



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

Facultad de Estudios Superiores Zaragoza

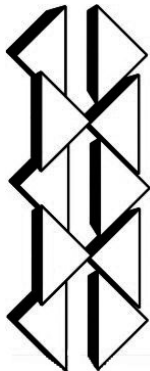
**Análisis de la medición de espesores a través de un
sistema de medición y control en una planta
hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre
(UBA).**

Tesis que para obtener el título de:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A

CONSUELO JOSÉ ANGÓN



Director de tesis:

DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ

MÉXICO 2013



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES “ZARAGOZA”

DIRECCIÓN

JEFE DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN
ESCOLAR
P R E S E N T E.

Comunico a usted que al alumno(a) Jose Angon Consuelo con número de cuenta 408089388 de la carrera Ingeniería Química, se le ha fijado el día 31 del mes de mayo de 2013 a las 12:00 horas para presentar su examen profesional, que tendrá lugar en la sala de exámenes profesionales del Campus II de esta Facultad, con el siguiente jurado:

PRESIDENTE	I.Q. JOSÉ ANTONIO ZAMORA PLATA
VOCAL	DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ*
SECRETARIO	I.Q. DOMINGA ORTIZ BAUTISTA
SUPLENTE	DR. NÉSTOR NOÉ LÓPEZ CASTILLO
SUPLENTE	M. en C. MARINA CABALLERO DÍAZ

El título de la tesis que se presenta es: **Análisis de la medición de espesores a través de un sistema de medición y control en una planta hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre (UBA).**

Opción de Titulación: Tesis profesional

ATENTAMENTE
“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”
México, D. F. a 16 de mayo de 2013.

DR. VÍCTOR MANUEL MENDOZA NUÑEZ

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
DIRECCIÓN
ZARAGOZA

RECIBÍ:
OFICINA DE EXÁMENES PROFESIONALES
Y DE GRADO

Vo.Bo.

DR. ROBERTO MENDOZA SERNA
JEFE DE LA CARRERA DE I.Q.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por darme la oportunidad de haber llegado hasta aquí y por todas las bendiciones que ha derramado sobre mí.

A mis padres y familiares, porque sin ellos esto no sería posible.

A mi hermana Viky por haber creído en mí, en todo éste tiempo de mi formación profesional, porque tu APOYO en toda la extensión de la palabra es invaluable.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y especialmente a la FES-ZARAGOZA porque la formación profesional adquirida no la cambio por nada.

Al I.Q. Julio César Velazco Martínez por haberme compartido de su valiosa experiencia y asesoría para que éste trabajo se llevara a cabo.

A los miembros del jurado, el I.Q. Antonio Zamora, I.Q. Dominga Ortiz, M. en C. Marina Caballero, Dr. Néstor Noé López y el Dr. Javier Cruz por que las observaciones realizadas aportaron mejoras a éste.

A mi equipo de trabajo de Mina en la torre de ingeniería porque nunca me faltó apoyo y motivación para continuar, especialmente a Arcelia, Emmanuel, Daniela, Adriana, Roberto, Gustavo, Celia, Dulce, Mónica y Hugo.

A mis amigos de la torre de ingeniería porque siempre fuimos un equipo a pesar de estar en diferentes grupos de trabajo, y no hay palabras para describir la experiencia tan maravillosa de tener una amistad como la de ustedes: Hugo, Piolo, George, Toño, Abril y Charly.

A mis amigos de la FES-Z porque a pesar de haber tomado caminos distintos la amistad ha perdurado y siempre he tenido su apoyo y motivación a pesar de todo: Diana, Araceli, Javier, Ricardo, César, Denisse, Aurora, Arturo, Inocencia y Sergio.

A Mary, Martín y la Ing. Irma porque aún en la distancia siempre he contado con ustedes, mis más sinceros agradecimientos.

A todos los que contribuyeron a mi formación profesional.

MUCHAS GRACIAS!!

ÍNDICE

ABREVIATURAS.....	v
ÍNDICE DE TABLAS.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
RESUMEN.....	10
INTRODUCCIÓN.....	11
Objetivo general:.....	12
Objetivos particulares:	12
CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO	13
1.1 Seguridad Industrial.....	13
1.2 Accidentes Industriales	14
1.3 Inspección técnica y marco normativo	16
1.3.1 DG-SASIPA-IT-0204 ⁷	18
1.3.1.1 Preparativos para la medición de espesores.....	19
1.3.1.2 Unidades de control críticas	21
1.3.1.3 Análisis estadístico formal	21
1.3.1.4 Uso de los resultados	23
1.3.2 GPEI-IT-201 ⁸	24
1.3.3 GPI-IT-4200 ⁹	25
1.3.4 DG-GPASI-IT-0903 ¹⁰	27
1.3.5 GPASI-IT-0209 ¹¹	27
1.4 Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE) ¹²	29
1.5 Proceso de hidrodesulfuración ¹³	36
CAPÍTULO II: TRABAJO EN CAMPO	41
2.1 Recopilación de información	41
2.2 Descripción del proceso de una planta hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre (UBA).....	43
2.3 Censo de circuitos	45
2.4 Censo de unidades del control	47
2.5 Actualización y digitalización de diagramas de inspección.....	48

2.6 Relación de niveles (empates)	50
2.7 Captura al SIMECELE	52
CAPÍTULO III. RESULTADOS	58
3.1 Censo de circuitos	58
3.2 Censo de unidades de control	58
3.3 Análisis estadístico formal	64
Resumen del análisis.....	113
Propuesta de estrategia de seguimiento a las unidades de control.....	114
CONCLUSIONES.....	115
ANEXO A. MEMORIA DE CÁLCULO	118
ANEXO B. COMPOSICIÓN Y TIPO DE COMPUESTOS AZUFRADOS	120
ANEXO C. CENSO DE CIRCUITOS.....	121
ANEXO D. RESUMEN DE INSPECCIONES DE LA PLANTA	127
ANEXO E. ESPESOR NOMINAL EN TUBERÍAS ¹⁴	130
GLOSARIO ¹⁵	136
BLOGRAFÍA.....	138

ABREVIATURAS

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

DEA Dietiletanolamina

FPME Fecha de próxima medición

FRP Fecha de retiro probable

GLP Gas Licuado de Petróleo

GPASI Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial

HC Hidrocarburo

HDD Hidrodesulfuradora de diésel

IM Integridad Mecánica

mpa Milésimas de pulgada por año

PND Pruebas no destructivas

SASIPA Subdirección de Auditoría en Seguridad Industrial y Protección Ambiental

SCC Stress Corrosion Cracking (Corrosión debido a esfuerzos)

UBA Ultra bajo azufre

UC Unidad de control

VUE Vida útil estimada

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Accidentes en refinería en los últimos años	15
Tabla 2. Periodo de revisión de tornillería	27
Tabla 3. Intervalos de inspección en tuberías	28
Tabla 4. Unidades de control vencidas	60
Tabla 5. Unidades de control críticas	61
Tabla 6. Engrosamientos en la UC-HDD-001	61
Tabla 7. Grupo de diámetros para todos los niveles de UC-HDD-001	65
Tabla 8. Grupo de diámetros para niveles normales de UC-HDD-001	66
Tabla 9. Puntos críticos en UC-HDD-001	67
Tabla 10. Grupo de diámetros para niveles críticos de UC-HDD-001	68
Tabla 11. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-001	68
Tabla 12. Engrosamientos en la UC-HDD-002	69
Tabla 13. Puntos críticos en UC-HDD-002	70
Tabla 14. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-002	72
Tabla 15. Engrosamientos en la UC-HDD-007	74
Tabla 16. Puntos críticos en UC-HDD-007	75
Tabla 17. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-007	75
Tabla 18. Engrosamientos en UC-HDD-009	77
Tabla 19. Puntos críticos en UC-HDD-009	78
Tabla 20. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-009	78
Tabla 21. Engrosamientos en la UC-HDD-010	80
Tabla 22. Puntos críticos en UC-HDD-010	81
Tabla 23. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-010	81
Tabla 24. Engrosamientos en la UC-HDD-095	83
Tabla 25. Puntos críticos en UC-HDD-095	85
Tabla 26. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-095	86
Tabla 27. Engrosamientos en la UC-HDD-102	88
Tabla 28. Puntos críticos en UC-HDD-102	89
Tabla 29. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-102	90
Tabla 30. Engrosamientos en la UC-HDD-157	92
Tabla 31. Puntos críticos en UC-HDD-157	93
Tabla 32. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-157	94
Tabla 33. Engrosamientos en la UC-HDD-176	96
Tabla 34. Puntos críticos en UC-HDD-176	98
Tabla 35. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-157	99
Tabla 36. Engrosamientos en la UC-HDD-177	101

Tabla 37. Puntos críticos en UC-HDD-177	102
Tabla 38. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-177	102
Tabla 39. Engrosamientos en la UC-HDD-178	104
Tabla 40. Puntos críticos en UC-HDD-178	105
Tabla 41. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-178	106
Tabla 42. Engrosamientos en la UC-HDD-179	108
Tabla 43. Puntos críticos en UC-HDD-179	109
Tabla 44. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-179	110
Tabla 45. Resumen del análisis de unidades de control	113
Tabla B-1 Orden de reactividad de los compuestos azufrados en el petróleo	120
Tabla C-1 Censo de circuitos de líneas	121
Tabla D-1 Resumen de inspecciones de la planta	127
Tabla E-1 Datos técnicos de tuberías	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización de puntos en arreglos típicos	26
Figura 2. Árbol de tareas del SIMECELE	30
Figura 3. Pantalla de bienvenida SIMECELE	31
Figura 4. Detalles de la inspección	33
Figura 5. Recibo/envío de datos al SIMECELE	36
Figura 6. Reporte de una unidad de control	30
Figura 7. Proceso Claus para recuperación de azufre	40
Figura 8. Ejemplo de un spool de construcción	42
Figura 9. Diagrama de bloques del proceso de hidrodesulfuración	43
Figura 10. Ejemplo de identificación de circuitos de líneas en la sección de carga	46
Figura 11. Ejemplo de la identificación de una unidad de control	47
Figura 12. Ejemplo de un levantamiento en forma manual	49
Figura 13. Ejemplo de un diagrama de inspección técnica de construcción	45
Figura 14. Diagrama de inspección técnica en la plantilla SIMECELE	50
Figura 15. Formato de relación de niveles	51
Figura 16. Capturar nueva unidad de control de tuberías	53
Figura 17. Trabajos de inspección	54
Figura 18. Inspección técnica	55
Figura 19. Expediente de medición de espesores	56
Figura 20. Inspección visual de tubería	57
Figura 21. Panorama general de inspecciones en la planta	59
Figura 22. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-HDD-001	63
Figura 23. Niveles de medición en UC-HDD-001	64
Figura 24. Niveles de medición en UC-HDD-002	70
Figura 25. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-HDD-002	73
Figura 26. Niveles de medición en UC-HDD-007	79
Figura 27. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-HDD-007	74
Figura 28. Niveles de medición en UC-HDD-009	73
Figura 29. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-009	77
Figura 30. Niveles de medición en UC-HDD-010	82
Figura 31. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-010	80
Figura 32. Niveles de medición en UC-HDD-095	87
Figura 33. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-095	84
Figura 34. Niveles de medición en UC-HDD-102	91
Figura 35. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-102	89
Figura 36. Niveles de medición en UC-HDD-157	95
Figura 37. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-157	93
Figura 38. Niveles de medición en UC-HDD-176	100
Figura 39. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-176	96
Figura 40. Niveles de medición en UC-HDD-177	103
Figura 41. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-177	102

Figura 42. Niveles de medición en UC-HDD-178	107
Figura 43. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-178	105
Figura 44. Niveles de medición en UC-HDD.179	112
Figura 45. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-179	109
Figura 46. Estrategia de seguimiento	114

RESUMEN

Este trabajo de tesis tiene como objetivo realizar el análisis de la medición de espesores de una planta hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre, a partir de la información capturada en el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE); éste es un sistema de información tipo software para mejorar la administración y control de dicha información. Fue desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación como lo son (DG-SASIPA-IT-0204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

Algunos de los procesos de análisis sobre esta información comprende realizar un análisis gráfico en el que se compara el espesor nominal de la tubería con el espesor obtenido en las mediciones con lo cual se podrá detectar si existe desgaste o en algunos casos engrosamientos, además identificar unidades de control críticas, (más de 15 Milésimas de pulgada por año).

La implementación del SIMECELE en una unidad de control, se basa en actividades como lo son: la recopilación de la información, seccionar la planta/instalación en circuitos (secciones de la planta que manejan un mismo fluido a la misma composición), y posteriormente en unidades de control (secciones de circuito que presentan velocidades de desgaste más o menos homogéneas), actualización de diagramas de inspección técnica en campo, digitalización en AutoCAD, correlación de los niveles de medición con los expedientes donde se tiene historial de mediciones, captura de la información al SIMECELE y la revisión y validación de la información capturada.

El proceso de hidrodesulfuración se compone generalmente de la sección de carga, sección de reacción, de agotamiento, estabilización del producto, pero para fines de los trabajos de inspección es necesario dividir la planta en circuitos y éstos en unidades de control y así poder realizar el análisis por cada una de estas unidades.

En la planta hidrodesulfuradora de diésel se obtuvo un resumen de las unidades de control de acuerdo al número de inspecciones, se seleccionan las unidades de control de las cuales se conoce su velocidad de desgaste y, de acuerdo a la tendencia de éstas, se realiza el análisis para las unidades de control identificando así los puntos engrosados y puntos sospechosos de los cuales se investiga la causa y se dan propuesta para su seguimiento. Además, se revisan datos importantes de cada unidad de control para fines de próximos programas de inspección. De acuerdo a los resultados obtenidos se detectan unidades de control vencidas y críticas.

Éste análisis está sujeto estrictamente a la metodología descrita en la normatividad interna y los resultados pueden verse afectados por la calidad y confiabilidad de la información que le brinde al sistema, por lo tanto, es recomendado realizar siempre un análisis de los resultados arrojados por el SIMECELE y se recomienda una estrategia de seguimiento a la planta para identificar a tiempo la existencia de unidades de control vencidas, críticas y emplazadas.

INTRODUCCIÓN

La industria de la refinación en nuestro país presenta distintos desafíos, entre los que se encuentran la creciente demanda de los productos derivados del petróleo relacionada al desarrollo económico del país y el compromiso en el cuidado del ambiente a través de la elaboración de combustibles cada vez más limpios. Así mismo, los aspectos relacionados a la seguridad industrial, como lo es la implementación de la integridad mecánica en una planta de proceso, han cobrado importancia a partir de haberse registrado accidentes históricos en los cuales las afectaciones sobre la instalación, las personas y el ambiente, pudieron ser previstos a partir de un adecuado seguimiento de trabajos de inspección, buenas prácticas de operación, etc.

Uno de los aspectos más importantes que cubre la seguridad industrial es la prevención de accidentes por pérdidas de contención en las líneas y equipos de proceso, esto se logra a partir de mantener en buen estado la integridad mecánica de una instalación industrial. Para conocer el estado de la integridad mecánica de una instalación industrial es necesario realizar trabajos de inspección técnica que recopilen información adecuada, a partir de la cual se pueda realizar la programación de nuevos planes de inspección, mantenimientos (preventivos y/o correctivos) y posibles paros del proceso para la sustitución de accesorios de tuberías o equipos nuevos. Los trabajos de inspección realizados sobre una instalación industrial pueden variar de un proceso a otro, pues los fenómenos de desgaste fisicoquímico de líneas y equipos de proceso suelen variar por la naturaleza de los servicios y el diseño de especificaciones de materiales requeridos. Algunos de los trabajos de inspección más comunes en plantas de refinación de petróleo son el radiografiado de uniones soldadas, inspecciones visuales y el análisis estadístico de los valores de medición de espesores de la pared metálica de tuberías y placas entre otros.

La medición de espesores suele realizarse mediante aparatos ultrasónicos, sin embargo inicialmente se obtenían los valores de las mediciones en campo y posteriormente se tenía que realizar los cálculos manualmente para obtener la fecha de próxima medición, fecha de retiro probable y vida útil estimada, es por ello que surge SIMECELE, como una herramienta para la administración de la información, fue desarrollado con base en la metodología de distintas normas de inspección técnica de los centros de refinación en México.

Como ya se mencionó anteriormente el SIMECELE es sólo una herramienta, una vez capturada la información es necesario revisarla para verificar que la información esté correcta y descartar errores humanos para posteriormente administrarla de forma adecuada con el objetivo de realizar una planeación de próximos trabajos de inspección y mantenimiento confiable, y que refleje apropiadamente las necesidades de cuidado de la integridad mecánica de la instalación. Un mal manejo administrativo de la información de trabajos de inspección suele generar riesgos no controlados que pueden resultar en accidentes no deseados con afectaciones hacia las personas, medio ambiente y las instalaciones.

Es por ello que se realizó un análisis de la medición de espesores dividiendo la planta, en circuitos y en unidades de control identificando las unidades de control que presentan velocidades de desgaste críticas (arriba de 15 mpa), unidades de control vencidas, y detectar emplazamientos.

Objetivo general:

Realizar un análisis de la medición de espesores de una planta hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre con la información capturada en el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE).

