



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y
REPARTO DE HIDROCARBUROS**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO**

P R E S E N T A

DULCE ANAHÍ FLORES GONZÁLEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ



MEXICO, D.F. 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: **Profesor:** ISAIAS ALEJANDRO ANAYA Y DURAND

VOCAL: **Profesor:** JOSE ANTONIO ORTIZ RAMIREZ

SECRETARIO: **Profesor:** MODESTO JAVIER CRUZ GOMEZ

1er. SUPLENTE: **Profesor:** ALMA DELIA ROJAS RODRIGUEZ

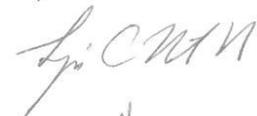
2° SUPLENTE: **Profesor:** NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: TORRE DE INGENIERÍA, PISO 4 ALA NORTE.

ASESOR DEL TEMA: DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ



SUPERVISOR TÉCNICO: NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO



SUSTENTANTE: DULCE ANAHÍ FLORES GONZÁLEZ



ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

CONTENIDO

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	8
Objetivo general	10
Objetivos particulares	10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	11
Seguridad Industrial	11
Integridad Mecánica	13
Administración de la Integridad	15
GPASI-IT-0209 ³ Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex-refinación.	16
Inspección técnica de tuberías	18
Inspección visual de tubería	19
Medición de espesores	21
DG-SASIPA-IT-0204 ⁴ Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.	21
Registro, análisis y programación preventiva de espesores	22
Integración estadística de la medición preventiva de espesores	23
Unidades de Control Críticas	24
Análisis estadístico formal	24
GPI-IT-4200 ⁵ Procedimiento para el control de desgaste de niplería	28

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

DG-GPASI-IT-0903 ⁷ Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación.	29
Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos SIMECELE	30
CAPÍTULO III. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN TÉCNICA	31
Metodología	31
Terminales de Almacenamiento y Reparto	32
Ejemplo A	34
Análisis estadístico formal de las unidades de control de la TAR ejemplo A	35
UC-TAR-A1	37
UC-TAR-A2	52
Ejemplo B	56
Análisis de las unidades de control de la TAR ejemplo B	57
UC-TAR-B1	59
UC-TAR-B2	63
CAPÍTULO IV. CONCLUSIONES	68
Conclusiones	68
ANEXO A	72
ANEXO B	77
Glosario	81
Bibliografía	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Intervalos de inspección en tuberías	19
Tabla 2: Periodo de revisión de tornillería	29
Tabla 3. Información de las terminales de almacenamiento, ejemplo A y B	33
Tabla 4. Registro de fecha de medición de espesores de la TAR ejemplo A	35
Tabla 5. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-A1	37
Tabla 6. Niveles normales y niveles críticos de la UC-TAR-A1	37
Tabla 7. Velocidad de desgaste de niveles críticos de la UC-TAR-A1	39
Tabla 8. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-A1	40
Tabla 9. Resumen de análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-A1	41
Tabla 10. Espesor mínimo encontrado para el análisis estadístico de niveles normales y niveles críticos de la UC-TAR-A1.	49
Tabla 11. Resumen de los cálculos de VUE de niveles normales para cada grupo de diámetros de la UC-TAR-A1	51
Tabla 12. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-A2	52
Tabla 13. Resumen de análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-A2	53
Tabla 14. Resumen de los cálculos de VUE de niveles normales para cada grupo de diámetros de la UC-TAR-A2	54

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 15. Registro de fechas de medición de espesores de las unidades de control de la TAR ejemplo B	57
Tabla 16. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-B1	59
Tabla 17. Número de niveles totales, normales y críticos de la UC-TAR-B1	59
Tabla 18. Niveles críticos de la UC-TAR-B1	59
Tabla 19. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-B1	62
Tabla 20. Resumen del análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-B1	62
Tabla 21. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-B2	63
Tabla 22. Número de niveles totales, normales y críticos de la UC-TAR-B2	63
Tabla 23. Niveles críticos de la UC-TAR-B2	64
Tabla 24. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-B2	66
Tabla 25. Resumen del análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-B2	66
Tabla 26. Resumen comparativo del análisis de unidades de control.	67
Tabla A-1 Norma DG-SASIPA-IT-0008 “Valores de referencia para los cálculos de espesores en tuberías de proceso”	75
Tabla B-1 Datos técnicos de tuberías.	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Análisis estadístico formal VUE, FPME y FRP	27
Figura 2. Localización de los puntos de calibración en los arreglos básicos de niplaría	28
Figura 3. Diagrama de unidades de control de la TAR ejemplo A	36
Figura 4. Porcentaje de niveles de medición de la UC-TAR-A1	38
Figura 5. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-TAR-A1, nivel 12	39
Figura 6. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1, niveles 24, 25 y 26	44
Figura 7. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1, niveles 1 y 5	46
Figura 8. Gráfica de medición de espesores de UC-TAR-A1, niveles 53 a 58	47
Figura 9. Gráfica de medición de espesores de UC-TAR-A1, niveles 60 y 61	47
Figura 10. Secuencia de la memoria de cálculo realizada por el software SIMECELE	49
Figura 11. Espesor mínimo encontrado para niveles normales localizado en el nivel 117	51
Figura 12. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A2, nivel 39	55
Figura 13. Diagrama de unidades de control de la TAR ejemplo B	58
Figura 14. Porcentaje de niveles normales y críticos de la UC-TAR-B1	59
Figura 15. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-B1, nivel 60	61
Figura 16. Porcentaje de niveles normales y críticos de la UC-TAR-B2	64
Figura 17. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-B2, nivel 85	65

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

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

Para cumplir con las exigencias normativas se requiere la capacidad de operar bajo condiciones estables, sin riesgo de fallas de los equipos y sistemas que ocasionen afectación a las personas, emanaciones o vertientes al medio ambiente o destrucción de los activos físicos.

Para garantizar la integridad de una instalación industrial es necesario realizar trabajos de inspección técnica, para así obtener información adecuada que permita realizar la programación de nuevos planes de inspección, mantenimientos preventivos y/o correctivos y en su defecto, posibles paros para la sustitución de accesorios de tubería o equipos.

De esta manera se evitan errores en los sistemas que puedan causar accidentes, se asegura el cumplimiento de las condiciones de operación y se evitan pérdidas de contención del fluido que manejan.

Uno de los aspectos de mayor importancia que cubre la seguridad industrial es la prevención de accidentes por pérdidas de contención del material por corrosión, y es que la corrosión está entre los factores que más influyen en el deterioro del estado físico de las líneas de proceso.

La corrosión se puede definir como una oxidación acelerada y continua que desgasta, deteriora y, que a largo plazo, afecta la integridad estructural de la tubería convirtiéndola en un medio inseguro para el transporte de cualquier tipo de fluido.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

La falla de una tubería puede ocasionar accidentes graves afectando la salud de los trabajadores, efectos negativos al medio ambiente y daños a las instalaciones del centro de trabajo, lo que representaría pérdidas económicas. Las consecuencias de dichos accidentes estarán en función de la peligrosidad de la sustancia que se maneja y pueden ir desde conatos de incendios hasta paros de emergencia, comprometiendo así la producción de la planta.

Dentro de las actividades fundamentales en la industria petroquímica de nuestro país se encuentra el transporte, el almacenamiento y la distribución de hidrocarburos y, por supuesto, como acción de seguridad es trascendente mantener bajo un estado físico adecuado las tuberías de proceso y tanques de almacenamiento por las cuales fluyen y se almacenan los hidrocarburos. A fin de garantizar el buen estado de operación en equipos y líneas de proceso y con el objeto de disminuir riesgos existentes es que se realizan monitoreos periódicos del estado físico de las instalaciones por medio de pruebas e inspecciones preventivas de espesores.

El objetivo de este procedimiento es detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor bajo los límites permisibles, a fin de tomar las medidas necesarias con el propósito de prevenir fallas en distintas secciones de las tuberías y equipos ocasionadas por el desgaste durante su vida útil.

Existen herramientas informáticas que ayudan a mejorar la administración, el control de la información y las actividades relacionadas con la inspección técnica de espesores en líneas y equipos de proceso de una planta.

La Universidad Nacional Autónoma de México desarrolló el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE), que permite mejorar la gestión y el control del trabajo de inspección, realizando tareas como la generación de reportes, consulta de la información de la medición de espesores, consulta de

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

diagramas técnicos para la realización de la medición de espesores y el análisis estadístico de los datos.

El SIMECELE no sólo es una base de datos. Se trata de un software que permite obtener un panorama general del estado físico de cada sección de líneas y equipos de proceso, ya que realiza un análisis estadístico que ayuda a identificar puntos vulnerables que puedan afectar la integridad mecánica de las instalaciones.

En este trabajo de Tesis se realizó un análisis de la medición de espesores en instalaciones de dos terminales de almacenamiento y reparto de hidrocarburos, comparando el desgaste que existe en cada una.

Objetivo general

Realizar un análisis comparativo de los datos de la medición de espesores de Terminales de Almacenamiento y Reparto con base en la información capturada en el Sistema de Medición de y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE).

Objetivos particulares

- a) Identificar las zonas que presenten una velocidad de desgaste alto (mayor a 15 mpa) de acuerdo a la normatividad aplicable a partir de la información registrada en el SIMECELE.
- b) Determinar qué información puede obtenerse a partir de un análisis de los datos de medición de espesores.
- c) Estimar el tiempo de vida útil, que permitirá programar inspecciones, mantenimientos preventivos y emplazamientos.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Seguridad Industrial

En la industria química y petroquímica se manejan sustancias que, debido a su naturaleza, pueden representar un riesgo a la salud; muchas de estas sustancias se encuentran bajo condiciones de operación que exigen la adopción de medidas de seguridad para administrar el riesgo en el manejo de estas instalaciones.

Toda actividad industrial implica peligros que necesitan una correcta gestión, por tal motivo la prevención y la protección son parte fundamental en seguridad de la industria química.

La seguridad industrial tiene por objetivo la prevención y disminución de riesgos inherentes a un proceso, así como la protección contra accidentes y siniestros que dañen o perjudiquen a las personas, al medio ambiente y a las instalaciones.

Consiste en un conjunto de técnicas multidisciplinarias que se encargan de identificar el riesgo, determinar su significado, evaluar las medidas correctivas disponibles y la sección de control óptimo.

La totalidad de los países del mundo dispone de una legislación de seguridad industrial, aunque no en todos es realmente completa. En México, la empresa más importante del país (PEMEX), en 1998 implanta un Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA)¹ que en su momento era una herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos interrelacionados e interdependientes enfocada al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua en los campos de seguridad y protección ambiental, esto, es la creación de una cultura de seguridad y protección ambiental basada en la prevención. SIASPA forma parte de un solo sistema considerado como un macro

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

proceso de seguridad llamado Programa de Seguridad, Salud y Protección Ambiental, ahora Sistema Pemex-SSPA adoptado en todo PEMEX.

La seguridad industrial se torna de vital importancia en la industria petroquímica de nuestro país. Se trata de prevenir los accidentes industriales desde la raíz, evitando su propagación y magnificación.

Son pocos los accidentes que comienzan con fallas repentinas de algún componente principal, la mayoría de los accidentes comienzan con alguna falla en un componente menor, un instrumento fuera de servicio, o por no darle seguimiento a los procesos de seguridad.²

Los tipos de accidentes potenciales en instalaciones industriales que pueden producir la pérdida del control sobre las sustancias peligrosas y desencadenar fenómenos peligrosos son en su mayoría debidas a:

- ✓ Fugas
- ✓ Explosiones
- ✓ Incendios

Dentro de los elementos más importantes de la seguridad industrial está detectar y controlar los accidentes potenciales, antes de que ocurran pérdidas que puedan involucrar personas, equipos, material y medio ambiente.

Así, la seguridad de procesos se ha establecido como un tema clave para evitar las rutas de transmisión y aumentar las barreras, es decir, líneas de defensa listas para reducir peligros y sus riesgos asociados, que contengan y deseablemente, prevengan daños potenciales.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Ciertos puntos que generan un alto nivel de seguridad forman parte de lo que se denomina integridad mecánica.

Integridad Mecánica

En las últimas décadas el análisis de la 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 y equipo en general que contienen productos peligrosos.

La integridad mecánica (IM) tiene por objetivo garantizar que todo el equipo, sistema o componente crítico de las operaciones y procesos sea diseñado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al medio ambiente, con base en el nivel de riesgo, requerimientos de servicio, recomendaciones de fabricante, regulaciones y normas establecidas.

La IM constituye la actividad que aumenta la confiabilidad de los equipos y es la disciplina operativa que proporciona un medio para reducir o eliminar eventos no deseados y garantizar la protección del personal, comunidad, medio ambiente e instalaciones.

El modo de asegurar que esto ocurra es mediante manuales de operación y programas integrales de mantenimiento (predictivo y preventivo) apegados a normas, especificaciones y procedimientos, con el compromiso de hacerlo siempre de la manera correcta por todo el personal.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Cada centro de trabajo y/o empresa se encarga de desarrollar una serie de actividades encaminadas a la integridad mecánica de los procesos.

Dichas actividades permiten la prevención y control de cualquier evento no deseado, siempre y cuando se cumplan los siguientes puntos:

- I. Sean seguras desde su diseño.
- II. Sean construidas de acuerdo a normas y especificaciones vigentes y apegadas al diseño.
- III. Los equipos y componentes críticos se diseñen, construyan, arranquen, operen y mantengan en forma segura.
- IV. Se capacite al personal en integridad mecánica.
- V. Se actualicen los procesos de mantenimiento.

Debe tomarse en cuenta que el cumplimiento de estos puntos garantiza en gran medida la confiabilidad, seguridad y protección ambiental de la instalación.

Las expectativas razonables de los programas de integridad mecánica son:

- a) Mejora de la confiabilidad de los equipos.
- b) Reducción de las fallas en los equipos que conllevan a accidentes de seguridad ambientales.
- c) Mejora de la seguridad del producto.
- d) Reducción del tiempo de mantenimiento planificado y los costos.
- e) Reducción de los costos operativos.
- f) Mejora de la gestión de piezas de repuesto.
- g) Cumplimiento de las regulaciones gubernamentales.

La integridad mecánica mantiene en óptimas condiciones las líneas de defensa a través de:

- Identificar el equipo crítico.
- Seleccionar las técnicas de inspección y pruebas.
- Seleccionar las tácticas de mantenimiento.
- Elaborar los procedimientos.
- Capacitar.
- Documentar.

El personal que labora en las instalaciones es responsable de establecer los procedimientos necesarios para garantizar la integridad mecánica de los equipos, ya que cada una de estas actividades son específicas y están relacionadas con el tipo de proceso.

Administración de la Integridad

En la República Mexicana se cuenta con una extensa red de sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos, para lo cual es necesario contar con un programa de administración de integridad.

Un programa de administración de integridad permite implementar de manera eficiente y óptima acciones de prevención, detección y mitigación de riesgo, que resultan en mayor seguridad y reducción de incidentes.

La evaluación del riesgo es un proceso de análisis, mediante el cual se determinan los eventos que puedan llegar a impactar la integridad, provocar desviaciones en la operación o vulnerar la seguridad.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Mediante los resultados de la evaluación de riesgo se puede optimizar la atención a las tuberías, dando prioridad a aquellos tramos o segmentos que presentan niveles de alto riesgo.

La evaluación de riesgo e identificación del origen del mismo son elementos que sustentan la valoración de integridad de las tuberías, que puede ser solventada a través de técnicas de inspección que van desde la inspección visual, hasta el uso de equipos más sofisticados.

De lo anterior se derivan acciones o actividades requeridas para reparar, mitigar, prevenir y detectar condiciones que puedan alterar la integridad y la seguridad de las tuberías.

La evaluación de la integridad mecánica en terminales de almacenamiento y reparto de hidrocarburos se realiza a través de trabajos de inspección técnica descritos en documentos normativos de aplicación en todas las instalaciones dependientes de Pemex-Refinación.

