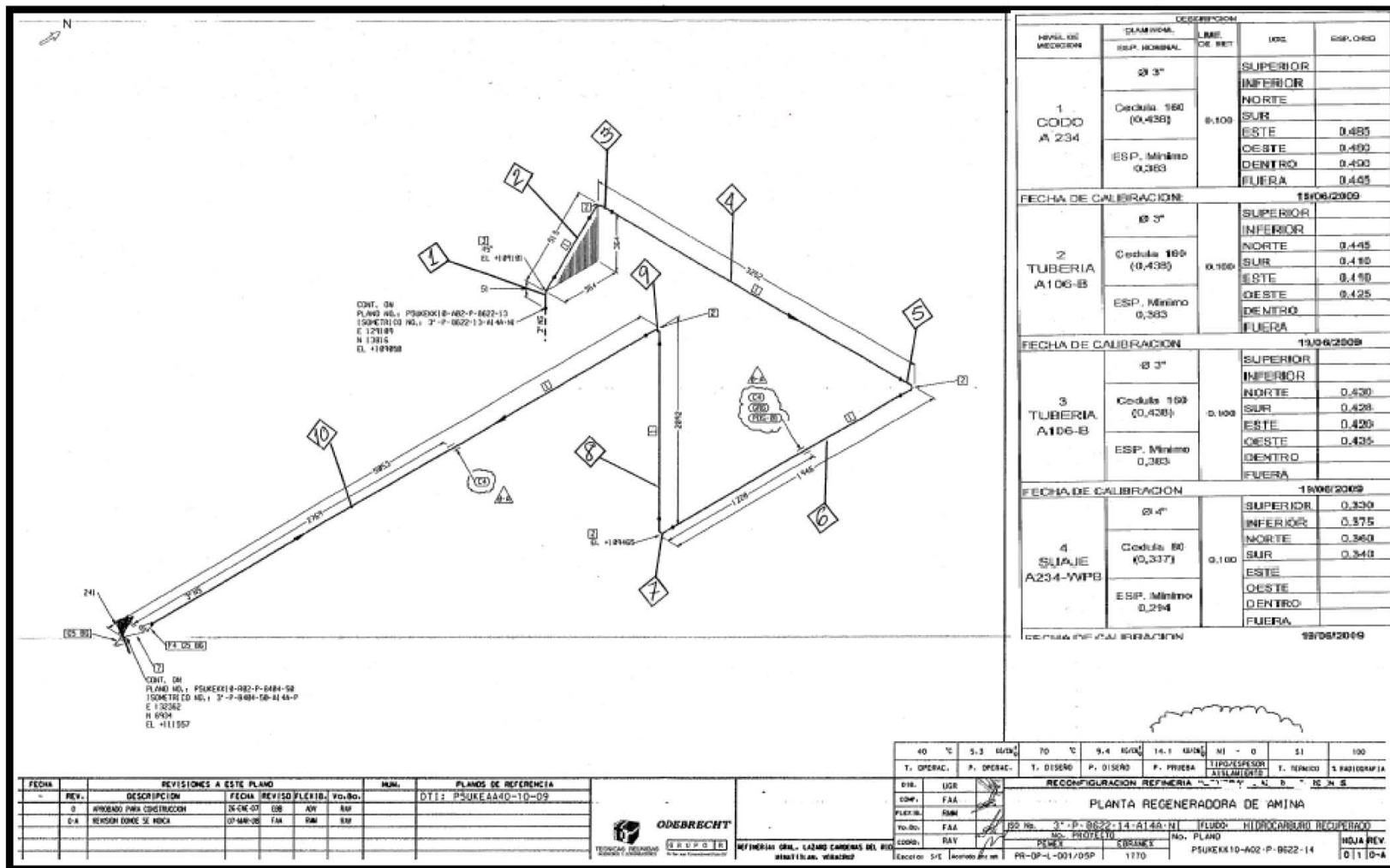


Figura 10. Spool de construcción.

2.2. Identificación de circuitos y elaboración de censo de circuitos

Una vez analizada la descripción del proceso, se procede a identificar y censar los circuitos en los DFP's, de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204. A continuación se describe el proceso que se siguió para censar circuitos de líneas y equipos.

2.2.1. Líneas

El censo de circuitos de líneas, es un listado donde se incluye el nombre y número de circuito, servicio que manejan las líneas que lo componen, así como una breve descripción de que punto a qué punto va.

Con la descripción de proceso analizada, se procedió a identificar en el diagrama de flujo de proceso los puntos donde ocurran cambios en la composición del fluido, marcando con colores diferentes para así facilitar la identificación.

Para ordenar y facilitar la identificación de todos los circuitos que conforman la Unidad Regeneradora de Amina se tomaron los siguientes criterios:

- El nombre del circuito corresponde a la parte del proceso en cuestión, o al servicio que maneja.
- El número asignado a cada circuito lleva un orden similar al del proceso, o de prioridad por el servicio que maneje.

La identificación de circuitos en los DFP's, deben cubrir todos los cambios de composición que estén presentes en el proceso.

Es importante evaluar los servicios auxiliares que entran en el censo, para ello es importante considerar dos factores significativos:

- La peligrosidad y corrosividad de la sustancia que maneje.
- La evaluación de las consecuencias en caso de fuga en alguna línea.

La Unidad Regeneradora de Amina maneja agua de enfriamiento, vapor de baja, aire de instrumentos, aire de planta y nitrógeno como servicios auxiliares; de los cuales sólo se censó el nitrógeno, debido a su naturaleza.

2.2.2. El desfogue se consideró como un circuito. Equipos

Para elaborar el censo de equipos fue necesaria la lista de equipos, la cual nos facilitó la tarea. Cada equipo representa un circuito, por lo que todos los equipos de la planta que manejen proceso forman parte del censo. En caso de que manejen un servicio diferente al de proceso, se evalúa la necesidad de integrarlo al censo, de acuerdo a la gravedad de las consecuencias en caso de fallo por fuga.

Normalmente los DFP's no incluyen todos los equipos, pero si indican cuántos son, por ejemplo, un intercambiador con el nombre EA-509 A/B/C/D, son cuatro circuitos, ya que las letras indican la cantidad de equipos.

Queda a criterio del centro de trabajo, incluir en el censo aquellos equipos que únicamente se pueden inspeccionar cuando están fuera de operación, como calentadores a fuego directo o aerofriadores.

2.3. Identificación de Unidades de Control y elaboración de Censo de Unidades de Control

Una vez identificados los circuitos, fueron divididos en unidades de control, de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204. A continuación se describe la elaboración del censo y de su identificación en los DTI's.

2.3.1. Líneas

La elaboración del censo de unidades de control, se inició identificando dichas unidades en los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's), de acuerdo a sus condiciones de operación, velocidades de desgaste homogéneas o si existe algún cambio de clase de material. Teniendo en cuenta estos criterios se separaron con colores diferentes para después elaborar el censo. Normalmente, los centros de trabajo cuentan con un sistema de inspección preventiva de espesores para cumplir con la normatividad aplicable, por lo tanto, la mayoría de las veces ya se tiene un censo de unidades de control previo, sin embargo es necesario comprobar que se contemplen todas las tuberías de proceso y que todas las unidades de control estén separadas correctamente. Es importante que las unidades de control que conformen el nuevo censo, estén relacionadas con la unidad de control anterior que maneja el censo previo, para identificar y llevar una relación del diagrama de inspección técnica y expediente de espesores medidos que corresponden a la nueva unidad de control.

La mayoría de las veces, los censos de unidades de control (el previo y el que se elabora), presentan cambios significativos en el listado de las unidades de control. A continuación se describen los casos más comunes por lo que esto sucede:

- Al identificar las unidades de control sobre los DTI's, surgen unidades de control nuevas que no se habían considerado, cuando esto sucede se debe de escribir la palabra "NUEVA" en el censo de nueva creación, en la columna de unidad de control anterior. Así se indica que antes de la

implementación del sistema (SIMECELE) no era considerado el tramo de tubería, por lo que requiere ser inspeccionado a la brevedad posible.

En la figura 11 se observa lo antes mencionado.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI	SERVICIO
06.GAS AMARGO	NUEVA	018	De línea 12"-GA-8615-A14A a Toma de muestra de desfogue	P5UKEAA40-10-03/10-09	Acido Sulfhidrico (H2S)
07.AGUA AMRGA	314-001	019	De FA-50002 a Succión de GA-50002/R	P5UKEAA40-10-09	Agua Amarga
07.AGUA AMRGA	314-002	020	De Descarga de GA-50002/R a PV-50074 y FV-50004	P5UKEAA40-10-09	Agua Amarga
07.AGUA AMRGA	314-003	021	De bloqueo con la línea 4"-AA-8610-A14A a LB	P5UKEAA40-10-09	Agua Amarga
06.GAS AMARGO	312-013	017	(Planta de Azufre)	P5UKEAA40-10-09	Acido Sulfhidrico (H2S)

Figura 11. Censo de unidades de control.

- La unidad de control del censo previo se dividió en dos o más unidades de control. Esto se debe a que estaba mal definida, ya que existen cambios considerables en las condiciones de operación o bien porque existe un cambio de clase en la línea. Se deben dividir y hacer referencia a la unidad de control anterior. En la figura 12 se muestra un ejemplo de una unidad de control dividida, y en la figura 13 se muestra como quedó identificada en el DTI.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI	SERVICIO
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	006	De Válvula de entrada a planta DEA a Válvula de cambio de clase de alimentación del FA-50001	P5UKEAA40-10-04	DEA/Acido Sulfhidrico.
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	007	De Válvula de Cambio de Clase a FA-50001	P5UKEAA40-10-04	DEA/Acido Sulfhidrico.
04.DEA RICA	310-009	008	De FA-50001 a Succión de GA-50001/R	P5UKEAA40-10-04	DEA/Acido Sulfhidrico.
04.DEA RICA	310-010	009	De Descarga de GA-50001/R a FV-50070 y EA-50001 A/D	P5UKEAA40-10-04/10-05	DEA/Acido Sulfhidrico.

Figura 12. División de UC anterior.

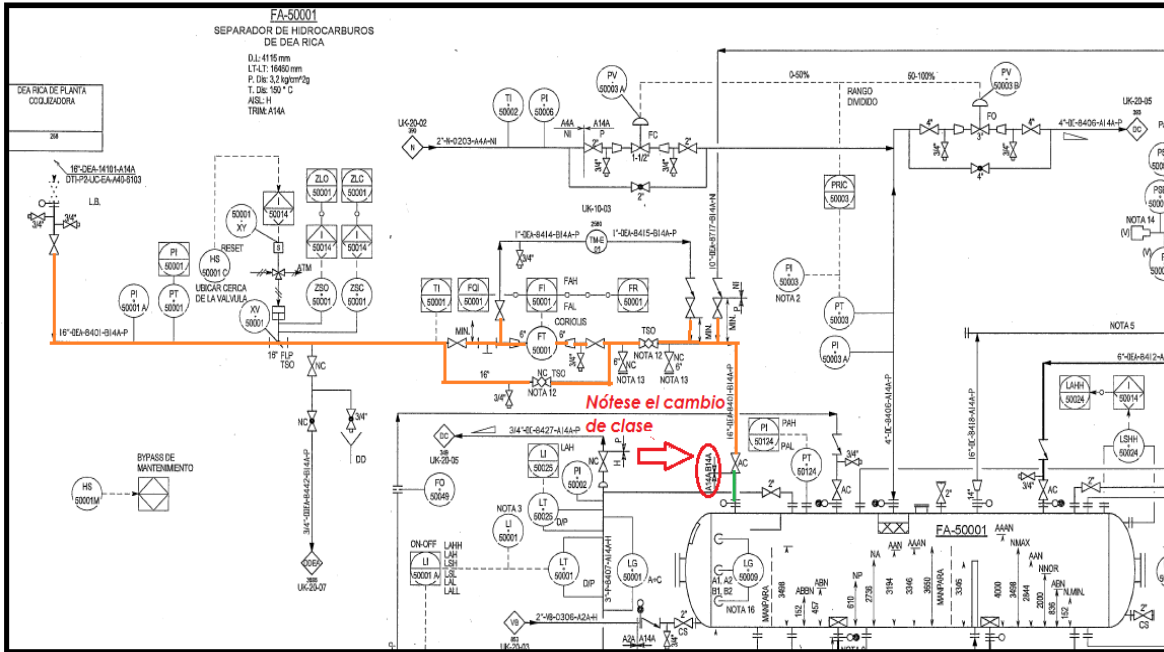


Figura 13. UC identificadas.

- Dos o más unidades de control se unen para formar una nueva unidad de control. Este caso es el opuesto al anterior, cuando las unidades de control se encontraron divididas innecesariamente fue necesario unirlas y poner en el censo de unidades de control elaborado todas las unidades de control anteriores que conforman la nueva unidad de control. En la figura 14 se muestra lo descrito anteriormente. En este caso no se ilustra con DTI's ya que la unidad de control abarca tres.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI	SERVICIO
11.DEA POBRE FONDOS	311-013	030	De descarga de GA-50003/R a EC-50002A/B/C/D	P5UKEAA40-10-05/10-10	DEA Pobre/Residuos
11.DEA POBRE FONDOS	311-018/019/027	031	De EC-50002A/B/C/D a FG-50001, incluyendo línea 8"-DEA-8703-B14A hasta	P5UKEAA40-10-10/10-11/10-12	DEA Pobre/Residuos
11.DEA POBRE FONDOS	311-027	032	De HV-50002 a válvula de cambio de clase (Entrada a FB-50001)	P5UKEAA40-10-12	DEA Pobre/Residuos
11.DEA POBRE FONDOS	311-027	033	De Válvula de cambio de clase a FB-50001	P5UKEAA40-10-12	DEA Pobre/Residuos
12.DEA POBRE DE 1 ^{ER} FILTRO	311-021	034	De Salida de FG-50001 a FG-50002, a PSV-50008 y a válvulas de bloqueo	P5UKEAA40-10-11	DEA Pobre Filtrada

Figura 14. Unión de UC anteriores.

bypass, la válvula de control permanece del lado de la línea principal de operación. Otra forma de dividir es cuando exista un cambio de clase en la válvula. La figura 16 nos ilustra lo descrito.

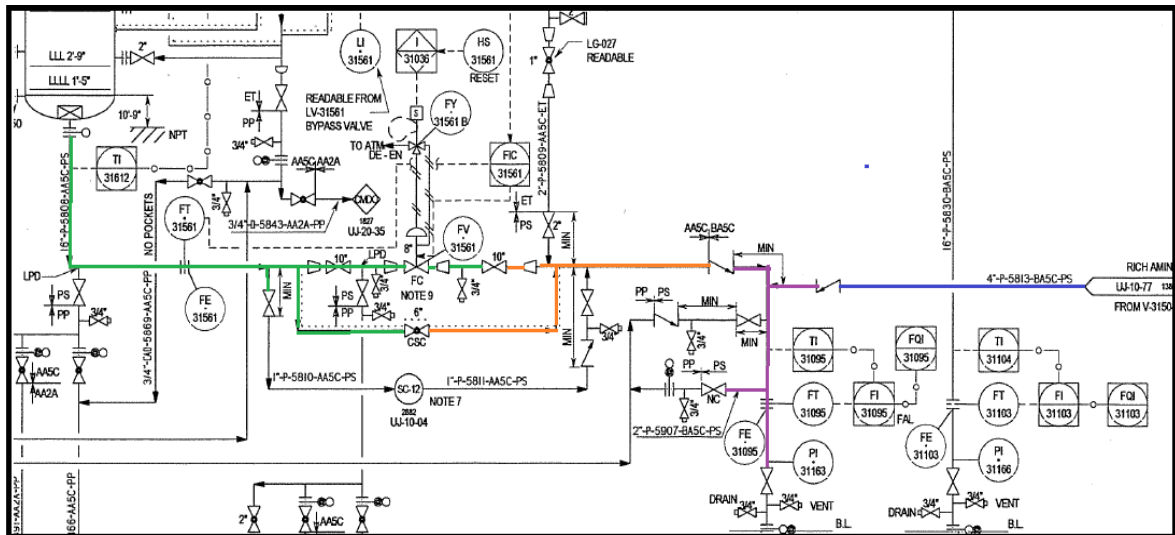


Figura 16. Ejemplo división UC 2.