Objetivos particulares:

- a) Identificar las unidades de control y circuitos que presenten una velocidad de desgaste alto (mayor a 15 mpa) de acuerdo a la normatividad aplicable y a partir de la información mostrada en el SIMECELE.
- b) Realizar un análisis de la información capturada en el SIMECELE para cada unidad de control, identificando el desgaste o engrosamiento presentado.
- c) Proponer una estrategia de seguimiento para los circuitos que integran la planta, detectando así los emplazamientos, unidades de control vencidas, unidades de control críticas etc.

CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO

1.1 Seguridad Industrial

En la industria química se manejan sustancias que debido a su naturaleza pueden presentar 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. Una fuga de dichos materiales pondría en peligro a los trabajadores y en casos extremos afectaría a la población y a los ecosistemas aledaños.

Una serie de accidentes relacionados con la química o en la industria petroquímica han afectado a las comunidades adyacentes. Algunos de estos accidentes, como la explosión de nube de vapor en Flixborough en 1974, la explosión de GLP en la ciudad de México en 1984, la liberación de materiales tóxicos en Bhopal en 1984, y el fuego y la liberación de radiación en Chernobyl, se han registrado en todo el mundo.¹

El objetivo de la seguridad industrial es vigilar porqué las actividades realizadas en la práctica industrial se realicen sin secuelas de daño inaceptables para los profesionales que las ejecutan, las personas en general, los bienes y el ambiente.

Aunque la industria deba de seguir satisfaciendo los criterios de rentabilidad económica para los cuales es necesaria la productividad, su optimización no puede en ningún caso, contrariar los requisitos esenciales de seguridad.²

La mayoría de los riesgos que surgen en un sistema se cree que son principalmente debido a defectos de diseño, material, mano de obra, o error humano. Hay muchos métodos de análisis de seguridad que están disponibles y se pueden aplicar a una instalación o diseño de proyecto para examinar y superar los errores humanos y los diversos errores del sistema de proceso.³

La totalidad de los países del mundo dispone de una legislación de seguridad industrial, aunque ésta es realmente completa sólo en los países más avanzados y con mayor tradición tecnológica. En México, la empresa más importante del país (PEMEX), en 1998 implanta un Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA)⁴ que en su momento fue una herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogéneos interrelacionados e interdependientes enfocada al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de seguridad y

protección ambiental, la creación de una cultura de seguridad y protección ambiental basada en la prevención.

Actualmente, el SIASPA forma parte de un solo sistema considerado como un macro proceso de seguridad llamado SSPA que proviene de las 12 mejores prácticas de Salud y Protección Ambiental propuestas por Dupont quien es el consultor e la implementación de éste sistema.

1.2 Accidentes Industriales

Otro ámbito de la Seguridad Industrial lo conforma todo lo relativo a los accidentes mayores o graves, entendiéndose por éstos los que repercuten en el público en general o al ambiente humano, con emisión de sustancias tóxicas fuera de las instalaciones industriales, o con emisión de energía en cantidades anormales. La emisión de energía suele ir acompañada en estos casos de fenómenos peligrosos tales como detonaciones, deflagraciones e incendios. En numerosas ocasiones, la existencia de estas emisiones energéticas estimula la dispersión de los agentes tóxicos y, por tanto, contribuye a dar una mayor proporción catastrófica a un determinado accidente.

Por un lado es pertinente tener la capacidad de reaccionar ante catástrofes de cualquier naturaleza, incluso con planes de evacuación, pero por otro hay que prevenir los accidentes industriales en sus raíces, evitando su propagación y magnificación.

En el caso de los accidentes mayores aparecen problemas relacionados con el público en general, y por tanto con el orden público. Ello explica que muchas de las cuestiones referentes a la seguridad ante accidentes mayores se contemplen básicamente desde la óptica de la protección civil, olvidando en algunos casos que la protección más eficaz se debe producir en la raíz de la instalación y de los procesos. Los tipos de accidentes potenciales en instalaciones industriales que pueden producir la pérdida del control sobre las sustancias peligrosas y desencadenar fenómenos peligrosos para personas y bienes son debidos a:

- a) Fugas
- b) Vertidos incontrolados
- c) Explosiones
- d) Incendios

Son pocos los accidentes que comienzan con fallos repentinos de algún componente principal, la mayoría de los accidentes comienzan con algún fallo en un componente menor, un instrumento fuera de servicio, o por no darle seguimiento a los procedimientos de seguridad.⁵

En la tabla 1 se describen algunos de los casos de accidentes catastróficos más importantes sucedidos en los últimos años en las refinerías de todo el mundo.

Tabla 1. Accidentes en refinería en los últimos años

Año	Lugar	Refinería	Descripción
1997	Visakhapatnam	Hindustan Petroleum Corporation Limited (HPCL)	El incendio hizo explotar distintos depósitos, lo que forzó a las autoridades a evacuar a 150.000 habitantes de cinco pueblos cercanos, 30 personas murieron.
2000	Kuwait	Kuwait	Cuatro obreros fallecieron y 50 personas resultaron heridas en una explosión provocada por una fuga de gas.
2003	España	Repsol	Siete obreros que trabajaban en la compañía subcontratada murieron en Puerto Llano luego de una explosión.
2004	China	Daqing	Siete obreros murieron en una explosión mientras reparaban un conducto que contenía sulfuro de hidrógeno.
2005	Estados Unidos	BP, Texas	Quince muertos y más de 70 heridos en una explosión que afectó a varios edificios, provocando un incendio en la mayor refinería de estados unidos.
2006	Venezuela	Amuay	Dos obreros murieron en un incendio mientras realizaban operaciones de mantenimiento en la refinería.
2010	Estados Unidos	Tesoro Corp.	Cinco empleados, tres hombres y dos mujeres, cerca de la frontera con Canadá, fallecieron en un incendio en el curso de una operación de “mantenimiento rutinario”.
2010	México	Cadereyta	Dos muertos en una explosión provocada por una fuga en una instalación de la refinería.

Año	Lugar	Refinería	Descripción
2011	Gran Bretaña	Chevron	Cuatro trabajadores murieron en un incendio producido tras la explosión, un tanque de almacenamiento explotó en el curso de trabajos de mantenimiento.
2011	México	Tula	Al menos dos obreros resultaron muertos por una explosión ocurrida luego del arranque de una unidad de tratamiento.
2012	Venezuela	Amuay	Al menos 39 personas murieron y más de 80 resultaron heridas en una explosión de la refinería.

1.3 Inspección técnica y marco normativo

La integridad mecánica⁶ (IM) es la ejecución de los programas de actividades necesarias para garantizar que el equipo se encuentre en correcto estado para su aplicación prevista a lo largo de su vida útil. Los programas varían según la cultura industrial, los requisitos normativos, la geografía y las plantas. Sin embargo, algunas características son comunes, por ejemplo:

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

están debidamente capacitados y tengan acceso a procedimientos adecuados para estas actividades.

- h) Mantiene la documentación de servicio y otros registros que permitan un seguimiento constante de las actividades de integridad mecánica y de proporcionar información precisa a los usuarios de equipos, incluyendo la seguridad del proceso y otros elementos de gestión de riesgos.

Las expectativas razonables de los programas de IM son:

- a) Mejora de la fiabilidad de los equipos.
- b) Reducción de las fallas en los equipos que conllevan a accidentes de seguridad ambientales.
- c) Mejora 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) Mejora el desempeño del contratista.
- h) El cumplimiento de las regulaciones gubernamentales.

Durante décadas, las actividades de la IM han sido parte de los esfuerzos de la industria para prevenir accidentes y mantener la productividad. Las iniciativas de la industria, y las regulaciones de varios países han ayudado a definir los requisitos y acelerar la aplicación de los programas de IM. Éstos han sido implementados en muchas plantas de proceso de refinación del petróleo y otras industrias relacionadas, la evaluación de la integridad mecánica de una instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica.

La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

- a) *Inspección basada en tiempo*: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección con base en el tiempo de vida útil de un equipo o línea de proceso establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.
- b) *Inspección basada en riesgo*: Su objetivo es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).
- c) *Inspección basada en estado*: Todo tipo Pruebas No Destructivas (PND) (radiografías, pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, medición de espesores por ultrasonido, etc.) que pueden ser realizadas en

una instalación, ya sea con el proceso en operación o en algún paro total o parcial, con el objetivo de establecer la condición actual de la integridad mecánica del componente a inspeccionar, por ejemplo, un tramo de línea o un equipo de proceso.

Estos trabajos de inspección propuestos como parte del concepto de IMAC (Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad, que forma parte a su vez del subsistema ASP de SSPA) se describen en el marco normativo vigente para PEMEX Refinación que abarca, entre otros la guía y los procedimientos que se describen a continuación.

1.3.1 DG-SASIPA-IT-0204 ⁷

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

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

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

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

Con el fin de normalizar el lenguaje utilizado y evitar confusiones se presentan a algunas definiciones que se manejan en ésta guía y que son fundamentales en el desarrollo de éste trabajo de tesis.

- A. Circuito: Conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.
- B. Unidad de control: Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea.

1.3.1.1 Preparativos para la medición de espesores

Cabe mencionar que la división de la planta en circuitos y unidades de control es solamente con el objetivo de administrar los trabajos de inspección técnica.

Los trabajos de medición de espesores y los correspondientes análisis de la estadística, constituyen un proceso cíclico ya que cada uno aporta los datos necesario para la ejecución del siguiente, tal y como se describe a continuación:

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

Se procede al análisis de los datos registrados obteniéndose la información de velocidad de desgaste estadístico, fechas de próxima medición y de retiro probable, con la cual se estima cuando deben reemplazarse las piezas de acuerdo a su vida útil, para este paso se utiliza otro formato denominado “Registro del análisis de la medición de espesores”.

Se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipos de cada planta y esta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales, una vez que se tienen grupos de circuitos, éstos se dividirán en unidades de control de acuerdo a los siguientes criterios:

- A. En muchos casos la unidad de control será la línea, pero en otros casos la línea puede estar dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.
- B. En caso de equipos:
 - a. Cuando en un recipiente las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien éstas sean menores de 15 mpa

(milésimas de pulgada por año) se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.

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

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

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

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

1.3.1.2 Unidades de control críticas

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

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

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

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

La medición de 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 unidad de control de que se trate.

1.3.1.3 Análisis estadístico formal

Antes de realizar el análisis estadístico formal debe realizarse un “análisis preliminar de espesores” de la siguiente manera:

- a) Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a la normatividad.
- b) Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponda y con el valor de la medición anterior, con el

objeto de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de los valores disparados a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos disparos.

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

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

- a) La cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control será de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable.
- b) Discriminación de valores de espesores no significativos, se debe revisar el registro de mediciones, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos para lo cual se debe observar lo siguiente:
- c) 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.
- d) Para el cálculo de la velocidad de desgaste por punto se debe obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control (norte con norte, sur con sur, etc.), para que el cálculo sea aceptable debe haber transcurrido un año entre la pareja de fechas de medición (con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles).
- e) En el análisis se consideran todas las parejas de valores de espesor incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero” ya sea por engrosamiento o por que no exista desgaste.
- f) La velocidad de desgaste por punto. Ver anexo A, ecuación (1).
- g) Cálculo de la velocidad de desgaste promedio. Ver anexo A, ecuación (2)
- h) Velocidad máxima ajustada. Ver Anexo A, ecuación (3).
- i) Determinación del mínimo espesor actual, para contar con datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominarán “ek” y la fecha de medición correspondientes “fk”.

- j) Vida útil estimada. Ver anexo A, ecuación (4)
- k) Fecha de próxima medición. Ver anexo A, ecuación (5)
- l) Fecha de retiro probable. Ver anexo A, ecuación (6)

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

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

1.3.1.4 Uso de los resultados

- A. La velocidad de desgaste sirve para determinar lo siguiente:
 - a) Criticidad del circuito.
 - b) Programas de pruebas a martillo en reparaciones.
 - c) Determinación de vida útil estimada.
- B. La vida útil estimada da una idea de cuándo será necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.
 - a) Si la vida útil que se obtiene es menor o igual a 1.5 años, se debe proceder a emplazar la pieza, línea o equipo según sea el caso.
 - b) Si la vida útil obtenida resulta mayor de 1.5 años debe procederse de la siguiente forma:
 - i. Si se tienen los mayores desgastes en puntos diseminados en diversas partes de la unidad de control, deben analizarse estos puntos agrupados en una unidad de control independiente que tenga el mismo número con la terminación CR, esto indica que es crítico y de acuerdo al resultado se deberá programar la siguiente medición.
 - ii. En el caso de que los mayores desgastes se encuentren localizados en ciertos puntos agrupados entre sí, se deben separar estos valores del análisis general de la unidad de control, analizando el resto por separado. Los puntos anormales se deben vigilar por separado agrupándolos como

una unidad de control independiente. Conviene analizar materiales, y cualquier situación que provoque anomalías en el flujo dentro de la línea como puede ser: un directo, un injerto, un cambio de dirección brusco, una reducción, una válvula reductora de presión, un punto de inyección (de agua, inhibidor y otros) etc.

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

El análisis estadístico formal se lleva a cabo en el sistema de medición de espesores de líneas y equipos (SIMECELE) siguiendo la secuencia antes descrita, cabe mencionar que dicho sistema de información está conformado por la guía y procedimientos antes mencionados.

1.3.2 GPEI-IT-201 ⁸

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

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

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

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

deberán registrarse en formatos correspondientes al tipo de arreglo, los tipos de arreglos de niplería se muestran a continuación.

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

1.3.3 GPI-IT-4200 ⁹

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

Los puntos de calibración en los arreglos de niplería típicos, están indicados en planta y elevación en la figura 1, básicamente se prevén:

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

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

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

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

LOCALIZACIÓN DE PUNTOS DE CALIBRACIÓN
EN ARREGLOS BÁSICOS TÍPICOS DE NIPLERÍA

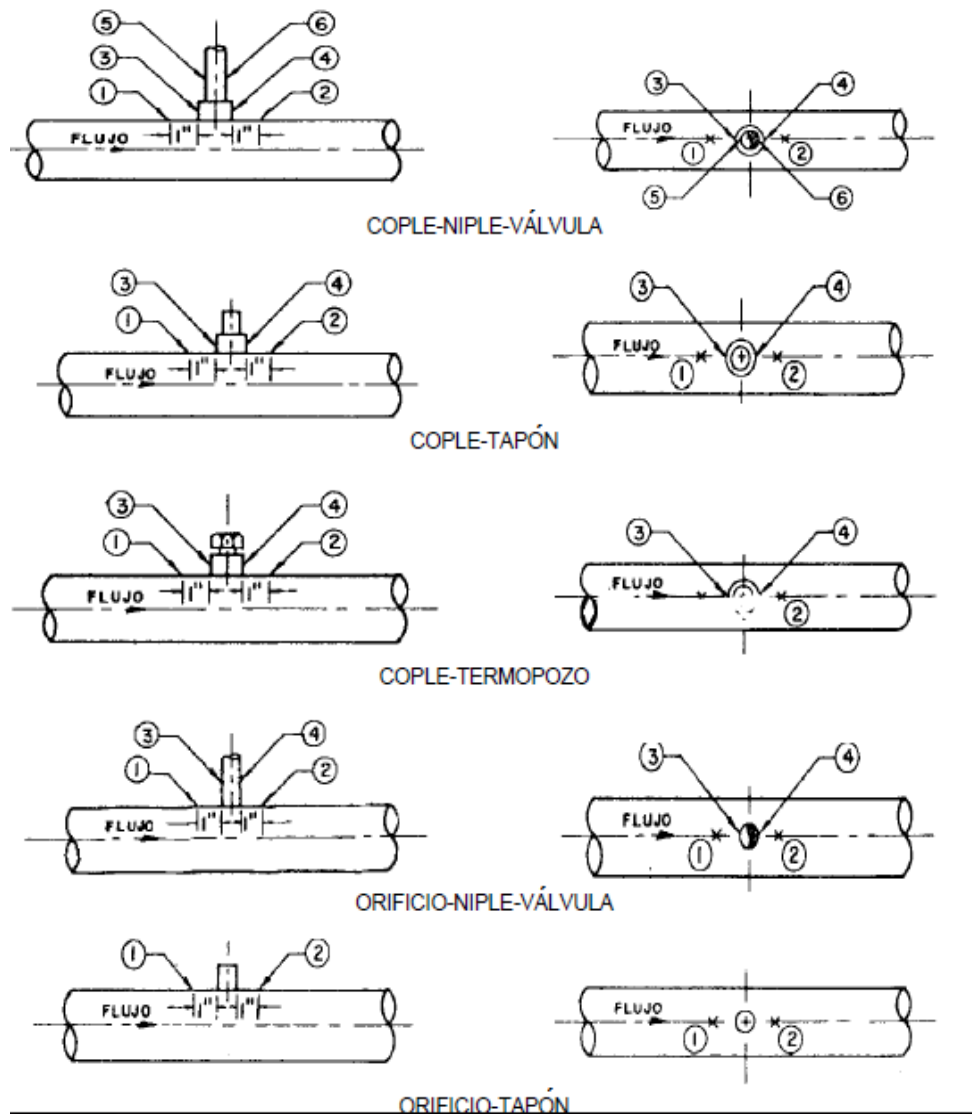


Figura 1. Localización de puntos en arreglos típicos.