[GPASI-IT-0209³ Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex-refinación.](#)

Este procedimiento establece 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.

Este documento normativo hace mención a la clasificación de las diferentes tuberías de acuerdo al fluido que transportan. Esto permite conocer el riesgo de cada una y

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

así poder determinar acciones necesarias para asegurar su funcionamiento bajo un estado físico aceptable.

Tuberías Clase 1. Se clasifican 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 llegara a presentarse una fuga.

Incluye los siguientes servicios:

- I. Servicios inflamables autorefrigerados y que pueden inducir fracturas frágiles.
- II. Servicios presurizados que puedan vaporizarse rápidamente durante su liberación, creando vapores que puedan congregarse y formar una mezcla explosiva.
- III. Ácido sulfhídrico (concentraciones superiores a 3% en peso) en una corriente gaseosa.
- IV. Ácido clorhídrico anhidro.
- V. Ácido fluorhídrico.
- VI. Tuberías que estén sobre o cercanas a caminos públicos o mantos acuíferos.

Tuberías Clase 2. Se clasifica así a la mayoría de las tuberías de proceso y servicios auxiliares, que manejen los productos siguientes:

- I. Hidrocarburos que vaporizan lentamente en el mismo lugar durante su liberación.
- II. Hidrógeno, gas combustible y gas natural.
- III. Ácidos y cáusticos fuertes.

Tuberías Clase 3. Se clasifican 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:

- I. Hidrocarburos que no vaporizan significativamente durante su liberación.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

- II. Destilados y productos hacia y desde áreas de almacenamiento y carga.
- III. Ácidos y cáusticos fuera de áreas de proceso.

Las terminales de almacenamiento y reparto de hidrocarburos por su servicio manejan hidrocarburos de vaporizan lentamente por lo que tienen tuberías clase 2.

Inspección técnica de tuberías

Dentro de las actividades de mantenimiento predictivo se realiza el procedimiento de inspección. El objetivo de la inspección es identificar y dimensionar los daños por la continua operación, el desgaste, fatiga, daños mecánicos, etc.

La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

1. Inspección basada en tiempo: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección con base en el tiempo de vida útil de un equipo o líneas de proceso establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.
2. 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.
3. Inspección basada en estado: Todo tipo de pruebas no destructivas (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.

Gracias a las pruebas no destructivas (PND) es posible determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras, que pueden representar una falla catastrófica.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Las principales aplicaciones de las PND las encontramos en:

- ✓ Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
- ✓ Determinación de composición química.
- ✓ Detección de fugas.
- ✓ Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
- ✓ Adherencia entre materiales.
- ✓ Inspección de uniones soldadas.

Uno de los ensayos no destructivos más ampliamente utilizados, es la inspección visual de tuberías ya que se puede obtener información rápidamente de la condición superficial de los materiales que se estén inspeccionando, así como el tipo de irregularidades presentes en los mismos.

Inspección visual de tubería

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

Esta inspección apoya en la detección de mecanismo de daño como son:

- Puntos de inyección.
- Piernas sin flujo.
- Corrosión bajo aislamiento.
- Servicio específico y corrosión localizada.
- Erosión y corrosión-erosión.
- Agrietamiento por el medio ambiente.
- Corrosión debajo de revestimientos y depósitos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

- Agrietamiento por fatiga.
- “Creep”.
- Fractura.
- Daños por congelamiento.

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

- a. La velocidad de corrosión.
- b. La clasificación de las tuberías de acuerdo al servicio.
- c. Los requerimientos jurisdiccionales aplicables.
- d. El juicio del inspector o especialista de corrosión basado en las condiciones de operación, historia de las inspecciones anteriores, resultados de la inspección actual, etcétera.

La tabla 1 contiene los intervalos de inspección máxima recomendados para las tres categorías de tuberías mencionadas anteriormente, para los puntos de inyección y para las tuberías con interfase suelo-aire.

Tabla 1. 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
Interfase suelo-aire	---	Según clase

Medición de espesores

La medición de espesores es el complemento de las inspecciones visual de tuberías. Una inspección mediante la medición del espesor de pared se realiza para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la tubería.

El proceso de inspección técnica en tuberías implica el conocimiento de conceptos básicos para su aplicación que son detallados en la guía DG-SASIPA-IT-0204 (2010).

[DG-SASIPA-IT-0204⁴ Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.](#)

En ésta guía se establecen los pasos para el registro, análisis y programación preventiva de espesores.

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

La guía se debe aplicar de forma obligatoria en:

- Líneas y equipos que transportan hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Hay algunas excepciones a la aplicación de este procedimiento, se trata de aquellos equipos que por sus características no pueden sujetarse a programas de medición de espesores, tales como:

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

Registro, análisis y programación preventiva de espesores

Los trabajos de medición de espesores son realizados por personal capacitado y certificado.

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 registros constituyen el “Registro de medición de espesores”.

En seguida 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 lo cual se estima cuando deben reemplazarse las piezas de acuerdo a su vida útil.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Integración estadística de la medición preventiva de espesores

En principio se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipos de cada instalación, esta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales.

Una vez que se tienen los circuitos, estos se dividirán en unidades de control.

Esta división de la planta en circuitos y unidades de control se realiza con el objetivo de administrar los trabajos de inspección.

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

- a) Diagramas inspección técnica de líneas y equipos:
 - I. Estos diagramas de inspección deben estar orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
 - II. Los arreglos de niplería y tornillería de las tuberías y equipos, deberán estar indicados con números arábigos, encerrados en un triángulo y rectángulo, respectivamente.
- b) Registro de medición de espesores.
- c) Registro de análisis de la medición de espesores, con velocidad de desgaste fecha de retiro probable y fecha próxima de 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.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Unidades de Control Críticas

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

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 tomarán como ejemplo plantas similares de la propia refinería o de otras.

En el caso de plantas nuevas debe considerarse el comportamiento de unidades de control equivalentes de otras plantas similares.

La medición de todas las unidades de control, críticas o no críticas, debe efectuarse siempre al 100%, es decir, deben incluirse todos los puntos de control, cada vez que, como resultado del análisis, tengan que ser medidos los espesores de la línea o unidad de control que se trate.

Análisis estadístico formal

Para llegar a este punto se requiere haber efectuado el análisis preliminar de los espesores medidos, que básicamente consiste en 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

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de los valores “disparados” a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos “disparos”.

Una vez cumplido lo anterior se realiza el análisis estadístico formal, 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.

Algunas consideraciones para llevar a cabo este análisis son:

- I. La cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control, será de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable.
- II. Discriminación de valores no significativos, se debe revisar el registro de mediciones, comparando las parejas de valores de espesor de cada unos de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos tomando en cuenta 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 mpa.
- III. Para el cálculo de la velocidad de desgaste por punto:
 - Se deben calcular 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.

Para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición; ya que 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 0; ya sea por engrosamiento, o por que no exista desgaste.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Las respectivas ecuaciones para el cálculo de la velocidad de desgaste por punto (d), velocidad de desgaste promedio (D_{prom}) y velocidad máxima ajustada (D_{max}) se encuentran en el anexo A de este documento.

Una vez determinada la velocidad de desgaste máxima ajustada se puede calcular la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP). Para ello se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control, es decir, el mínimo espesor actual (Figura 1).

Las ecuaciones requeridas para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), ver el anexo A.

Es importante saber que los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (D_{prom}) y desgaste promedio máximo ajustado (D_{max}), se calculan para toda la unidad de control, sin embargo, la VUE, FPME, y FRP se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.

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

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

Todos los resultados obtenidos contribuirán en la determinación del estado de las instalaciones, cada uno será indicador de anomalías que presente la tubería.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

El análisis formal se lleva a cabo con ayuda de un software de administración de mediciones de espesores como lo es SIMECELE, el sistema de medición de espesores de líneas y equipos.

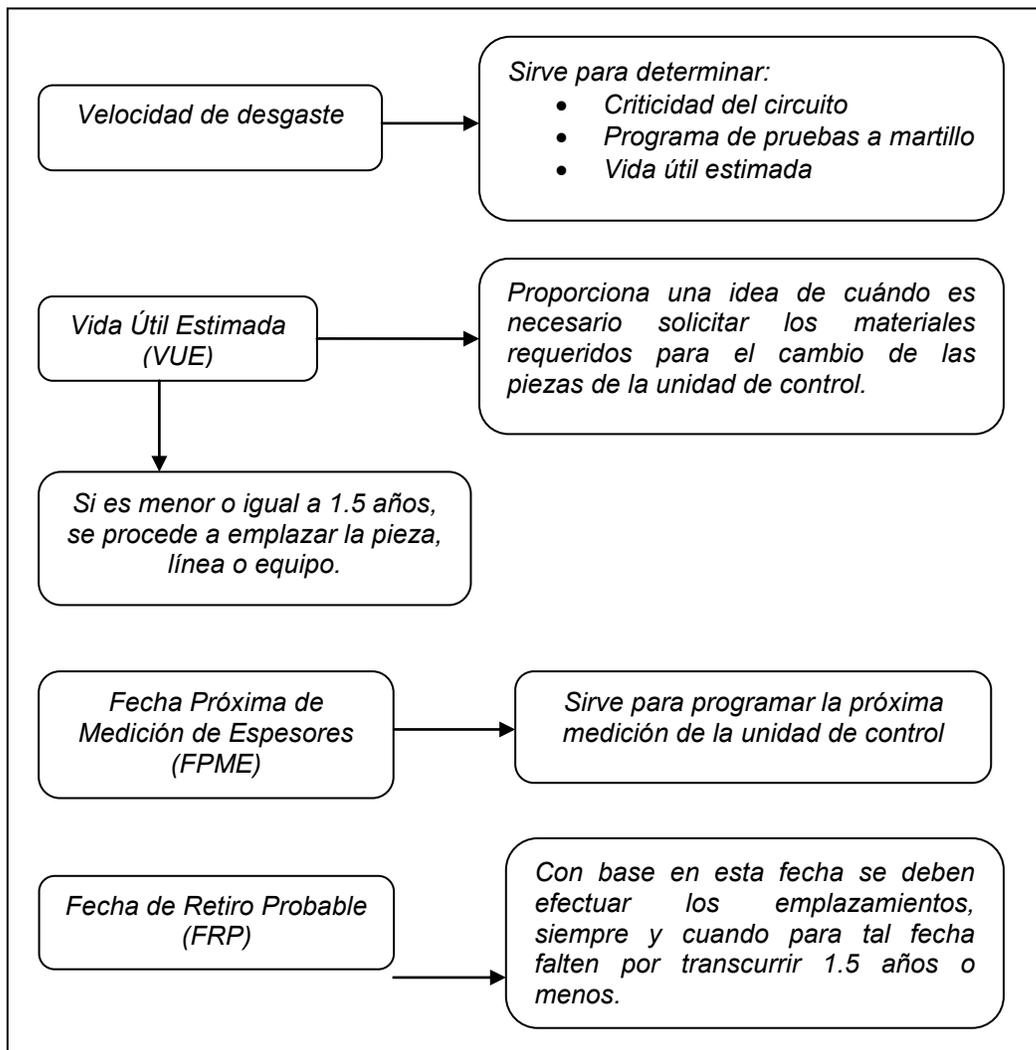


Figura 1. Análisis estadístico formal VUE, FPME y FRP.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

GPI-IT-4200⁵ Procedimiento para el control de desgaste de niplería

El “Procedimiento para el control de desgaste de niplería”, 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 (Figura 2).

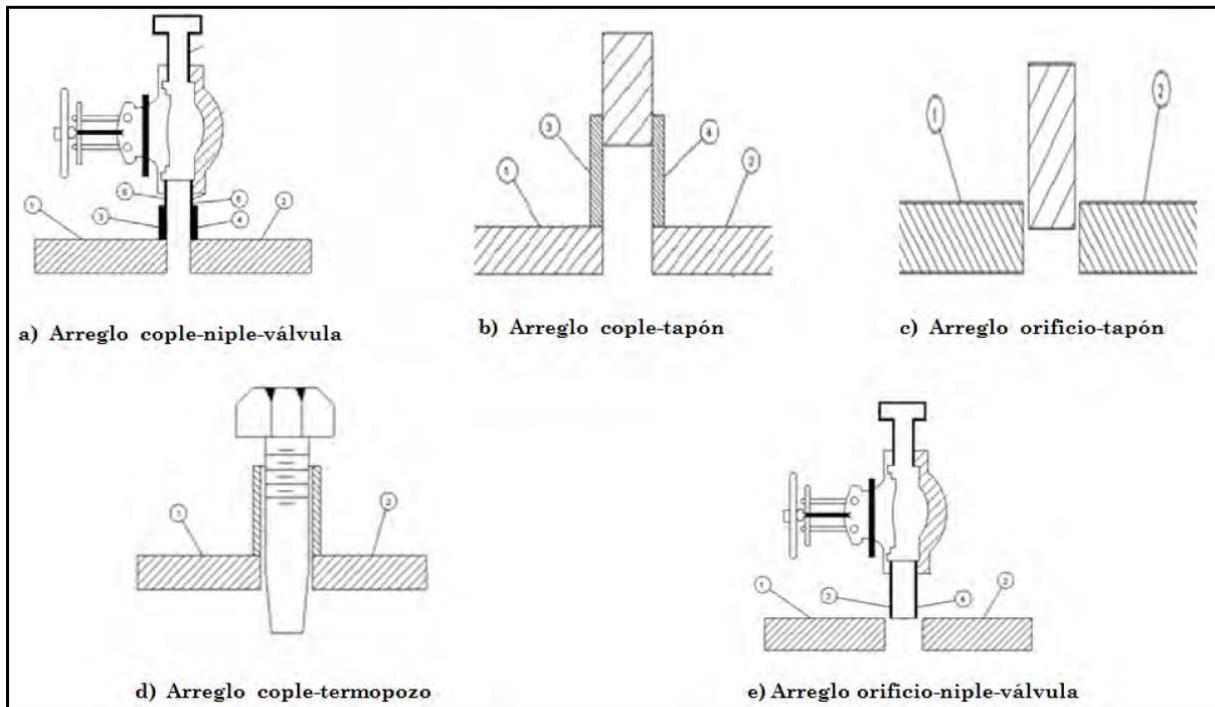


Figura 2. Arreglos básicos de niplería.

De igual forma que la tubería, la medición de espesores incluye a los arreglos de niplería además de la inspección visual de cada uno de los componentes de los arreglos básicos con el objeto de verificar su estado físico.

Especifica que para llevar el control del desgaste, se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores de los arreglos básicos de niplería y deberán ser por medios no destructivos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

De acuerdo al “Procedimiento de revisión de niplaría de plantas en operación” GPEI-IT-0201⁶.

La inspección visual de los arreglos de niplaría debe incluir la revisión y el cumplimiento de los siguientes puntos:

- Espesores, cédulas o librajés.
- Longitudes de coples y niples.
- Estado de las soldaduras.
- Tipos de tapones.
- Materiales.

[DG-GPASI-IT-0903⁷ Guía para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación.](#)

Este procedimiento sirve para evaluar el estado físico de la tornillería en las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas.

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

- Espárragos de juntas bridas en tuberías y equipos
- Tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio y de retención.

Para fijar criterios generales, las revisiones deben hacerse de acuerdo con lo establecido en la tabla 2.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 2. Periodo de revisión de tornillería.

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

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

El SIMECELE es un sistema de control de datos de medición de espesores para mejorar la administración y control de la información, así como en las actividades relacionadas con la integridad mecánica y la inspección preventiva de espesores en tuberías, equipos y recipientes que manejen o transporten hidrocarburos en instalaciones de los centro de PEMEX.

El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por los distintos procedimientos y guías de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

SASIPA-IT-0204, DG-GPASI-IT-0209, GPEI-IT-4200, GPEI-IT-201, GPASI-IT-903, DG-ASIPA-IT-00008).