Los cabezales de desfogue son una unidad de control, ya que son líneas que no están en constante operación.

Las unidades de control se enlistan de acuerdo al orden dentro del proceso y del circuito.

2.3.2. Equipos

El censo de unidades de control de equipos se hace con base en el censo de circuitos de equipos, las hojas de diseño mecánico, los diagramas de tubería e instrumentación y los expedientes de los equipos. Es importante mencionar que el DTI permite saber la cantidad de LG's (level glass o mirilla de nivel), alarmas por alto, bajo nivel y PSV's con las que cuenta el equipo, ya que éstas a pesar contar con tramos de tubería forman parte de las unidades de control de equipo, en el caso de las PSV's éstas sólo forman parte de las unidades de control de equipos, sí la línea que sale de la boquilla es directa o tiene una válvula abierta y se corta en cuanto llegue a la válvula PSV. Sí cuenta con un bloqueo antes de llegar a la PSV, ya no forma parte de una unidad de control de equipos. La figura 17 ilustra las unidades de control de equipos.

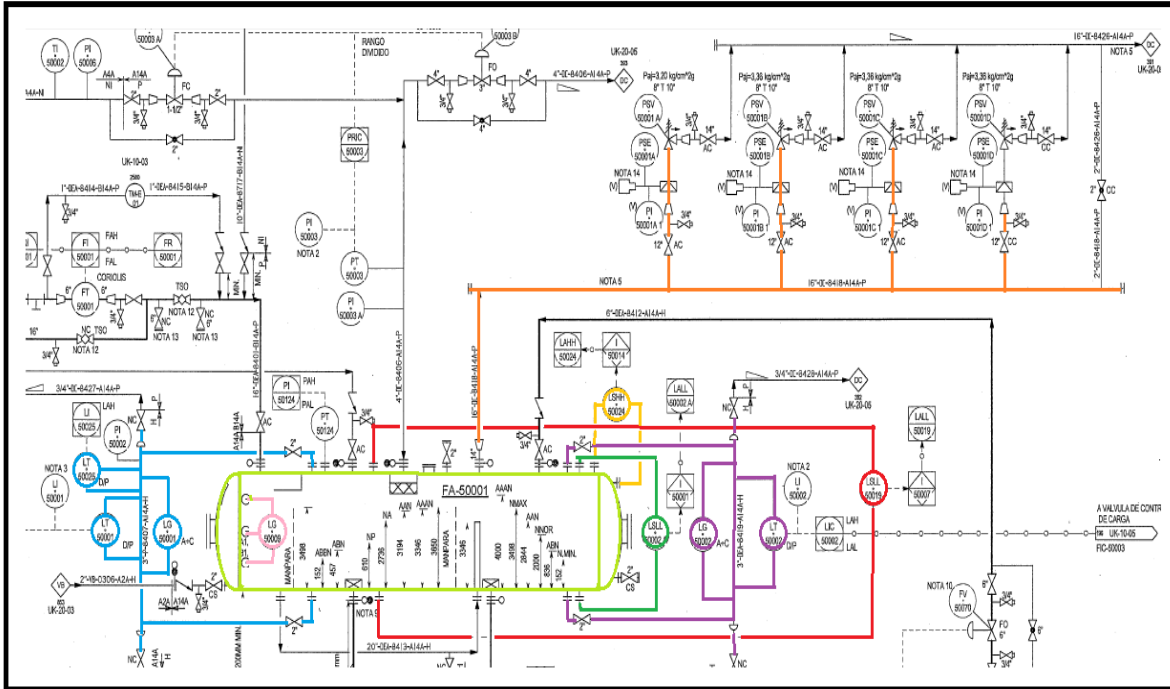


Figura 17. UC de equipos.

Todas las unidades de control parten en el bloqueo, válvula que se encuentre normalmente cerrada (NC) o cerrada con candado (CC), si estas abreviaciones no aparecen significa que la válvula se encuentra abierta.

Ya que cada equipo es un circuito, una unidad de control es una sección de dicho equipo y cada equipo fue seccionado de manera diferente de acuerdo a su operación y el servicio que manejen. Los criterios que se tomaron para la división de los equipos estuvieron de acuerdo a la normatividad aplicable, la cual ya se explicó en el capítulo 2. Aunque en muchos casos se pueden aplicar prácticas que son utilizadas en el centro de trabajo, de acuerdo a la experiencia en accidentes previos que deben evitarse.

A continuación, se describen algunos criterios que deben tomarse al dividir unidades de control de equipos:



Figura 18. UC en un intercambiador.

- Intercambiadores de calor

Todos los intercambiadores son divididos en dos unidades de control: cuerpo y carrete. Es importante revisar la hoja de diseño mecánico para saber con qué tipo de intercambiador se está trabajando ya que si es de cabezal fijo, se incluye como

unidad de control del carrete por manejar el mismo fluido, si es cabezal flotante, éste será unidad de control del cuerpo.

Un intercambiador de calor que por el lado cuerpo maneja proceso y por el lado carrete también, se consideran dos unidades de control; si en vez de manejar proceso-proceso maneja proceso- servicio auxiliar sólo se toma como unidad de control aquel que maneja el proceso ya sea cuerpo o carrete.

En el caso de los rehervidores sólo se consideró como unidad de control el cuerpo, ya que estos utilizan vapor como servicio auxiliar por el lado carrete. La figura 18 nos ilustra un ejemplo de cómo dividir las unidades de control en un intercambiador.

- Filtros



Figura 19. UC en un filtro.

Cada filtro corresponde a una unidad de control como lo ilustra la figura 19. Y depende del centro de trabajo si se censan los filtros que no trabajen proceso.

- Torres.

Normalmente las torres se seccionan en domo y fondo ya que sus velocidades de desgaste son diferentes. Sin embargo, si en su expediente se notan velocidades de desgaste diferentes a lo largo de la torre se puede dividir en varias secciones por ejemplo en extracción y alimentación además de domo y fondo, como lo ilustra la figura 20.

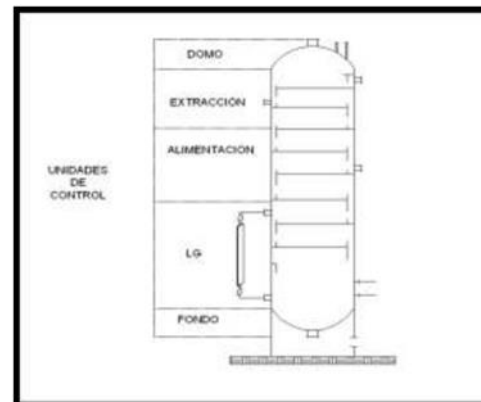


Figura 20. UC en torres de destilación.

- Tanques Acumuladores

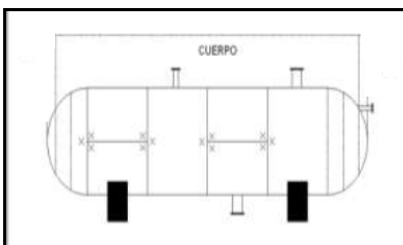


Figura 21. UC en tanque acumulador.

Cada tanque acumulador representa una unidad de control, si sus velocidades de desgaste son consideradas homogéneas en todas las secciones del equipo.

En el caso de los tanques que cuenten con dos

zonas (líquida y vapor) como los tanques con bota, es conveniente dividirlos en dos unidades de control (cuerpo y bota) ya que varía considerablemente la velocidad de desgaste de la zona donde se encuentre el vapor (bota).

En el caso de los tanques acumuladores atmosféricos y esferas se debe seccionar una unidad de control por anillo, casquete inferior o fondo y casquete superior o cúpula. Como lo muestra la figura 22 y 23 respectivamente.

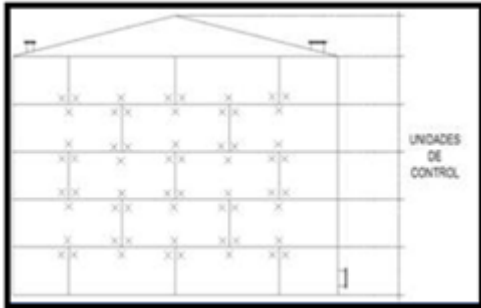


Figura 22. UC en tanque atmosférico.

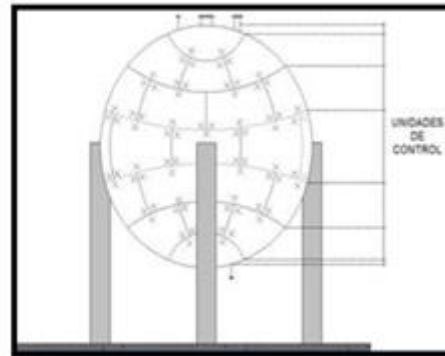


Figura 23. UC en tanque esférico.

2.4. Digitalización de los diagramas de inspección técnica

La digitalización de los diagramas de inspección técnica es la actualización en versión digital, para tener una base de datos confiable y que coincida con las actualizaciones que se realizan al implementar SIMECELE. Es importante al digitalizar los diagramas técnicos instalar correctamente los niveles de medición como se explicó en el CAPÍTULO II.

Cada circuito que conforma la planta, está dividido a su vez en unidades de control, éstas se digitalizan en AutoCAD.

Sí la planta cuenta con spool de construcción (como se mencionó en el punto 3.1) éste se digitaliza, una vez generados los nuevos diagramas de inspección técnica de las unidades de control, se verifica en campo sí está correctamente dibujado y corresponde a lo que está instalado en la planta, es decir, si la orientación es la correcta, sí cuenta con las mismas niplerías, válvulas, especificando el diámetro, sí la línea esta forrada o no, contar los espárragos con los que cuentan las bridas ya que es una información importante al momento de capturar en SIMECELE, si cuenta con soldaduras, así como también, es importante dibujar correctamente las líneas hachuradas .

Existen algunas plantas en las cuales no se puede obtener la información contenida en los libros de construcción final, por esta razón es necesario levantar en campo todas y cada una de las unidades de control.

En la figura 24 se muestra un ejemplo de un levantamiento en campo.

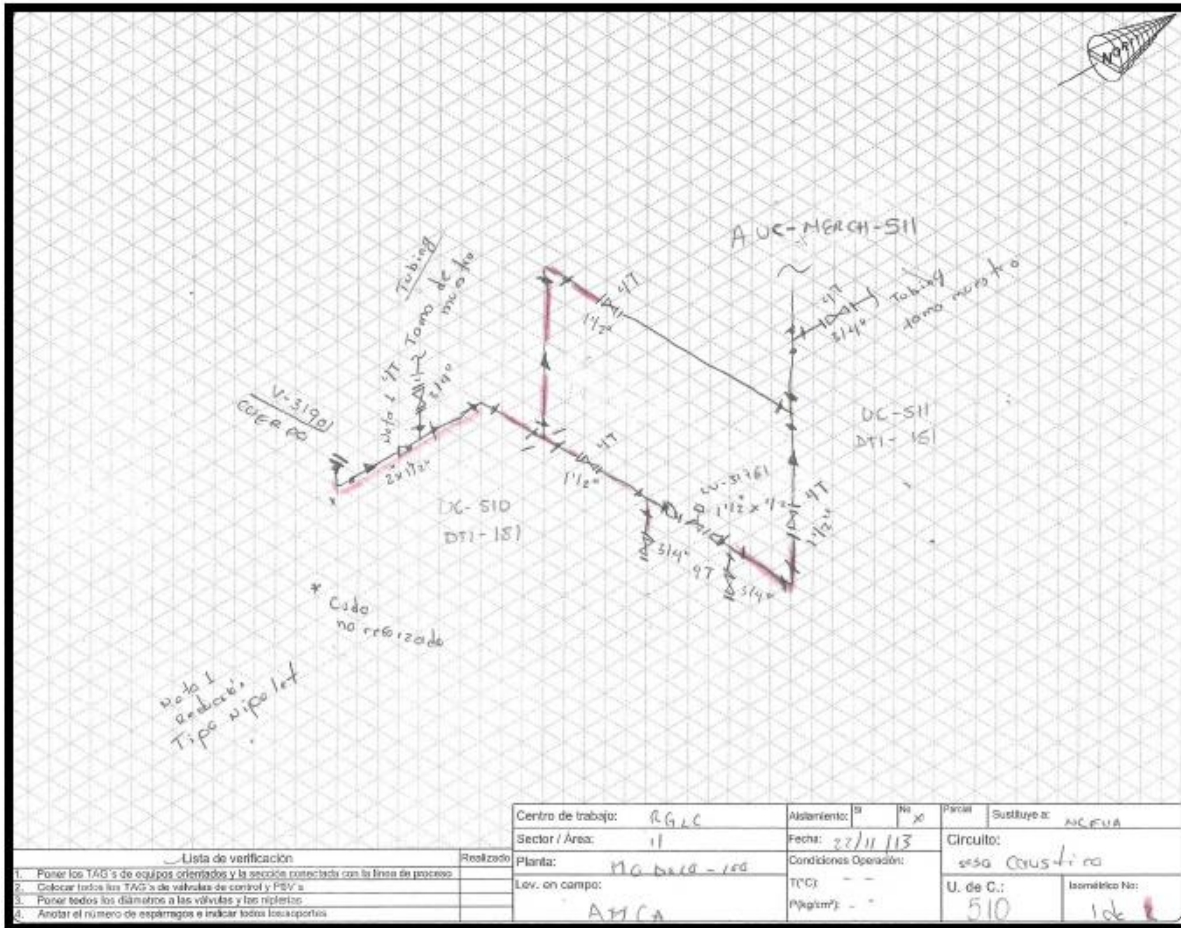


Figura 24. Levantamiento en campo

2.5. Captura de datos en SIMECELE

Para capturar y dar de alta una unidad de control en SIMECELE, se requirió de información previa como:

- Licenciador
- Especificación de material
- Área/ Sector
- Planta/Instalación
- Circuito de líneas y equipos

A continuación se muestra como se dio de alta dichas entidades.