1.3.4 DG-GPASI-IT-0903 ¹⁰

Este procedimiento permite evaluar el estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas. La tornillería a la cual se refiere este procedimiento es la siguiente:

- a) Espárragos de juntas bridadas en tuberías y equipos.
- b) Tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio y checks.

Debido a la agresividad del medio ambiente en cada lugar los periodos de revisión no son iguales. Para fijar criterios generales las revisiones deben hacerse de acuerdo a lo establecido con la siguiente tabla 2.

Tabla 2. Período de revisión de tornillería

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

1.3.5 GPASI-IT-0209 ¹¹

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

Se debe clasificar las tuberías de acuerdo al servicio que manejan.

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

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

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

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

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

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

En la tabla 3 muestra los intervalos de inspección máximos recomendados para las tres categorías, para los puntos de inyección y para las tuberías con interfase suelo-aire.

Tabla 3. 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

La inspección visual externa se realiza para determinar la condición externa de la tubería, del sistema de aislamiento, de la pintura y del recubrimiento y de

accesorios asociados, y para detectar cualquier signo de desalineamiento vibración y fugas.

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

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

1.4 Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE) ¹²

El SIMECELE es un sistema de información para mejorar la administración y control de la información, así como en las actividades relacionadas con la Integridad Mecánica de los equipos, en las instalaciones de los centros de PEMEX Refinación. El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-SASIPA-IT-0204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

El SIMECELE es para todo personal involucrado en tareas tales como inspección técnica, evaluación de la integridad mecánica, y análisis de la medición de espesores en líneas y equipos, está centrado en colaborar en el suministro de información confiable y rápida para el personal de mantenimiento y seguridad. Este concepto de administración de la información sirve para monitorear los avances en los programas de inspección técnica de espesores y ser la fuente de información para la toma de decisiones.

En la ventana principal aparece un árbol de tareas (Figura 2), el cual cuenta con todos los elementos de un centro de trabajo, teniendo un acceso rápido y sencillo al elemento en el cual se desea trabajar, tales como gerencia, refinería subgerencia, sectores o áreas, planta, circuito y unidades de control, es una alternativa para los procesos de consulta, captura, y demás trabajos necesarios para la inspección.

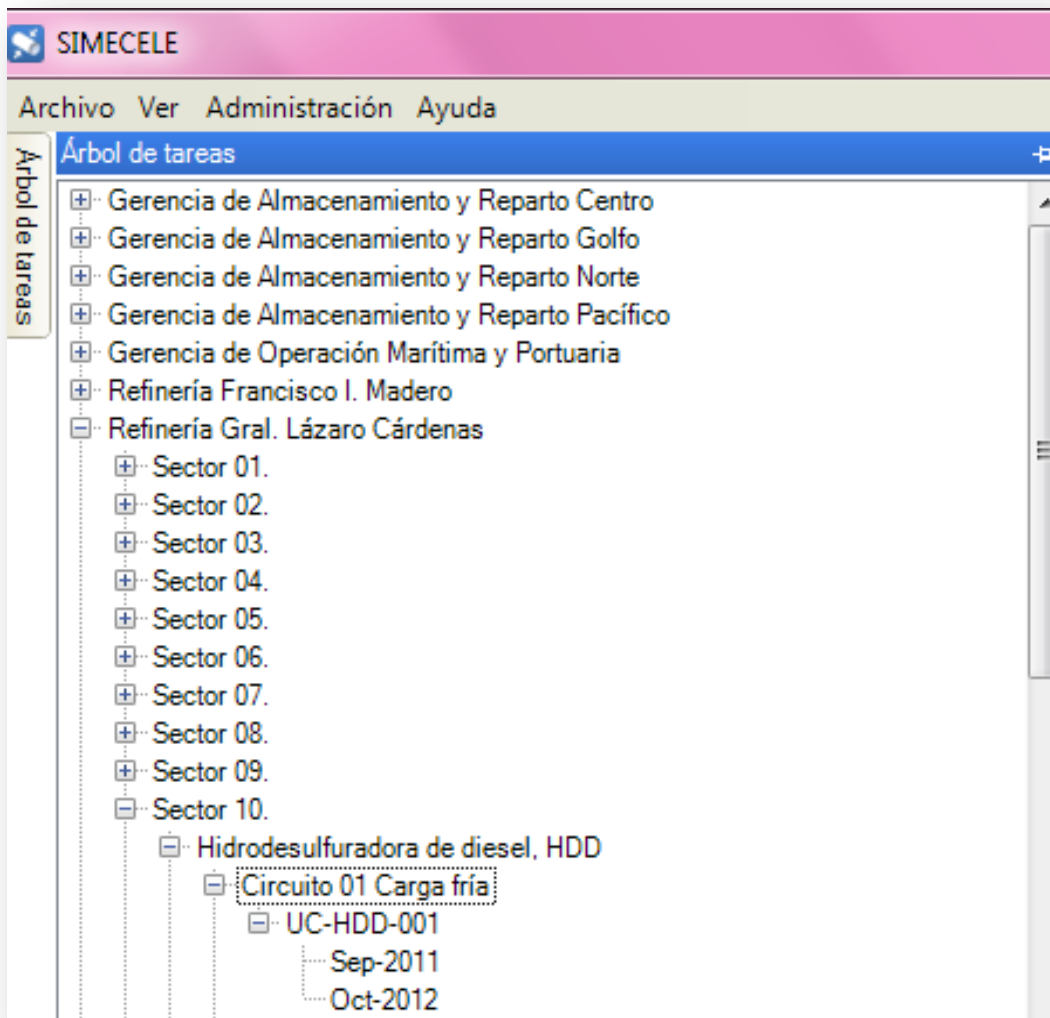


Figura 2. Árbol de tareas del SIMECELE.

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

El sistema está integrado por 6 módulos, como se puede ver en la Figura 3.



Figura 3. Pantalla de bienvenida SIMECELE.

- A. Capturar o editar información: Permite ingresar nuevos datos al sistema así como editar información contenida en el mismo.
- B. Consultar información: Se accede a la información que se desee consultar al respecto a la administración de la medición de espesores
- C. Ver isométrico en la intranet: Se crea un enlace a través de la intranet con el Sistema de Información para Diagramas Técnicos Inteligentes (SIDTI).
- D. Ver o crear reportes: Permite crear y consultar los reportes para cada inspección, estos se generan de acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-0204 y pueden ser impresos desde el sistema.
- E. Ver o cargar especificaciones de materiales: Le permite administrar la información de los materiales y las especificaciones con las que fue construida cada planta, según el libro de ingeniería del licenciador (nombre del paquete de especificaciones bajo el cual está construida la instalación)
- F. Hacer o editar un isométrico: Esta selección abrirá una ventana en la que estarán disponibles, plantillas y guías necesarias para creación de dibujos de inspección técnica utilizando la barra de herramienta de AutoCAD ® contenida en el SIMECELE.

Para capturar una unidad de control es necesario contar con la siguiente información:

- a) Descripción de la unidad de control.
- b) Clase de material.
- c) Condiciones de operación.
- d) Diagrama de inspección técnica.
- e) Servicio.
- f) Lista de diámetros.
- g) Localización de la unidad de control.

El diagrama de inspección técnica contiene los niveles de medición, y a su vez cada nivel de medición se compone de 4 posiciones de medición, y cada posición debe tener un valor obtenido de la medición de espesores en campo.

Una vez dada de alta la unidad de control se puede acceder desde el árbol de tareas, y haciendo clic secundario en la unidad de control seleccionar “Nueva inspección”; para generar la nueva inspección es necesario tener los siguientes datos:

A. Expediente de inspecciones

- i. Niveles de tubería.
- ii. Niveles de niplería.
- iii. Niveles de tornillería.
- iv. Inspección visual de tubería.
- v. Inspección visual de niplería.
- vi. Inspección visual de tornillería.

B. Correlación de niveles con el diagrama de inspección técnica actualizado.

En caso de que la captura sea manualmente, se debe agregar cada medición a su correspondiente posición, esto sucede generalmente cuando existen expedientes sin capturar, pero si las mediciones se realizan desde el equipo de medición ultrasónico, es posible descargar las mediciones al SIMECELE, para ingresar a esta opción es necesario ingresar los datos de la “Nueva inspección” e ingresar el

equipo utilizado, el sistema cuenta con interfaz para los equipos Krautkramer DMS2 y Panametrics 37DL Plus, el funcionamiento es el mismo ya que el SIMECELE detecta el equipo de medición de espesores cuando esté conectado.

Para enviar los datos al equipo (Figura 4) de medición de espesores, conecte su equipo a la computadora y se da clic en el ícono “enviar al equipo”, es importante mencionar que este ícono cambiará de leyenda en función del equipo conectado, si tiene conectado un equipo DMS2 el texto que presentará es “Enviar a DMS2”, sin embargo, el ícono de la flecha no cambia.

El SIMECELE enviará un archivo con la información de la unidad de control al instrumento de medición, se debe utilizar este archivo para realizar las mediciones en campo.

Para obtener los datos de inspección se debe conectar el equipo de medición a la computadora, se ingresa a la inspección que se desea capturar (tubería, niplería, tornillería), se utiliza el ícono “Descargar del medidor” y los datos se descargarán al SIMECELE.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Esp. Nom.: 365	Norte	354 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Lim. Ret.: 190	Sur	355 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Esp. Max.: 411	Arriba	361 (Sep-2011)		-	Sin medición
	Diámetro: 10"	Abajo	353 (Sep-2011)		-	Sin medición

Figura 4. Recibo/Envío de datos al SIMECELE.

Una vez que se ha capturado la medición de espesores de esa unidad de control se puede ingresar a la pestaña “Validación de la inspección” en la cual mostrará un resumen de la unidades de control y el comportamiento gráfico de las inspecciones capturadas (tubería, niplería, tornillería), con respecto al espesor nominal y podrá visualizarse las mediciones por debajo del límite de retiro o bien mostrar si existe engrosamiento.

Una inspección puede ser cerrada cuando se hayan capturado todos los datos de inspección y éstos ya hayan sido validados por el inspector y aprobados por el ingeniero responsable. La inspección puede incluir uno o todos los conceptos de inspección:

- a) Medición de espesores en línea, equipo y/o niplería.
- b) Revisión de niplería y/o tornillería.
- c) Inspección visual de línea.
- d) Notas de campo.

También se puede consultar o editar información de las inspecciones una vez que ya fueron capturadas, incluso se puede generar un reporte por cada unidad de control éste reporte (Figura 5) consta de la siguiente información:

- A. Análisis de espesores: Muestra un resumen de las inspecciones, fecha contra la cual se analiza, porcentaje de puntos completos, puntos completos analizados, velocidad de desgaste, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable.
- B. Registro de todos los niveles: Muestra los niveles normales y críticos, se pueden observar las velocidades de desgaste de los puntos de medición que se encuentran por arriba del 15 mpa, y las que se encuentran por abajo pero se acercan a 15 mpa (a estos puntos hay que prestarle atención).
- C. Registro de niveles normales: Muestra sólo los niveles que tengan puntos de medición que se encuentran por debajo del 15 mpa.
- D. Registro de niveles críticos: Muestra los niveles de medición que tengan puntos por arriba de 15 mpa.
- E. Memoria de cálculo (Figura 6): Cuenta con un resumen de los cálculos realizados de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204, como suma de velocidades de desgaste, las velocidades de desgaste consideradas, velocidad de desgaste promedio, velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente, velocidad de desgaste máxima ajustada utilizada, vida útil estimada mínima, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable y el nivel y posición con base a la cual fue fijada.
- F. Registro de niplería: Muestra las calibraciones de la niplería, velocidades de desgaste, y vida útil.
- G. Revisión de niplería.
- H. Emplazamiento: Si la unidad de control tuviera un emplazamiento aparecerá el formato de la solicitud de emplazamiento.
- I. Solicitud de fabricación: Muestra el formato de solicitud de fabricación.
- J. Notificación de ejecución.

K. Lista de verificación de tuberías.

L. Inspección de tornillería.

SIMECELE
 Archivo Ver Administración Ayuda

Inicio **Reporte de Unidad de Control**

Árbol de tareas

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

GERENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL

REGISTRO DEL ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES	
SUBDIRECCIÓN:	SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)
CENTRO DE TRABAJO:	REFINERÍA GRAL. LÁZARO CÁRDENAS
SECTOR / ÁREA:	SECTOR 10.
PLANTA / INSTALACIÓN:	HIDRODESULFURADORA DE DIESEL, HDD
CIRCUITO:	CIRCUITO 01, CARGA FRÍA
UNIDAD DE CONTROL:	UC-HDD-001
DESCRIPCIÓN:	De TV-2007/2008 a LV-24000 A
TOTAL DE NIVELES:	64 niveles
TOTAL DE PUNTOS DE CONTROL:	251 puntos

FECHA DE MEDICIÓN ACTUAL (FMA)	FECHA CONTRA LA QUE SE ANALIZA (FCA)	TEMPERATURA DE MEDICIÓN °C	RESPONSABILIDAD Y TRAZABILIDAD DE LA MEDICIÓN	CLASIFICACIÓN DE NIVELES	NÚMERO DE PUNTOS COMPLETOS	NÚMERO DE PUNTOS COMPLETOS ANALIZADOS	VELOCIDAD DE DESGASTE (mpa)	FECHA PRÓXIMA MEDICIÓN (FPME)

Figura 5. Reporte de una unidad de control.

MEMORIA DE CÁLCULO DEL ANÁLISIS DE MEDICIÓN DE ESPESORES		
SUBDIRECCIÓN:	SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN (SP)	
CENTRO DE TRABAJO:	REFINERÍA GRAL. LAZARO CARDENAS	
SECTOR / ÁREA:	SECTOR 10	
PLANTA:	HIDRODESULFURADORA DE DIESEL, HDD	
CIRCUITO:	CIRCUITO 01, CARGA FRÍA	
UNIDAD DE CONTROL:	UC-HDD-001	
FECHA DE ÚLTIMA MEDICIÓN (fk):	OCT-2012	
FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR (fi):	SEP-2011	
CONCEPTO	UNIDAD	RESULTADO
SUMA DE LAS VELOCIDADES DE DESGASTE (Σd)	mpa	491.0
NUMERO DE VELOCIDADES DE DESGASTE CONSIDERADAS (n)		132
VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO (Dprom)	mpa	3.7
VELOCIDAD DE DESGASTE MAXIMA AJUSTADA ESTADISTICAMENTE (Dmax)	mpa	4.1
VELOCIDAD DE DESGASTE MAXIMA AJUSTADA UTILIZADA (Dmax)	mpa	4.1
VIDA UTIL ESTIMADA MINIMA (VUEmin)	años	22.7
FECHA PRÓXIMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES (FPME)		OCT-2017
FECHA DE RETIRO PROBABLE (FRP)		JUL-2035
FIJADA CON BASE EN LA LECTURA DEL NIVEL EN LA POSICIÓN		5
		Sur

Figura 6. Memoria de cálculo del análisis de medición de espesores.

1.5 Proceso de hidrodesulfuración ¹³

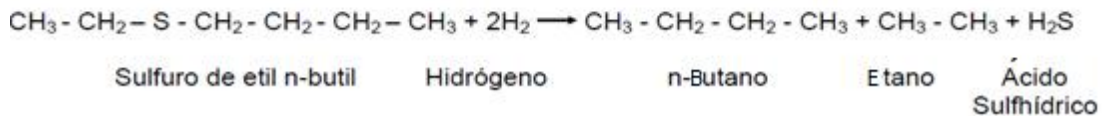
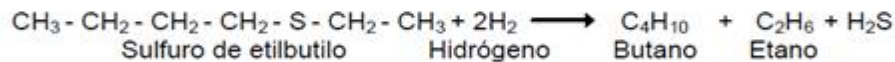
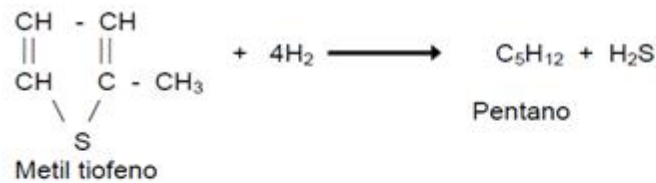
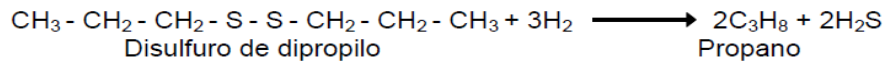
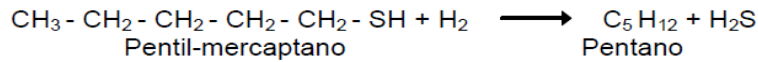
Durante las últimas décadas, se ha estudiado el impacto que ejercen en el ambiente los productos derivados del petróleo, particularmente de las fracciones residuales de refinación y de crudos pesados y extrapesados. Los altos contenidos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales en forma de compuestos orgánicos, unidos a la alta viscosidad de los petróleos pesados, hacen necesario su mejoramiento, motivo por el cual la refinación se ha enfocado a las reacciones de hidrotratamiento, en las cuales las fracciones del petróleo reaccionan catalíticamente con hidrógeno.