El software ofrece varias ventajas, por ejemplo:

- ✓ Control adecuado de los datos de medición de espesores.
- ✓ Seguridad en los centros de trabajo.
- ✓ Información disponible, actualizada, confiable y respaldada.

Por medio de este programa de administración de las mediciones de espesores que fue desarrollado en la Universidad Nacional Autónoma de México para PEMEX refinación, se llevará a cabo el análisis del desgaste en terminales de almacenamiento y reparto de hidrocarburos (TAR).

CAPÍTULO III. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN TÉCNICA

Metodología

Inicialmente para el análisis de la rapidez de desgaste se requiere:

1. Recopilación de la información:
 - ✓ Expedientes: Documentación que incluye el registro de la medición de espesores, condensado de la estadística (fecha de última calibración, número de puntos calibrados, velocidad de desgaste, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable) diagramas isométricos de líneas con sus niveles de medición, análisis del registro de medición de espesores.
 - ✓ Diagrama de Flujo de Proceso.
 - ✓ Descripción del proceso.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

2. Consulta del registro de medición de espesores en SIMECELE.

3. Análisis de información de cada TAR:
 - ✓ Correlación de los niveles de medición presentados en el expediente y en el SIMECELE.
 - ✓ Cálculo de la rapidez de desgaste.
 - ✓ Determinación de la sección de mayor desgaste.
 - ✓ Análisis de los posibles mecanismos de daño.

Una vez que se tiene la información requerida, es necesario conocer cómo operan las terminales de almacenamiento y reparto. Debido a que el análisis a realizar es de dos terminales, ejemplo A y B (Tabla 3).

Terminales de Almacenamiento y Reparto

La actividad principal de una TAR consiste en recibir, almacenar y distribuir hidrocarburos derivados del petróleo (Gasolina Pemex Magna, Pemex Diesel y Gasolina Pemex Premium). En las actividades que desempeña una TAR, no existen procesos que afecten las características fisicoquímicas de los productos petrolíferos que se manejan.

Las actividades que se desarrollan en estas instalaciones son las siguientes:

- Recibo de combustibles.
- Descarga de auto tanques.
- Almacenamiento.
- Bombeo de combustibles.
- Llenado de auto tanques.
- Distribución de combustibles

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 3. Información de las Terminales de almacenamiento, ejemplo A y B.

TAR	A	B
Material de construcción	Acero al carbón	Acero al carbón
Especificación de material	T1B (A-53 Gr. B)	T1B (A-53 Gr. B)
Tipo de combustible	PEMEX PREMIUM	PEMEX PREMIUM
Temperatura de operación (°C)	27	30
Presión de operación (kgf/cm ²)	2	2
Presión de diseño (kgf/cm ²)	7	20
Número de Unidades de Control de líneas	20	22
Gráficos	1. Rapidez de desgaste por punto de medición (2009) 2. Rapidez de desgaste por punto de medición (2011)	1. Rapidez de desgaste por punto de medición (2004) 2. Rapidez de desgaste por punto de medición (2010)

En el análisis de la rapidez de desgaste sólo se consideraron dos unidades de control de líneas de cada terminal de almacenamiento con características de operación semejantes y que manejan el mismo fluido, en este caso gasolina PREMIUM.

Ejemplo A

Capacidad instalada

La TAR cuenta con 6 tanques para almacenamiento de productos, con capacidad total de 55,000 barriles.

Recibo de combustibles

El sistema de recibo de combustibles se encuentra conformado por cinco Patines de Descarga de Autotanques, en los cuales se puede recibir al producto (GASOLINA PREMIUM) y de ahí son enviados por líneas independientes de tuberías para cada producto al Tanque correspondiente.

Almacenamiento de producto

Los productos se reciben y almacenan en tanques verticales atmosféricos. Estos tanques cuentan con un sistema de medición remota para que operen en un rango mínimo de 20% y 80% como máximo de su capacidad volumétrica nominal. Se cuenta con diques de contención con una capacidad volumétrica mínima necesaria para contener la capacidad total nominal del tanque. Tanto la salida como la entrada de producto a los tanques se controlan por medio de válvulas automáticas operadas por motor y controladas por el PLC.

Distribución

Los productos Pemex Premium, Pemex Magna y Pemex Diesel pasan de los tanques de almacenamiento a la casa de bombas y de ahí son enviados por medio de bombas centrifugas a una presión aproximada de 4.5 kg/cm^2 a las islas de llenado de Autotanques.

El llenado de los autotanques de reparto se realiza a través de las llenaderas de cada producto llamadas garzas; cada una cuenta con un paquete de medición, donde el fluido es filtrado y cuantificado por medio de un medidor de flujo.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

El llenado de los autotanques se efectúa por el fondo, contando con el equipo de seguridad para la protección por sobrellenado, freno y conexión a tierra.

El personal de vigilancia realiza inspecciones de seguridad de todos los autos tanques conforme salen de la Terminal; además de verificar visualmente el producto cargado y el nivel correcto de llenado.

Análisis estadístico formal de las unidades de control de la TAR ejemplo A

Los circuitos y unidades de control de líneas en ésta terminal (ejemplo A), están definidos de acuerdo con la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010). Como resultado se tienen 4 circuitos y 20 unidades de control de líneas.

Sin embargo, el análisis de la rapidez de desgaste se limitará a dos unidades de control de la TAR, ambas pertenecen al circuito de PEMEX PREMIUM (Figura 3).

Cada una de estas unidades de control cuenta en su expediente con dos fechas de medición de espesores, con lo que sólo se obtiene un valor de velocidad de desgaste para las unidades de control (Tabla 4).

Esta velocidad de desgaste servirá para determinar la vida útil de la unidad de control.

Tabla 4. Registro de fecha de medición de espesores de la TAR ejemplo A

Unidad de Control	Fecha de medición de espesores	
A1	Mayo 2009	Noviembre 2011
A2	Octubre 2004	Noviembre 2010

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

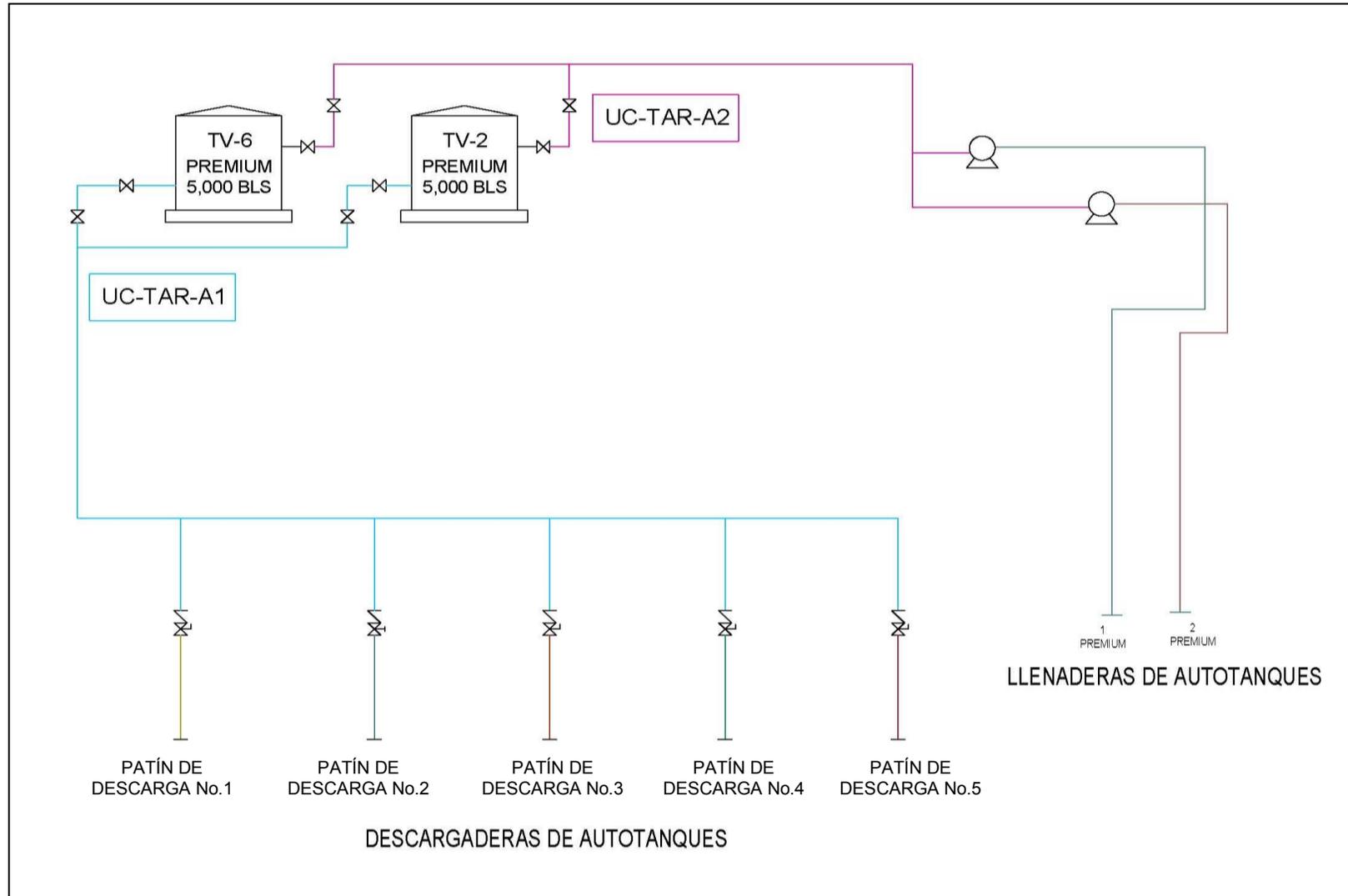


Figura 3. Diagrama de unidades de control de la TAR ejemplo A.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

UC-TAR-A1

A continuación se muestran los resultados más significativos del análisis estadístico de la medición de espesores de la unidad de de control A1, cabe mencionar que los cálculos para llegar a dichos valores los realizó SIMECELE.

De acuerdo al expediente de registro de espesores de la unidad de control A1, se tiene que de un total de 144 niveles de medición que la conforman, se pudo medir el 22% en mayo de 2009 y 72% en noviembre de 2011, (Tabla 5).

Tabla 5. Panorama general de Niveles de medición de la UC-TAR-A1.

Fecha de medición	mayo 2009	noviembre 2011
Niveles medidos	31	104
Niveles no medidos	113	40

De acuerdo a las velocidades de desgaste puntual se seleccionarán aquellos niveles de medición con velocidades de desgaste altas (Más de 15 mpa), es decir, los niveles críticos. Esto servirá para determinar la criticidad de la unidad de control.

Posteriormente se realizará una comparación de las unidades de control con base a los resultados obtenidos en el análisis estadístico formal, ejecutado para niveles críticos, así como también para niveles normales (0 – 15 mpa).

Esta unidad de control contiene 2 niveles críticos, (Tabla 6).

Tabla 6. Niveles normales y niveles críticos de la UC-TAR-A1 en noviembre de 2011.

Total de niveles	Niveles Normales	Niveles críticos
144	102	2

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Los niveles críticos representan el 2% del total de niveles medidos, (Figura 4).

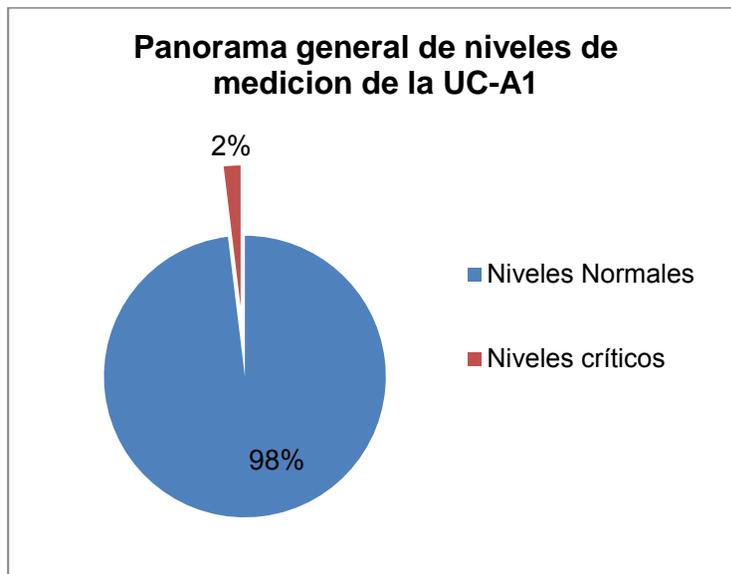


Figura 4. Porcentaje de niveles de medición de la UC-TAR-A1

Cabe aclarar que las unidades de control están integradas por niveles de medición, cada nivel de medición tienen cuatro posiciones, sin embargo, para que un nivel sea considerado crítico basta con que tenga una posición con velocidad de desgaste crítica, (ver figura 5).

El cálculo de la velocidad de desgastes puntual indica los niveles, y en su defecto, las posiciones en las que la velocidad de desgaste se encuentra por arriba de las 15 mpa, en cuyo caso son considerados como niveles críticos, (Tabla 7).

Para la UC-TAR-A1 los niveles 12 y 26 son críticos; ya que presentan velocidades de desgaste de 18.11 mpa y 16.14 mpa, respectivamente.

En la Tabla 7 se observan puntos que tienen una rapidez de desgaste con valor de cero y son debido a que se presentó engrosamiento < 5%; mientras que los puntos de rapidez de desgaste que se invalidaron son porque se presentó engrosamiento > 5%. Esto se establece así de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-2004.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

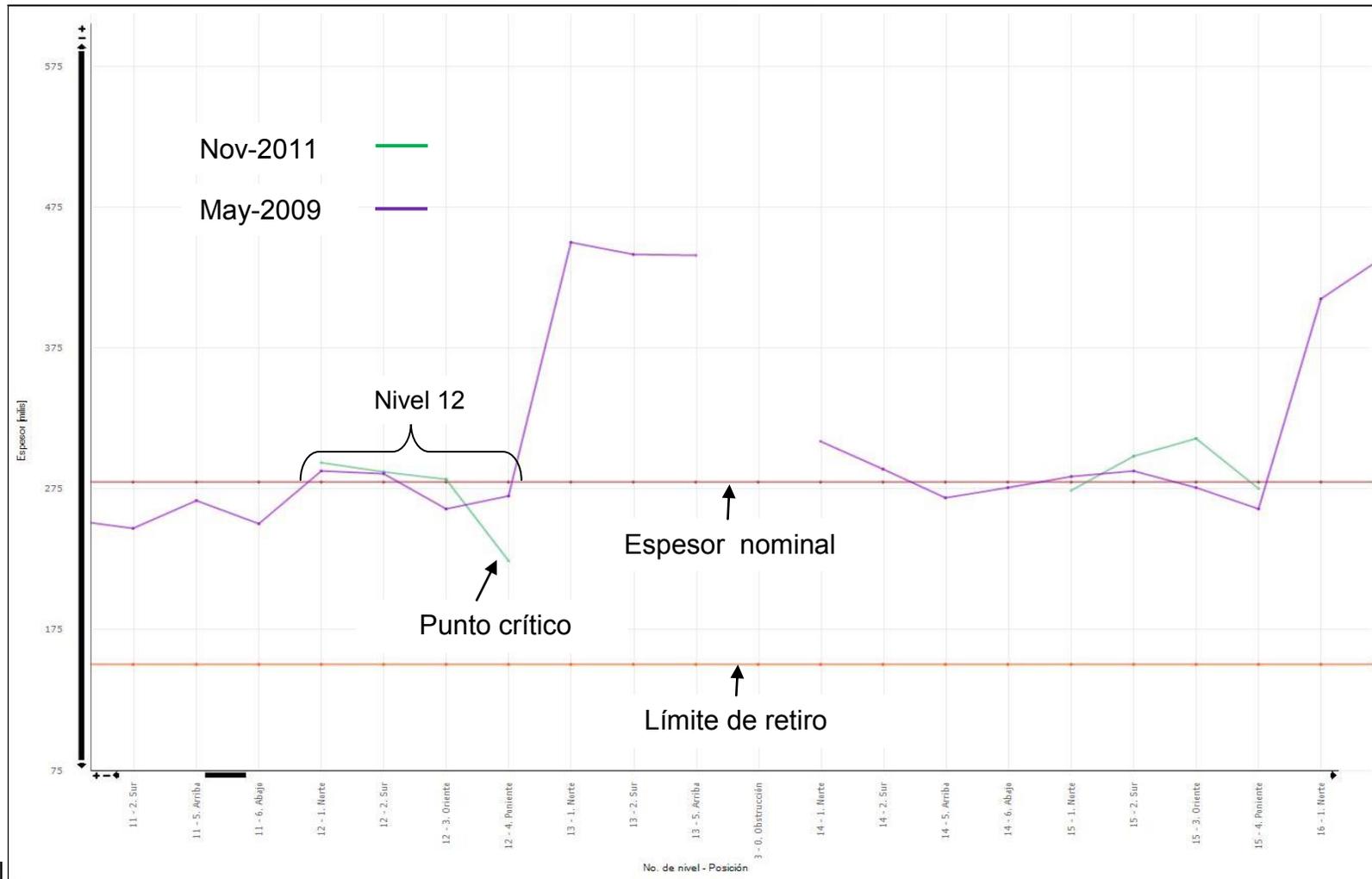


Figura 5. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-TAR-A1, nivel 12.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 7. Velocidad de desgaste de niveles críticos de la UC-TAR-A1.