1. Dar de alta licenciador

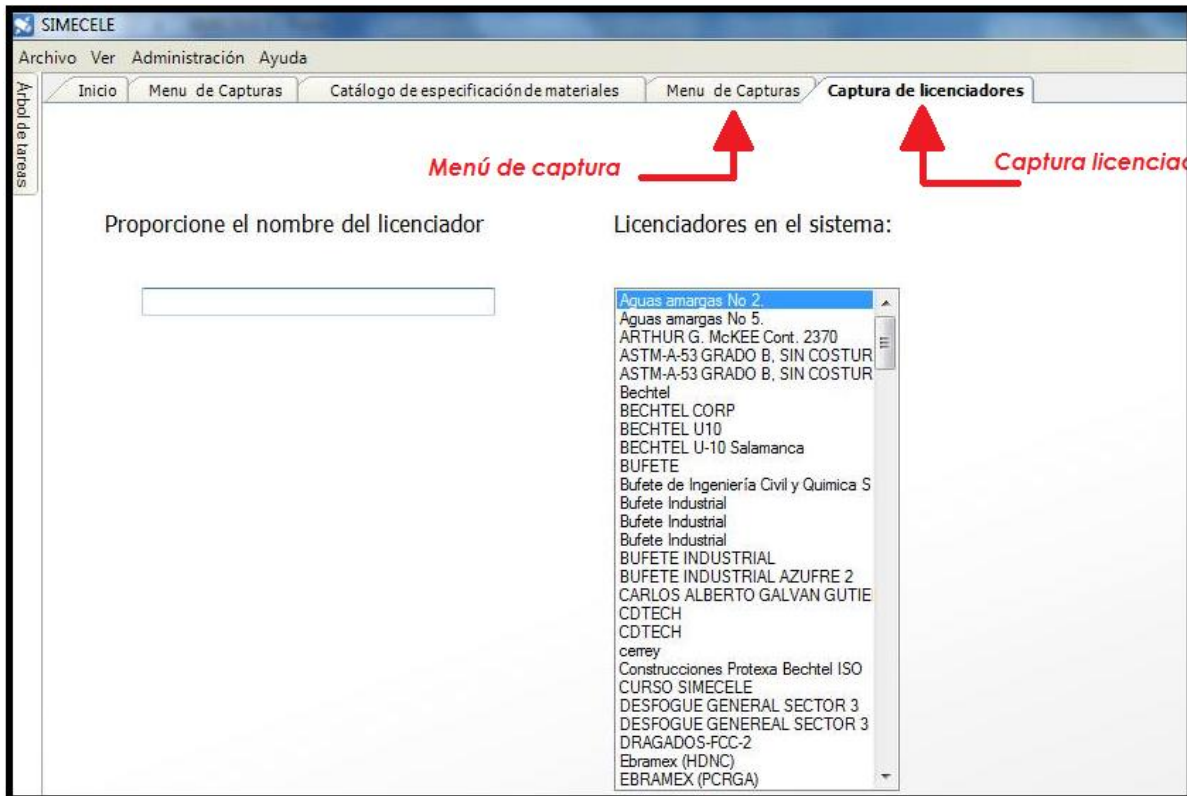


Figura 25. Licenciador SIMECELE.

El licenciador es el nombre del paquete de especificaciones, bajo la cual está construida la instalación. Para capturar el licenciador, se desplegó del menú de captura la opción “captura de licenciadores”. Si el licenciador se encuentra ubicado en el sistema sólo se selecciona del menú desplegable del lado izquierdo, si no es así en el recuadro en blanco del lado derecho se escribe el nombre y al finalizar se guarda. En la figura 25 podemos observar lo descrito.

2. Dar de alta la especificación del material.

Para dar de alta la especificación del material que maneja la planta, en este caso la Unidad Regeneradora de Amina, se accedió al módulo “Ver o cargar especificaciones”, las especificaciones de materiales se dan de alta de acuerdo al licenciador de la planta. SIMECELE cuenta con una serie de catálogos de especificación de material, si el catálogo requerido no se encuentra dentro de los que ya están registrados es necesario darlo de alta. La figura 26 ilustra la pantalla donde se modifica o captura el nuevo catálogo de especificaciones de material.

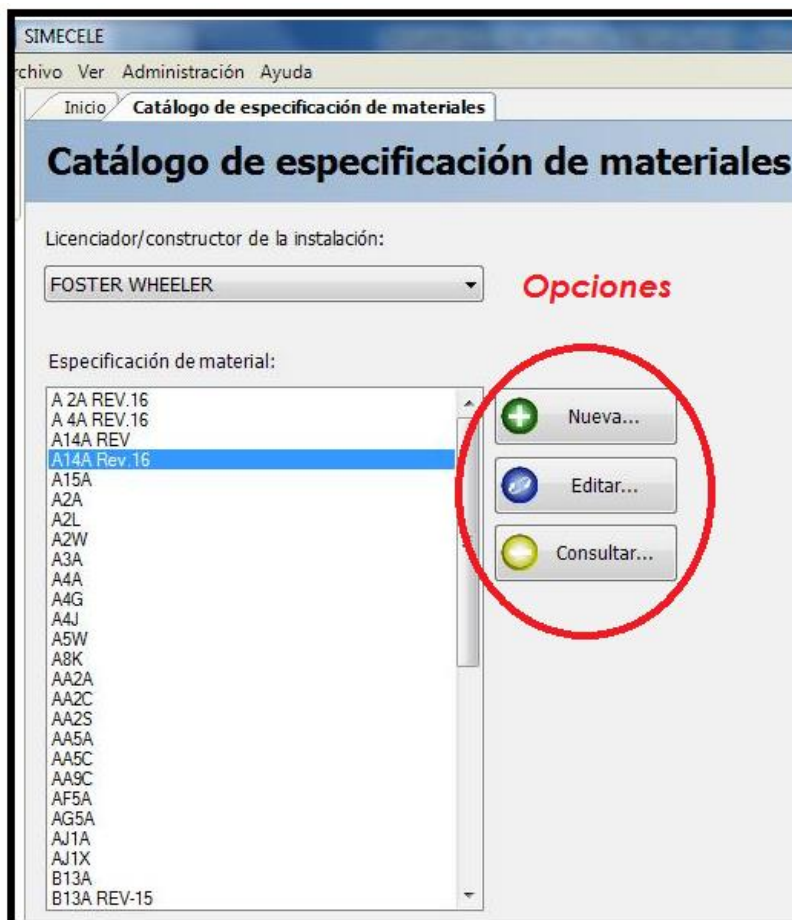


Figura 26. Especificación de materiales SIMECELE.

En la opción “nueva” es donde se captura la nueva especificación, se necesita el material base, la corrosión permisible, los servicios que maneja y las condiciones máximas de operación. Se da de alta, la parte de la tubería o sus accesorios, una breve descripción, el material y los intervalos de diámetros para dicho material.

En la opción “modificar” es posible cambiar los datos o agregar nuevos servicios a dicho material.

3. Dar de alta sectores o áreas

En el módulo “Capturar o editar información” se seleccionó en opciones avanzadas y al desplegarse el menú se seleccionó en “dar de alta sector”. La figura 27 muestra la pantalla de SIMECELE donde se selecciona “dar de alta sector”.

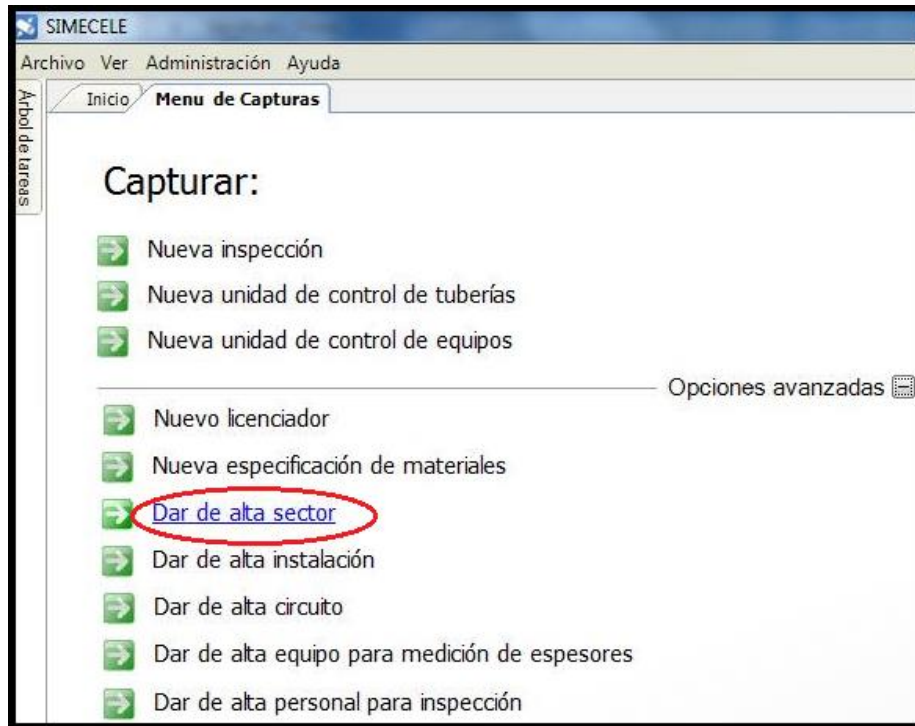


Figura 27. Sectores SIMECELE.

Posteriormente se indicó el número y nombre del sector con previa selección del centro de trabajo al que pertenece.

4. Dar de alta la planta

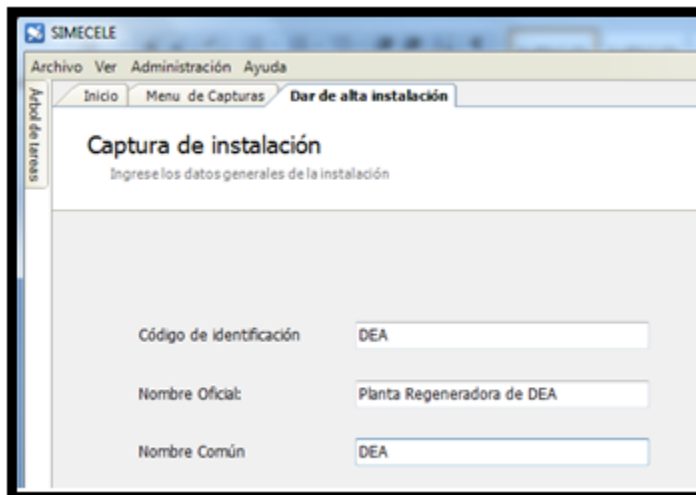


Figura 28. Captura de Planta en SIMECELE

Para dar de alta la planta se accedió al módulo “capturar o editar información” y en la sección de capturar, se seleccionó “opciones avanzadas” para desplegar un menú donde se eligió la opción “Dar de alta planta o instalación”.

Después se indicó el centro de trabajo y el sector al que

pertenece para seguir con el código de identificación y

nombre de la planta. Posteriormente se eligió el licenciador de la planta. Como lo muestra la figura 28.

5. Dar de alta circuito

Para dar de alta un circuito, se accedió al módulo de “capturar información”, se seleccionó opciones avanzadas para desplegar el menú y se eligió la opción “Dar de alta circuito”

Posteriormente, se indicó el sector y la planta a la que pertenece seguido del nombre y número de circuito. Para dar de alta un circuito de equipos se especificó que se trata de un equipo, seleccionando la opción que indica “circuito de equipo”. Ver figura 29. Una vez dado de alta el circuito se dio de alta las unidades de control.



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 'Dar de alta circuito'. The main content area is titled 'Captura de circuito' with the instruction 'Ingrese los datos generales de un circuito'. The form contains the following fields:

Número de Circuito	<input type="text" value="06"/>	Tipo	<input type="text" value="Líneas"/>
Nombre	<input type="text" value="AMINA "/>		

Figura 29. Captura de Circuito en SIMECELE.

6. Dar de alta unidad de control de líneas y captura de sus inspecciones

- Para capturar una nueva unidad de control se accedió al **módulo *capturar o editar información*** y se seleccionó en “***Nueva unidad de control de tuberías***” como se muestra en la pantalla de la figura 30.



Figura 30. Captura de UC en SIMECELE.

- Se seleccionó el centro de trabajo, el sector, la planta y el circuito a donde pertenece la unidad de control.
- Se introdujo el número de unidad de control, una breve descripción, y se especificó sí la tubería se encuentra forrada o no. Si la unidad de control es línea pero pertenece a un equipo se selecciona en la opción circuito para equipo.
- Se seleccionó el material de la unidad de control.
- Se seleccionó del recuadro “seleccionar el nuevo servicio” figura 31, el servicio que maneja la unidad de control, estos se capturaron previamente con la especificación de material, sí el servicio que maneja la línea no se encuentra, será necesario capturarlo.

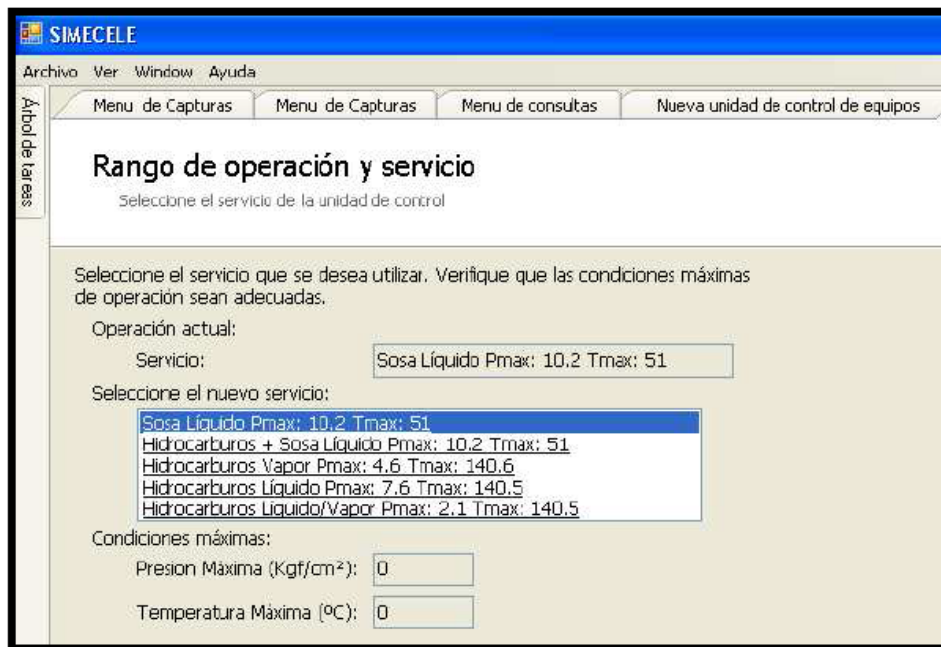


Figura 31. Selección de servicio que maneja la UC.

- Se especificaron las condiciones de operación de la unidad de control.
- Se especificó el diámetro de tubería y niplería.
- Se capturaron los niveles de tubería de acuerdo al dibujo de inspección técnica, seleccionando el diámetro y el tipo de nivel ya que en SIMECELE al proporcionar este dato, provee automáticamente la cédula, el espesor nominal y el límite de retiro. La figura 32 ilustra la pantalla de captura de niveles de tubería.
- Posteriormente se capturaron los niveles de niplería y se especificó diámetro, el tipo de arreglo y si es soldado o roscado como se muestra en la figura 33.

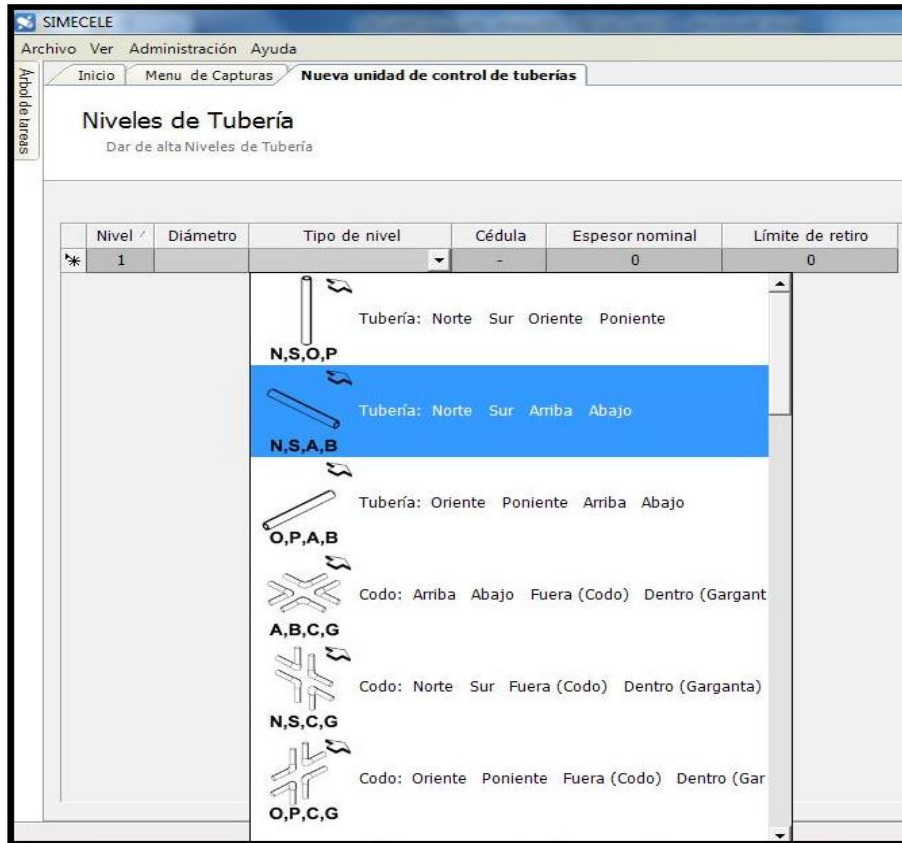


Figura 32. Niveles de tubería de la UC.