La carga de hidrocarburos contiene cantidades variables de compuestos contaminantes, que deben ser eliminados para lograr las especificaciones deseadas en el producto final.

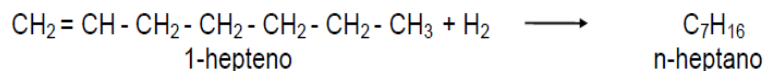
Los compuestos contaminantes de la carga se descomponen para formar hidrocarburos puros y compuestos que pueden ser fácilmente eliminados del producto. Enseguida se presentan las reacciones típicas que ilustran la forma de como se descomponen los contaminantes:

1. Hidrodesulfuración: El azufre se encuentra en los hidrocarburos, especialmente como mercaptanos sulfuros, disulfuros, polisulfuros y

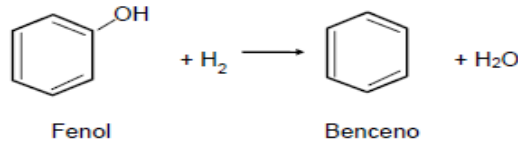
tiofenos, éstos son fácilmente convertidos a sulfuro de hidrógeno por reacciones tales como:



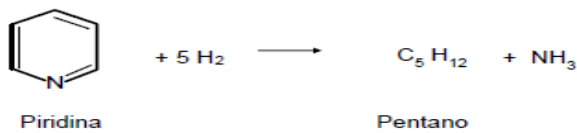
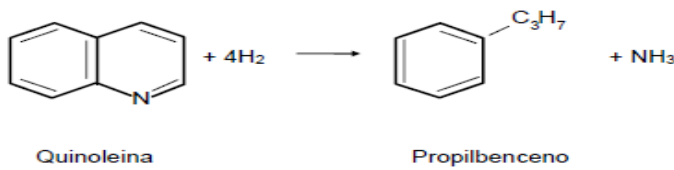
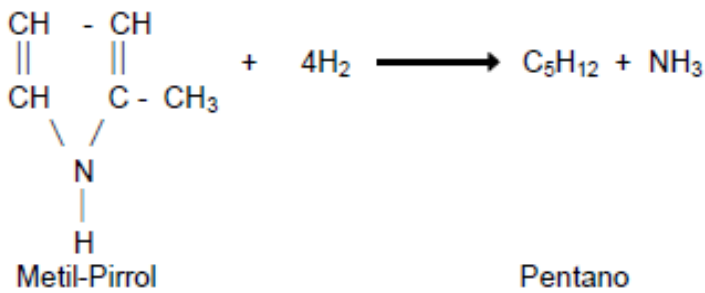
2. Hidrogenación: Es la adición de Hidrógeno a los compuestos con dobles ligaduras o aromáticos. Los compuestos olefínicos son compuestos no saturados o sea deficiente en átomos de hidrógeno, lo que los hace relativamente reactivos. Las olefinas se convierten a parafinas en el reactor de hidrodesulfuración. Las reacciones que se efectúan en el proceso de hidrodesulfuración son generalmente exotérmicas. Sin embargo, únicamente la saturación de olefinas y la descomposición de compuestos nitrogenados liberan una gran cantidad de calor.



3. Hidrodeoxigenación: Es la eliminación del oxígeno de las moléculas oxidadas. El oxígeno se encuentra disuelto o contenido en compuestos heterocíclicos de azufre o nitrógeno, o en forma de peróxidos o compuestos fenólicos. Estos compuestos se transforman en agua e hidrocarburos.



4. Hidrodesnitrificación: Es la eliminación del nitrógeno de las estructuras de los compuestos nitrogenados. Las reacciones típicas son las siguientes:



Una de las más importantes aplicaciones del hidrotratamiento es la hidrodesulfuración, la cual involucra las reacciones para remover el azufre de compuestos del petróleo convirtiéndolos a H₂S e de hidrocarburos ligeros.

El nivel de hidrodesulfuración depende de varios factores; entre ellos la naturaleza de la fracción de petróleo a tratar (composición y tipos de compuestos de azufre presentes, ver Anexo B), de la selectividad y actividad del tipo de catalizador utilizado y de las condiciones de reacción (presión, temperatura, relación hidrocarburo/hidrógeno, etc.) y del diseño del proceso. Es importante señalar que el H₂S debe ser continuamente removido porque es un inhibidor de las reacciones de HDS y envenena el catalizador. El catalizador es una sustancia que acelera

una reacción formando compuestos intermedios que facilitan que la reacción ocurra y que desaparezca al finalizar la reacción de tal manera que el catalizador no se gaste a lo largo de ésta.

El sistema de reacción consta generalmente de reactores empacados de tres fases, que son llamados así porque se encuentran presentes la fase líquida (gasóleo), la fase gas (H_2 y H_2S) y la fase sólida (catalizador). Estos son operados a contracorriente, es decir, la fase líquida y gas fluyen en dirección contraria y la masa de catalizador se mantiene fija.

Durante el proceso de HDS pueden ocurrir varios tipos de reacciones:

- De hidrodesulfuración propiamente dicha.
- De desulfuración (si la presión del H_2 es baja y la temperatura alta).
- De coquización.
- De descomposición de compuesto órgano-metales (HDM).
- De eliminación de compuesto nitrogenados (HDN).
- Hidrogenación y deshidrogenación (olefinas y aromáticos).

Una vez detenida la reacción, los metales permanecen en la superficie del catalizador mientras que el resto de productos son extraídos del reactor. Este efluente es enfriado antes de llegar a un separador, donde se obtiene el crudo tratado del gas rico en hidrógeno. En una columna de rectificación se agota el crudo de cualquier sulfuro de hidrógeno remanente y de las colas ligeras, y el gas se trata para eliminar el sulfuro de hidrógeno, mediante un proceso Claus, se puede ver el diagrama en la Figura 7.

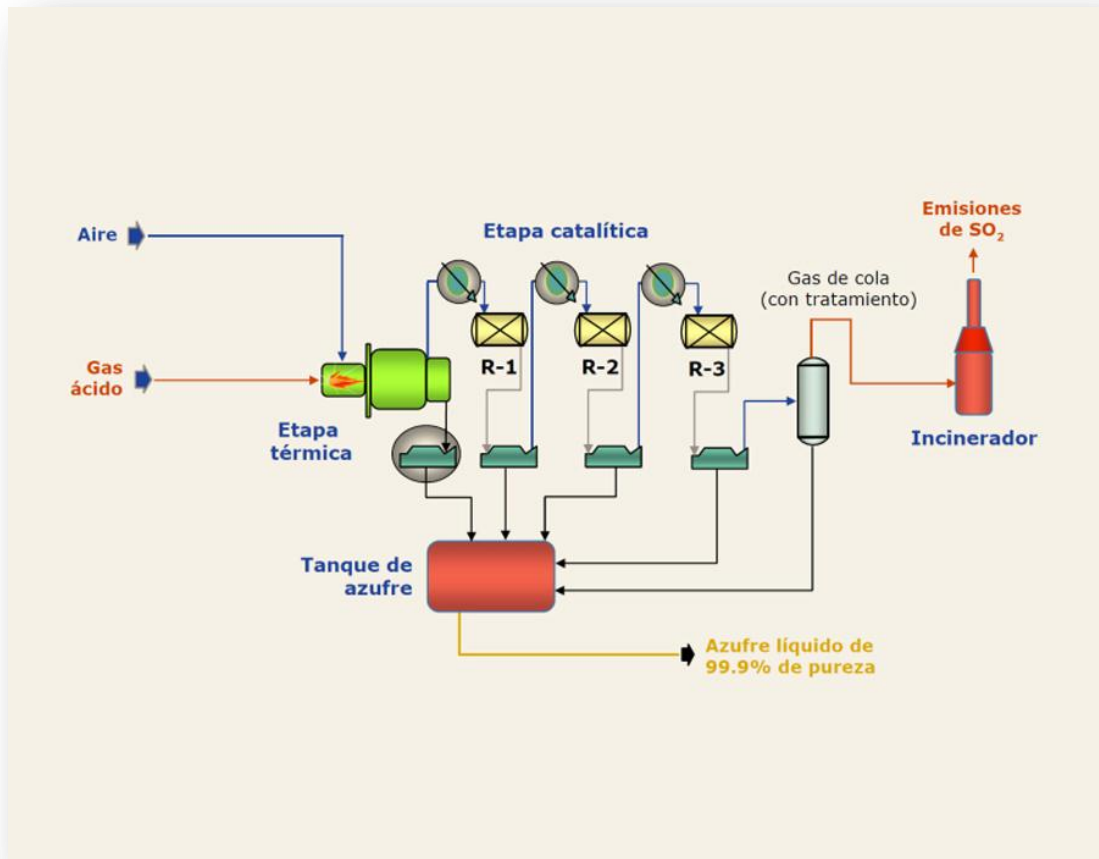


Figura 7. Proceso Claus para recuperación de azufre.

CAPÍTULO II: TRABAJO EN CAMPO

2.1 Recopilación de información

Para llevar a cabo la implementación del sistema de medición de espesores se requiere inicialmente recopilar la información necesaria, a continuación se enlistan algunos documentos que auxilian en el análisis de la planta:

1. Descripción del proceso.
2. Diagrama de flujo de proceso.
3. Diagramas de tubería e instrumentación.
4. Catálogo de líneas.
5. Catálogo de especificación de materiales de tuberías.
6. Listado de equipos.
7. Índice de servicios.
8. Diagramas de inspección.
9. Expedientes de inspecciones.
10. Censo de unidades de control.
11. Hojas de diseño mecánico de equipo.
12. Revisión visual de niplería.

La planta hidrodesulfuradora de diésel UBA cuenta con un paquete de información de construcción entre las que se encuentra:

- A. Información de prueba hidrostática, neumática y visual.
- B. Reportes de pruebas de presión.
- C. Medición de espesores.
 - a. Diagrama de inspección.
 - b. Inspecciones.
- D. Reportes de inspección visual.
- E. Reportes radiográficos.

F. Líquidos penetrantes.

G. Medición de durezas.

H. Reportes relevado de esfuerzos.

De la información entregada en ese paquete y ya que la planta no tiene expediente de inspecciones, se toman como referencia los diagramas de inspección para la comparación con los isométricos actualizados, por lo que es necesario realizar una actualización de dichos diagramas.

La recopilación de información tiene su grado de complejidad debido a la selección de la información requerida, en el caso de la información de construcción se seleccionan los diagramas de inspección con el respectivo expediente de inspecciones, los cuales para el caso específico de ésta instalación, están organizados como “spool de construcción” (Figura 8) que son tramos de tubería utilizado para unir la estructura de accesorios como codos, té, tramos rectos, etc. definidos a partir de la necesidad de dividir la planta en secciones estructuralmente sustentables para su instalación.

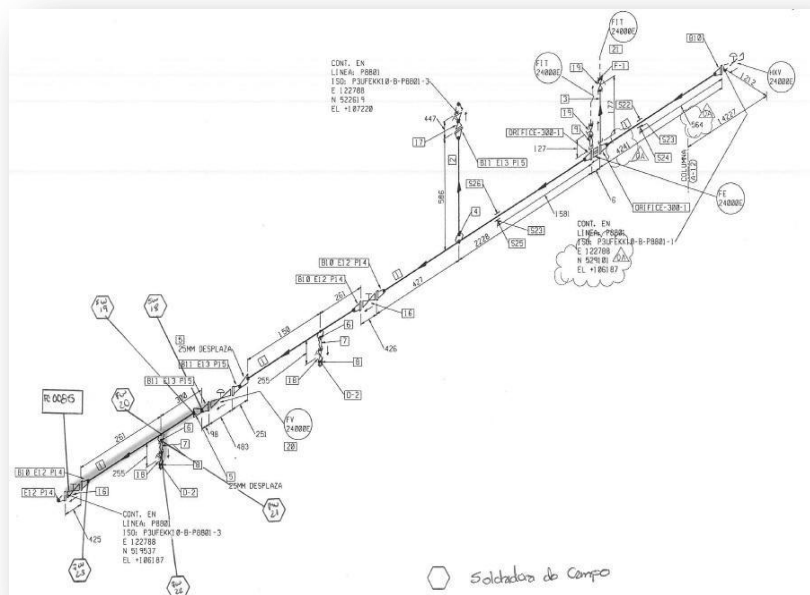


Figura 8. Ejemplo de un spool de construcción.

2.2 Descripción del proceso de una planta hidrodesulfuradora de diésel ultra bajo azufre (UBA)

La unidad hidrodesulfuradora de diésel está diseñada para procesar 34,000 BPD compuestos de una mezcla de diésel amargo (48.96% vol.), aceite cíclico ligero (3.12% vol.) y gasóleo ligero (47.92% vol.). El objetivo de este proceso es obtener un diésel de ultra bajo azufre (UBA), que contenga 10 ppm de azufre y la eliminación de metales. Todas estas mejoras se alcanzan con poca o ninguna pérdida de producto, asimismo, teniendo algunas otras reacciones de hidrotratamiento.

En la Figura 9 se muestra el diagrama de bloques de la descripción de proceso de la planta Hidrodesulfuradora de Diésel.

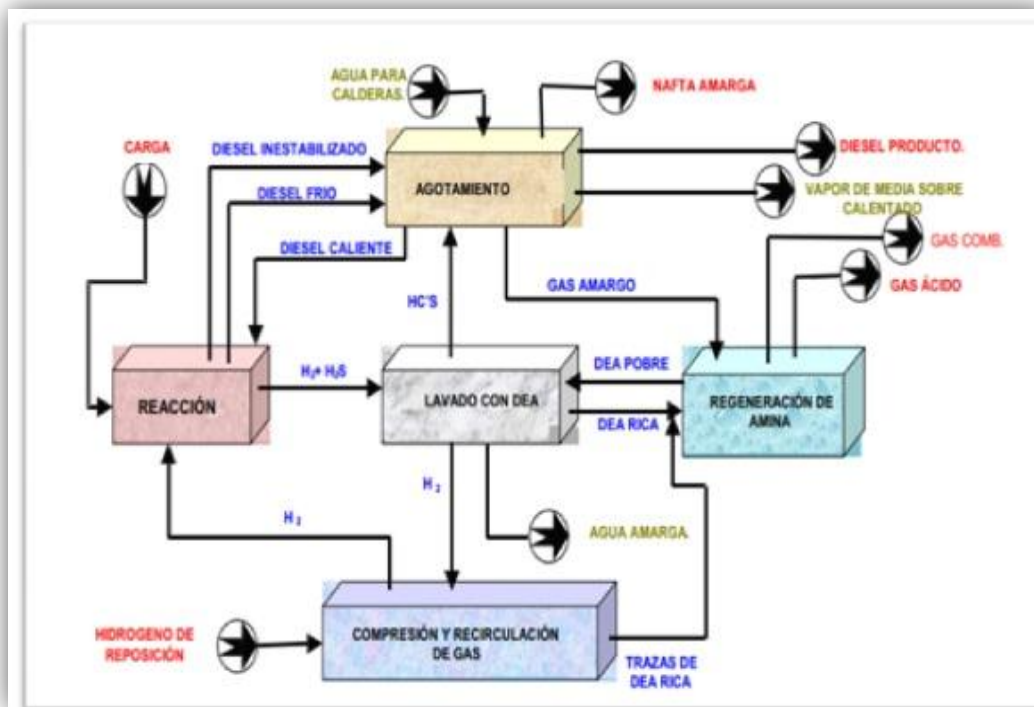


Figura 9. Diagrama de bloques del proceso de hidrodesulfuración

La alimentación a la unidad Hidrodesulfuradora de Diésel (HDD), antes de llegar al acumulador de carga es precalentada a contra corriente con el efluente del reactor. De este acumulador es enviada por bombeo a una primera sección de precalentamiento.

Antes de ser alimentadas las corrientes de diésel al calentador de carga y al segundo intercambiador de carga/efluente del reactor se inyecta hidrógeno, posteriormente la carga precalentada es alimentada al reactor de desmetalización, el cual está constituido por un lecho fijo de catalizador cuya función es la hidrogenación de olefinas, hidrogenación, remoción de sílice y otros metales presentes en la carga, a fin de evitar el envenenamiento y desactivación del catalizador de hidrosulfuración. Posteriormente la carga es alimentada al reactor de hidrosulfuración, donde se llevan a cabo las reacciones de hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre, nitrógeno y aromáticos.

El efluente del reactor de hidrosulfuración se enfría en tres unidades de intercambio para llegar al separador caliente de alta presión, en el cual se separa el gas H_2 acompañado de H_2S , (según la concentración de éste último componente el gas hidrógeno debe enviarse a una unidad de aminas para la eliminación del y así aumentar la riqueza en hidrógeno, el gas hidrógeno se mezcla con hidrógeno exterior para mantener la relación H_2/HC y vía compresor se recicla al reactor) y la fase líquida de diésel hidrosulfurado se envía a control de nivel al primer separador de diésel de la sección de agotamiento, los vapores efluentes de este separador se envían a la sección de lavado con DEA.

La sección de agotamiento recibe, bajo control de nivel el líquido proveniente del tanque separador caliente de alta presión, de la sección de reacción. El líquido-vapor resultante se separa en el primer separador de diésel.