Nivel	Diámetro (in)	Posición	Espesor (mils) mayo 2009	Espesor (mils) noviembre 2011	Rapidez de desgaste (mpa)
12	6	N	288	294	0
		S	286	287	0
		O	261	282	-
		P	270	224	18.11
26	6	O	308	311	0
		P	254	306	-
		C	318	277	16.14
		G	312	323	0

Nota 1: La posición es la orientación del punto de medición de espesor. N-Norte; S-Sur; O-Oriente; P-Poniente; A-Arriba; B-Abajo; C-Codo; G-Garganta.

Se habla de engrosamiento cuando el espesor obtenido en la medición es mayor al espesor nominal, o mayor con respecto al espesor de la medición anterior. En este caso el espesor nominal es de 280 mils.

El dato de espesor nominal de tubería es según el diámetro y se puede consultar en el Anexo B.⁸

Ahora bien, para considerar una unidad de control crítica o no crítica se debe realizar un análisis de las posiciones en las cuales se está obteniendo una velocidad de desgaste crítica, en algunos casos es una sola posición la que hace que el nivel tenga una velocidad de desgaste alta.

La unidad de control UC-TAR-A1 es detectada como una unidad de control crítica, sin embargo, si analizamos la información es sólo un punto por nivel de medición el que tiene una velocidad de desgaste alta, y por ello resulta ser crítico.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Es de considerarse también que en el nivel 26, nivel crítico, el punto de velocidad de desgaste crítico está en la posición del codo.

En codos, injertos o tee's y reducciones, debido al flujo turbulento por el cambio de dirección es razonable que exista un mayor desgaste.

Así que sería prudente analizar por separado estos puntos, verificando la medición en campo para confirmar la medición de espesores y poder tomar una decisión.

En la Tabla 8 se presentan un resumen de los resultados obtenidos del análisis estadístico formal para niveles críticos, el cual descarta valores de espesores no significativos tales como aquellos que excedan en más del 5%, de la anterior calibración y considera que los valores que presenten un incremento de espesor de 0 al 5% tendrán una velocidad de corrosión de 0. Discriminando valores no significativos, el SIMECELE calculó una velocidad de desgaste promedio de 5.7 milésimas de pulgada por año en los niveles críticos.

Tabla 8. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-A1.

Inspección	nov-2011
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	5.7
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	13
Vida útil estimada (años)	5.7
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	octubre 2013
Fecha de retiro probable (FRP)	julio 2017

Mientras que para niveles normales la velocidad de desgaste promedio es de 1.7 mpa, (ver Tabla 9). Existe un desgaste más lento.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 9. Resumen de análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-A1.

Inspección	nov-2011
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	1.3
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	1.7
Vida útil estimada (años)	4.0
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	marzo 2013
Fecha de retiro probable (FRP)	noviembre 2015

Se observa que la fecha próxima de medición (FPME) de espesores es en octubre de 2013 para niveles críticos, mientras que para niveles normales es en marzo de 2013, es decir está programada a ocurrir antes.

Lo mismo sucede con la fecha de retiro probable (FRP), que para niveles críticos sería en julio de 2017, posterior a la FRP de niveles normales la cual está programada para noviembre de 2015.

Este análisis nos estaría indicando que los niveles normales necesitan mayor atención que los niveles críticos. Lo cual no es coherente.

Una posible explicación del porque SIMECLE arroja estos resultados podría encontrarse al analizar las gráficas de medición de espesores de esta unidad de control.

En la figura 6 se muestra una sección de la gráfica de medición de espesores de la unidad de control UC-TAR-A1, que incluye ambas fechas de inspección, mayo 2009 y noviembre 2011.

Al observar los resultados de la gráfica, notamos que no hay una tendencia en la medición de espesores. Es decir no existe una tendencia de desgaste homogéneo.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

En el nivel 24, específicamente en el último punto, para la inspección de mayo 2009 presenta un espesor por debajo del espesor nominal, es decir, hay desgaste. Sin embargo, para la siguiente fecha de inspección noviembre 2011 ese punto presenta engrosamiento. Lo que se esperaría es un comportamiento similar al de los 3 primeros puntos, siguiendo la tendencia de desgaste.

Algo similar ocurre en el nivel 25. Incluso para el nivel 26 se acentúa aún más la disparidad en las mediciones.

Lo recomendable sería que se verifique la medición de espesores en campo para descartar el error humano.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

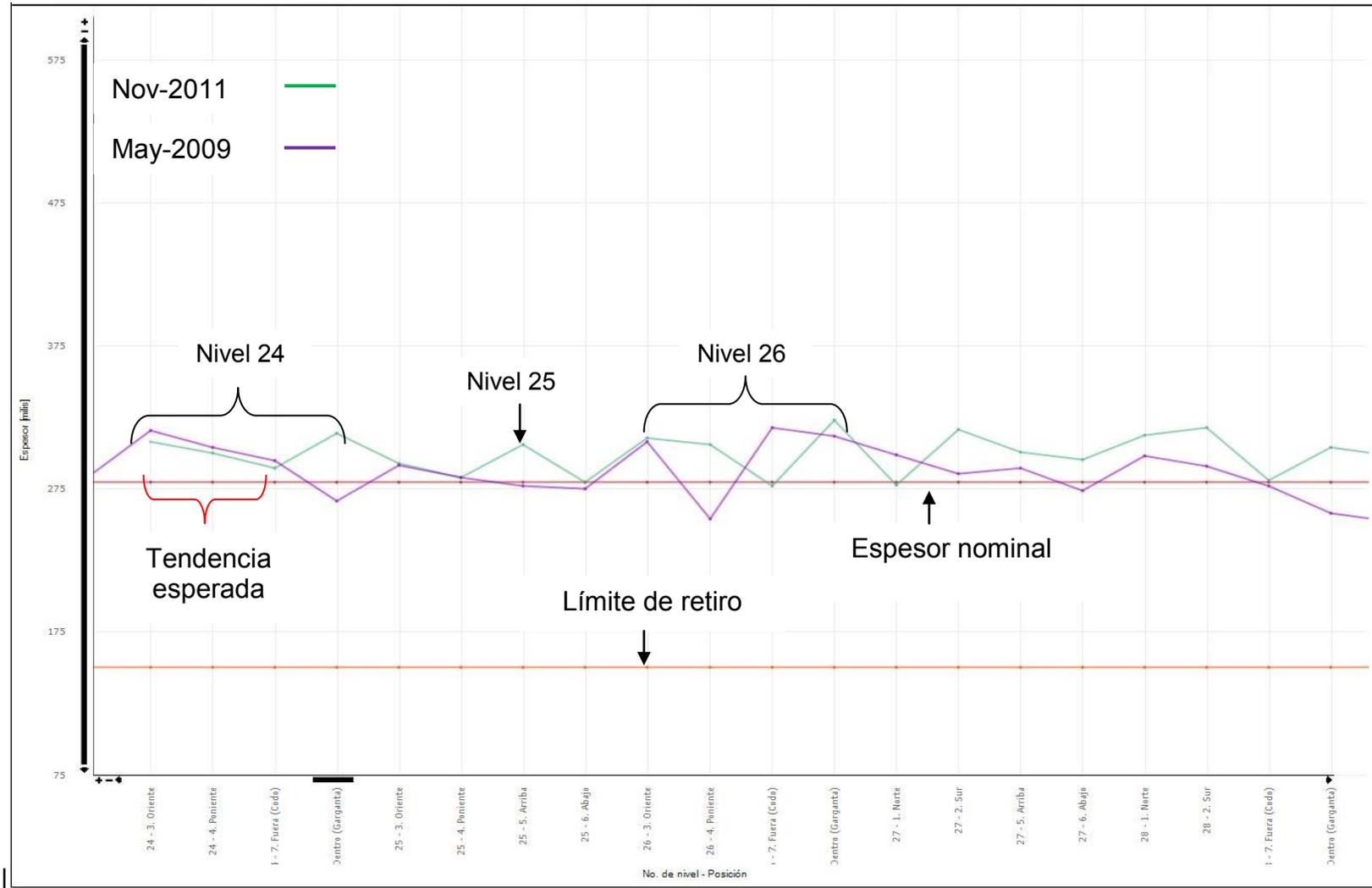


Figura 6. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1, niveles 24, 25 y 26.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

En otra sección de la gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1, figura 7, se observan los niveles 2 y 5 cuyos espesores medidos para noviembre de 2011 están por arriba de los espesores presentados en mayo de 2009. No hay desgaste, sino engrosamiento.

Ahora bien, las secciones anteriores de la gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1 (Figura 6 y Figura 7) muestran niveles que cuentan con las dos fechas de medición, sin embargo, hay niveles que no cuentan con las dos calibraciones.

Los niveles del 54 al 58, por ejemplo, sólo cuentan con una calibración, la que corresponde a noviembre 2011. En particular, el nivel 55 presenta un desgaste considerable, de hecho su espesor está cercano al límite de retiro, esto indica que estaría próximo a retirarse éste tramo de tubería (ver figura 8).

Sin embargo, como no se cuenta con otra fecha de calibraciones para este nivel no es posible que SIMECELE determine la velocidad con la que se desgasta éste tramo, por lo que no es detectado como crítico.

Lo correcto sería verificar en campo los datos de medición de espesores para éste nivel y así confirmar si en realidad presenta mayor desgaste.

Similar a este caso tenemos los niveles 60 y 61 (ver figura 9) ambos con mayor desgaste.

Estos puntos deberían ser vigilados ya que están cercanos al límite de retiro.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

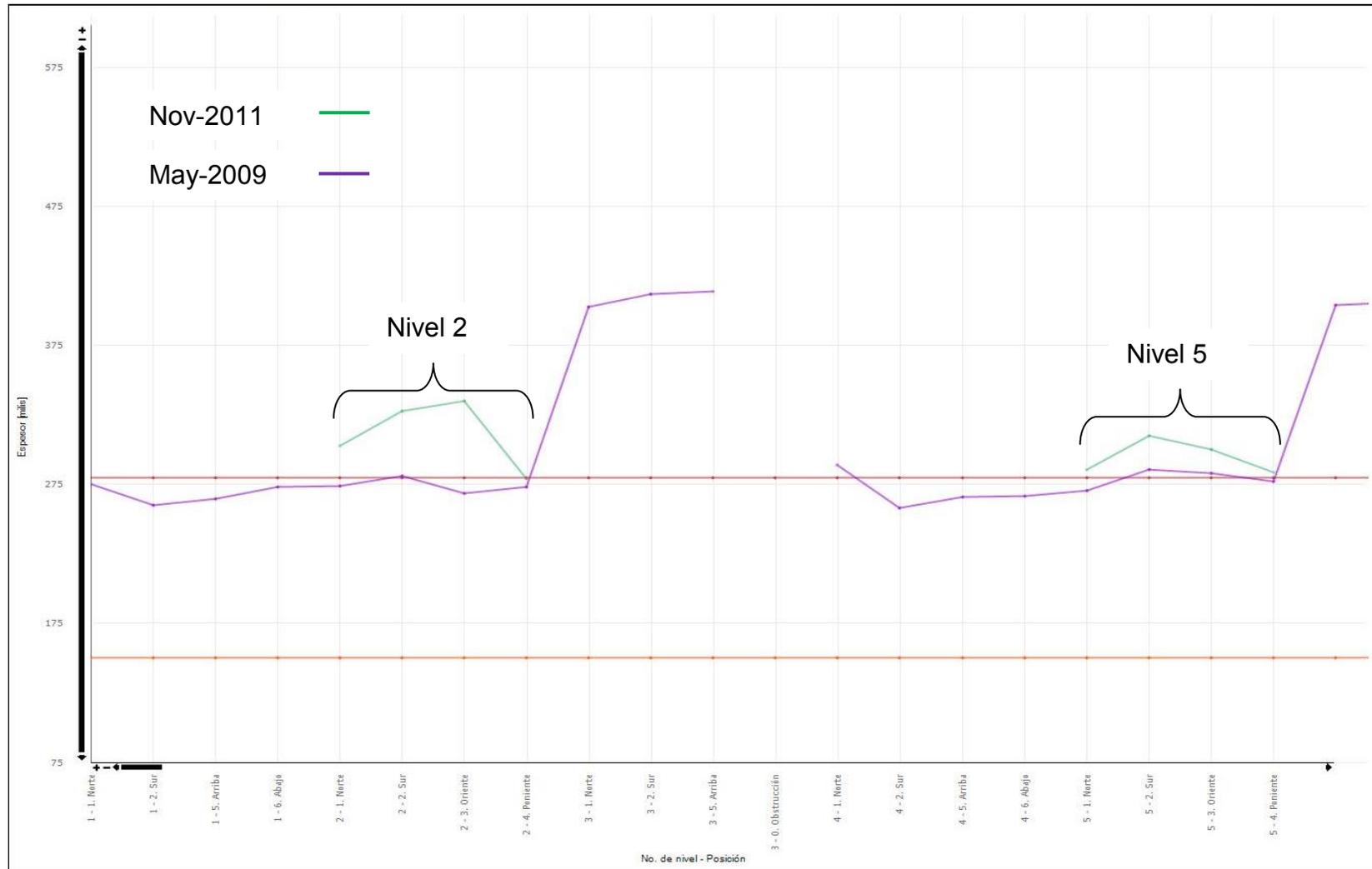


Figura 7. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1, niveles 1 y 5.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

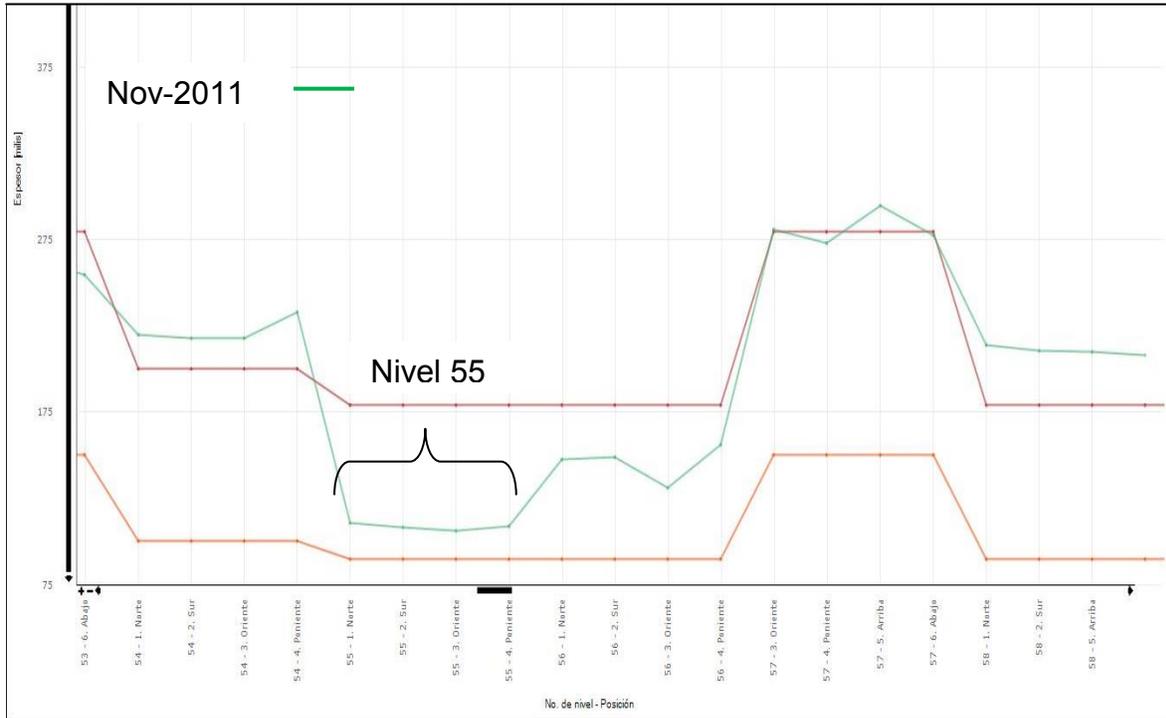


Figura 8. Gráfica de medición de espesores de UC-TAR-A1, nivel 55.