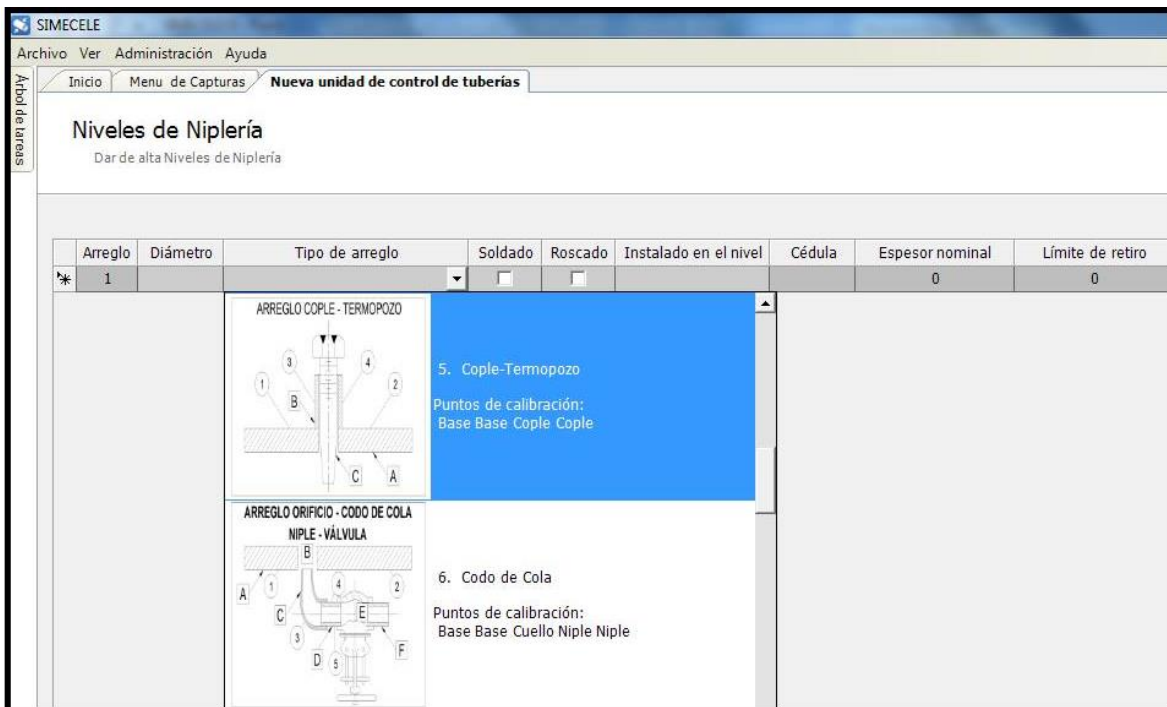


Figura 33. Niveles de niplería de la UC.

Al término de la captura de los niveles de niplería, siguió los de tornillería, donde igualmente se especificó el diámetro, el número de espárragos y el libraje se generó automáticamente, en la figura 34 se muestra lo descrito.



	Brida	Diámetro	No. de espárragos	Libraje
	1	3/4"	4	150#
*	2			
*				

Figura 34. Niveles de tornillería de la UC.

Al finalizar, apareció una ventana donde se mostró el resumen general de la unidad de control, cuántos niveles de tubería, niplería y tornillería fueron capturados, las condiciones de operación, etc. Finalmente pregunta si los datos son correctos, sí lo son se guarda y finaliza, si se detecta algún error se regresa y edita el procedimiento de captura.

- **Captura de inspecciones para la unidad de control de líneas.**

Una vez que se capturó la unidad de control con su estructura, se procedió a la captura de inspecciones. Para este paso se accedió al módulo de “capturar o editar información”, pero esta vez se seleccionó en “nueva inspección”, “sector”, “planta”, “el circuito” y “la unidad de control” a la que pertenece la inspección. Posteriormente, se abrió una ventana donde se especificó la fecha, el personal de inspección, el jefe de seguridad y el ayudante de la inspección.

Se capturaron los datos numéricos de las mediciones de espesores de tubería de la unidad de control. En la figura 35 se muestra los primeros 6 niveles capturados.



Número de Nivel	Detalles del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30"	Norte	--	645	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Sur	--	636	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Oriente	--	636	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
2	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30"	Poniente	--	636	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Norte	--	710	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Sur	--	708	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
3	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30"	Fuera (Codo)	--	700	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Dentro (Garganta)	--	660	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Norte	--	628	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
4	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 430 Diámetro: 2"	Sur	--	640	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Oriente	--	640	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
		Poniente	--	640	--	20% o más por encima del espesor nominal (po
5	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 430 Diámetro: 2"	Norte	--	--	--	Sin medición
		Sur	--	--	--	Sin medición
		Oriente	--	--	--	Sin medición
6	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 430 Diámetro: 2"	Poniente	--	--	--	Sin medición
		Norte	--	--	--	Sin medición
		Sur	--	--	--	Sin medición

Figura 35. Inspección de tubería para la UC.

- Sí el expediente cuenta con inspección visual de tubería, se captura.
- Se capturó la medición de espesores de niplería y la revisión visual de niplería.
- Finalmente se asignó el grado de corrosión a los niveles de tornillería.

Al finalizar la captura de inspecciones se sube el diagrama para inspección técnica que corresponde a la unidad de control. SIMECELE permite ver el diagrama de inspección técnica y los datos numéricos de sus inspecciones, tal como se muestra en la figura 36.

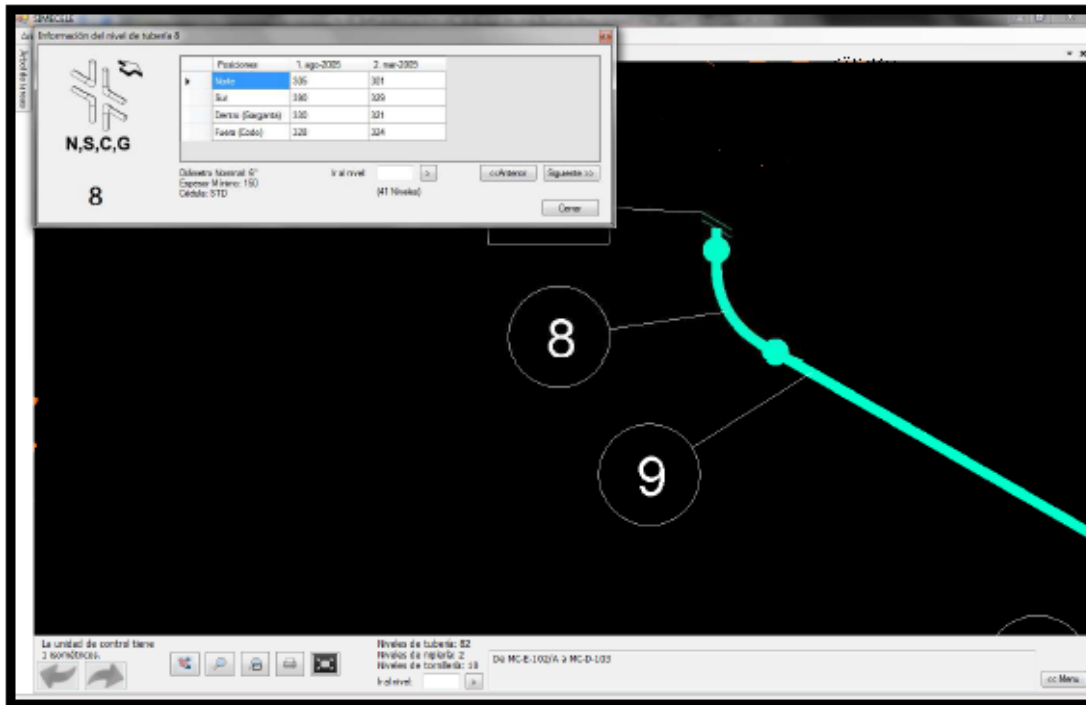


Figura 36. Diagrama para inspección técnica en SIMECELE.

7. Dar de alta unidad de control de equipos y capturar sus inspecciones

Para dar de alta una unidad de control de equipos se siguió esta metodología:

- Seleccionó el módulo **“capturar o editar información”** se escogió **“nueva unidad de control de equipos”**, y se eligió el sector, la planta y el circuito al que pertenece la unidad de control. Como lo muestra la figura 37.

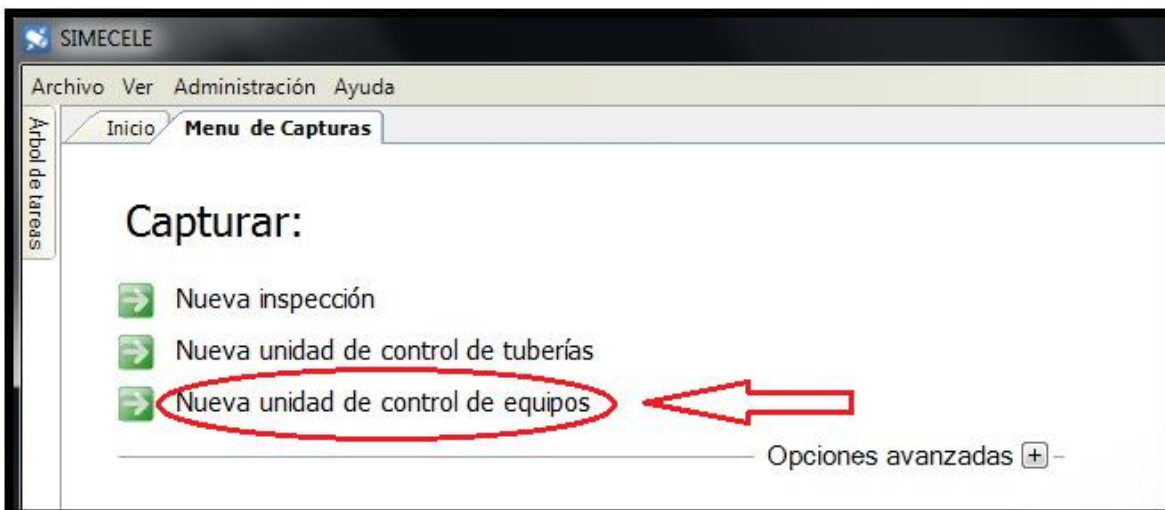


Figura 37. Captura UC de equipos.

- Se eligió la parte del equipo a capturar y se realizó una breve descripción del mismo como se muestra en la figura 38.

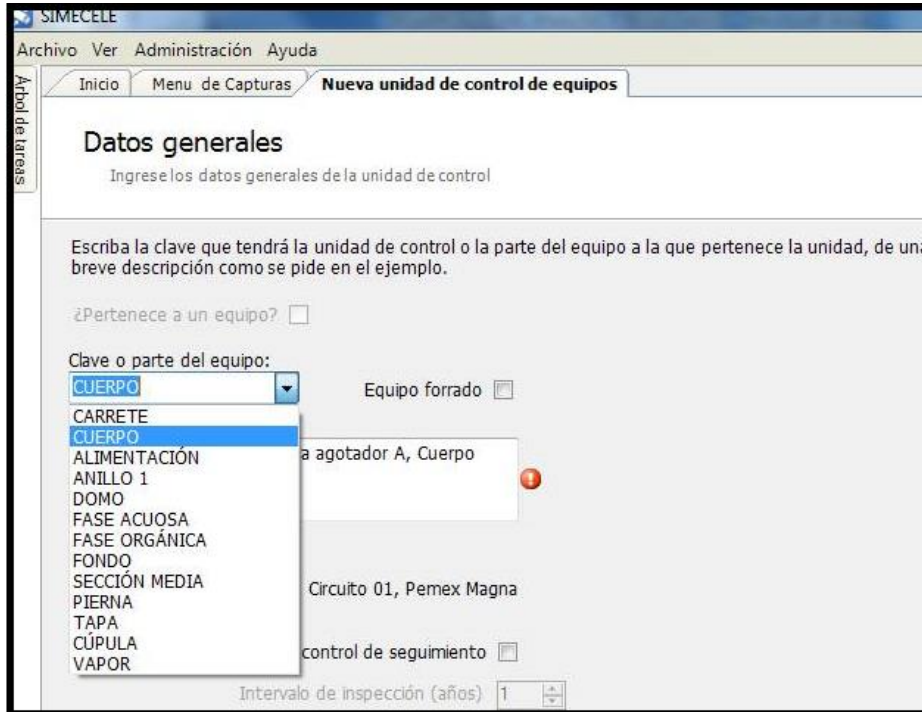
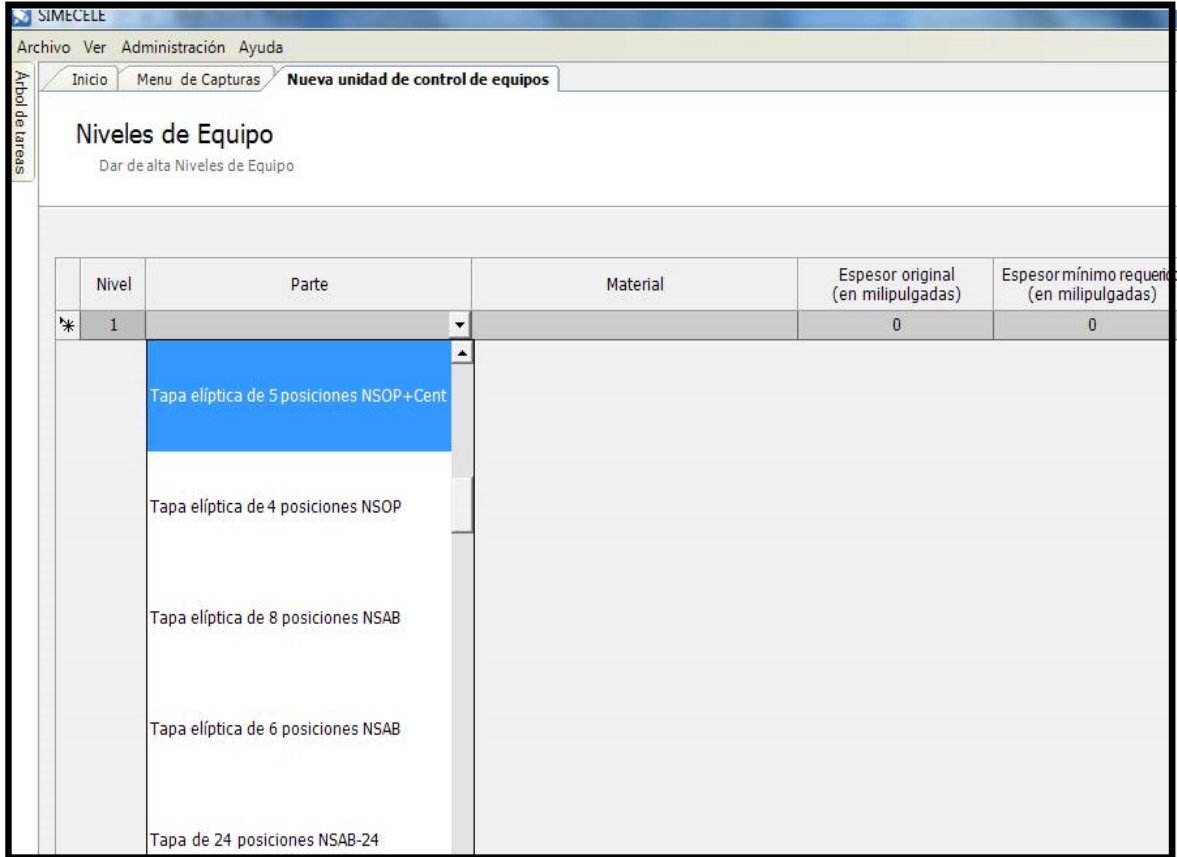


Figura 38. Datos generales de la UC de equipos.