Las alimentaciones de diésel producto a la torre estabilizadora provienen del primer y segundo separador de diésel a control de nivel, para su estabilización.

Los gases del primer separador de diésel se condensan parcialmente en el enfriador final de gases y pasan al segundo separador de diésel.

La fase gas se envía al tanque de succión del compresor de gas amargo, donde se separan los hidrocarburos líquidos arrastrados que son enviados a desfogue ácido.

Los vapores del domo de la Torre Estabilizadora, previa inyección de inhibidor de corrosión pasan a condensarse parcialmente, y la mezcla resultante se recibe en el acumulador de reflujo en donde se lleva a cabo la separación de las fases. La fase líquida de hidrocarburos se envía como reflujo a la torre estabilizadora y otra parte se envía a tanques de almacenamiento previo enfriamiento. La fase acuosa se envía al tanque de aguas amargas.

Del fondo de la torre estabilizadora, salen dos corrientes de diésel desulfurado:

- La primera se envía a través de bombeo al rehervidor de fondos.
- La segunda corriente de diésel, se envía mediante bombeo al tren de enfriamiento de producto/efluente del reactor, para pasar al generador de vapor en contra corriente con el agua de calderas.

Esta corriente pasa por un intercambiador y un enfriador de diésel producto antes de ser enviada a almacenamiento.

Cabe mencionar que las propiedades del producto desulfurado varían también con el grado de desulfuración al que ha sido sometida la alimentación y como consecuencia de las reacciones de hidrogenación, hidrosaromatización y de cracking que se hayan producido, según el diseño para ésta planta se pretende obtener un diésel producto que contenga 10 ppm de azufre.

2.3 Censo de circuitos

Después de entender el proceso de una planta hidrosulfuradora de diésel se requiere dividir la planta. Una planta puede ser dividida en muchas formas, por ejemplo por materiales, por servicios, por secciones de procesos, operaciones unitarias, etc. sin embargo con el fin de que sea funcional para la inspección técnica de acuerdo a la guía DG-SASIPA-IT-0204 se deberá seccionar en circuitos, esto es, secciones que manejen fluidos con la misma composición ésta división se realiza en los diagramas de flujo de proceso, y se dividen en circuitos de línea y equipos, a cada circuito se le deberá asignar un número de dos dígitos, y un nombre generalmente es referente al servicio que maneja (fluido).

Lo anterior es un ejemplo de los criterios de homologación que son parte de la etapa de implementación del SIMECELE en los centros de trabajo, sin embargo puesto que éste trabajo no está enfocado a la implementación algunos criterios se omitirán en adelante.

En la Figura 10. Se muestran la llegada de la mezcla de diésel- aceite cíclico ligero (ACL) y gasóleo ligero de almacenamiento ésta mezcla fue identificada como el circuito 01 y fue nombrado: Carga ACL/Diésel/ gasóleo ligero, en el caso del circuito 02, puesto que ingresa a la planta ACL de la planta FCC y en caso de emergencia, se extrae ACL de almacenamiento, se sigue manejando el mismo fluido a la misma composición, por lo tanto éste circuito se nombró como: Carga de ACL.

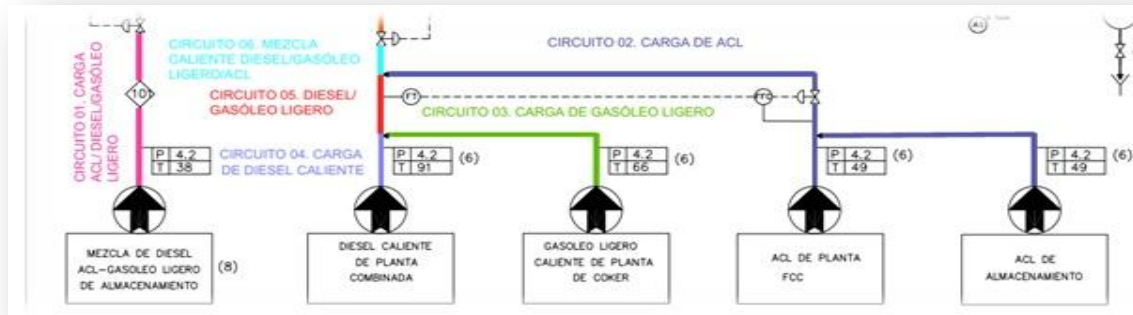


Figura 10. Ejemplo de identificación de circuitos de líneas en la sección de carga.

Una vez que se tengan identificados los circuitos en la planta, es necesario concentrarlos en un formato llamado: Censo de circuitos de líneas éste es solicitado por la normatividad y es útil para identificar las principales líneas de proceso que estarán sujetas a un plan de inspección por medición preventiva de espesores.

Cabe mencionar que se deben incluir todos los circuitos que conforman el proceso primario y además se deben evaluar los servicios auxiliares (proceso secundario) que deben conformar el censo de circuitos de acuerdo a la normatividad aplicable, evaluando la peligrosidad o corrosividad de la sustancia que maneje, y las consecuencias que simbolizaría en caso de que dicho servicio auxiliar presentara alguna fuga ya sea en las tuberías o equipos. Aunque la guía DG-SASIPA-IT-0204 deja esta evaluación a criterio del personal responsable de la instalación, existen guías como apoyo a definir sobre que líneas y equipos existen fenómenos de desgaste, de los cuales sería conveniente administrar su riesgo a través de la medición preventiva de espesores.

El desfogue se considera dentro del proceso primario, y éstos se clasifican en desfogue ácido, desfogue de baja presión, desfogue de alta presión, cada desfogue es un circuito independiente.

La planta hidrodesulfuradora de diésel maneja como servicios auxiliares: Agua de enfriamiento, vapor de media y baja presión, éstos servicios auxiliares no fueron agregados al censo de circuitos mientras que gas combustible, combustóleo, nitrógeno y aceite de lavado (flushing), fueron adicionados al censo de circuitos debido a que en la normatividad se le da prioridad a los circuitos de proceso y en caso de requerirlo se adicionan servicios auxiliares.

2.4 Censo de unidades del control

El criterio principal por el cual se define la unidad de control (según se encuentra en la norma DG-SASIPA-IT-204 Rev. 7) es la velocidad de desgaste. Se espera que una unidad de control sea una sección de tubería o equipo con una velocidad de corrosión más o menos homogénea, sin definir numéricamente un valor de desviación respecto al promedio de esta velocidad. Entonces, cualquier mecanismo por el cual varíe el desgaste de una tubería o equipo entre sus secciones deberá ser indicio de una nueva unidad de control. Algunos de los mecanismos por los cuales se da una variación en la velocidad de corrosión puede ser: cambios de condiciones de operación (presión y temperatura), cambios de materiales, mezcla de servicios, cambios de fase, etc. Además, la división de unidades de control debe obedecer a un criterio de practicidad dado que, una unidad de control, es también la unidad básica del trabajo de inspección; por lo que, se suelen hacer cortes de unidades de control en válvulas que son fácilmente localizables en campo

La división de unidades de control se realiza en los diagramas de tuberías e instrumentación, de igual forma que en los circuitos es necesario establecer un número de identificación que consta de tres dígitos.

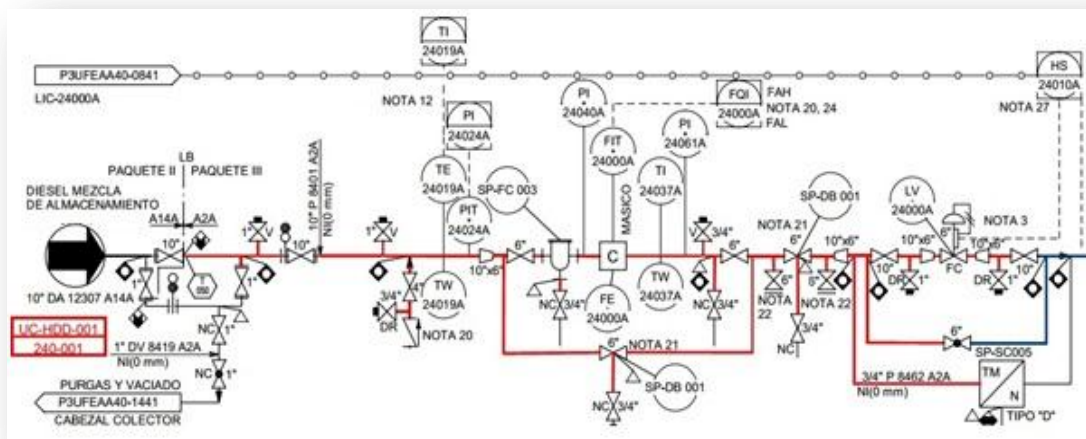


Figura 11. Ejemplo de la identificación de una unidad de control

En la figura 11 se muestra la unidad de control 001, la cual se termina en la válvula de bloqueo después de la LV-24000A debido a que en ese punto el diésel proveniente de almacenamiento, se mezcla con la corriente que mezcla las

corrientes de diésel de combinada, gasóleo, ACL de FCC, por lo que son circuitos diferentes y por consiguiente la velocidad de desgaste no es homogénea.

El catálogo de especificación de materiales es un documento que establece el conjunto de componentes de tubería, sus materiales, clase, características y requerimientos constructivos para el manejo de un servicio o servicios dentro de un rango de operación determinado (presión –temperatura).

Se entiende por una clase de material, como una designación adimensional para la clasificación de componentes de tubería, que relaciona un rango de presión-temperatura con base a las propiedades mecánicas de los materiales, así como dimensiones necesarias para acoplamiento entre componentes de tubería.

Es necesario mencionar que hay un corte de unidad de control siempre que exista un cambio en la clase de material como ya se mencionó anteriormente o cuando las condiciones de operación son distintas, pero hay un caso en específico en el que éste criterio no aplica: el desfogue.

Los cabezales de desfogue ácido, de baja presión y de alta presión tiene la función de recolectar el respectivo desfogue de los equipos de la planta para posteriormente ser enviados a quemador o límite de batería, por lo que el cabezal colector representa una unidad de control y cada uno de los disparos que provienen de los distintos equipos son unidades de control independiente, aún cuando estos disparos tengan la misma clase de material con respecto al cabezal colector.

2.5 Actualización y digitalización de diagramas de inspección

Una vez que cada circuito de la planta está seccionado en las respectivas unidades de control, se realiza la actualización en campo de cada unidad de control, si no existen levantamientos previos se pueden tomar como base los diagramas de inspección técnica de construcción y verificar en campo y si no se cuenta con la información de construcción, se deberá realizar un levantamiento en campo en forma manual (Figura 12).

En los diagramas de inspección técnica de construcción (Figura 13) también se debe identificar cada unidad de control, y se deberá digitalizar en la plantilla del SIMECELE (Figura 14), posteriormente se debe revisar en campo de tal manera que coincidieran orientaciones, soldaduras, norte de construcción, niplerías, tornillerías, ubicar si es una línea forrada, o no forrada (esto nos indica si es una

tubería fría o caliente), en el levantamiento se debe indicar el número de espárragos (éste dato es de gran utilidad para la captura al SIMECELE).

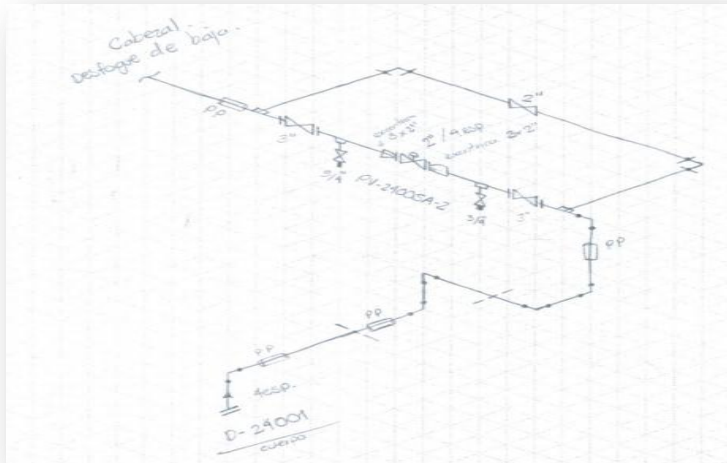


Figura 12. Ejemplo de un levantamiento en forma manual.

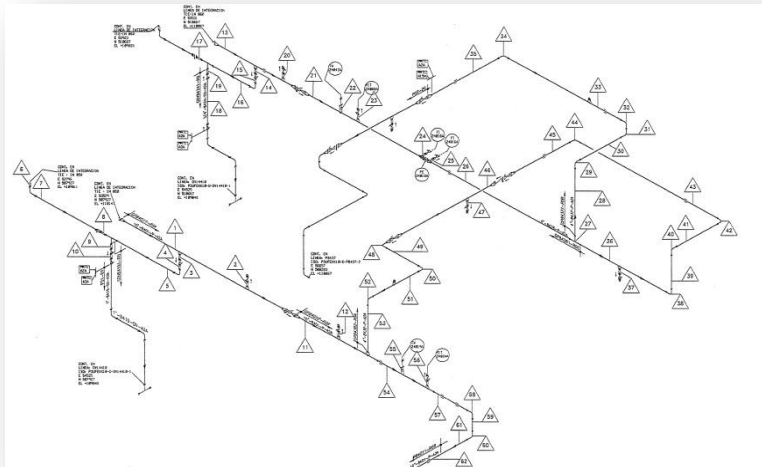


Figura 13. Ejemplo de un diagrama de inspección técnica de construcción.

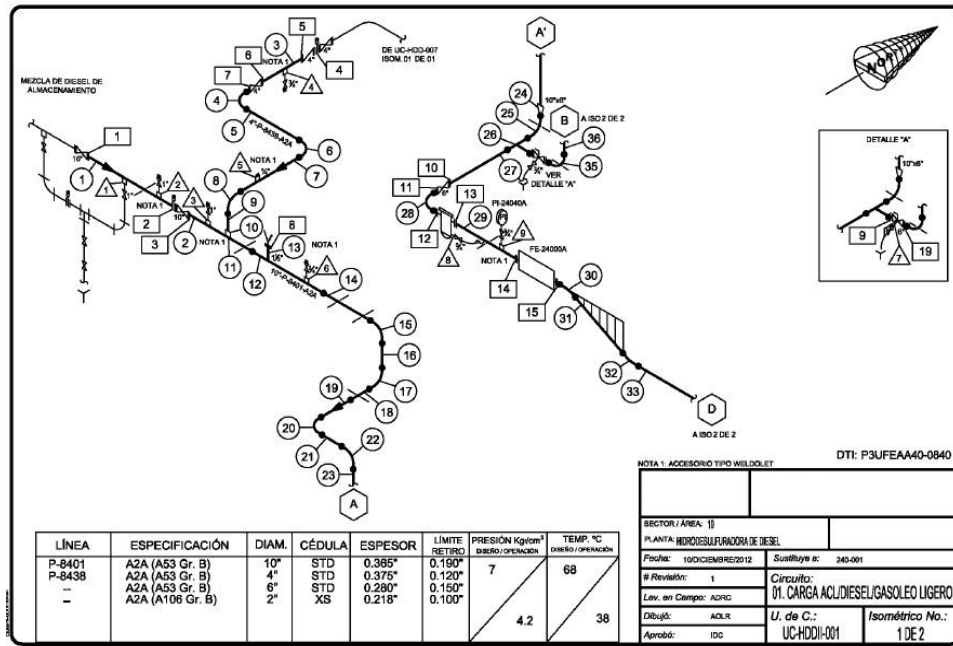


Figura. 14. Diagrama de inspección técnica en la plantilla SIMECELE.

2.6 Relación de niveles (empates)

Es importante mantener el historial de inspecciones de las unidades de control, para el llenado del “formato de empate para captura” es necesario primeramente llenar los campos como: Nombre de la planta, UC simecele, UC anterior (la manejada antes de la implementación del SIMECELE), en la sección de observaciones se debe indicar los detalles encontrados en campo, la existencia de nuevos niveles de medición, si la dirección de flujo con respecto al expediente no coincide, o si cambiaron orientaciones, etc.

En la figura 15. Se muestra el formato de relación de niveles utilizado para la relación de niveles el cual es útil para los niveles de tubería, niplería y tornillería.

FORMATO DE EMPATES PARA LA CAPTURA																			
NÚMERO DE DOCUMENTO												GERENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL							
PLANTA												ELABORÓ EMPATE:							
UC EN SIMECELE												FECHA							
LIC ANTERIOR												CAPTURÓ EN SIMECELE:							
												HOJA No.							
OBSERVACIONES:																			
DN: Diámetro nominal (m)				R. Roscado				S. Soldado				CHV:CopleNipleVálvula				ONV:OrificioNipleVálvula			
CTAP:CopleTapón OTAP:OrificioTapón				CTER:CopleTermopozo				Esp. #P: Especial #Posiciones				OCV:OrificioCodoDeColaVálvula							
NIV. BASE: Nivel de tubería donde se encuentra la niplería																			
S/R: niplería soldada o roscada																			
# ESP: Número de espárragos																			
NIVELES DE TUBERÍA						NIVELES DE NIPLERÍA						NIVELES DE TORNILLERÍA							
DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	DN	ACTUAL	ANTERIOR	TIPO	S/R	NIV. BASE	DN	ACTUAL	ANTERIOR	# ESP				

Figura 15. Formato de relación de niveles.