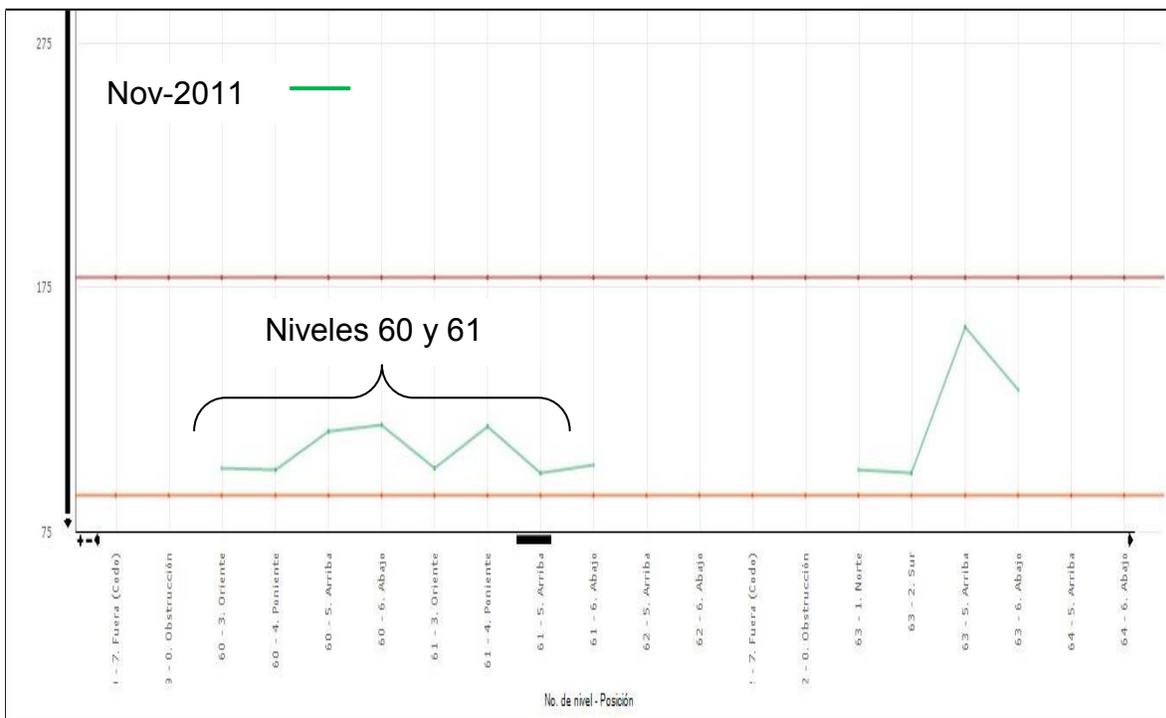


Figura 9. Gráfica de medición de espesores de UC-TAR-A1, niveles 60 y 61.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Lo anterior es importante ya que hay que recordar que cuando SIMECELE realiza el análisis estadístico compara parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas de medición.

Así que, al calcular de velocidad de desgaste puntual para esta unidad de control SIMECELE sólo consideró aquellos niveles que cuentan con las dos fechas de inspección.

Por tanto, ese cálculo no incluye niveles tales como el 55, 60 y 61 que seguramente serían considerados como críticos, pero que en el análisis estadístico aparecen como niveles normales. En cambio considera niveles, tales como el 12 y 26, que cuentan con las dos fechas de medición de espesores y que, al calcular su velocidad de desgaste ésta se encuentra por arriba de las 15 mpa.

Si se contara con un número mayor de niveles medidos en la inspección de mayo de 2009 el panorama que mostraría SIMECELE sobre niveles críticos y niveles normales de esta unidad de control probablemente sería diferente.

Lo anterior está relacionado con el valor de vida útil estimada (VUE), fecha próxima de medición de espesores (FPME) y fecha de retiro probable (FRP) ya que, para llegar a estos valores es necesario primero el cálculo de la velocidad máxima ajustada, la cual depende de la velocidad promedio que a su vez se calcula a partir de los valores de velocidad de desgaste puntual (ver Figura 10).

Una consideración más a tener en cuenta es que, para el cálculo de la vida útil estimada, fecha próxima de medición y fecha de retiro probable se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros que compongan la unidad de control. Lo que influye directamente en los valores obtenidos.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

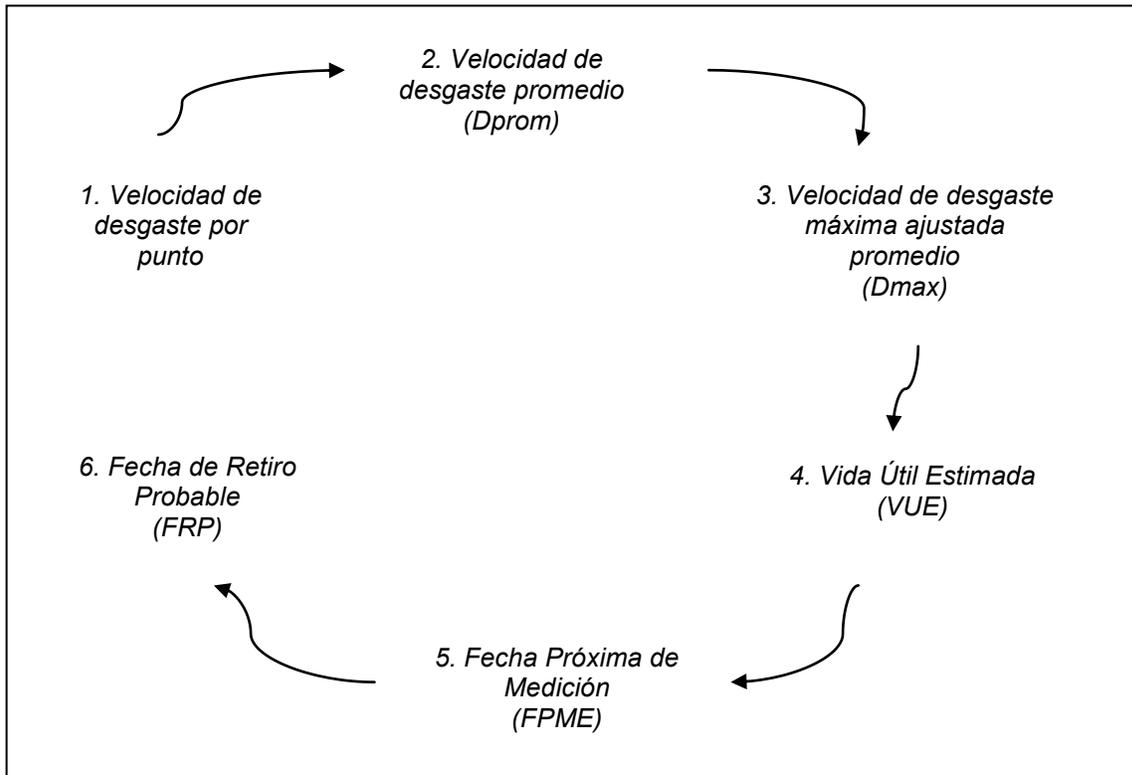


Figura 10. Secuencia de la memoria de cálculo realizada por el software SIMECELE.

Cuando SIMECELE ejecuta el análisis de medición de espesores y determina los valores de VUE, FPME y FRP para niveles normales y niveles críticos de control, fija dos valores diferentes en cada caso (ver Tabla 10).

Tabla 10. Espesor mínimo encontrado para el análisis estadístico de niveles normales y niveles críticos de la UC-TAR-A1.

	Niveles normales	Niveles críticos
Espesor mínimo encontrado (mils)	97	224
Con base en la lectura del nivel	117	12
En la posición	Norte	Poniente

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Este espesor mínimo encontrado en la última medición denominado “ e_k ”, influye de manera directa en la determinación de la VUE, que además depende de la velocidad de desgaste máxima ajustada (D_{max}), la cual para niveles críticos tiene un valor de 13 mpa y 1.7 mpa para niveles normales.

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{max}} \dots\dots \text{ecuación (1)}$$

Este espesor “ e_k ”, como se puede ver en la ecuación 1, es directamente proporcional a la VUE, por lo que su valor es clave para encontrar una posible explicación del por qué las FPME y FRP de niveles normales están programadas a realizarse antes que para niveles críticos.

El espesor mínimo encontrado para niveles normales, correspondiente al nivel 117 (ver figura 11) sólo cuenta con una inspección, la de noviembre de 2011 por lo que no se puede obtener su velocidad de desgaste puntual. Debido a esto no resalta como nivel crítico, al menos no por tener una velocidad de desgaste mayor a 15 mpa; pero presenta un desgaste considerable, cercano al límite de retiro.

Entonces podría decirse que los niveles 12 y 26, resultan ser niveles críticos debido a su velocidad de desgaste puntual, sin embargo, existen otros niveles dentro de la unidad de control (55, 60, 61 y 117) que deberían ser considerados como críticos por estar cercanos al espesor con el cual deben retirarse estos tramos de tubería, es decir, cercanos a su límite de retiro.

Como los valores de espesor mínimo que toma SIMECELE para hacer el cálculo de VUE (ver Tabla 11), en el caso de niveles normales presentan mayor desgaste, es decir, presentan un espesor menor; puede ser que debido a esto la fecha próxima de medición y la fecha de retiro probable sean más cercanas para los niveles normales;

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS**

ya que recordemos que tanto la FPME como la FRP se calculan a partir del valor de VUE.

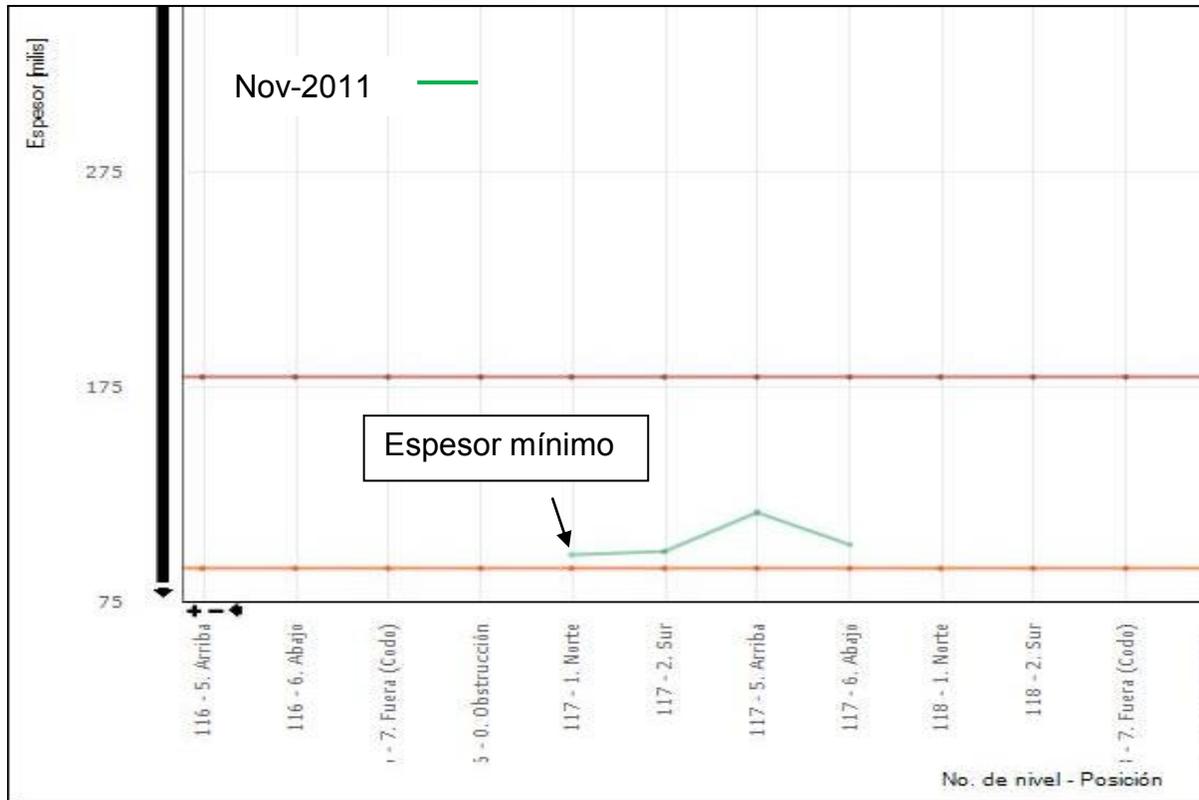


Figura 11. Espesor mínimo encontrado para niveles normales localizado en el nivel 117.

Tabla 11. Resumen de los cálculos de VUE de niveles normales para cada grupo de diámetros de la UC-TAR-A1.

Diámetro nominal	Límite de retiro	Espesor mínimo encontrado	Encontrado en el nivel	Posición	VUE	FPME
6"	150	171	94	S	12.1	mar-2013
1½"	100	194	78	P	54.1	mar-2013
1"	90	97	117	N	4.0	mar-2013
4"	120	265	99	C	83.5	mar-2013
¾"	90	105	135	N	8.6	mar-2013

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Así que, aunque el análisis de datos de espesores muestre que los niveles críticos se desgastan a una mayor velocidad, dentro de la unidad de control hay varios niveles con un desgaste significativo, cercano a su límite de retiro y los cuales SIMECELE contempla dentro de los niveles normales. Estos niveles terminarán por definir la vida útil estimada para la UC-TAR-A1, que en este caso es de 4.0 años.

Este análisis estadístico posiblemente no sea del todo confiable. Hay que ver que sólo se cuenta con un 22% de niveles medidos en la inspección de 2009, es decir, 31 niveles medidos y útiles para el análisis estadístico.

Para obtener un análisis más confiable lo conveniente sería tener un mayor número de niveles medidos y capturados en SIMECELE.

Pero hasta este momento, con la información capturada en SIMECELE esto es lo que arroja el análisis estadístico.

UC-TAR-A2

Esta unidad maneja el mismo fluido que la UC-TAR-A1, gasolina PREMIUM y de acuerdo a su expediente de registro de espesores la UC-TAR-A2 tiene un total de 148 niveles de medición.