- Se especificaron las condiciones de diseño y operación del equipo.
- Se seleccionaron los materiales de los que está hecho el cuerpo y la niplería del equipo (sí cuenta con niplería). Para esto se eligió el país, la sociedad, el estándar de material y el grado del material.
- Dar de alta los niveles del equipo, se desplegó un menú donde se eligió el tipo de nivel que se capturó ya sea de tapa, boquilla o placa. Se captura manualmente el espesor original y el espesor mínimo requerido.
- Los niveles de tornillería y niplería se capturó de la misma forma que para las unidades de control de líneas. La figura 39 ilustra la pantalla de captura de niveles.



Nivel	Parte	Material	Espesor original (en milipulgadas)	Espesor mínimo requerido (en milipulgadas)
* 1	<ul style="list-style-type: none"> Tapa elíptica de 5 posiciones NSOP+Cent Tapa elíptica de 4 posiciones NSOP Tapa elíptica de 8 posiciones NSAB Tapa elíptica de 6 posiciones NSAB Tapa de 24 posiciones NSAB-24 		0	0

Figura 39. Captura de niveles de UC de equipos

Capítulo III. Resultados

En este capítulo se describen los resultados que se obtuvieron al implementar SIMECELE en Unidad Regeneradora de Amina (DEA) utilizada en una Planta Coquizadora, de acuerdo a las etapas en las que se lleva a cabo la implementación.

La información recopilada para la implementación del SIMECELE fue la siguiente:

- Descripción del proceso.
- Cinco Diagramas de Flujo de Proceso (DFP's).
- Veinticuatro Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) incluyendo los de servicios.
- No se encontró Censo de Circuitos.
- Un documento que contiene el Censo de Unidades de Control (líneas y equipos).
- Lista de líneas.
- Catálogo de especificaciones de tuberías.
- Listado de equipo.
- No se encontró el índice de servicios.
- Veinte hojas de datos de diseño mecánico de equipos.
- Un libro de construcción final, dónde se encuentran dibujos para inspección técnica (spool de construcción).
- Un libro de construcción final dónde vienen contenidos los expedientes de mediciones de Unidades de Control

3.1. Identificación de circuitos y elaboración de censo de circuitos (líneas y equipos)

Los circuitos definidos de acuerdo a la Guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev.7, 2010) para la Unidad Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora se muestra en la tabla 5 para líneas y en la tabla 6 para equipos, obteniendo 21 circuitos de líneas y 20 de equipos. Es importante mencionar que el límite de batería que se tomó para elaborar el censo de circuitos y de unidades de control de la Unidad Regeneradora de Amina fue en la línea salida de amina rica de los equipos que manejan el gas producto y gas butano de la planta Coquizadora y a la entrada de amina pobre a estos equipos.

Tabla 5. Censo de circuitos de líneas.

No	CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	DFP
01	DEA/HIDROCARBUROS /ACIDO SULFHIDRICO	De LB (Salida de V-31505) al juntarse con la línea de salida del V-31504	DEA/Hidrocarburos /Ácido Sulfhídrico.	P5UJEAA10-10-15
02	DEA/ÁCIDO SULFHIDRICO	De LB (Salida de V-31504) al juntarse con la línea de salida del V-31505	DEA/Ácido Sulfhídrico	P5UKEAA10-10-15
03	DEA RICA/HIDROCARBUROS	De unión de líneas del V-31505 y V-31504 al FA-50001	DEA Rica/Hidrocarburos	P5UKEAA10-10-01
04	DEA RICA	De FA-50001 a DA-50001	DEA Rica	P5UKEAA10-10-01
05	DOMO DE LA REGENERADORA	De DA-50001 y pasa por el EC-50001A/D y EA-50002 y llega a FA-50002	Ácido Sulfhídrico (H ₂ S) Agua Amarga	P5UKEAA10-10-01
06	GAS AMARGO	De FA-50002 a LB	Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	P5UKEAA10-10-01
07	AGUA AMARGA	De FA-50002 a DA-50001 y a LB	Agua Amarga	P5UKEAA10-10-01
08	DEA RECIRCULACIÓN	De DA-50001 a EA-50003 A/B	DEA	P5UKEAA10-10-01
09	VAPOR AGUA	De salida de vapor del EA-50003 A/B a DA-50003	Vapor de AGUA	P5UKEAA10-10-01
10	DEA LIQUIDA	De salida de líquido del EA-50003 A/B a DA-50003	DEA líquida	P5UKEAA10-10-01
11	DEA POBRE FONDOS	De DA-50001 a entrada del FG-50001 y unión con la línea de salida de Filtro FG-50003	DEA Pobre/Residuos	P5UKEAA10-10-01, P5UKEAA10-10-02
12	DEA POBRE DE 1° FILTRO	De salida de FG-50001 a la entrada de FG-50002	DEA Pobre filtrada	P5UKEAA10-10-02
13	DEA POBRE/CARBON ACTIVADO	De salida de FG-50002 a entrada del FG-50003	DEA Pobre/Carbón Activado	P5UKEAA10-10-02
14	DEA FILTRADA	De salida de FG-50003 a unión con línea principal	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
15	DEA POBRE	De Válvula a línea de entrada del FA-50001 y a división de líneas de entrada del V-31504	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-01, P5UKEAA10-10-02 y

Tabla 5. Censo de circuitos de líneas.

No	CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	DFP
		y V-31505		P5UKEAA10-10-15
16	DEA FRESCA	Delinea de entrada a FB-50001 a FA-50003	DEA Fresca	P5UKEAA10-10-02
17	DEA DE REPOSICIÓN	De FA-50003 a válvula de unión con circuito 11	DEA Reposición	P5UKEAA10-10-02
18	DESFOGUE ÁCIDO	De PSV's a Tanque de desfogue FA-50005	Desfogue	P5UKEAA10-20-01
19	DESFOGUE A COQUER	De FA-50005 a Sistema de Desfogue de Panta Coquizadora (FLR)	Desfogue Vapor	P5UKEAA10-20-01
20	NITROGENO	De LB a FA-50001, FB-50001, FA-50003 y DA-50003	Nitrógeno	P5UKEAA10-10-01, P5UKEAA10-10-02, P5UKEAA10-10-03
21	SLOP	De FA-50001, FA-50002 y FA-50005 a LB	SLOP	P5UKEAA10-10-01, P5UKEAA10-20-01

Tabla 6. Censo de circuitos de equipos.

No.	CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	DFP
E001	DA-50001	Regeneradora de DEA	DEA Pobre/Gas Acido (H ₂ S)	P5UKEAA10-10-01
E002	EA-50001A	Intercambiador de DEA Rica/DEA Pobre	DEA Rica/DEA Pobre	P5UKEAA10-10-01
E003	EA-50001B	Intercambiador de DEA Rica/DEA Pobre	DEA Rica/DEA Pobre	P5UKEAA10-10-01
E004	EA-50001C	Intercambiador de DEA Rica/DEA Pobre	DEA Rica/DEA Pobre	P5UKEAA10-10-01
E005	EA-50001D	Intercambiador de DEA Rica/DEA Pobre	DEA Rica/DEA Pobre	P5UKEAA10-10-01

Tabla 6. Censo de circuitos de equipos.

No.	CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	SERVICIO	DFP
E006	EA-50002	Segundo Condensador de la Regeneradora	Gas Acido (H2S)	P5UKEAA10-10-01
E007	EA-50003A	Rehervidor de la Regeneradora	DEA Pobre/ Condensado Aceitoso	P5UKEAA10-10-01
E008	EA-50003B	Rehervidor de la Regeneradora	DEA Pobre/ Condensado Aceitoso	P5UKEAA10-10-01
E009	FA-50001	Separador de Hidrocarburos	DEA Rica/ Hidrocarburos	P5UKEAA10-10-01
E010	FA-50002	Acumulador de la regeneradora de DEA	Agua Amarga/ Gas Acido (H2S)	P5UKEAA10-10-01
E011	FA-50003	Acumulador de Reposición de DEA	DEA Pobre/ DEA Rica/ Condensado Aceitoso	P5UKEAA10-10-02
E012	FA-50005	Tanque de Desfogue	Desfogue	P5UKEAA10-20-01
E013	FB-50001	Tanque de Almacenamiento de DEA Pobre	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E014	FG-50001	Primer Filtro de DEA Pobre	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E015	FG-50002	Segundo Filtro de DEA Pobre	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E016	FG-50003	Tercer Filtro de DEA Pobre	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E017	FG-50004	Filtro de DEA Reposición	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E018	FG-50005	Filtro de la Fosa de DEA	DEA Pobre	P5UKEAA10-10-02
E019	FG-50007A	Filtro de tanque de DEA	DEA Pobre	<i>*Se especifica en DTI</i> <u>P5UKEAA40-10-12</u>
E020	FG-50007B	Filtro de la Fosa de DEA	DEA Pobre	<i>*Se especifica en DTI</i> <u>P5UKEAA40-10-12</u>

3.2. Identificación de unidades de control y elaboración de censo de unidades de control (líneas y equipos)

El censo de unidades de control para la Planta Regeneradora de Amina utilizada en una Planta Coquizadora, se actualizó con base en los criterios establecidos en DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010). Como resultado se obtuvieron 75 unidades de control de líneas y 58 unidades de control de equipos, en la tabla 7 y en la tabla 8 se muestran sólo seis circuitos de líneas con sus respectivas unidades de control y tres circuitos de equipos con sus unidades de control, en el anexo I se encuentran los censos completos tanto de líneas como de equipos. Cada unidad de control tanto de equipos como de líneas fue dividida de acuerdo a la metodología descrita en el Capítulo III.

Tabla 7. Censo de Unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
01. DEA/HIDROCARBUROS/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	001	De Salida del V-31505 a FV-31561	P5UJEEA40-10-76
01. DEA/HIDROCARBUROS/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	002	De Válvula CSC y valvula de 10" valvula de cambio de Clase	P5UJEEA40-10-76
02. DEA/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	003	De salida del V-31504 a FV-31562	P5UJEEA40-10-77
02. DEA/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	004	De FV-31562 a Check que une con línea principal	P5UJEEA40-10-77
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	NUEVA	005	De Válvula de cambio de clase a Válvula de entrada de Planta DEA	P5UJEEA40-10-76/P5UKEAA40-10-04
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	006	De Válvula de entrada a planta DEA a Válvula de cambio de clase de alimentación del FA-50001	P5UKEAA40-10-04

Tabla 7. Censo de Unidades de control de líneas.

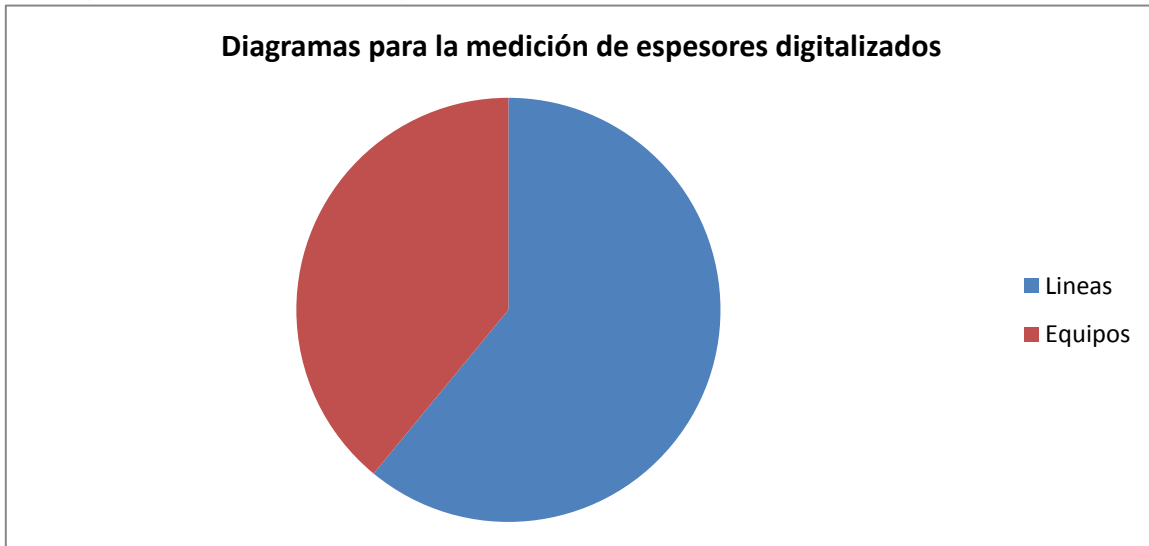
CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	007	De Válvula de Cambio de Clase a FA-50001	P5UKEAA40-10-04
04.DEA RICA	310-009	008	De FA-50001 a Succión de GA-50001/R	P5UKEAA40-10-04
04.DEA RICA	310-010	009	De Descarga de GA-50001/R a FV-50070 y EA-50001 A/D	P5UKEAA40-10-04/10-05
04.DEA RICA	310-010	010	De FV-50070 a FA-50001	P5UKEAA40-10-04
04.DEA RICA	310-015	011	De EA-50001A/B/C/D a FV-50003	P5UKEAA40-10-05/10-07
04.DEA RICA	310-015	012	De FV-50003 a DA-50001	P5UKEAA40-10-07
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-001	013	De Domo de DA-50001 a EC-50001A/B/C/D	P5UKEAA40-10-07/10-17
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-006	014	De EC-50001A/B/C/D a EA-50002	P5UKEAA40-10-17
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-008	015	De EA-50002 al FA-50002	P5UKEAA40-10-09/10-17
06.GAS AMARGO	312-013	016	De FA-50002 a PV-50035A/B	P5UKEAA40-10-09
06.GAS AMARGO	312-013	017	De PV-50035A a LB (Planta de Azufre)	P5UKEAA40-10-09
06.GAS AMARGO	NUEVA	018	De línea 12"-GA-8615-A14A a Toma de muestra de desfogue	P5UKEAA40-10-03/10-09

Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E001. DA-50001	DOMO	310-016	Domo de la Regeneradora de DEA (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	FONDO	310-017	Fondo de la Regeneradora de DEA (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E.001. DA-50001	LG-50004	310-018	Indicador de Nivel LG-50004 (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	LSLL-50020	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50020 (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	PSV-50005A/B	310-019	De DA-50001 a PSV 50004 y PSV 50005A/B	P5UKEAA40-10-07
E002. EA-50001A	CARRETE	310-012	Intercambiador DEA Rica (EA-50001A)	P5UKEAA40-10-05
E002. EA-50001A	CUERPO	311-008	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001A)	P5UKEAA40-10-05
E003. EA-50001B	CARRETE	310-011	Intercambiador DEA Rica (EA-50001B)	P5UKEAA40-10-05
E003. EA-50001B	CUERPO	311-009	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001B)	P5UKEAA40-10-05

3.3. Digitalización de los diagramas de inspección técnica.

Los diagramas para inspección técnica actualizados y digitalizados se muestran en la gráfica 1 en total se digitalizaron 228, 139 de líneas y 89 de equipos.