Se debe revisar que los diámetros coincidan, por cada nivel del diagrama de inspección (ya sea de tubería, de niplería y de tornillería) se debe indicar el nivel al que correspondía en el diagrama de inspección del expediente (Nivel anterior), si el nivel a empatar anteriormente no existía se debe indicar en dicho campo “nuevo”.

En los niveles de niplería es importante indicar, el tipo de arreglo según la nomenclatura indicada en el formato (Por ejemplo para un arreglo cople-niple-válvula se debe indicar CNV), aunado a esto se debe indicar si el arreglo es soldado o roscado y el nivel base (el nivel base se refiere al nivel de tubería sobre el que está soldado el arreglo de niplería).

En el caso de los arreglos especiales se debe indicar en el tipo de arreglo la palabra “Esp” y el número de posiciones que tiene dicho arreglo por ejemplo, Esp (10).

Los diámetros de las bridas están determinados por el diámetro del tubo y la presión requerida para la aplicación. La mayoría de estas dimensiones se han estandarizado y publicado en la norma ASME / ANSI B16.5 proporciona las dimensiones y tolerancias para bridas en tamaños de tubería de 1/2 " a 24" y en clases de presión de 150 libras/ft² hasta 2500 libras/ft².

En los niveles de tornillería se debe indicar el número de espárragos, muchas veces en campo las bridas se encuentran forradas en ese caso indicando el diámetro en el SIMECELE, se obtiene el libraje y con éste libraje puede ser consultado en el SIMECELE de acuerdo a la ASME/ANSI B16.5.

2.7 Captura al SIMECELE

Para poder capturar una nueva unidad de control de tuberías (Figura 16) se requiere la captura previa de información como:

A. El licenciador para lo cual se requiere:

- a) Nombre del licenciador.
- b) Dar de alta servicios a las condiciones máximas de operación.
- c) Dar de alta especificación de materiales.

Posteriormente se da de alta la instalación o planta, para lo cual se necesita:

- A. La localización, código y nombre.
- B. Seleccionar el licenciador.
- C. Lista de servicios que maneja.

Una vez capturada la instalación se debe dar de alta los circuitos que integran la planta, para lo cual se solicita:

- a. Localización, código y nombre.
- b. Selección de servicios.

Una vez capturada la información anterior se procede a capturar la estructura de la unidad de control de tuberías para lo cual se requiere de la siguiente información:

- a) Diagrama de inspección técnica.
- b) Especificación de materiales.
- c) Descripción.
- d) Condiciones de operación.

El procedimiento para capturar la estructura de una unidad de control es el siguiente:

1. Ingresar al módulo de captura.
2. Seleccionar “Nueva unidad de control de tuberías”.
3. Elegir el centro de refinación, Sector, Instalación o planta y circuito en el que se ubica la unidad de control.

4. Ingresar el número de la unidad de control.
5. Agregar la descripción de la unidad de control.
6. Seleccionar especificación de materiales y el servicio.
7. Ingresar condiciones de diseño y de operación.
8. Adicionar la lista de diámetros de tubería y niplería.
9. Niveles de tubería, niplería y tornillería con ayuda del diagrama de inspección técnica para ingresar la posiciones de cada nivel de medición.
10. Al terminar el sistema mostrará un resumen de la información capturada, si la información es correcta el paso siguiente es guardar la unidad de control y salir de la ventana.

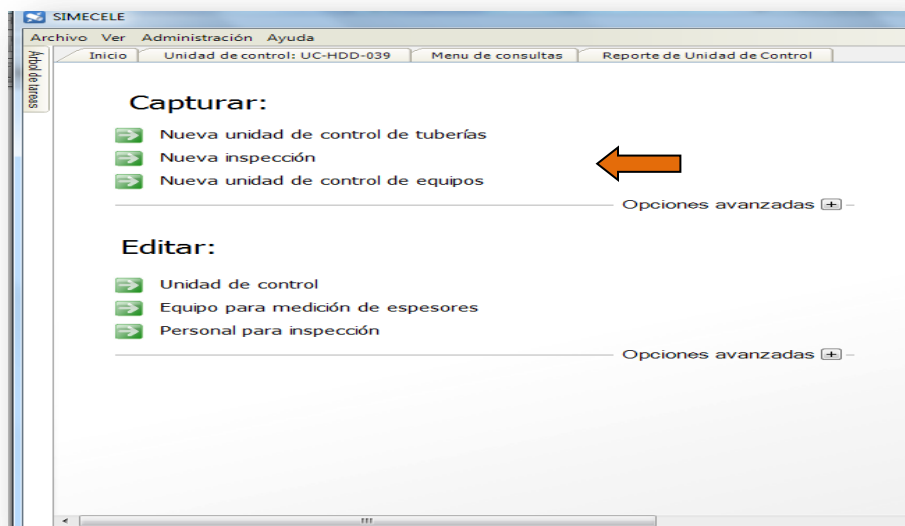


Figura 16. Capturar nueva unidad de control de tuberías

Toda vez que la estructura de la unidad de control esté capturada, se requiere capturar las inspecciones de dicha unidad de control para capturar las inspecciones se puede realizar de dos formas:

- 1) Desde el árbol de tareas → Seleccionar la ubicación de la unidad de control → Clic secundario → Nueva inspección → Detalles de la inspección.

- 2) Desde el módulo capturar/editar → Nueva inspección → Seleccionar la ubicación de la unidad de control → Detalles de la inspección.

The screenshot shows the SIMECELE software interface. The main window is titled 'Detalles de la inspección de enero de 2013' and 'Unidad de control: UC-HDD-812'. On the left, there is a sidebar with a tree view of inspection tasks. The main area contains several input fields and dropdown menus. The 'Fecha de inspección' is set to January 2013. The 'Tipo de trabajo realizado' section has four checkboxes, all of which are checked. The 'Lista de personal' dropdown is open, showing a list of personnel with their IDs and names. The 'Instrumentos disponibles' dropdown is also open, showing a list of instruments. The 'Descripción' field at the bottom contains the text 'Lista de personal de la refinería'.

Figura 17. Trabajos de inspección

En la Figura 17. Se muestra los detalles de la inspección, se deberá seleccionar el tipo de trabajo realizado.

- A. Medición de espesores de tubería.
- B. Inspección visual de tubería.
- C. Revisión y medición de espesores de niplería.
- D. Revisión de tornillería.

Al seleccionar el tipo de trabajo realizado se activan las pestañas del lado izquierdo, además se debe agregar la lista del personal que está realizando el trabajo de inspección (Ingeniero de seguridad, inspector, ayudante de inspección), en caso de descarga de datos de algún medidor ultrasónico agregarlo, en este caso la captura de la inspección es manual.

- A. Medición de espesores de tubería.

Número de Nivel	Datos del Nivel	Posición	Lectura Anterior	Lectura Actual	Velocidad de Desgaste	Detalles
1	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Norte	338 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Sur	333 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Fuera (Codo)	297 (ene-2012)	-	-	Sin medición
2	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Dentro (Garganta)	316 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Norte	286 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Sur	308 (ene-2012)	-	-	Sin medición
3	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Arriba	316 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Abajo	311 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Arriba	364 (ene-2012)	-	-	Sin medición
4	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Abajo	332 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Fuera (Codo)	307 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Dentro (Garganta)	335 (ene-2012)	-	-	Sin medición
5	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Arriba	342 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Abajo	346 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Fuera (Codo)	293 (ene-2012)	-	-	Sin medición
6	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338 Diámetro: 3"	Dentro (Garganta)	335 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Sur	301 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Arriba	301 (ene-2012)	-	-	Sin medición
6	Esp. Nom: 300 Lim. Pat: 106 Esp. Max: 338	Abajo	289 (ene-2012)	-	-	Sin medición
		Obstrucción	545 (ene-2012)	-	-	Obstrucción

Figura 18. Inspección de tubería

Al seleccionar la pestaña de “medición de espesores de tubería” (Figura 18) el sistema reconocerá los niveles que se capturaron en la estructura de la unidad de control, si tiene mediciones anteriores las mostrará de lo contrario solo mostrará “lectura actual”. Para capturar las mediciones se requiere de:

- a) Diagrama de inspección técnica.
- b) Expediente de inspecciones.
- c) Correlación de niveles (Empate).

Es importante mencionar que en los expedientes (Figura 19) las mediciones se encuentran en otro orden, por lo tanto se deben capturar según la prioridad de posiciones, siguiente, y se procede a guardar la inspección.

1. Norte
2. Sur
3. Oriente
4. Poniente
5. Arriba
6. Abajo
7. Dentro (codo)
8. Fuera (garganta)
9. Obstrucción

VALORES DE MEDICION DE ESPESORES INICIALES EN TUBERIAS Y EQUIPOS NUEVOS									
NIVEL DE MEDICION	DÍAM. NOM.	ESPESOR MIN. PERMITIDO	LOCALIZACION	FECHA: 09-Ene-08	LOCALIZACION	FECHA: N/A	LOCALIZACION	FECHA: N/A	LOCALIZACION
				EQUIPO DE MED.: DMS-2		EQUIPO DE MED.: N/A		EQUIPO DE MED.: N/A	
				No. Serie 00RBSV		TECNICO: N/A		TECNICO: N/A	
ESP. NOMINAL	CALIBRACION			CALIBRACION			CALIBRACION		
1	10"	0.319	5	0.364					
			2	0.378					
	0.365		6	0.384					
			1	0.388					
2	1"	0.219	1	0.259					
			3	0.266					
	0.250		2	0.269					
			4	0.275					
3	1"	0.219	1	0.278					
			3	0.271					
	0.250		2	0.273					
			4	0.284					
4	1"	0.219	1	0.286					
			3	0.281					
	0.250		2	0.268					
			4	0.261					
5	1"	0.157	5	0.188					
			1	0.196					
	0.179		6	0.198					
			2	0.189					
6	1"	0.219	1	0.255					
			3	0.269					
	0.250		2	0.276					
			4	0.271					
7	1"	0.157	5	0.183					
			2	0.181					
	0.179		6	0.189					
			1	0.178					
8	1"	0.219	5	0.264					
			2	0.272					
	0.250		6	0.270					
			1	0.279					

Notas: Para propósitos de localización de medición se usará la siguiente nomenclatura 1 - Norte, 2-Sur, 3-Oriente, 4-Poniente, 5-Ariba, 6-Abajo, 7-Codo, 8-Garganta.

Observaciones: Valores dados en pulgadas.

Figura 19. Expediente de medición de espesores.

B. Inspección visual de tubería.

En esta pestaña se concentra la inspección visual de tubería (Figura 20) según el procedimiento GPASI-IT-0209, en el cual se debe verificar si hay fugas, desalineamiento, vibración, el estado de los soportes, corrosión, aislamiento, etc.

Anomalia	Por evaluar:	Estado
Fugas	Proceso	Si
	Indicios de vapores	No
	Grampas existentes	No
Desalineamiento	Desalineamiento de tuberías/desplazamiento restringido	No
	Desalineamiento de juntas de expansión	No
Vibración	Peso Colgado excesivo	No se reviso
	Soportes inadecuados	Si
	Tuberías de pequeño calibre	No
	Conexiones roscadas	Si
	Soportes sueltos por deterioro metálico	Si
	Patines de soportes	No
	Colgantes deformados o fracturados	No
Soporte	Resortes fuera de apoyo	Si
	Abrazadera deformada o fracturada	No
	Mensulas sueltas	-

Observaciones:
Sin observaciones

Figura 20. Inspección visual de tubería.

C. Revisión y medición de espesores de niplería.

En la niplería se capturaron las mediciones de la base y niple, si el expediente tenía mediciones, cabe mencionar que las mediciones 2 posiciones del niple, se capturan en orden prioritario en dirección del flujo, y en la revisión de niplería se deben llenar los datos según la revisión que se realizó con el procedimiento GPEI-IT-0201.

D. Revisión de tornillería

En la revisión de tornillería de igual forma se agrega el número de espárragos de cada nivel de medición y en caso de que algunos se tengan que cambiar se indica cuántos son, además se deben agregar algunas observaciones en caso de que existan.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

3.1 Censo de circuitos

Una planta puede ser dividida en muchas formas de organización (por ejemplo, por materiales, por servicios, por secciones de proceso, por procesos unitarios, etc.) dependiendo de cuál sea la utilidad final.

Si bien es cierto, la división de la planta en circuitos es una de las posibles formas en que se puede dividir los componentes de una planta con el fin de que sea funcional para inspección técnica de acuerdo a la normatividad aplicable DG-SASIPA-IT-0204. El censo de circuitos de líneas para fines de los trabajos de inspección y de acuerdo a la normatividad DG-SASIPA-IT-0204 quedó definido de acuerdo a la tabla 3.1 (Ver anexo C).

En cada uno de estos circuitos se realizó una selección de unidades de control como son; unidades de control vencidas, unidades de control críticas, afortunadamente no se encontraron unidades de control cercanas al límite de retiro, y no se detectaron unidades de control próximas a emplazar.

3.2 Censo de unidades de control

Se realizó un resumen general de la planta mediante una propuesta de seguimiento, mencionada más adelante, en el cual se muestra el número de unidades de control por circuito, y el número de inspecciones con que cuenta las unidades de control, se encontraron unidades de control que no cuentan con inspecciones, algunas cuentan con una inspección y otras con dos inspecciones, por lo tanto, de acuerdo a ésta información sólo se obtiene una velocidad de desgaste de las unidades de control que contienen dos inspecciones, y sólo se pudieron analizar éstas unidades de control. Las unidades de control con una inspección sólo podrían tener velocidades de desgaste puntual, pero sería imposible dar un diagnóstico sobre la vida útil estimada.

Para fines de éste trabajo se describen las unidades de control que cumplían con las dos inspecciones de tal manera que tengan velocidades des desgaste, se describen más adelante, sin embargo se presentan algunos casos típicos.

Cabe mencionar que las velocidades de desgaste son útiles para determinar la criticidad de un circuito, sirven de indicadores para próximos programas de inspección y para determinar la vida útil de una unidad de control, sin embargo se realiza un análisis por cada unidad de control para identificar si el desgaste es homogéneo, si hay secciones que presenten engrosamientos, o niveles de medición con corrosión puntual o si la unidad de control es afectada por otro mecanismo de daño que no puede ser detectado por la medición de espesores.

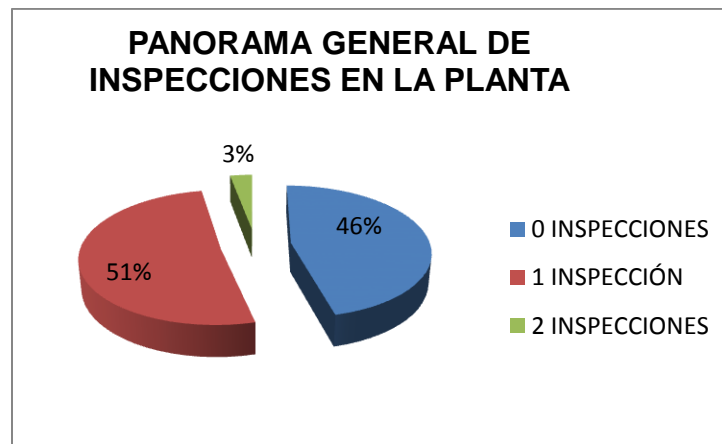


Figura 21. Panorama general de inspecciones en la planta

En la figura 21 se muestra el panorama general de inspecciones de la planta, para mayor información por circuito consultar el Anexo D.

Se localizaron 55 circuitos, en total 249 unidades de control no cuenta con inspecciones capturadas, 276 unidades de control cuentan con una inspección y 16 unidades de control cuentan con 2 inspecciones, de éstas el SIMECELE indica que 12 unidades de control son críticas sin embargo se deberá realizar un análisis para verificar que esos puntos críticos no sean debido a errores humano, errores de captura, etc. para posteriormente revisar los puntos y verificar la causa de la criticidad de dicho punto.

Cabe mencionar que las unidades de control que no tienen capturada ninguna inspección es debido a que no se encontró el expediente de inspección en la información proporcionada, si no existe un historial de inspecciones, se deberán generar, porque una vez capturada la estructura de la unidad de control, si el SIMECELE no detecta inspecciones envía como fecha de próxima medición el próximo mes después de la captura de la estructura.

Como resultados del total de unidades de control se encontraron 12 unidades de control las cuales tienen niveles críticos, es decir con velocidades de desgaste por

encima de 15 mpa, sin embargo en más adelante se desglosa cada una de éstas para verificar si son o no críticas, además se encontraron 3 unidades de control vencidas, se puede ver en la tabla 4.