Para mayo de 2009 se midieron sólo 42 niveles, lo que representa un 28%, pero en noviembre de 2011 fueron medidos 76 niveles, es decir un 51% (Tabla 12).

Tabla 12. Panorama general de Niveles de medición de la UC-TAR-A2.

Fecha de medición	mayo 2009	noviembre 2011
Niveles medidos	42	76
Niveles no medidos	106	72

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

La UC-TAR-A2 no contiene niveles críticos. Ningún punto dentro de la unidad de control tiene una velocidad de desgaste > 5 milésimas de pulgada por año.

Sin embargo, el análisis estadístico ejecutado de acuerdo a los datos de medición de espesores de pared nos indica que es necesario emplazar una sección de línea.

De acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010), si la vida útil que se obtenga es menor o igual a 1.5 años, se procede a emplazar la pieza o tubería.

Existe un valor de vida útil estimada para la UC-TAR-A2 de 1.2 años, por lo que es necesario emplazarla (Tabla 13).

Tabla 13. Resumen de análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-A2.

Inspección	nov-2011
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	2.2
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	2.5
Vida útil estimada (años)	1.2 (emplazar)
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	noviembre 2012
Fecha de retiro probable (FRP)	febrero 2013

El cálculo del valor de vida útil estimada está hecho con base al espesor mínimo encontrado en cada uno de los diferentes diámetros de la unidad de control (ver Tabla 14), denominado “ e_k ”.

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

Recordemos que la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010) indica que los valores de velocidad de desgaste puntual (d), desgaste promedio (D_{prom}) y desgaste promedio máximo ajustado (D_{max}), se calculan para toda la unidad, sin embargo, la

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

VUE, FPME y FRP se calculan para cada grupo de diámetros que componen las secciones de la unidad de control (Tabla 14).

Tabla 14. Resumen de los cálculos de VUE de niveles normales para cada grupo de diámetros de la UC-TAR-A2.

Diámetro nominal	Límite de retiro	Espesor mínimo encontrado	Encontrado en el nivel	Posición	VUE	FPME
6"	150	179	1	O	11.8	nov-2012
1"	90	117	13	N	11.0	nov-2012
3/4"	90	93	39	S	1.2	nov-2012
4"	120	207	136	C	35.4	nov-2012

La vida útil da una idea de cuándo es necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.

La VUE que requiere atención tiene un valor de 1.2 años. Calculada con base al nivel 39, nivel en el que se encuentra el espesor más bajo. Esto para diámetros de 3/4 in.

Por ello aunque no existan niveles críticos, es decir, niveles que presenten velocidad de desgaste mayor a 15 mpa, de acuerdo a lo establecido en la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010); SIMECELE en los resultados del análisis estadístico que realiza indica que se tienen puntos con mayor desgaste que requieren ser emplazados, y por ello son críticos.

Esto ocurre así debido a que ordinariamente la velocidad de desgaste se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo un año de diferencia.

El nivel 39, por ejemplo, cuenta con una única inspección, la de noviembre 2011 (Figura 12). Por lo que SIMECELE no puede hacer el cálculo de velocidad de desgaste puntual, que probablemente mostraría este nivel como crítico.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

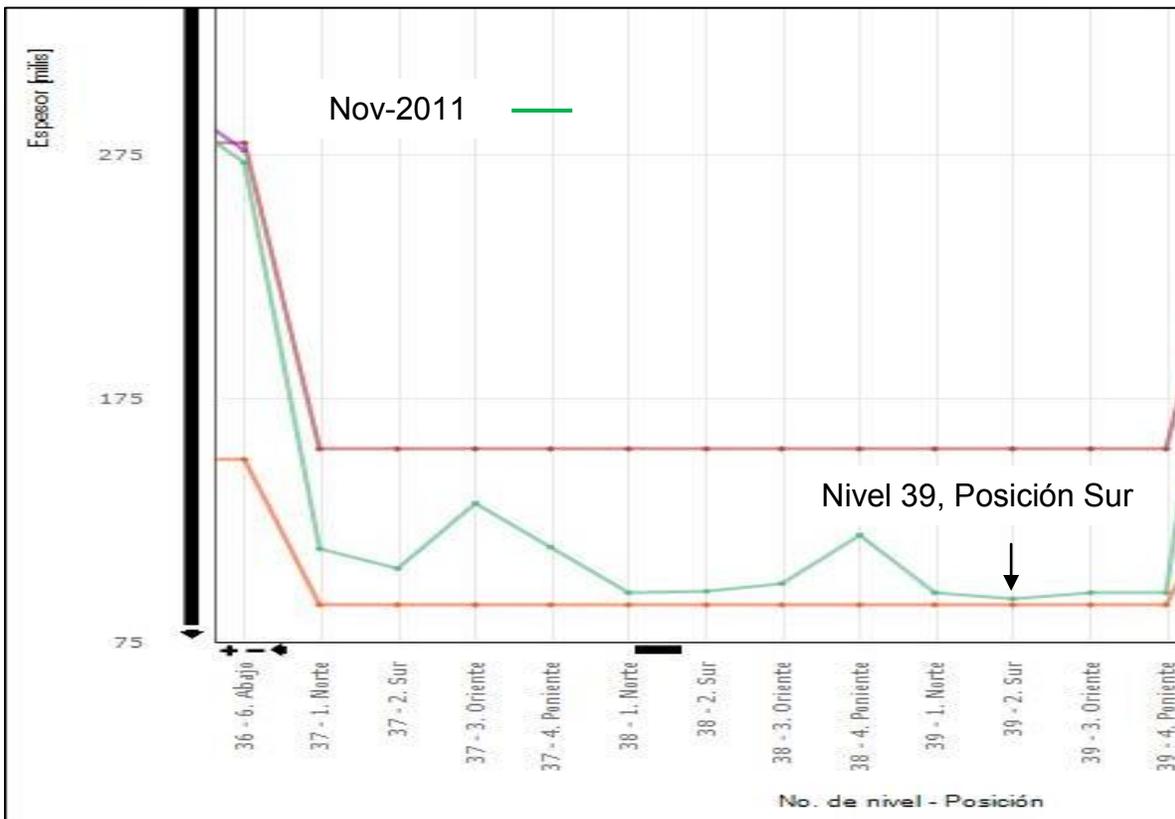


Figura 12. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A2, nivel 39.

La VUE resultó ser menor 1.5 años por lo que debe ser emplazada esta pieza y debe cumplirse dentro del plazo de 1.5 años como máximo conforme a la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010).

La FPME calculada resultó ser la misma para los diferentes diámetros y está programada a efectuarse en noviembre de 2012 y la FRP para febrero de 2013.

Así que, ya se debería tener una tercera inspección, sin embargo no hay registro de una medición de espesores realizada en 2013.

Ejemplo B

La TAR tiene una capacidad nominal actual de almacenamiento de combustibles de 130,000 barriles.

Recibo de combustibles

El sistema de recibo de productos es por medio de autotanques, provenientes de otras terminales.

El producto es muestreado y analizado para corroborar que cumpla con las especificaciones y autorizar su descarga en el patín de medición y regulación, se lleva a cabo la medición de flujo, presión, densidad y la temperatura del producto provenientes de los toneles de autotanques.

Almacenamiento de producto

Para el almacenamiento de los combustibles (PEMEX MAGNA, PEMEX PREMIUM y DIESEL), se cuenta con tanques cilíndricos verticales atmosféricos, construidos con placas de acero al carbono soldadas; con membrana flotante interna en los tanques de almacenamiento de gasolinas y techo fijo auto soportado. Las membranas flotantes son aditamentos instalados con la finalidad de limitar el volumen de vapores inflamables en el interior de los recipientes, así como para reducir la cantidad de emisiones de los mismos a la atmósfera.

Distribución

Los productos de los tanques de almacenamiento pasan al área de casa de bombas y de ahí son bombeados a una presión de 3.5 kg/cm^2 , hacia el área de llenado. Finalmente los autotanques son revisados en la pasarela por el portero checador, verificando que el producto y volumen transportado coincidan con la factura, ya verificado que se cumple lo transportado con la factura se procede a la colocación de sellos en la tapa del domo y caja de válvulas del autotanque. Una vez realizada esta

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

operación los productos son distribuidos a las diferentes estaciones de servicio de acuerdo al programa de entrega a clientes.

Análisis de las unidades de control de la TAR ejemplo B

Los circuitos y unidades de control de líneas en ésta TAR (ejemplo B), están definidos de acuerdo con la guía DG-SASIPA-IT-0204 (Rev. 7, 2010). Como resultado se tienen 4 circuitos y 22 unidades de control de líneas.

El análisis de la rapidez de desgaste se limitará a dos unidades de control de la TAR ejemplo B, la UC-TAR-B1 y UC-TAR-B2, las dos manejan gasolina PREMIUM (Figura 13). El mismo fluido que las unidades de control de la TAR del ejemplo A.

Las unidades de control B1 y B2 tienen cada una dos fechas de medición de espesores realizadas ambas en los mismos años, con lo que sólo se obtiene una velocidad de desgaste de las unidades de control (Tabla 15).

Tabla 15. Registro de fechas de medición de espesores de las unidades de control de la TAR ejemplo B.

Unidad de Control	Fecha de medición de espesores	
B1	Agosto 2004	Octubre 2010
B2	Agosto 2004	Octubre 2010

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

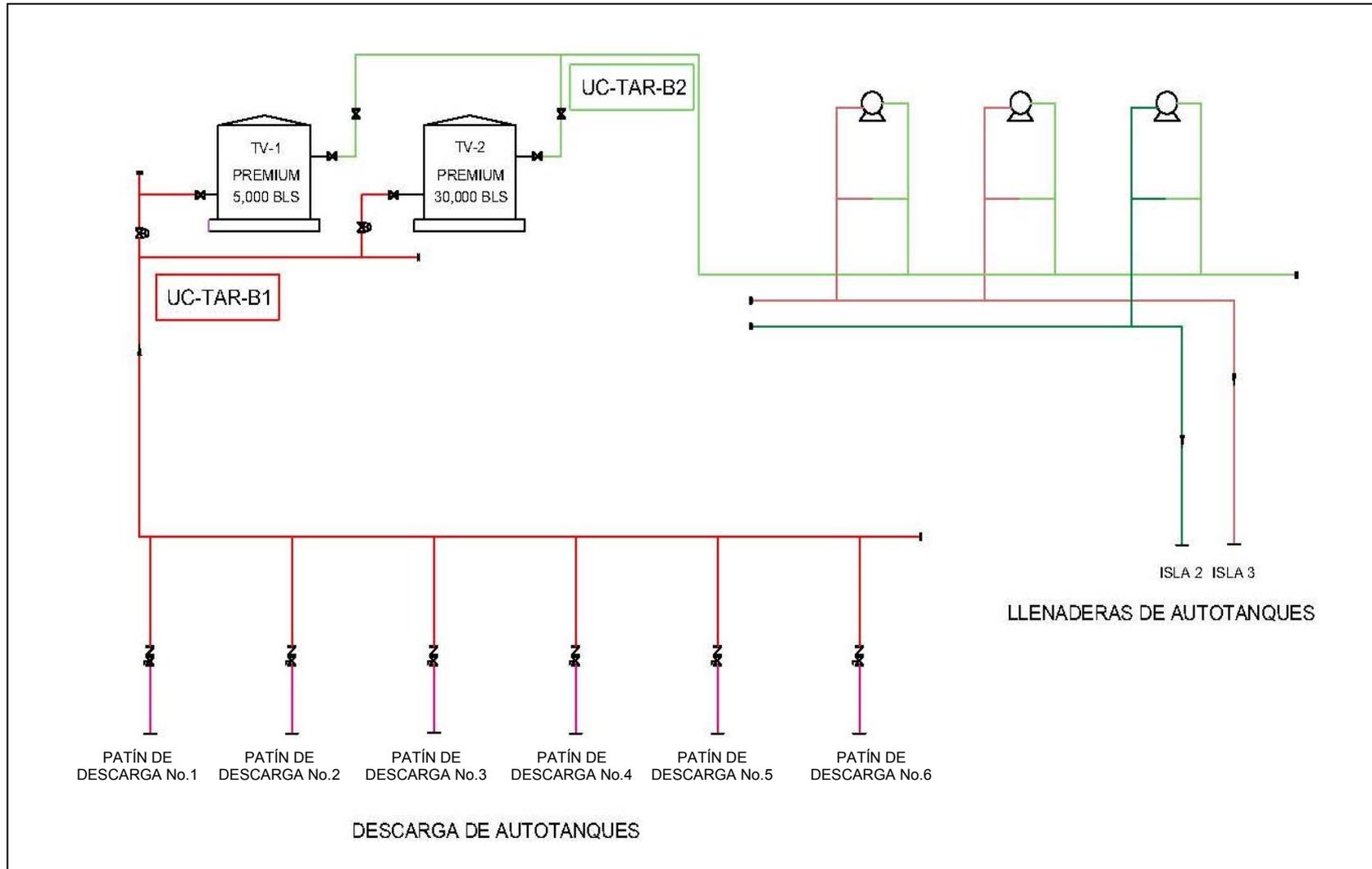


Figura 13. Diagrama de unidades de control de la TAR ejemplo B.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

UC-TAR-B1

El expediente de inspecciones de la UC-TAR-B1 indica que está conformada de 148 niveles. Sin embargo no todos los niveles fueron medidos. Para la calibración de 2004 el 44% de los niveles tiene medición de espesores, mientras que para 2010 aumentó a un 82% (ver Tabla 16).

Tabla 16. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-B1

Fecha de medición	agosto 2004	octubre 2010
Niveles medidos	65	122
Niveles no medidos	83	26

El análisis estadístico realizado por SIMECELE arrojó que hay 3 niveles con velocidad de desgaste que excede las 15 mpa (ver Tabla 17).

Tabla 17. Número de Niveles totales, normales y críticos de la UC-TAR-B1

Total de niveles	Niveles Normales	Niveles críticos
148	119	3

Los niveles críticos representan el 2% del total de niveles medidos (Figura 14).

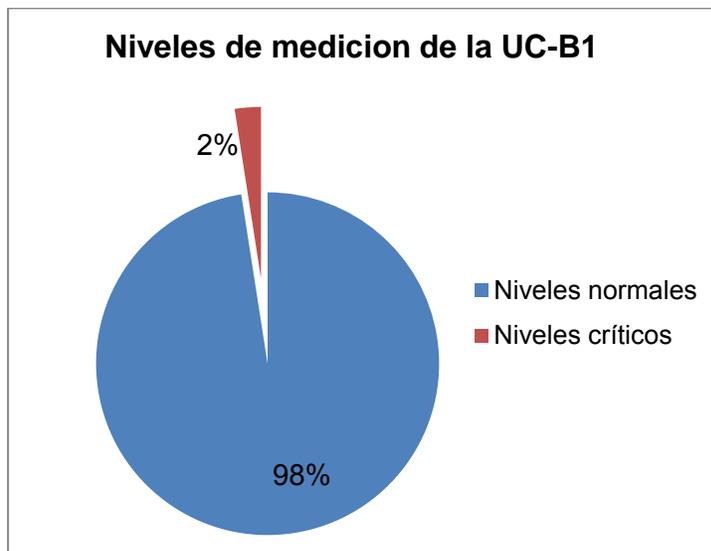


Figura 14. Porcentaje de niveles normales y críticos de la UC-TAR-B1.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Los niveles de esta unidad de control que presentan una posición o punto de medición con velocidad de desgaste crítica, lo cual basta para considerarlos como niveles críticos, son el nivel 60, 73 y 77 (Tabla 18).