Gráfica 1. Diagramas de inspección técnica digitalizados.

3.4. Reporte de mediciones para la UC-041-DEA.

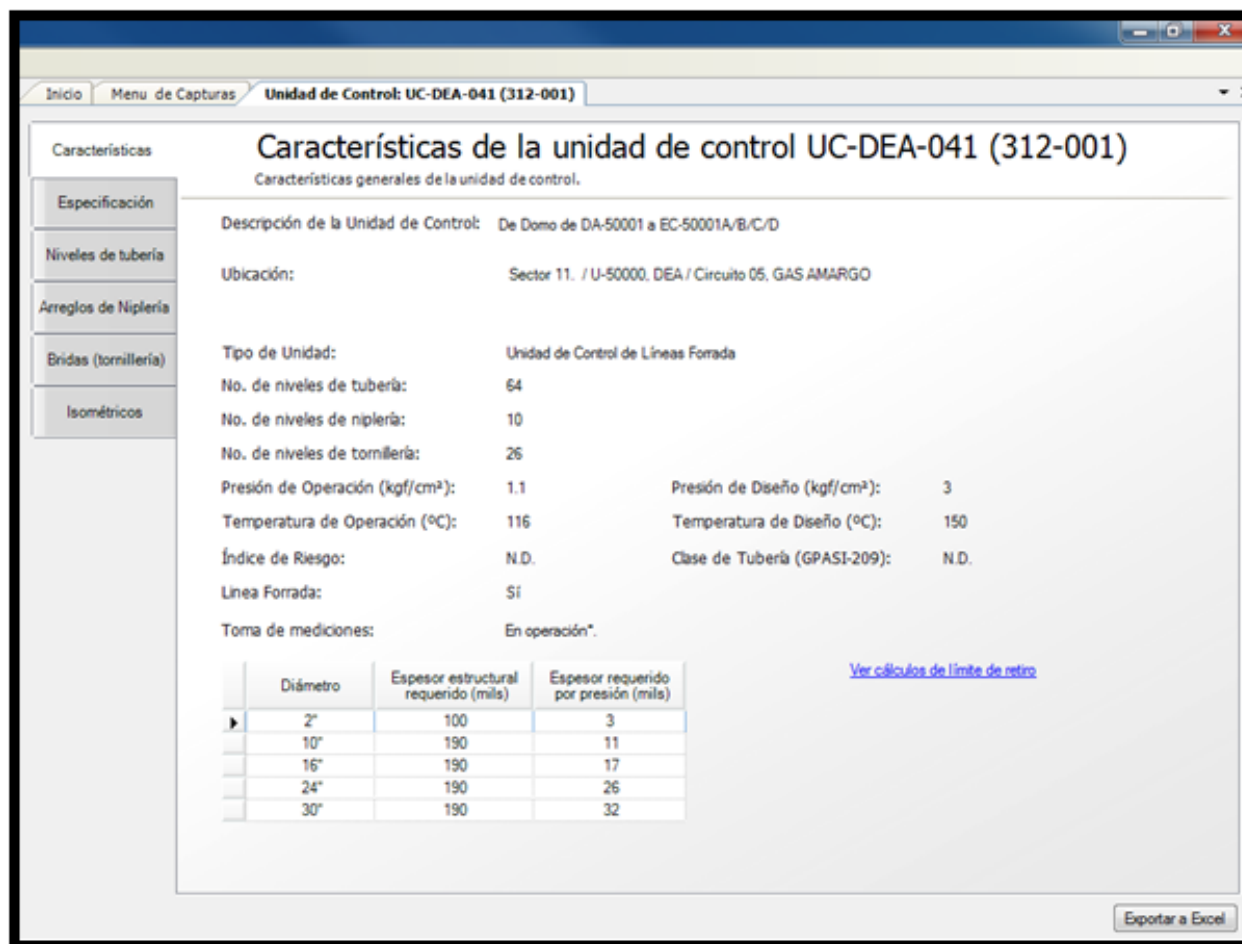
Como se mencionó en el Capítulo II, para la captura de una unidad de control en SIMECELE, es necesario dar de alta los siguientes datos:

- Licenciador
- Especificación de material
- Área/ Sector
- Planta/Instalación
- Circuito de líneas y equipos.

En este caso, el sector y la planta ya estaban dados de alta por lo cual no fue necesario el ingreso de datos al SIMECELE. El licenciador se dio de alta de acuerdo a las instrucciones explicadas con anterioridad (Capítulo II, pag. 51), así como la especificación de material y los circuitos de líneas y equipos.

La planta posee una gran cantidad de circuitos, los cuales están divididos en unidades de control, estas unidades de control sólo cuentan con una medición de espesores. Para el análisis en este trabajo se utilizó el circuito cinco con la unidad de control UC-DEA-041 (312-001) la cual tiene 64 niveles de tubería, 10 de niplería y 26 de tornillería. Se eligió esta unidad de control ya que maneja ácido sulfhídrico el cual es altamente corrosivo.

A continuación se muestran las características generales de dicha unidad de control figura 40. La unidad de control UC-DEA-041 cuenta con niveles de medición de tubería y niplería capturados al SIMECELE, pero no cuenta con inspección visual de tornillería, a la brevedad debe realizarse la inspección y capturarla a SIMECELE.



Características de la unidad de control UC-DEA-041 (312-001)
 Características generales de la unidad de control.

Descripción de la Unidad de Control: De Domo de DA-50001 a EC-50001A/B/C/D

Ubicación: Sector 11. / U-50000, DEA / Circuito 05, GAS AMARGO

Tipo de Unidad: Unidad de Control de Líneas Forrada

No. de niveles de tubería: 64

No. de niveles de niplería: 10

No. de niveles de tornillería: 26

Presión de Operación (kgf/cm²): 1.1 Presión de Diseño (kgf/cm²): 3

Temperatura de Operación (°C): 116 Temperatura de Diseño (°C): 150

Índice de Riesgo: N.D. Clase de Tubería (GPASI-209): N.D.

Línea Forrada: Si

Toma de mediciones: En operación*

[Ver cálculos de límite de retro](#)

Diámetro	Espesor estructural requerido (mils)	Espesor requerido por presión (mils)
2"	100	3
10"	190	11
16"	190	17
24"	190	26
30"	190	32

Exportar a Excel

Figura 40 Datos generales de la UC-DEA-041

Con fines didácticos, sólo se muestran los niveles más representativos de la UC-DEA-041, que comprenden del nivel 1 al 6 y del 43 al 47.

En la tabla 9 se muestran 6 niveles de medición los cuales se analizaron con la gráfica 1.

Tabla 9. Niveles de medición de tubería.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30" [Nivel: 1]	Norte	-	645	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Sur	-	635	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Oriente	-	638	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Poniente	-	635	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
2	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30" [Nivel: 2]	Norte	-	710	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Sur	-	708	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Fuera (Codo)	-	700	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Dentro (Garganta)	-	660	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
3	Esp. Nom.: 312 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 351 Diámetro: 30" [Nivel: 3]	Norte	-	635	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Sur	-	640	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Arriba	-	645	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas

Tabla 9. Niveles de medición de tubería.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
		Abajo	-	645	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas válidas
4	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 490 Diámetro: 2" [Nivel: 4]	Norte	-		-	Sin medición
		Sur	-		-	Sin medición
		Oriente	-		-	Sin medición
		Poniente	-		-	Sin medición
5	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 490 Diámetro: 2" [Nivel: 5]	Norte	-		-	Sin medición
		Sur	-		-	Sin medición
		Oriente	-		-	Sin medición
		Poniente	-		-	Sin medición
6	Esp. Nom.: 436 Lim. Ret.: 100 Esp. Max.: 490 Diámetro: 2" [Nivel: 6]	Norte	-		-	Sin medición
		Sur	-		-	Sin medición
		Oriente	-		-	Sin medición
		Poniente	-		-	Sin medición

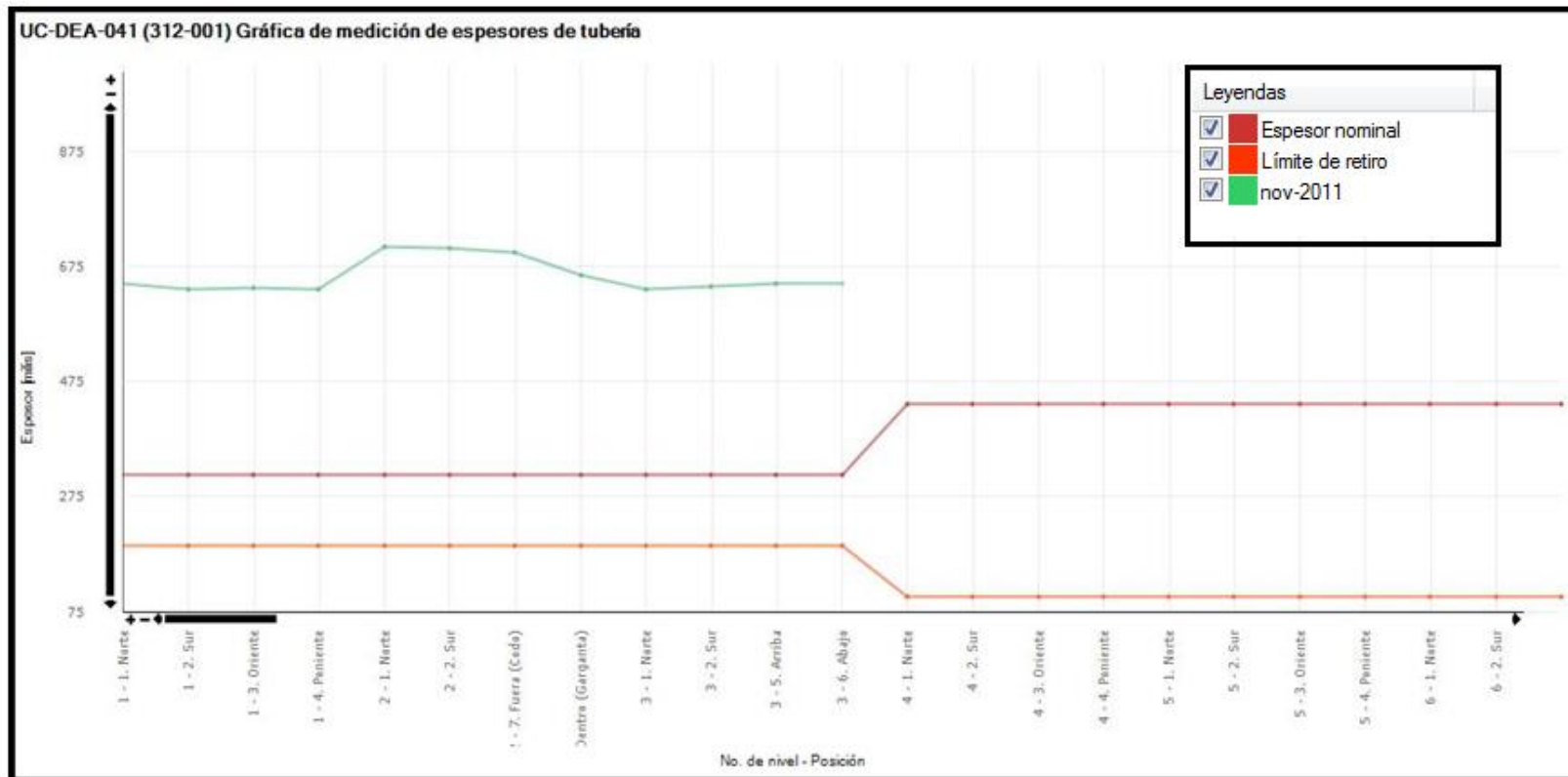


Figura 41. Medición de espesores de tubería.

La unidad de control sólo cuenta con una medición en sus unidades de control, dicha medición presenta un espesor del 20% o más por encima del espesor nominal, es por eso que SIMECELE marca la medición de color amarillo como se observa en la tabla 9, esto se puede corroborar en la figura 41, que muestra la gráfica que proporciona SIMECELE y que corresponde únicamente del nivel 1 al 6 como la tabla, teniendo en el eje de las “x” los niveles y en el eje de las “y” el valor de las mediciones se observa como la medición de noviembre del 2011 (color verde) del nivel 1 al 3 está por encima del espesor nominal (color rojo) y el límite de retiro (color naranja) esta medición indica que existe “engrosamiento” de la

tubería, lo cual como tal no existe, ya que una tubería por razones lógicas no puede aumentar su espesor. Generalmente, esto sucede cuando el personal que realiza la inspección, no midió correctamente. Es por ello que el personal que realice la inspección técnica de medición de espesores debe estar correctamente capacitado, para tener mediciones confiables. Cuando se tiene una medición confiable la línea de color verde debe encontrarse entre el límite de retiro y el espesor nominal Del nivel 4 al 6 no cuenta con medición, es por eso que en la gráfica no se aprecia la línea de color verde.

Para tener un mejor análisis en la tabla 10, a continuación se muestran los niveles del 54 al 57 en los cuales no se presenta engrosamiento. El nivel 58 es el único que presenta engrosamiento.

Tabla 10. Niveles de medición de tuberías 2.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
54	Esp. Nom.: 562 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 632 Diámetro: 24" [Nivel: 54]	Norte	-	596	-	No tiene mediciones previas validas
		Sur	-	600	-	No tiene mediciones previas validas
		Arriba	-	600	-	No tiene mediciones previas validas
		Abajo	-	620	-	No tiene mediciones previas validas
55	Esp. Nom.: 500 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 562 Diámetro: 16" [Nivel: 55]	Norte	-	490	-	No tiene mediciones previas validas
		Sur	-	490	-	No tiene mediciones previas validas
		Arriba	-	490	-	No tiene mediciones previas validas
		Abajo	-	480	-	No tiene mediciones previas validas
56	Esp. Nom.: 500 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 562 Diámetro: 16" [Nivel: 56]	Arriba	-	470	-	No tiene mediciones previas validas
		Abajo	-	490	-	No tiene mediciones previas validas
		Fuera (Codo)	-	480	-	No tiene mediciones previas validas
		Dentro (Garganta)	-	550	-	No tiene mediciones previas validas
57	Esp. Nom.: 500 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 562 Diámetro: 16" [Nivel: 57]	Oriente	-	515	-	No tiene mediciones previas validas
		Poniente	-	524	-	No tiene mediciones previas validas
		Arriba	-	510	-	No tiene mediciones previas validas
		Abajo	-	510	-	No tiene mediciones previas validas
58	Esp. Nom.: 500 Lim. Ret.: 190 Esp. Max.: 562 Diámetro: 10" [Nivel: 58]	Obstrucción	-		-	Obstrucción
		Sur	-	780	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación) No tiene mediciones previas validas
		Arriba	-	600	-	20% o más por encima del espesor nominal (podría requerir solicitud de fabricación)