Tabla 4. Unidades de control vencidas

Circuito	UC	1 ^a inspección	2 ^a inspección	FPME
29. Mezcla de H ₂ a PSA	115	Abril 2012	Julio 2012	Agosto 2012
30. H ₂ de reposición	116	Abril 2012	Julio 2012	Agosto 2012
30. H ₂ de reposición	117	Abril 2012	Julio 2012	Agosto 2012

Las unidades de control se encuentran vencidas puesto que la primera inspección se realizó en abril del 2012, al ser la primera inspección, la fecha de próxima medición sería en Abril del 2013, sin embargo en algunos centros de trabajo por cumplir con un plan de trabajo se realizan las mediciones antes del tiempo requerido, y la próxima medición se realizó en julio del 2012, por lo tanto al no existir el año de diferencia el SIMECELE no puede calcular una velocidad de desgaste, y no reconoce ninguna de las inspecciones como válidas, por lo que la fecha de próxima medición indicada es en Agosto del 2012, aunado a esto puesto que en agosto del 2012 no fue capturada ninguna inspección el SIMECELE indica que las unidades de control se encuentran vencidas.

Ocurre un caso muy general en los centros de trabajo, al no poder capturar una inspección en el tiempo requerido, se ha optado por reprogramar dicha inspección, sin embargo ésta herramienta debe ser utilizada cuando una unidad de control no se puede inspeccionar por algún plan de mantenimiento en específico, porque ser líneas o equipos que manejen altas temperaturas y se requiera un paro de planta etc., pero debe ser utilizada correctamente y hacer un análisis profundo de cada unidad de control vencida y posteriormente tomar una decisión, que garantice la seguridad de las instalaciones.

En la tabla 5 se presentan las unidades de control críticas detectadas y a continuación se realizará un análisis detallado de cada unidad de control crítica con la finalidad de identificar los puntos en los cuales se está obteniendo una velocidad de desgaste alta, a fin de separar los puntos normales de los puntos críticos y con esto poder determinar la vida útil estimada de la unidad de control.

Tabla 5. Unidades de control críticas

UC	NIVELES TOTALES	NIVELES NORMALES	NIVELES CRITICOS	NIVELES SIN INSPECCIÓN	PUNTOS CRITICOS	
					Promedio	Reales
001	64	43	18	3	67	23
002	108	93	14	1	49	15
007	22	18	4	0	15	4
009	60	27	25	8	26	9
010	17	8	9	0	33	15
095	26	7	19	0	74	26
102	17	6	11	0	37	18
157	15	10	2	3	8	2
176	31	19	9	3	31	136
177	9	6	3	0	11	3
178	24	15	9	0	28	12
179	106	67	30	9	110	58

Cabe aclarar que las unidades de control están integradas por niveles de medición y los niveles de medición tienen cuatro posiciones, sin embargo para que un nivel de medición sea considerado crítico basta con que contenga una posición con velocidad de desgaste crítica, por lo tanto aquí es donde se hace necesario un análisis de las posiciones que presentan velocidades de desgaste altas reales, y verificar si efectivamente es debido a la medición de espesores, a otro mecanismo de daño o existen errores de medición.

UC-HDD-001

La unidad de control 001 pertenece al circuito de “01. Carga ACL/Diésel/Gasóleo ligero” en esta unidad de control se puede apreciar engrosamiento en los niveles 12 y 33, (Ver figura 22) y las mediciones se pueden ver en la tabla 6.

Tabla 6. Engrosamientos en la UC-HDD-001

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
12	Diámetro: 2" Espesor nominal: 218 Límite de retiro: 100	Norte	553	566
		Sur	549	576
		Oriente	563	564
		Poniente	557	548

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
33	Diámetro: 2"	Norte	564	566
	Espesor nominal: 218	Sur	567	569
	Límite de retiro: 100	Oriente	566	565
		Poniente	567	569

Para ambos niveles de medición se tiene un espesor nominal de 218 milésimas de pulgada, y las mediciones de la inspección de septiembre 2011 y octubre 2012 se encuentran por arriba de 218, éstos niveles se encuentran capturados en el SIMECELE como niveles de tubería sin embargo son conexiones especiales para arreglos de termopozo, y el espesor nominal en una conexión no es el mismo que en tubería, aun cuando corresponda al mismo diámetro, por lo tanto es un punto de mejora al SIMECELE, puesto que en la captura solo se dan de alta niveles de tubería, niplería y tornillería y no las conexiones.

Se habla de engrosamientos cuando el espesor obtenido en la medición es mayor al espesor nominal, se puede consultar espesores nominales de tubería según el diámetro en el Anexo E.¹⁴

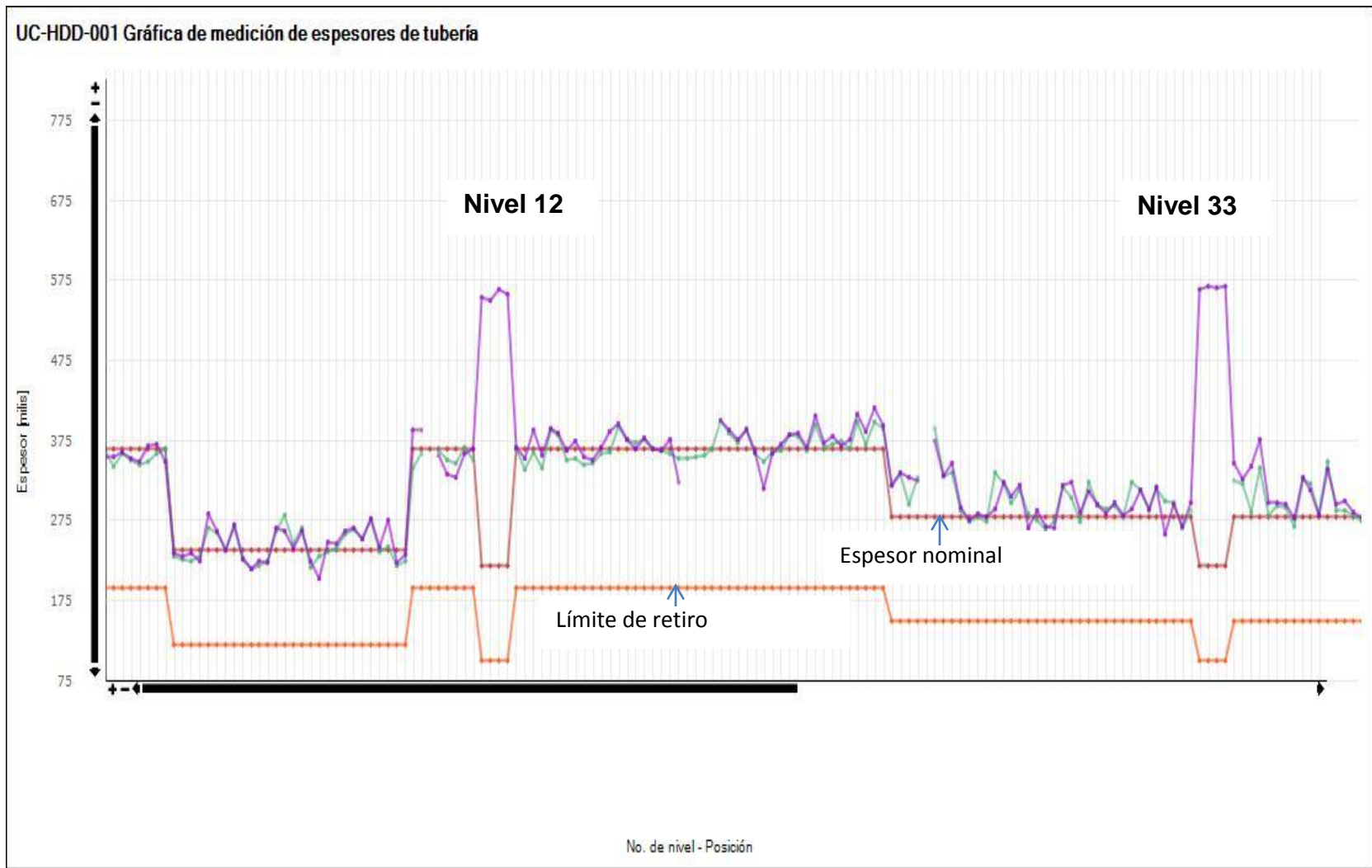


Figura 22. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-HDD-001

3.3 Análisis estadístico formal

A continuación se muestra un resumen de dichos cálculos, y es necesario mencionar que estos cálculos ya los realiza el SIMECELE, a partir de los datos obtenidos queda a juicio del ingeniero a cargo de la seguridad la toma de decisiones.

La unidad de control UC-HDD-001 cuenta con 64 niveles de medición, de los cuales 18 niveles tienen puntos críticos, 3 niveles no cuentan con medición de espesores (Figura 23). De acuerdo a las velocidades de desgaste puntual se seleccionan aquellos puntos con velocidades de desgaste crítica y se realiza una comparación del análisis estadístico formal, entre todos los niveles, niveles normales (0 – 15 mpa), y niveles críticos (Más de 15 mpa).

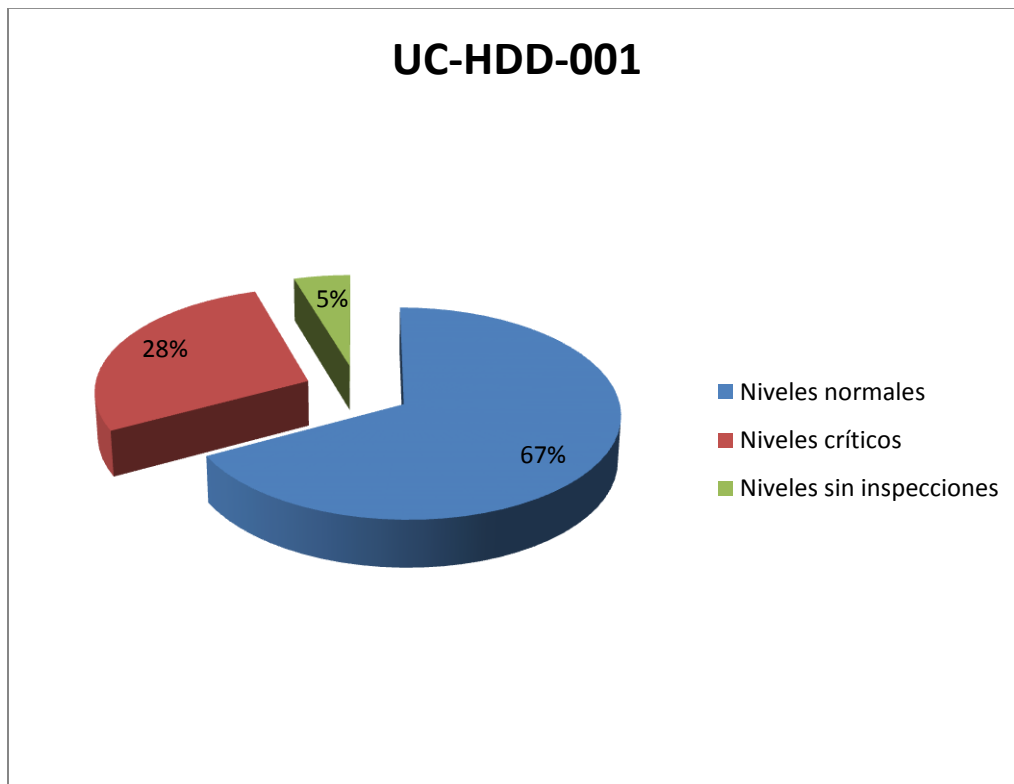


Figura 23. Niveles de medición en UC-HDD-001

I. Análisis de todos los niveles

A. Velocidades de desgaste por punto

El cálculo de la velocidad de desgaste 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 por lo tanto los niveles críticos.

B. Velocidad de desgaste promedio

Con un total de 207 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{1299.1 \text{ mpa}}{207}$$

$$D_{prom} = 6.3 \text{ mpa}$$

C. Velocidad de desgaste máxima

$$D_{max} = 6.3 + 1.28 \frac{6.3}{\sqrt{207}}$$

$$D_{max} = 6.8 \text{ mpa}$$

En la Tabla 7 se muestra el grupo de diámetros para todos los niveles que componen las secciones de la unidad de control UC-HDD-001.

Tabla 7. Grupo de diámetros para todos los niveles de UC-HDD-001

Diámetro nominal	Límite de retiro	Espesor mínimo (ek)	Vida útil estimada (VUE)	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
10"	190	338	21.7	DIC-2019
4"	120	214	13.8	MAY-2017
2"	100	548	65.6	AGO-2034
6"	150	256	15.5	DIC-2017

II. Análisis de niveles normales

Se seleccionaron los niveles normales de acuerdo a las velocidades de desgaste y se realiza el análisis estadístico formal, a continuación se muestran los resultados.

a) Velocidad de desgaste promedio

Con un total de 140 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{500.5 \text{ mpa}}{140}$$

$$D_{prom} = 3.6 \text{ mpa}$$

b) Velocidad de desgaste máxima

$$D_{max} = 3.6 + 1.28 \frac{3.6}{\sqrt{140}}$$

$$D_{max} = 4.0 \text{ mpa}$$

En la Tabla 8 se muestra resumen de cálculos para cada grupo de diámetros de los niveles normales que componen las secciones de la unidad de control.

Tabla 8. Grupo de diámetros para niveles normales de UC-HDD-001

Diámetro nominal	Límite de retiro	Espesor mínimo (ek)	Vida útil estimada (VUE)	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
10"	190	338	21.7	JUNIO 2025
4"	120	214	13.8	SEP 2020
2"	100	548	65.6	JUN 2050
6"	150	256	15.5	SEP 2021

III. Análisis de niveles críticos

En la Tabla 9. Se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 9. Puntos críticos en UC-HDD-001

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
2	Sur	369	348	19.87
4	Arriba	284	265	17.98
9	Sur	275	242	31.23
10	Norte	388	340	45.42
	Sur	388	359	27.44
13	Arriba	387	360	25.55
14	Dentro (Garganta)	374	353	19.87
15	Poniente	385	361	22.71
17	Arriba	377	359	17.03
23	Oriente	416	398	17.03
24	Fuera (Codo)	328	296	30.28
29	Sur	323	303	18.92
34	Norte	347	324	21.76
	Fuera (Codo)	343	285	54.88
	Dentro (Garganta)	376	340	34.06
44	Abajo	385	339	43.53
50	Oriente	390	368	20.82
	Fuera (Codo)	387	369	17.03
52	Abajo	427	399	26.49
53	Abajo	369	352	16.09
59	Norte	394	362	30.28
	Sur	394	374	18.92
63	Norte	377	355	20.82

a) Velocidad de desgaste promedio

Con un total de 67 velocidades de desgaste consideradas, descartando las velocidades que sobrepasan el 5% de engrosamiento, se calculó la velocidad de desgaste promedio.

$$D_{prom} = \frac{798.6 \text{ mpa}}{67}$$

$$D_{prom} = 11.9 \text{ mpa}$$

b) Velocidad de desgaste máxima

$$D_{max} = 11.9 + 1.28 \frac{11.9}{\sqrt{67}}$$

$$D_{max} = 13.8 \text{ mpa}$$

En la Tabla 10. Se muestra el resumen de cálculos para cada grupo de diámetro de los niveles críticos que componen las secciones de la unidad de control.

Tabla 10. Grupo de diámetros para niveles críticos de UC-HDD-001

Diámetro nominal	Límite de retiro	Espesor mínimo (ek)	Vida útil estimada (VUE)	Fecha próxima de medición de espesores (FPME)
10"	190	338	10.7	MAY-2016
4"	120	218	7.1	FEB-2015
6"	150	274	9.0	OCT-2015

Después de realizar el análisis para todos los niveles, niveles normales y niveles críticos se presenta un resumen de la unidad de control, en la Tabla 11.

Tabla 11. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-001

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	Fecha de retiro probable FRP
Todos los niveles	207	6.3	6.8	13.8	MAYO 2017	Julio 2026
Niveles normales	140	3.6	4.0	23.7	Octubre 2017	
Niveles Críticos	67	11.9	13.8	7.1	Febrero 2015	

Como se puede ver la FPME en el análisis de todos los niveles es en mayo del 2017, sin embargo si hacemos un análisis separando los niveles críticos; la FPME es en febrero del 2015, y en el análisis de niveles normales en octubre del 2017 por lo tanto la fecha más próxima de medición es en febrero del 2015 la recomendación para dicha unidad de control es darle un tratamiento especial a los puntos críticos, que consistirá primeramente en una verificación de dichas mediciones en campo, en caso que exista algún error en la medición se deberá corregir inmediatamente, sin embargo si las mediciones se encuentran correctas se deberá analizar si existen otros mecanismos de daño que no pueden ser identificados por medición de espesores.

UC-HDD-002

La unidad de control UC-HDD-002 pertenece al circuito “02. Aceite cíclico ligero” de igual forma presenta engrosamientos en los niveles 3, 8, 15 y 30, se ha encontrado que generalmente son los injertos de 2” (las conexiones de los arreglos termopozos) los que coinciden con éste engrosamiento, se pueden ver en la Tabla 12 los niveles y las posiciones que presentan este engrosamiento.