Tabla 18. Niveles críticos de la UC-TAR-B1

Nivel	Diámetro (in)	Posición	Espesor (mils) agosto 2004	Espesor (mils) octubre 2010	Rapidez de desgaste (mpa)
60	8	N	313	329	-
		S	314	296	2.91
		C	294	417	-
		G	416	307	17.61
73	12	N	366	365	0.16
		S	412	424	0
		C	350	455	-
		G	471	326	23.42
77	12	N	371	367	0.65
		S	393	418	-
		C	336	477	-
		G	440	344	15.51

De igual forma se observan en la Tabla 18 puntos con valor de velocidad de desgaste igual a cero, esto porque existe engrosamiento menor a 5% con respecto a la medición anterior (nivel 73, posición Sur),

Los puntos que se invalidaron presentan engrosamiento mayor a 5%.

Los tres valores de velocidades de desgaste altas en la UC-TAR-B1 se presentan en codos, casos típicos en los que se da un mayor desgaste debido a la turbulencia de flujo en dichas posiciones, ocasionado por el cambio de dirección, lo que da origen a fenómenos de corrosión localizada, por lo que se pueden obtener espesores menores.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Como ejemplo, en la Figura 15 se muestra el nivel 60. Se trata de un codo. El punto de medición crítico está localizado en la garganta (dentro). Lo mismo ocurre para el nivel 73 y 77.

Lo recomendable sería verificar en campo estas mediciones, si generan alguna duda.

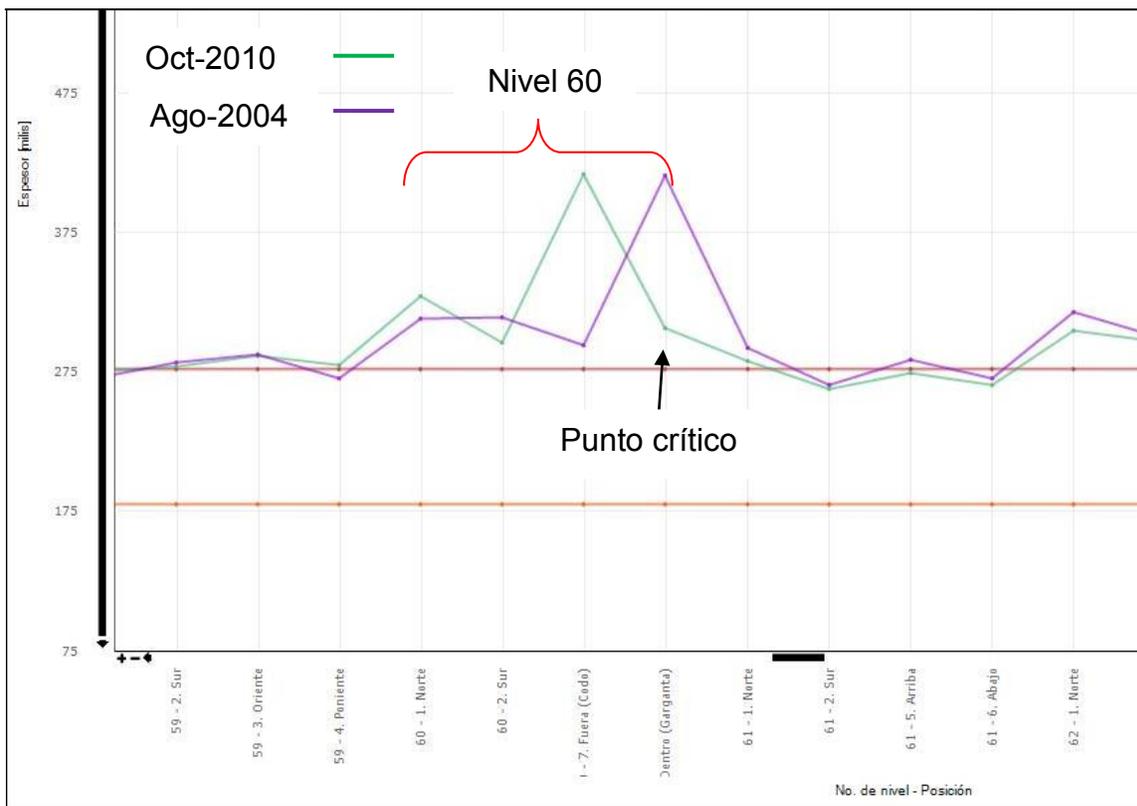


Figura 15. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-B1, nivel 60.

En la Tabla 19 se presenta un resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-B1. El resumen del análisis de niveles normales de la UC-TAR-B1 se puede ver en la Tabla 20.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Tabla 19. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-B1.

Inspección	octubre 2010
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	8.6
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	23.4
Vida útil estimada (años)	5
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	junio 2012
Fecha de retiro probable (FRP)	octubre 2015

Tabla 20. Resumen del análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-B1

Inspección	octubre 2010
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	1.9
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	2.1
Vida útil estimada (años)	27.7
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	octubre 2015
Fecha de retiro probable (FRP)	junio 2038

Como se puede apreciar, la FPME en el análisis de los niveles normales es en octubre de 2015, pero si el análisis es separando los niveles críticos; la FPME es en junio de 2012.

Sin embargo, es recomendable darle un seguimiento especial a los puntos críticos. Primero con una verificación de dichas mediciones en campo para descartar errores en la medición, que en caso de existir se deberán corregir inmediatamente.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

UC-TAR-B2

Esta unidad de control cuenta con un número mayor de niveles medidos al 100%, en comparación con la UC-TAR-B1.

En la inspección de 2004 se midieron 80 de los 143 niveles que conforman la UC-TAR-B2, lo que representa un 56%.

Para octubre de 2010 el 92% de los niveles fueron medidos (Tabla 21).

Tabla 21. Panorama general de niveles de medición de la UC-TAR-B2.

Fecha de medición	agosto 2004	octubre 2010
Niveles medidos	80	131
Niveles no medidos	63	12

Acorde a su velocidad de desgaste puntual, obtenida a partir de los valores de dos mediciones completas al 100% de los puntos de medición de la UC-TAR-B2, resultaron dos niveles críticos (Tabla 22).

Tabla 22. Número de niveles totales, normales y críticos de la UC-TAR-B2.

Total de niveles	Niveles Normales	Niveles críticos
143	129	2

Estos dos niveles representan un 2% de criticidad para la UC-TAR-B2 (Figura 16).

Sin embargo, éste 2% consiste de niveles de medición correspondientes a dos codos, en los cuales sólo una posición aparece con una velocidad de desgaste crítica (Tabla 23).

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

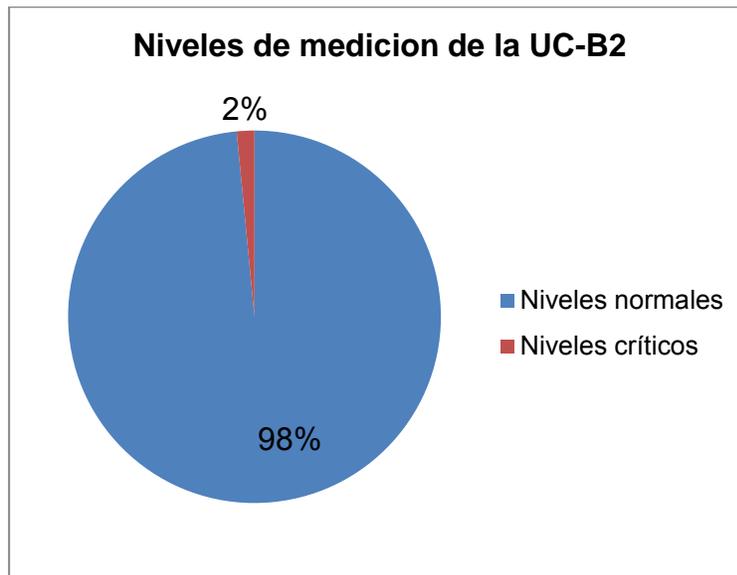


Figura 16. Porcentaje de niveles normales y críticos de la UC-TAR-B2.

Tabla 23. Niveles críticos de la UC-TAR-B2

Nivel	Diámetro (in)	Posición	Espesor (mils) agosto 2004	Espesor (mils) octubre 2010	Rapidez de desgaste (mpa)
61	12	N	384	389	0
		S	359	352	1.13
		C	341	395	-
		G	441	322	19.26
85	8	O	339	339	0
		P	373	315	9.39
		C	326	337	0
		G	423	325	15.86

Para ambos niveles, 61 y 85, sólo una posición provoca que sean críticos (Figura 17). Por ello es necesario verificar estos valores en campo para confirmar la medición de espesores.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

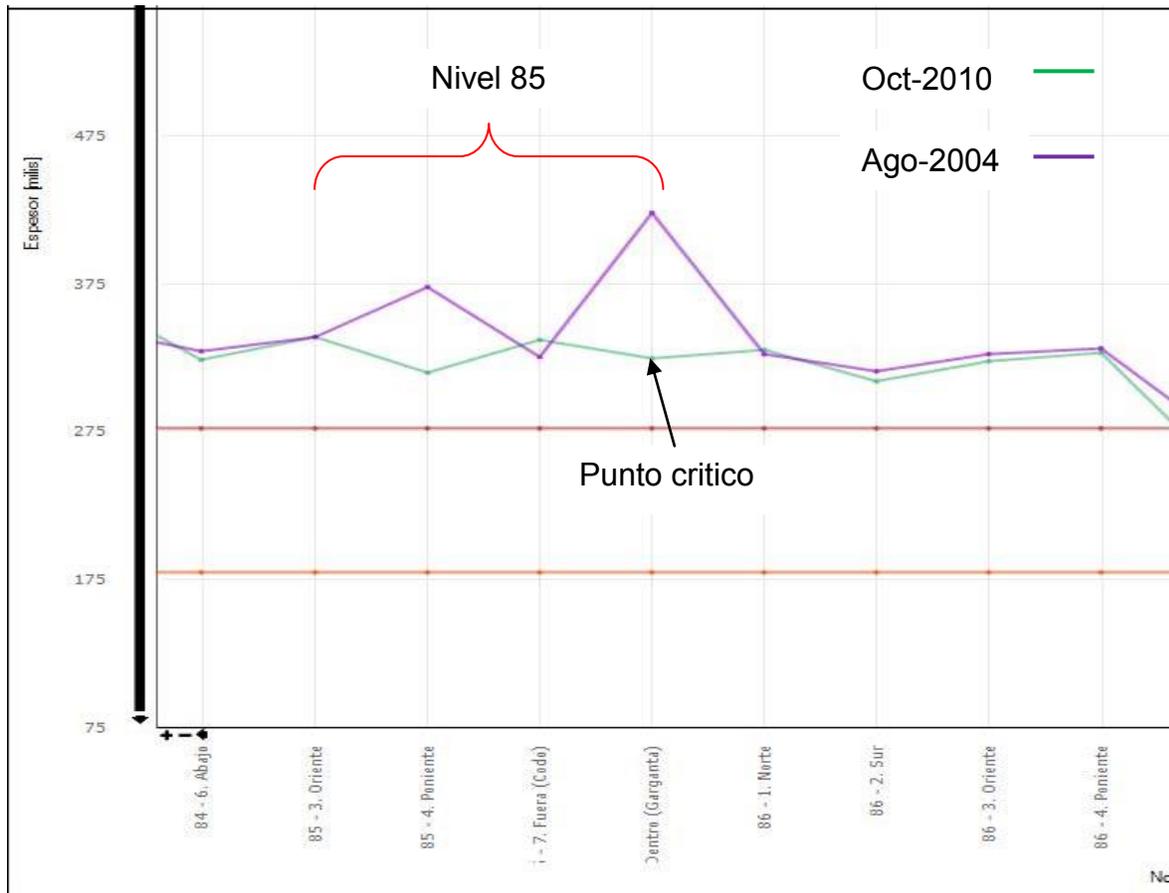


Figura 17. Gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-B2, nivel 85.

Lo que indica el análisis estadístico formal, es una velocidad de desgaste promedio de 6.5 mpa, para estos niveles críticos.

Este valor de velocidad de desgaste promedio permite determinar la vida útil estimada, que para los niveles 61 y 85 de la UC-TAR-B2, es de 5.7 años.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

La fecha de retiro probable para niveles con velocidades de desgaste mayores a 15 mpa está prevista para abril de 2021 (Tabla 24), mientras que para niveles normales está programada a realizarse en octubre de 2043 (Tabla 25).

Tabla 24. Resumen del análisis estadístico de niveles críticos de la UC-TAR-B2.

Inspección	octubre 2010
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	6.5
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	12.6
Vida útil estimada (años)	10.5
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	abril 2014
Fecha de retiro probable (FRP)	abril 2021

Tabla 25. Resumen del análisis estadístico de niveles normales de la UC-TAR-B2.

Inspección	octubre 2010
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	1.5
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	1.7
Vida útil estimada (años)	33
Fecha próxima de medición de espesores (FPME)	octubre 2015
Fecha de retiro probable (FRP)	octubre 2043

Como puede verse, el cambio de piezas sería aproximadamente en 10 años para niveles que presentan una velocidad de desgaste alta (> 15 mpa) en ésta unidad de control.

La fecha más cercana de próxima medición para la UC-TAR-B2 sería en abril de 2014.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Resumen de análisis

Tabla 26. Resumen comparativo del análisis de unidades de control.

Unidad de Control	Observaciones
UC-TAR-A1	<p>Debido a que la dispersión de datos en la gráfica de medición de espesores no muestra una tendencia de desgaste homogéneo, lo recomendable sería verificar la medición de espesores.</p> <p>La vida útil estimada es de 4.0 años.</p> <p>Fecha próxima de medición de espesores está programada para marzo de 2013.</p>
UC-TAR-A2	<p>No hay niveles críticos. Ningún punto dentro de la unidad de control tiene una velocidad de desgaste mayor a 15 mpa.</p> <p>Sin embargo, la vida útil estimada para esta unidad de control es de 1.2 años, lo que significa que es necesario emplazar.</p> <p>Fecha próxima de medición de espesores está dispuesta para noviembre de 2012.</p>
UC-TAR-B1	<p>Los niveles críticos corresponden a codos. Los codos, tee's, reducciones, etc., son casos típicos en los que se presenta mayor desgaste debido al flujo turbulento. Por lo que se recomienda realizar una medición a los niveles que presentan velocidades de desgaste críticas para confirmar las calibraciones.</p> <p>La vida útil estimada para esta unidad es de 5 años.</p> <p>Fecha próxima de medición de espesores está dispuesta para junio de 2012.</p>
UC-TAR-B2	<p>Presenta velocidades de desgaste críticas en codos, posiciones en las que se da un mayor desgaste. Es necesario verificar estos valores en campo para confirmar la medición de espesores.</p> <p>La vida útil estimada para esta unidad de control es de 10.5 años.</p> <p>Fecha próxima de medición de espesores será en abril de 2014.</p>

CAPITULO IV. CONCLUSIONES

Conclusiones

El análisis estadístico formal de la medición de espesores, con el cálculo de las velocidades de desgaste puntual, permitió identificar aquellos niveles de medición críticos (velocidad de desgaste > 15 milésimas de pulgada por año) para cada una de las unidades de control de cada terminal de almacenamiento, ejemplo A y B.

Esto es importante debido a que los niveles de medición críticos modifican de manera considerable la vida útil estimada de la unidad de control y con ello las fechas de próximas mediciones de espesores.

La vida útil estimada de la UC-TAR-A2 indica que esta unidad debe ser prioridad; ya que requiere de emplazamientos.

En lo que respecta a la UC-TAR-A1 su vida útil estimada es de 4.0 años, sin embargo, para ésta unidad de control son pocos los niveles medidos al 100% con los que cuenta SIMECELE para realizar el análisis estadístico formal, así que para éste caso se recomendaría que para fechas próximas de inspección se lleve a cabo una medición de niveles más completa, si se quiere tener un control adecuado de las instalaciones de ésta terminal de almacenamiento.

En el análisis de la gráfica de medición de espesores de la UC-TAR-A1 se identificaron puntos específicos que presentan diferentes comportamientos (desgaste o engrosamiento), y resultan ser puntos poco confiables para el análisis estadístico formal; ya que no es la tendencia que conforme a la práctica de medición de espesores se espera. Se debería presentar un desgaste con respecto al espesor nominal.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

Estas observaciones tienen que ver con la calidad de los datos de medición; ya que esto influye en el análisis estadístico.