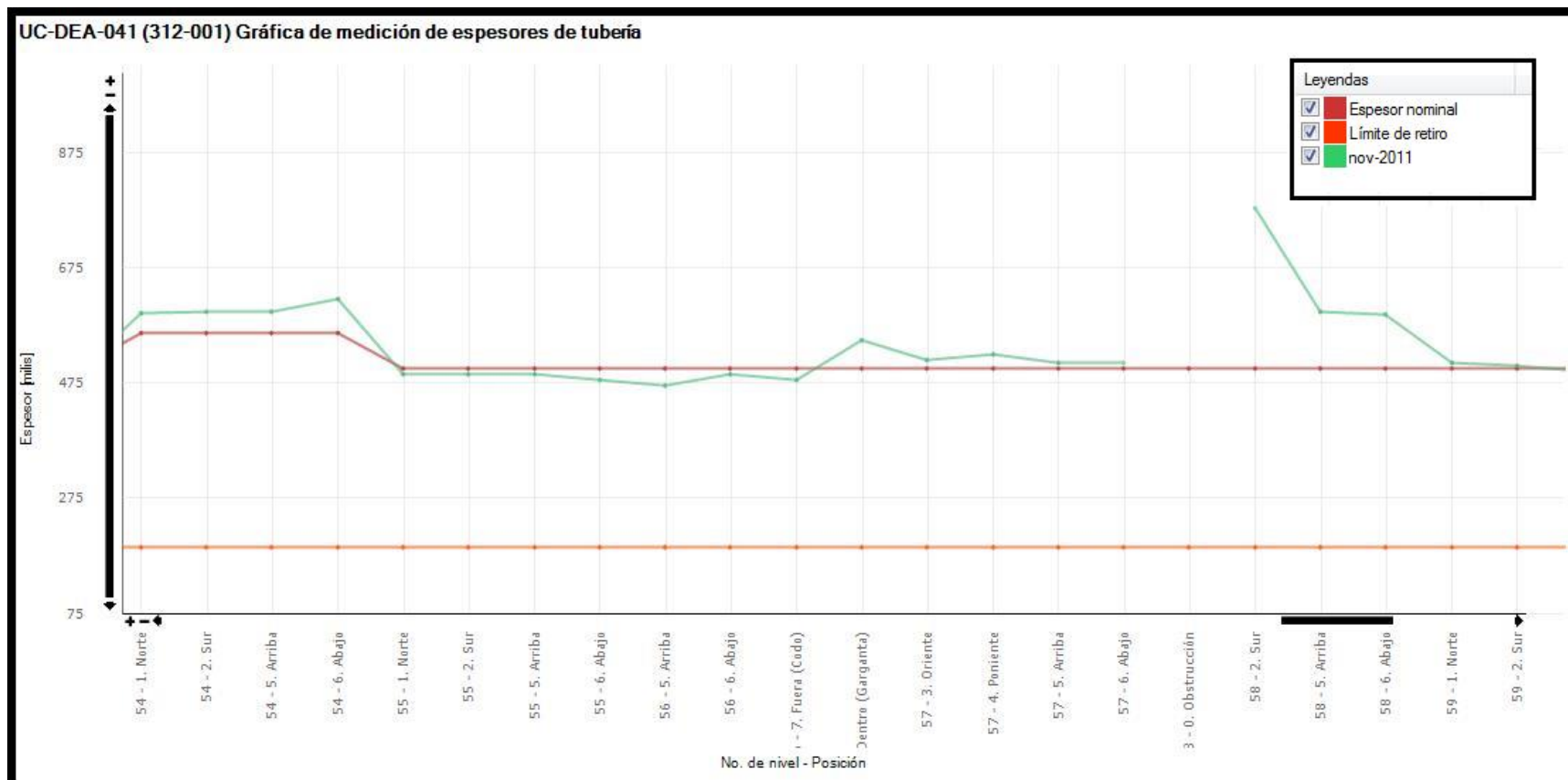
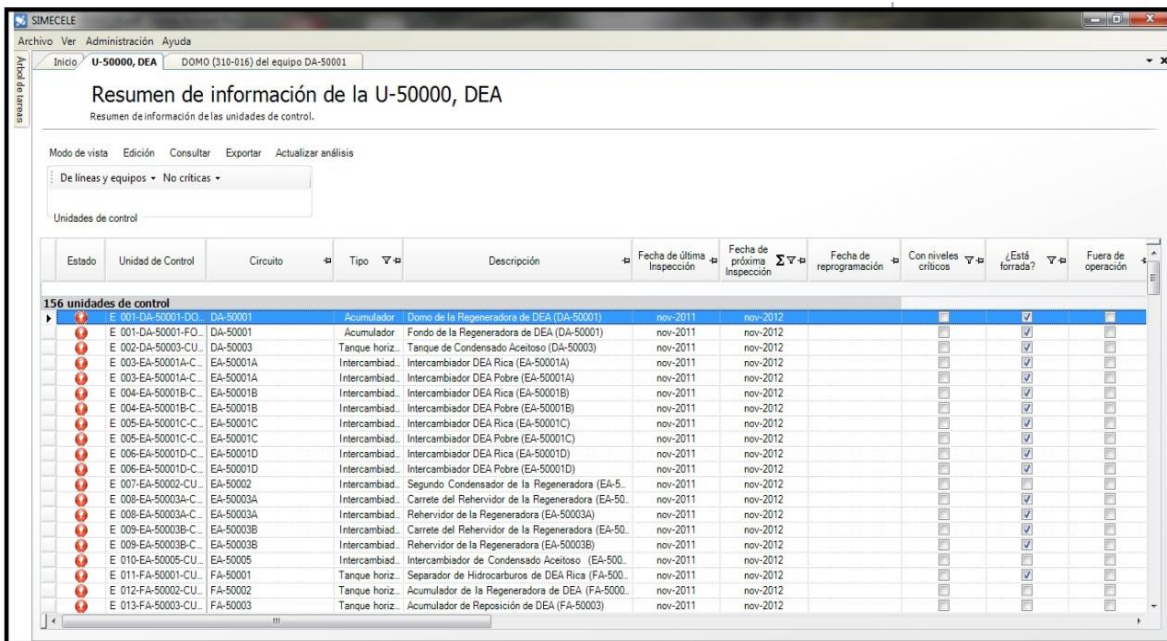


Figura 42. Medición de espesores de tubería 2.

La medición del nivel 54 se encuentra por arriba del espesor nominal, sin embargo SIMECELE no marca la medición de sus puntos de color amarillo porque no superan el valor del espesor máximo, como se observa en la tabla 10. Como se había mencionado anteriormente, cuando las mediciones son más confiables la línea verde se encuentra entre el límite de retiro y el espesor nominal como es el caso de la medición del nivel 55, la medición para sus cuatro puntos está ligeramente a bajo del espesor nominal, esto indica que el material utilizado es el correcto ya que la

puesta en marcha de la planta fue en febrero del 2010 teniendo la tubería un espesor nominal de 500 milésimas de pulgada y la medición realizada en noviembre del 2011 tiene un valor de 490 milésimas de pulgada como lo muestra la tabla 10. El nivel 56 corresponde a un codo, sus primeras tres mediciones se encuentran debajo del espesor nominal y la última medición que corresponden a la posición garganta está ligeramente arriba del espesor nominal, probablemente porque es un lugar complicado para realizar la medición, sin embargo se encuentra dentro del intervalo del espesor máximo y por eso SIMECELE no lo marca de color amarillo (ver tabla 10). El nivel 57 corresponde a una reducción e igualmente se encuentra un poco arriba del espesor nominal, esto sucede porque los lugares donde se localiza la pieza, son estrechos o de difícil alcance, sin embargo la medición no supera al espesor máximo y es aceptable para el sistema. El nivel 58 pertenece a una “tee”, el primer punto de medición corresponde al de la obstrucción es por eso que la línea verde no es continua, los demás puntos están muy por encima del espesor nominal, esto es debido a una mala medición o porque el lugar donde está ubicada la pieza es de difícil acceso.

En la figura 43 se muestra una imagen de pantalla del SIMECELE donde se muestra el resumen de la información de la Unidad Regeneradora de Amina dicha información es: todas las unidades de control cargadas a SIMECELE y a que circuito pertenecen, con cuantas mediciones cuenta cada unidad de control, la descripción de la unidad de control, si tiene niveles críticos, si se encuentra forrada o si esta fuera de operación.



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
156 unidades de control										
	E 001-DA-50001-FO	DA-50001	Acumulador	Fondo de la Regeneradora de DEA (DA-50001)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 002-DA-50003-CU	DA-50003	Tanque horiz.	Tanque de Condensado Acetoso (DA-50003)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 003-EA-50001A-C	EA-50001A	Intercambiad.	Intercambiador DEA Rica (EA-50001A)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 003-EA-50001A-C	EA-50001A	Intercambiad.	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001A)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 004-EA-50001B-C	EA-50001B	Intercambiad.	Intercambiador DEA Rica (EA-50001B)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 004-EA-50001B-C	EA-50001B	Intercambiad.	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001B)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 005-EA-50001C-C	EA-50001C	Intercambiad.	Intercambiador DEA Rica (EA-50001C)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 005-EA-50001C-C	EA-50001C	Intercambiad.	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001C)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 006-EA-50001D-C	EA-50001D	Intercambiad.	Intercambiador DEA Rica (EA-50001D)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 006-EA-50001D-C	EA-50001D	Intercambiad.	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001D)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 007-EA-50002-CU	EA-50002	Intercambiad.	Segundo Condensador de la Regeneradora (EA-50002)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 008-EA-50003A-C	EA-50003A	Intercambiad.	Carrete del Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003A)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 008-EA-50003A-C	EA-50003A	Intercambiad.	Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003A)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 009-EA-50003B-C	EA-50003B	Intercambiad.	Carrete del Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003B)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 009-EA-50003B-C	EA-50003B	Intercambiad.	Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003B)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 010-EA-50005-CU	EA-50005	Intercambiad.	Intercambiador de Condensado Acetoso (EA-50005)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 011-FA-50001-CU	FA-50001	Tanque horiz.	Separador de Hidrocarburos de DEA Rica (FA-50001)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 012-FA-50002-CU	FA-50002	Tanque horiz.	Acumulador de la Regeneradora de DEA (FA-50002)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	E 013-FA-50003-CU	FA-50003	Tanque horiz.	Acumulador de Reposición de DEA (FA-50003)	nov-2011	nov-2012			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 43. Resumen de información de la Unidad Regeneradora de Amina

Conclusiones

- I. Con la implementación de SIMECELE en la Unidad Regeneradora de Amina se logró obtener una mejor administración de la información referente a la inspección técnica de medición de espesores, ya que el sistema alerta que la siguiente medición no fue realizada y se encuentra vencida en tiempo, esto se puede visualizar en la imagen 43, del lado izquierdo aparece un foco de color rojo, el cual indica lo dicho anteriormente, la primera medición existente de la Unidad Regeneradora de Amina fue realizada en noviembre de 2011, el sistema manda la siguiente medición a noviembre de 2012, esta medición no fue realizada.
El sistema fue implementado en enero del presente año (2014), esto demuestra, que de haberse implementado antes el sistema éste tipo de omisión técnica se evita, ya que el mismo sistema genera un reporte con la planeación de la próxima medición. Sin embargo, la medición debe realizarse lo antes posible para que el sistema pueda realizar el análisis estadístico formal y así obtener datos sobre el desgaste de cada unidad de control.
- II. Los censos de circuitos y unidades de control, tanto de equipos como de líneas fueron modificados, con respecto a los obtenidos como parte de la información recopilada, para tener información más confiable, organizada y que se apege a lo descrito en la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010).
- III. Se realizaron varios viajes a campo para actualizar los diagramas de inspección técnica de medición de espesores, estos mostraron efectos satisfactorios en el trabajo, ya que la mayoría concordaba con lo dibujado en los libros de construcción. Posteriormente fueron digitalizados en Auto Cad obteniendo 228 diagramas de inspección técnica de medición de espesores, los cuales ahora pueden ser consultados en SIMECELE
- IV. En el SIMECELE se encuentran capturadas todas las unidades de control que conforman la Unidad Regeneradora de Amina. Usando SIMECELE se verá beneficiada la administración de la seguridad en los procesos y ayudará al personal a tener un control de la información.

En general los beneficios obtenidos son:

- Análisis del historial de mediciones de espesores más confiable.
- Realiza el análisis estadístico en menor tiempo (aunque en esta planta no se pudo realizar por no tener más mediciones).
- Reducir el tiempo desde la inspección en campo hasta la generación de los reportes técnicos.

- Permite la consulta electrónica de dibujos de inspección técnica de medición de espesores.
- .
- V. Como consecuencia de la implementación del SIMECELE también se obtuvieron mejoras en otros puntos como lo son:
 - Información actualizada de la planta.
 - DTI's con unidades de control identificadas.
 - DFP's con circuitos identificados.
 - Tener información unificada en cuanto a la digitalización de diagramas de medición de espesores.
 - Actualización de dibujos para la inspección técnica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. http://www.industria.ejgv.euskadi.net/r44-in0009/es/contenidos/informacion/presentacion_seguridad_industr/es_presenta/presentacion_seguridad_industrial.html. Visitada el día 13 marzo del 2014
1.1. Dennis P. Nolan (2008). Safety and security review for the process industries. (2nd edition). Norwich NY, USA: Editorial William Andrew
2. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/memorias/2008/7_Mem_08.pdf Visitada el día 31 de marzo del 2014
3. <https://www.ifrc.org/es/introduccion/disaster-management/sobre-desastres/definicion--de-peligro/accidentes-industriales/> Visitada el día 31 de marzo del 2014
4. <http://www.utp.edu.co/~dhmesa/pdfs/desgaste.pdf> Visitada el 31 de marzo del 2014
5. <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion> Visitada el 31 de marzo de 2014
6. <http://www.sabelotodo.org/metallurgia/corrosion.html> Visitada el 31 de marzo de 2014
7. <http://www.cimcool.ca/uploads/downloads/SelecciondeunInhibidordeCorrosion.pdf> Visitada el 31 de marzo de 2014
8. Integridad Mecánica <http://www.pemex.com/proveedores-y-suministros/normas-referencia/Normas%20vigentes/NRF-274-PEMEX-2012.pdf> Visitada el 31 de marzo de 2014
9. American Institute of Chemical (2006). Guidelines for mechanical integrity systems by center for chemical process safety
9.1. Manual de integridad mecánica y aseguramiento de calidad, DU Pont, S.A. de C.V., México, 2006.
10. VAN DRAFFELAARLT, "Corrosion and Control an Introduction to the subject", National Associations of Corrosion Engineer, Houston Texas, EEUU, 1995.
11. PEMEX-DG-SASIPA-IT-0204 (2010). Guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores
12. PEMEX- GPEI-IT-0201. (1986) Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación
13. PEMEX- GPI-IT-4200 (1986) Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
14. PEMEX-DG-GPASI-IT-0903 (1995) Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación.
15. PEMEX- GPASI-IT-0209 (1994). Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de Proceso
Facultad de Química UNAM-CEASPA-MUS-003(2009) Manual de usuario del SIMECELE.

ANEXO I. Censos de unidades de control de líneas y equipos

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
01. DEA/HIDROCARBUROS/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	001	De Salida del V-31505 a FV-31561	P5UJEAA40-10-76
01. DEA/HIDROCARBUROS/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	002	De Válvula CSC y valvula de 10" valvula de cambio de Clase	P5UJEAA40-10-76
02. DEA/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	003	De salida del V-31504 a FV-31562	P5UJEAA40-10-77
02. DEA/ACIDO SULFHIDRICO	NUEVA	004	De FV-31562 a Check que une con línea principal	P5UJEAA40-10-77
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	NUEVA	005	De Válvula de cambio de clase a Válvula de entrada de Planta DEA	P5UJEAA40-10-76/P5UKEAA40-10-04
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	006	De Válvula de entrada a planta DEA a Válvula de cambio de clase de alimentación del FA-50001	P5UKEAA40-10-04
03. DEA RICA/HIDROCARBUROS	310-001	007	De Válvula de Cambio de Clase a FA-50001	P5UKEAA40-10-04
04.DEA RICA	310-009	008	De FA-50001 a Succión de GA-50001/R	P5UKEAA40-10-04
04.DEA RICA	310-010	009	De Descarga de GA-50001/R a FV-50070 y EA-50001 A/D	P5UKEAA40-10-04/10-05
04.DEA RICA	310-010	010	De FV-50070 a FA-50001	P5UKEAA40-10-04

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
04.DEA RICA	310-015	011	De EA-50001A/B/C/D a FV-50003	P5UKEAA40-10-05/10-07
04.DEA RICA	310-015	012	De FV-50003 a DA-50001	P5UKEAA40-10-07
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-001	013	De Domo de DA-50001 a EC-50001A/B/C/D	P5UKEAA40-10-07/10-17
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-006	014	De EC-50001A/B/C/D a EA-50002	P5UKEAA40-10-17
05. DOMO DE LA REGENERADORA	312-008	015	De EA-50002 al FA-50002	P5UKEAA40-10-09/10-17
06.GAS AMARGO	312-013	016	De FA-50002 a PV-50035A/B	P5UKEAA40-10-09
06.GAS AMARGO	312-013	017	De PV-50035A a LB (Planta de Azufre)	P5UKEAA40-10-09
06.GAS AMARGO	NUEVA	018	De línea 12"-GA-8615-A14A a Toma de muestra de desfogue	P5UKEAA40-10-03/10-09
07.AGUA AMARGA	314-001	019	De FA-50002 a Succión de GA-50002/R	P5UKEAA40-10-09
07.AGUA AMARGA	314-002	020	De Descarga de GA-50002/R a PV-50074 y FV-50004	P5UKEAA40-10-09
07.AGUA AMARGA	314-003	021	De bloqueo con la línea 4"-AA-8610-A14A a LB	P5UKEAA40-10-09
07.AGUA AMARGA	314-002	022	De PV-50074 a FA-50002	P5UKEAA40-10-09
07.AGUA AMARGA	314-002	023	De FV-50004 a Domo de DA-50001	P5UKEAA40-10-07/10-09
08.DEA RECIRCULACIÓN	311-001	024	De Fondo de DA-50001 a EA-50003A/B	P5UKEAA40-10-06/10-07/10-08
09.VAPOR DE AGUA	311-005	025	De EA-50003A a Fondo de DA-50001	P5UKEAA40-10-06/10-07
09.VAPOR DE AGUA	311-006	026	De EA-50003B a Fondo de DA-50001	P5UKEAA40-10-07/10-08

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
10.DEA LIQUIDA	311-004	027	De EA-50003A/B a Fondo de DA-50001	P5UKEAA40-10-06/10-07/10-08
11.DEA POBRE FONDOS	311-007	028	De DA-50001 a EA-50001A/C	P5UKEAA40-10-05/10-07
11.DEA POBRE FONDOS	311-012	029	De EA-50001A/B/C/D a Succión de GA-50003/R, incluye línea de directo despues del boqueo "16-DEA-8507-A14A	P5UKEAA40-10-05
11.DEA POBRE FONDOS	311-013	030	De descarga de GA-50003/R a EC-50002A/B/C/D	P5UKEAA40-10-05/10-10
11.DEA POBRE FONDOS	311-018/019/027	031	De EC-50002A/B/C/D a FG-50001 , incluyendo línea 8"-DEA-8703-B14A hasta bloqueo, FV-50006 y HV-50002	P5UKEAA40-10-10/10-11/10-12
11.DEA POBRE FONDOS	311-027	032	De HV-50002 a válvula de cambio de clase (Entrada a FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
11.DEA POBRE FONDOS	311-027	033	De Válvula de cambio de clase a FB-50001	P5UKEAA40-10-12
12.DEA POBRE DE 1 ^{ER} FILTRO	311-021	034	De Salida de FG-50001 a FG-50002, a PSV-50008 y a válvulas de bloqueo	P5UKEAA40-10-11
13.DEA POBRE/CARBON ACTIVADO	311-024	035	De FG-50002 a FG-50003 y a válvulas de bloqueo	P5UKEAA40-10-11
14.DEA FILTRADA	311-026	036	De FG-50003 y válvula de bloqueo a PSV-50010 y FV-50007	P5UKEAA40-10-11
14.DEA FILTRADA	311-026	037	De FV-50007 y del arreglo TM-N-04 a unión con línea 16"-DEA-8701-B14A	P5UKEAA40-10-11
15.DEA POBRE	311-018	038	De FV-50006 a Válvula de unión con línea 8"-DEA-8708-B14A	P5UKEAA40-10-11
15.DEA POBRE	NUEVA	039	De unión con línea 8"-DEA-8708-B14A pasando por FT-50025 a unión con planta coquizadora	P5UKEAA40-10-11
15.DEA POBRE		040	De Unión con Planta DEA a FV-31539 y a FV-31540	P5UJEAA40-10-77

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
15.DEA POBRE		041	De FV-31539 a LB.	P5UJAAA40-10-77
15.DEA POBRE		042	De FV-31540 a LB	P5UJAAA40-10-77
15.DEA POBRE	311-018	043	De Salida de línea 16"-DEA-8701-B14A a FV-50046	P5UKEAA40-10-04/10-11
15.DEA POBRE	311-018	044	De FV-50046 a Válvula Check	P5UKEAA40-10-04/10-11
16. DEA FRESCA	311-038	045	De LB (Tambores) a válvula de cambio de clase y a línea de alimentación del FA-50003	P5UKEAA40-10-12
16. DEA FRESCA	311-038	046	De válvula Check a FA-50003	P5UKEAA40-10-12
16. DEA FRESCA	311-034	047	De PVSV-500062A/B a FG-50007A/B	P5UKEAA40-10-12
16. DEA FRESCA	311-037	048	De FB-50001 a FA-50003 a línea de succión de GA-50003/R	P5UKEAA40-10-05/10-12
17. DEA DE REPOSICIÓN	311-042	049	De FA-50003 a PSV-50063 y a FG-50004	P5UKEAA40-10-12
17. DEA DE REPOSICIÓN	311-040	050	De FA-50003 a FG-50005 y a PSV-50051A/B	P5UKEAA40-10-12
17. DEA DE REPOSICIÓN	311-044	051	De FG-50004 a línea de succión de GA-50003/R	P5UKEAA40-10-05/10-12
18. DESFOGUE ÁCIDO	316-001/002/003/004/005/006/007/008/009/010/011/012/013/014/015/016/017/018/019/020/021	052	Cabezal de Desfogue Ácido a FA-50005	P5UKEAA40-10-03/10-04/10-05/10-09/10-11/10-12/10-16/10-17/10-18/20-05/20-08
19.DESFOGUE A COQUER	316-024	053	De FA-50005 y de LG-50119 a LB	P5UKEAA40-20-08
20. NITROGENO	319-001	054	Cabezal de distribución de Nitrógeno	P5UKEAA40-10-04/10-12/10-13/20-02/20-04

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
20. NITROGENO	319-002	055	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a PV-50003A	P5UKEAA40-10-04/20-02
20. NITROGENO	310-006	056	De PV-50003A a FA-50001 y a PV-50003B	P5UKEAA40-10-04
20. NITROGENO	319-003	057	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a PV-50064A	P5UKEAA40-10-13/20-02
20. NITROGENO	319-003	058	De PV-50064A a PV-50064B y FA-50006	P5UKEAA40-10-13
20. NITROGENO	319-007	059	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a Cuarto de Analizador de Muestras	P5UKEAA40-20-02
20. NITROGENO	319-005	060	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a PCV-50082	P5UKEAA40-10-12/20-02
20. NITROGENO	319-005	061	De PCV-50082 a Válvula de cambio de clase	P5UKEAA40-10-12
20. NITROGENO	NUEVA	062	De Válvula de cambio de clase a FB-50001	P5UKEAA40-10-12
20. NITROGENO	319-004	063	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a PCV-50081	P5UKEAA40-10-12/20-02
20. NITROGENO	319-004	064	De PCV-50081 a válvula de cambio de clase	P5UKEAA40-10-12
20. NITROGENO	319-004	065	De la válvula de cambio de clase (PCV-50081) a FA-50003	P5UKEAA40-10-12
20. NITROGENO	319-006	066	De Cabezal de distribución de Nitrógeno a PCV-50060A	P5UKEAA40-20-02/20-04
20. NITROGENO	319-006	067	De PCV-50060A a PCV-50061A y DA-50003	P5UKEAA40-20-04
21. SLOP	313-003	068	De FA-50001 a succión de GA-50006/R	P5UKEAA40-10-04
21. SLOP	313-004	069	De descarga de GA-50006/R a PV-50125 y FA-50001	P5UKEAA40-10-04
21. SLOP	313-004	070	De PV-50125 a LB	P5UKEAA40-10-04
21. SLOP	313-001	071	De FA-50002 a succión de GA-50005	P5UKEAA40-10-09

Tabla 7. Censo de unidades de control de líneas.

CIRCUITO SIMECELE	UC ANTERIOR	UC SIMECELE	DESCRIPCION	DTI
21. SLOP	313-002	072	De descarga de GA-50005 a PV-50126 y FA-50002	P5UKEAA40-10-09
21. SLOP	313-002	073	De PV-50126 a Línea 4"-P-8404-A14A (Salida de PV-50125)	P5UKEAA40-10-04/10-09
21. SLOP	314-004	074	De FA-50005 a la succión de las bombas GA-50007/R	P5UKEAA40-20-08
21. SLOP	314-005/006	075	De la descarga de GA-50007/R a válvulas de bloqueo (Salida de PV-50125 y Entrada al FA-50003)	P5UKEAA40-10-04/10-12/20-08

Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E001. DA-50001	DOMO	310-016	Domo de la Regeneradora de DEA (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	FONDO	310-017	Fondo de la Regeneradora de DEA (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E.001. DA-50001	LG-50004	310-018	Indicador de Nivel LG-50004 (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	LSLL-50020	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50020 (DA-50001)	P5UKEAA40-10-07
E001. DA-50001	PSV-50005A/B	310-019	De DA-50001 a PSV 50004 y PSV 50005A/B	P5UKEAA40-10-07
E003. EA-50001A	CARRETE	310-012	Intercambiador DEA Rica (EA-50001A)	P5UKEAA40-10-05

Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E003. EA-50001A	CUERPO	311-008	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001A)	P5UKEAA40-10-05
E004. EA-50001B	CARRETE	310-011	Intercambiador DEA Rica (EA-50001B)	P5UKEAA40-10-05
E004. EA-50001B	CUERPO	311-009	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001B)	P5UKEAA40-10-05
E005. EA-50001C	CARRETE	310-014	Intercambiador DEA Rica (EA-50001C)	P5UKEAA40-10-05
E005. EA-50001C	CUERPO	311-010	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001C)	P5UKEAA40-10-05
E006. EA-50001D	CARRETE	310-013	Intercambiador DEA Rica (EA-50001D)	P5UKEAA40-10-05
E006. EA-50001D	CUERPO	311-011	Intercambiador DEA Pobre (EA-50001D)	P5UKEAA40-10-05
E007. EA-50002	CUERPO	312-007	Segundo Condensador de la Regeneradora (EA-50002)	P5UKEAA40-10-17
E008. EA-50003A	CARRETE	NUEVA	Carrete del Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003A)	P5UKEAA40-10-06
E009. EA-50003B	CARRETE	NUEVA	Carrete del Rehervidor de la Regeneradora (EA-50003B)	P5UKEAA40-10-08
E010. EA-50005	CUERPO	317-021	Intercambiador de Condensado Aceitoso (EA-50005)	P5UKEAA40-20-04
E011. FA-50001	CUERPO	310-002 310-003	Separador de Hidrocarburos de DEA Rica (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LG-50001	310-004	Indicador de Nivel LG-50001 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LG-50002	310-005	Indicador de Nivel LG-50002 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04

Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E011. FA-50001	LG-50009	NUEVA	Indicador de Nivel LG-50009 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LSLL-50002	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50002 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LSLL-50019	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50019 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LSHH-50024	NUEVA	Alarma de Nivel LSHH-50024 (FA-50001)	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	PSV-50001A/D	310-007	De FA-50001 a PSV 50001A/D	P5UKEAA40-10-04
E011. FA-50001	LINEA DE BALANCE	310-008	Línea de Comunicación Parte Inferior del FA-50001	P5UKEAA40-10-04
E012. FA-50002	CUERPO	312-009 312-010	Acumulador de la Regeneradora de DEA (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	LG-50005	312-011	Indicador de Nivel LG-50006 (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	LG-50006	312-012	Indicador de Nivel LG-50006 (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	LG-50021	NUEVA	Indicador de Nivel LG-50021 (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	LSLL-50021	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50021 (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	LSLL-50022	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50021 (FA-50002)	P5UKEAA40-10-09
E012. FA-50002	PSV 50006A/B	312-014	De FA-50002 a PSV 50006A/B	P5UKEAA40-10-09
E013. FA-50003	CUERPO	311-039	Acumulador de Reposición de DEA (FA-50003)	P5UKEAA40-10-12

Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E014. FA-50004A	CUERPO	317-002	Tanque Separador de Condensado (FA-50004A)	P5UKEAA40-10-06
E014. FA-50004A	LG-50003	317-003	Indicador de Nivel LG-50003 (FA-50004A)	P5UKEAA40-10-06
E014. FA-50004A	PSV-50011A/B	318-017	De FA-50004A a PSV 50011A/D	P5UKEAA40-10-06
E015. FA-50004B	CUERPO	317-006	Tanque Separador de Condensado (FA-50004B)	P5UKEAA40-10-08
E015. FA-50004B	LG-50010	317-007	Indicador de Nivel LG-50003 (FA-50004B)	P5UKEAA40-10-08
E015. FA-50004B	PSV-50012A/B	318-019	De FA-50004B a PSV 50012A/D	P5UKEAA40-10-08
E016. FA-50005	CUERPO	316-022	Tanque de Desfogue (FA-50005)	P5UKEAA40-20-08
E016. FA-50005	LG-50119	316-023	Indicador de Nivel LG-50119 (FA-50005)	P5UKEAA40-20-08
E016. FA-50005	LSLL-50023	NUEVA	Alarma de Nivel LSLL-50023 (FA-50005)	P5UKEAA40-20-08
E017. FB-50001	ANILLO 1	311-029	Anillo 1 (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
E017. FB-50001	ANILLO 2	311-030	Anillo 2 (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
E017. FB-50001	ANILLO 3	311-031	Anillo 3 (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
E017. FB-50001	ANILLO 4	311-032	Anillo 4 (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
E017. FB-50001	ANILLO 5	NUEVA	Anillo 5 (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12



Tabla 8. Censo de Unidades de Control de Equipos

CIRCUITO	UNIDAD DE CONTROL	UNIDAD DE CONTROL ORIGINAL	DESCRIPCIÓN	DTI
E017. FB-50001	CUPULA	311-033	Cúpula (FB-50001)	P5UKEAA40-10-12
E017. FB-50001	PSV-50062A/B	NUEVA	De FB-50001 a PSV 50062A/B	P5UKEAA40-10-12
E018. FG-50001	CUERPO	311-020	Primer Filtro de DEA Pobre (FG-50001)	P5UKEAA40-10-11
E019. FG-50002	CUERPO	311-022	Segundo Filtro de DEA Pobre (FG-50002)	P5UKEAA40-10-11
E019. FG-50002	PSV-50009	311-023	De FG-50002 a PSV-50009	P5UKEAA40-10-11
E020. FG-50003	CUERPO	311-025	Tercer Filtro de DEA Pobre (FG-50003)	P5UKEAA40-10-11
E021. FG-50004	CUERPO	311-043	Filtro de DEA de Reposición (FG-50004)	P5UKEAA40-10-12
E022. FG-50005	CUERPO	311-041	Filtro de la Fosa de DEA (FG-50005)	P5UKEAA40-10-12
E023. FG-50007A	CUERPO	311-035	Filtro del Tanque de DEA (FG-50007A)	P5UKEAA40-10-12
E024. FG-50007B	CUERPO	311-36	Filtro del Tanque de DEA (FG-50007B)	P5UKEAA40-10-12