Por ejemplo, en el caso de la UC-TAR-A1 existe engrosamiento en un gran número de puntos, esto genera un menor número de velocidad de desgaste para el análisis; ya que si el engrosamiento es $< 5\%$ la velocidad de desgaste se toma como nula, mientras que si el engrosamiento es $> 5\%$ es invalidada dicha velocidad de desgaste.

Los errores en las mediciones están relacionados con malas prácticas de medición, en las cuales no se hace una revisión de puntos con valores sospechosos.

Otro aspecto importante es que no hay continuidad en los trabajos de medición de espesores, ya que varios niveles sólo cuentan con una inspección.

Esto es un problema causado posiblemente porque:

- Sólo se puede medir donde no está forrada la tubería.
- Existen niveles inaccesibles (zonas de altura).
- Existen zonas obstruidas. Principalmente porque al momento de realizar la inspección se están realizando trabajos de mantenimiento.

Todo lo anterior no permite realizar un análisis más confiable, principalmente por la falta de información que se presenta en los expedientes de calibración.

Así que, aunque se haya llevado a cabo un análisis para esta unidad, éste resulta ser poco confiable.

En lo que se refiere a la UC-TAR-B1 y la UC-TAR-B2, al analizar los datos de medición de espesores los puntos críticos encontrados, para ambas unidades, se presentan en piezas con cambios de dirección; zonas que presentan un mayor

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

desgaste debido al flujo turbulento. Por lo que es recomendable dar un seguimiento especial a los puntos críticos que presentan la UC-TAR-B1 y UC-TAR-B2 con una verificación de dichas mediciones en campo para descartar errores en la medición que en caso de existir, se deberán corregir inmediatamente.

Hasta este momento el análisis estadístico, para ambas unidades de control, no indica que requieran emplazamientos, las dos tienen valores de vida útil por arriba de 1.5 años. Ninguna está considerada como unidad de control crítica.

Entonces, para la terminal de almacenamiento y reparto ejemplo A se tiene que, la UC-TAR-B2 requiere de emplazamientos.

Mientras que la UC-TAR-A1 dispone de una vida útil de 4 años, de acuerdo al análisis estadístico de medición de espesores. Aún así, para su siguiente inspección programada para noviembre de 2012, que ya debió ser efectuada; aunque no hay registro de ésta calibración, en el proceso de validación de las mediciones debería realizarse un análisis basado en la gráfica de medición de espesores, la cual es una herramienta clave para la rápida identificación de conflictos en la medición; con el propósito de verificar puntos sospechosos.

Resalta el hecho de que ya debería existir un registro de la inspección programada para noviembre de 2012 de la UC-TAR-A1, sin embargo, no hay datos disponibles de ésta fecha de medición, lo que indica que hasta el momento no se ha realizado. Cumplir con las mediciones de espesores en las fechas programadas es importante, ya que proporcionan información actualizada sobre el estado de las tuberías de proceso.

En la terminal de almacenamiento y reparto ejemplo B, ninguna de las dos unidades de control analizadas presenta un desgaste significativo en alguna sección de

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

tubería. Se tiene que la UC-TAR-B1 requerirá cambios de piezas en 5 años y la UC-TAR-B2 lo necesitará en 10 años.

En este momento podemos decir que la TAR ejemplo A, en comparación con la TAR ejemplo B, y de acuerdo con las mediciones de espesor registradas, presenta un mayor desgaste en tuberías que transportan gasolina Premium.

Las causas pueden depender de diversos mecanismos de daño a los que esté sujeta la tubería por ejemplo:

- a) Erosión o corrosión: Puede darse en secciones donde el flujo es turbulento, puede suceder, generalmente, después de una válvula de control o en casos específicos como en el radio interior y exterior de codos.
- b) Agrietamiento por fatiga: Puede ser causado por la vibración excesiva en los sistemas de tuberías y puede ser detectado en un principio en puntos donde se intensifica el esfuerzo alto, tales como ramales.
- c) Agrietamiento por el medio ambiente: Los materiales de construcción para tuberías se seleccionan por lo regular para soportar diferentes tipos de SCC “Stress Corrosión Cracking”, sin embargo, algunas tuberías pueden ser susceptibles a agrietamiento por el medio específico.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

ANEXO A. Análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada (D_{max}), vida útil estimada (VUE), fecha de retiro probable (FRP) y fecha próxima de medición de espesores (FPME)

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

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

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

Ecuación 1

Donde d = velocidad de desgaste puntual (mpa)

ff = fecha de medición más reciente (años)

fi = fecha de medición anterior (años)

ei = espesor obtenido en la fecha fi (mils)

ef = espesor obtenido en la fecha ff (mils)

A partir de la velocidad de desgaste puntual se obtendrá la velocidad promedio y la velocidad máxima ajustada de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$D_{promedio} = \frac{d1 + d2 + d3 + d4 + \dots + dn}{n} \dots (2)$$

Donde:

$d1 + d2 + d3 + d4 + \dots + dn$ = Velocidades de desgaste puntuales (mpa)

n = Número de valores de velocidades puntuales

$D_{promedio}$ = Promedio de las velocidades de desgaste o Velocidad promedio (map)

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

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

Para puntos normales:

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

D_{max} = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente (mpa)

Para puntos atípicos:

$$D_{max} = D_{promedio} + t\alpha \frac{S}{\sqrt{n}}$$

Donde *S = desviación estándar de la muestra*

tα = valor de la t de student para una cola

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

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n (d_i - D_{prom})^2}{n-1} \dots (4)$$

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

Una vez determinada la velocidad de desgaste máxima ajustada se pueden determinar los valores de la VUE, FPME y FRP, que se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control. Esto se realiza a partir de las siguientes ecuaciones:

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{max}} \dots (5)$$

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

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

$$FPME = \frac{VUE}{3} + f_k \dots (7)$$

Donde:

e_k = Espesor más pequeño para determinado grupo de diámetro (mils)

L_r = Límite de retiro de la unidad de control (mils)

VUE = Vida útil estimada (años)

f_k = Fecha de medición actual (años)

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la VUE, FPME y 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. La fecha próxima de medición será aquella que resulte más cercana, de la calculada para los diferentes diámetros.

Para el cálculo del límite de retiro de tuberías de proceso, la normatividad ^(x) DG-ASIPA-IT-00008 “Límite de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluido” de PEMEX propone determinarla mediante la ecuación de Barlow, en caso de que la planta cuente con un código de diseño diferente se determina el límite de retiro de acuerdo al código correspondiente, ecuación de Barlow:

$$Tr = \frac{P \cdot D}{2S}$$

Donde:

Tr = Espesor o límite de retiro en pulgadas

P = Presión de Diseño en PSIG

D = Diámetro nominal en pulgada

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

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS**

De acuerdo a estas ecuaciones, los espesores de retiro no deben ser menores a 0.090” para tuberías con extremos planos, ni menores a 0.110” para tuberías con extremos roscados. Este valor se debe comparar con los valores de la Tabla A-1 y se utilizará el valor de límite de retiro que resulte mayor. Cuando el fabricante proporciona el límite de retiro se utilizará dicho valor.

Tabla A-1 Norma DG-SASIPA-IT-0008 “Valores de referencia para los cálculos de espesores en tuberías de proceso”.

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

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

|

El análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada, el cual se basa en la prueba estadística t de student que se asemeja a una distribución normal. Se utiliza una distribución de este tipo porque una gran cantidad de ambientes típicos de corrosión generalizada homogénea, presentan una distribución más o menos normal.

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

ANEXO B. Espesor nominal de tuberías⁸.

Tabla B-1 Datos técnicos de tuberías.

Medida nominal de la tubería [pulgadas]	Diámetro exterior [pulgadas]	Identificación				Espesor [pulgadas]
		Acero		Número de cédula en acero inoxidable		
		Medida tubería de hierro	Número de cédula			
1/8	0.405	10S	0.049	
		STD	40	40S	0.068	
		XS	80	80S	0.095	
¼	0.540	10S	0.065	
		STD	40	40S	0.088	
		XS	80	80S	0.119	
3/8	0.675	10S	0.065	
		STD	40	40S	0.091	
		XS	80	80S	0.126	
½	0.840	5S	0.065	
		10S	0.083	
		STD	40	40S	0.109	
		XS	80	80S	0.147	
		...	160	...	0.187	
		XXS	0.294	
¾	1.050	5S	0.065	
		10S	0.083	
		STD	40	40S	0.113	
		XS	80	80S	0.154	
		...	160	...	0.219	
		XXS	0.308	
1	1.315	5S	0.065	
		10S	0.109	
		STD	40	40S	0.133	
		XS	80	80S	0.179	
		...	160	...	0.250	
		XXS	0.358	

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS**

Medida nominal de la tubería [pulgadas]	Diámetro exterior [pulgadas]	Identificación			
		Acero		Número de cédula en acero inoxidable	Espesor [pulgadas]
		Medida tubería de hierro	Número de cédula		
1 ¼	1.660	5S	0.065
		10S	0.109
		STD	40	40S	0.140
		XS	80	80S	0.191
		...	160	...	0.250
		XXS	0.382
1 ½	1.900	5S	0.065
		10S	0.109
		STD	40	40S	0.145
		XS	80	80S	0.200
		...	160	...	0.281
		XXS	0.400
2	2.375	5S	0.065
		10S	0.109
		STD	40	40S	0.154
		XS	80	80S	0.218
		...	160	...	0.344
		XXS	0.436
2 ½	2.875	5S	0.083
		10S	0.120
		STD	40	40S	0.203
		XS	80	80S	0.276
		...	160	...	0.375
		XXS	0.552
3	3.500	5S	0.083
		10S	0.120
		STD	40	40S	0.216
		XS	80	80S	0.300
		...	160	...	0.438
		XXS	0.600

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS**

Medida nominal de la tubería [pulgadas]	Diámetro exterior [pulgadas]	Identificación				Espesor [pulgadas]
		Acero		Número de cédula en acero inoxidable		
		Medida tubería de hierro	Número de cédula			
3 ½	4.000	5S	0.083	
		10S	0.120	
		STD	40	40S	0.226	
		XS	80	80S	0.318	
4	4.500	5S	0.083	
		10S	0.120	
		STD	40	40S	0.237	
		XS	80	80S	0.337	
		...	120	...	0.438	
		...	160	...	0.531	
5	5.563	XXS	0.674	
		5S	0.109	
		10S	0.134	
		STD	40	40S	0.258	
		XS	80	80S	0.375	
		...	120	...	0.500	
6	6.625	...	160	...	0.625	
		XXS	0.750	
		5S	0.109	
		10S	0.134	
		STD	40	40S	0.280	
		XS	80	80S	0.432	
8	8.625	...	120	...	0.562	
		...	160	...	0.719	
		XXS	0.864	
		5S	0.109	
		10S	0.148	
		...	20	...	0.250	
8	8.625	...	30	...	0.277	
		STD	40	40S	0.322	
		...	60	...	0.406	
		XS	80	80S	0.500	

**ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN
LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE
ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS**

Medida nominal de la tubería [pulgadas]	Diámetro exterior [pulgadas]	Identificación			
		Acero		Número de cédula en acero inoxidable	Espesor [pulgadas]
		Medida tubería de hierro	Número de cédula		
10	10.750	...	100	...	0.594
		...	120	...	0.719
		...	140	...	0.812
		XXS	0.875
		...	160	...	0.906
		5S	0.134
		10S	0.165
		...	20	...	0.250
		...	30	...	0.307
		STD	40	40S	0.365
		XS	60	80S	0.500
		...	80	...	0.594
		...	100	...	0.719
		...	120	...	0.844
		XXS	140	...	1.000
...	160	...	1.125		
12	12.75	5S	0.156
		10S	0.180
		...	20	...	0.250
		...	30	...	0.330
		STD	...	40S	0.375
		...	40	...	0.406
		XS	...	80S	0.500
		...	60	...	0.562
		...	80	...	0.688
		...	100	...	0.844
		XXS	120	...	1.000
		...	140	...	1.125
		...	160	...	1.312

Glosario

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

Línea.- Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejan el mismo fluido a las mismas condiciones de operación. Normalmente esto se cumple para la tubería localizada entre dos equipos en la dirección de flujo.

Equipos.- Son todos aquellos dispositivos (recipientes, cambiadores, tanques de almacenamiento, bombas, etc.) que conjuntamente con las líneas integran los circuitos.

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

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

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

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 (4 o más).

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

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

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

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

Adelgazamiento.- Pérdida o disminución del espesor del material.

Líneas y equipos críticos.- Son aquellos cuyas velocidades de desgaste exceden el valor de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa) puntual o promedio.

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 próxima de medición de espesores (FPME).- Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.

Fecha de retiro probable (FRP).- Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil estimada.

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

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

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

Análisis de la estadística.- Es el análisis formal que se ejecuta de acuerdo a los datos de medición de espesores de pared, para 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 la medición de espesores SIMECELE o equivalente.

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

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

Espesor de retiro.- Es el espesor calculado de la pared de una tubería, válvula o conexión de acuerdo con el código aplicable al caso, para las condiciones de diseño, sin tomar en cuenta espesores adicionales para desgaste, y por debajo del cual se considera que no puede operar con seguridad.

Margen de corrosión.- Es el espesor de la pared de una tubería que se adiciona al límite de retiro y que está destinado a compensar el desgaste originado por corrosión, abrasión o erosión.

Desgaste.- Es la pérdida de material que sufren las paredes de la tubería, válvula o conexión, por la acción química del producto contenido (corrosión), por abrasión, o

ANÁLISIS COMPARATIVO DEL COMPORTAMIENTO DEL DESGASTE EN LÍNEAS QUE MANEJAN GASOLINA DE TERMINALES DE ALMACENAMIENTO Y REPARTO DE HIDROCARBUROS

bien por la acción corrosiva del medio donde se encuentra instalada. No debe considerarse como desgaste la corrosión localizada, ni el deterioro tipo metalúrgico.

Tuberías de proceso.- Son aquellas que se encuentran dentro de los límites de las instalaciones de explotación, refinación, petroquímica, ventas, portuarias y administrativas, así como dentro de las embarcaciones, para cuyo diseño se toma en consideración el código ANSI B 31.3.

Verificación de puntos sospechosos.- Es repetir la medición de los puntos cuyos espesores de acuerdo al análisis preliminar, arrojan dudas sobre su veracidad, por observarse disparados con respecto a los que por lógica sería recomendable encontrar.

Corrosión.- Puede ser definida como un fenómeno que deteriora un material (generalmente metálico) por acción química o electroquímica del medio ambiente, asociado o no a esfuerzos mecánicos.

Erosión.- Es un fenómeno por medio del cual, el material es removido de una superficie durante la acción continua de partículas duras o de fluidos que la alcanzan. Las partículas impactan las superficies a diferentes velocidades y ángulos de incidencia, donde el desgaste se da a través de diferentes mecanismos.

El desgaste erosivo se presenta en la superficie de los cuerpos, resultado del impacto de partículas sólidas o líquidas que los impactan.

Bibliografía

1. PEMEX, (2000) Manual SIASPA
2. Trevor. Kletz (2009). What went wrong: Case histories of process plant disasters (4 edition), Houston TX. Ed. Gulf publishing company.
3. PEMEX–GPASI–IT–0209, (1994). Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX Refinación.
4. PEMEX–DG–SASIPA–IT–0204, (2010). Guía para el registro, análisis y programación de la medición de espesores.
5. PEMEX–GPI–IT–4200, (1986). Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
6. PEMEX–GPI–IT–0201, (1986). Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.
7. PEMEX–DG–GPASI–IT–0903, (1995). Procedimiento para efectuar la revisión de la de tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones de operación de Pemex refinación.
8. CRANE. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías (Apéndice B14). Ed. McGrawHill.