Tabla 12. Engrosamientos en la UC-HDD-002

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
3	Diámetro: 2"	Norte	569	569
	Espesor nominal: 218	Sur	565	561
	Límite de retiro: 100	Oriente	549	567
	Tipo: Tubería	Poniente	566	565
8	Diámetro: 2"	Norte	574	579
	Espesor nominal: 218	Sur	534	554
	Límite de retiro: 100	Oriente	592	592
	Tipo: Tubería	Poniente	570	568
15	Diámetro: 2"	Norte	482	482
	Espesor nominal: 218	Sur	479	458
	Límite de retiro: 100	Arriba	486	488
	Tipo: Tubería	Abajo	484	483
30	Diámetro: 2"	Oriente	364	361
	Espesor nominal: 218	Poniente	346	332
	Límite de retiro: 100	Arriba	340	336
	Tipo: Tubería	Abajo	319	316

La unidad de control UC-HDD-002 contiene 108 niveles de medición en total, sin embargo de éstos, 93 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 1 nivel no tiene mediciones, y 14 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa (Figura 24).

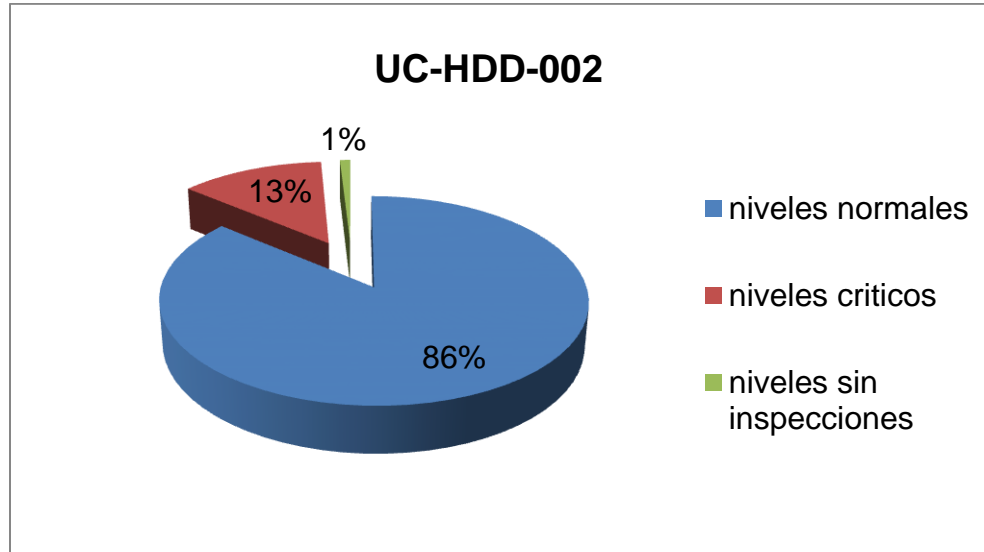


Figura 24. Niveles de medición en UC-HDD-002

En la Tabla 13 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 13. Puntos críticos en UC-HDD-002

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Norte	241	221	18.97
4	Arriba	525	249	261.84
6	Norte	230	212	17.08
9	Norte	254	238	15.18
11	Abajo	338	250	83.49
15	Sur	479	458	19.92

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
18	Sur	216	200	15.18
	Oriente	221	204	16.13
20	Poniente	229	206	21.82
23	Oriente	297	251	43.64
25	Fuera (Codo)	304	256	45.54
26	Oriente	217	198	18.03
27	Fuera (Codo)	312	296	15.18
28	Poniente	348	332	15.18
29	Arriba	289	272	16.13

En la Figura 25 se puede apreciar que no existe una tendencia en la medición de espesores, podemos proponer varias teorías sobre la causa sin embargo es necesario que se verifique la medición de espesores en campo para descartar el error humano, y una vez verificado es necesario revisar la existencia de otros mecanismos de daño independientes de la medición de espesores ya que los resultados en la gráfica no dan una tendencia de desgaste homogéneo.

La gráfica no muestra una tendencia de los datos de medición de espesores es necesario verificar que la cédula sea la correcta o bien realizar una prueba de identificación positiva, para verificar la composición del acero al carbón, y compararla con los estándares de fabricación, lo cual permitirá evaluar si el material es admitido.

De igual forma es necesario revisar los puntos con velocidades de desgaste crítica, debido al flujo turbulento es razonable que el mayor desgaste exista en los codos, injertos, o tee's, reducciones, sin embargo primeramente se deberán confirmar las mediciones antes de tomar cualquier decisión ya que en cuestiones de seguridad es un riesgo latente.

En la Tabla 14 se presenta un resumen de los datos obtenidos del análisis estadístico formal, según la memoria de cálculo presentada en el Anexo A.

Tabla 14. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-002

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	98	9.5	10.7	8.6	Agosto 2015	Mayo 2021
Niveles normales	49	4.4	5.2	18.1	Octubre 2017	
Niveles Críticos	49	14.6	17.3	5.3	Julio 2014	

Como se puede ver se obtiene una fecha de próxima medición para cada sección de niveles, no obstante es necesario recordar que el SIMECELE es solo una herramienta y siempre será inevitable realizar un análisis de la información generada.

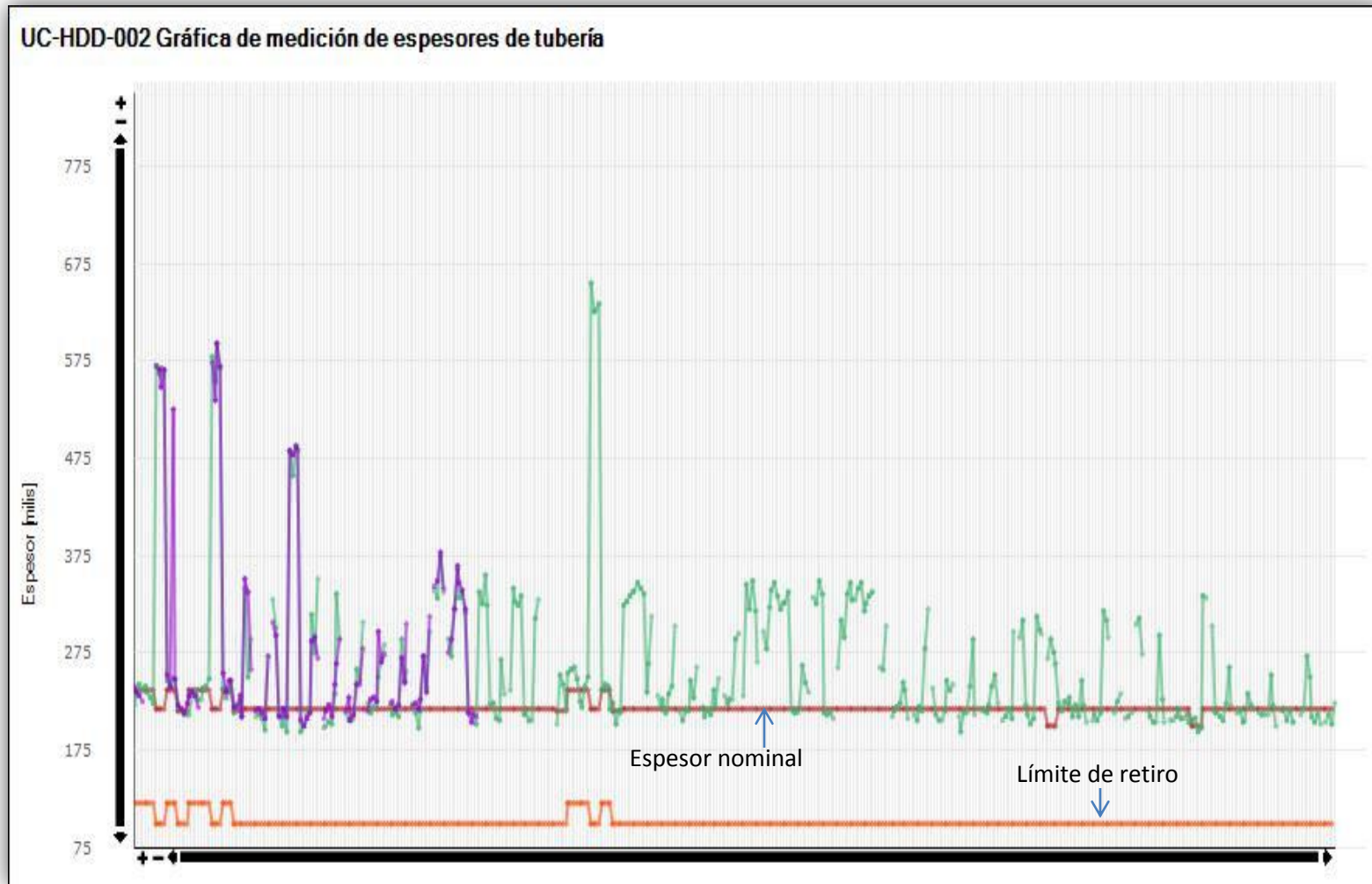


Figura 25. Gráfica de medición de espesores de tubería UC-HDD-002

UC-HDD-007

La unidad de control UC-HDD-007 pertenece al circuito “07. Diésel de arranque” y de igual manera el nivel 3 muestra engrosamiento en ambas inspecciones, como se muestra en Tabla 15 y se puede apreciar en la Figura 26.

Tabla 15. Engrosamientos en la UC-HDD-007

Nivel	Datos	Posición	1ª. Inspección	2ª. Inspección
3	Diámetro: 2" Espesor nominal: 218 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería	Norte	568	573
		Sur	586	593
		Oriente	575	589
		Poniente	578	572

La unidad de control UC-HDD-007 contiene 22 niveles de medición en total, sin embargo de éstos 18 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa (niveles normales), 4 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa, y no hay niveles sin medición, como se puede ver en la Figura 27.

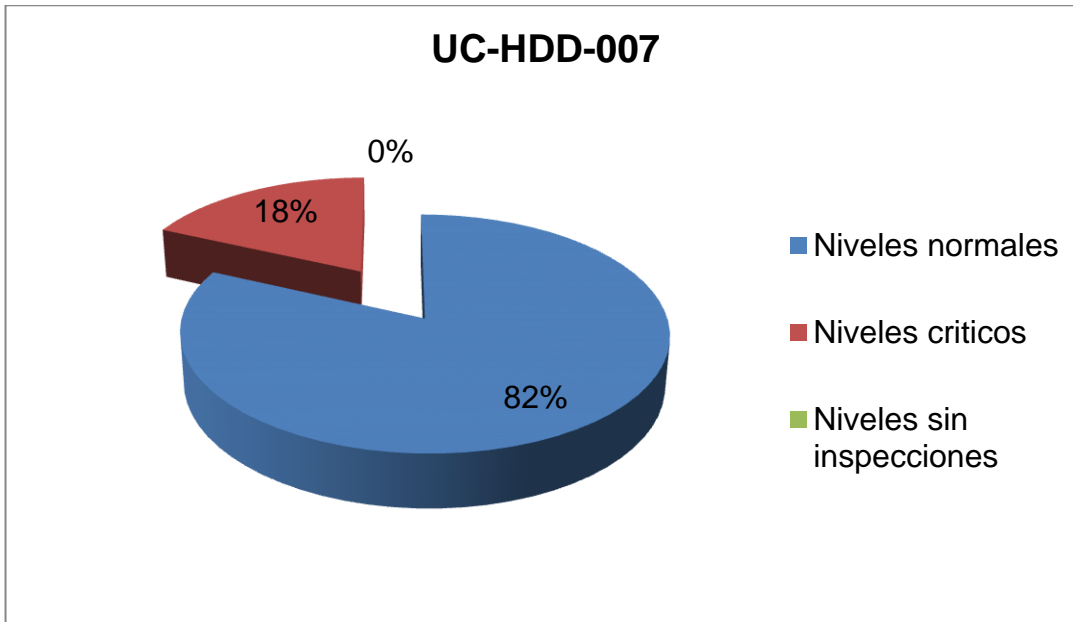


Figura 27. Niveles de medición en UC-HDD-007

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 posición la que hace que el punto tenga una velocidad de desgaste alta.

La unidad de control UC-HDD-007 es detectada como una unidad de control crítica sin embargo, si analizamos la información es solo un punto por nivel el que tiene una velocidad de desgaste alta, por lo tanto se deberá analizar por separado estos puntos, verificando la medición en campo.

En la Tabla 16 se muestran los niveles y las posiciones de las que se está obteniendo una velocidad de desgaste crítica.

Tabla 16. Puntos críticos en UC-HDD-007

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad d desgaste (mpa)
13	Abajo	250	230	18.59
20	Norte	235	218	15.8
21	Dentro (Garganta)	288	257	28.81
22	Arriba	263	238	23.23

En la tabla 17 se presenta un resumen de los datos obtenidos del análisis estadístico formal.

Tabla 17. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-007

	n (Posiciones)	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	78	4.2	4.8	19.9	Octubre 2017	Septiembre 2032
Niveles normales	63	3.2	3.7	25.5	Octubre 2017	
Niveles Críticos	15	8.2	28.8	3.4	Diciembre 2013	

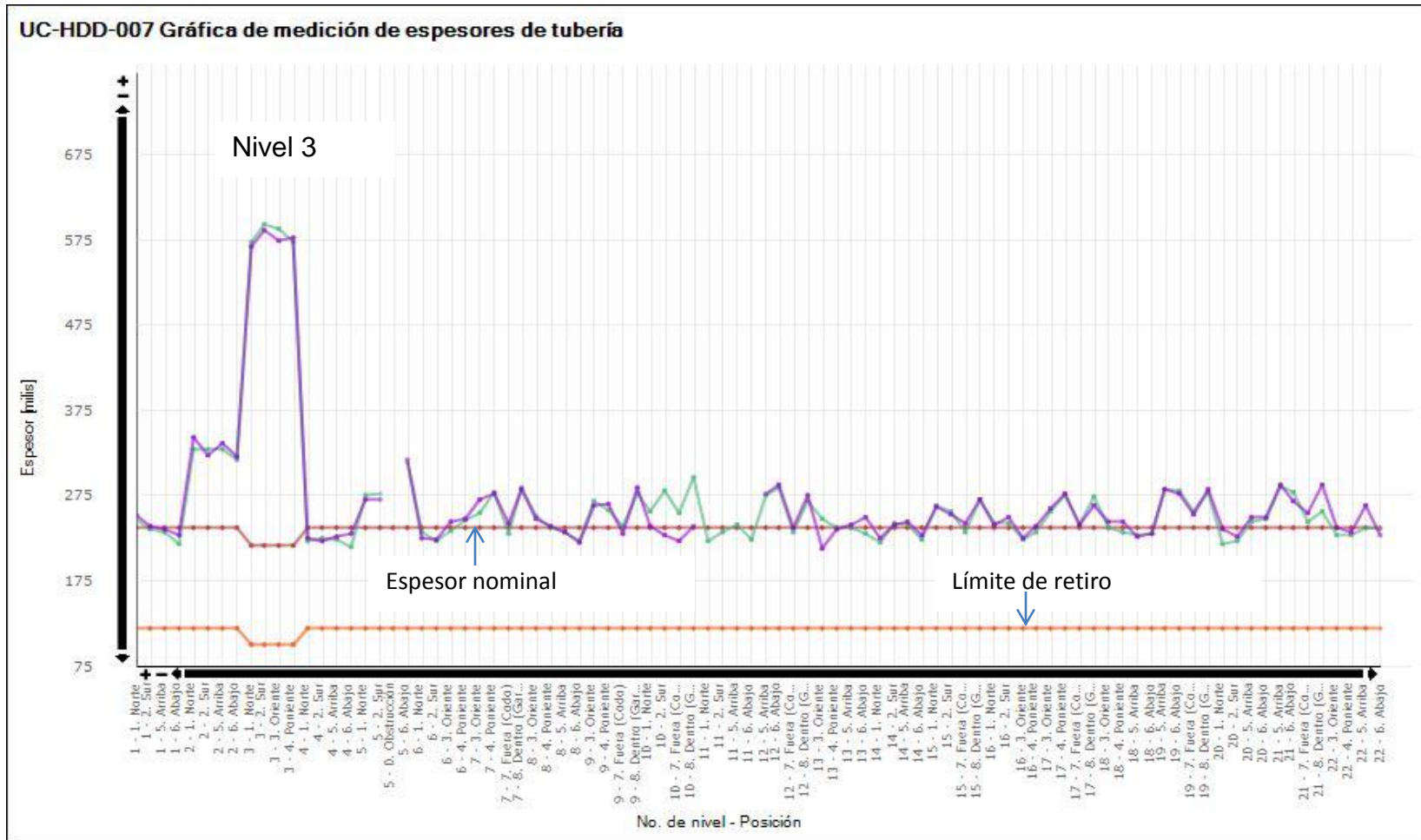


Figura 26. Gráfica de medición de espesores de tubería de UC-HDD-007

UC-HDD-009

La unidad de control UC-HDD-009 corresponde al circuito "09. Carga precalentada" se puede apreciar que en el nivel 40 existe engrosamiento (Figura 28), coincidiendo por supuesto con los casos anteriores, a continuación se presenta la Tabla 18 que contiene las inspecciones y mediciones con respecto a espesor nominal.

Tabla 18. Engrosamientos en UC-HDD-009

Nivel	Datos	Posición	1ª Inspección	2ª. Inspección
40	Diámetro: 2" Espesor nominal: 218 Límite de retiro: 100	Oriente	571	570
		Poniente	563	564
		Arriba	568	571
		Abajo	565	563

La unidad de control UC-HDD-009 contiene 60 niveles de medición en total, no obstante de éstos 27 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 25 niveles no tiene mediciones, y 8 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa (Figura 29)

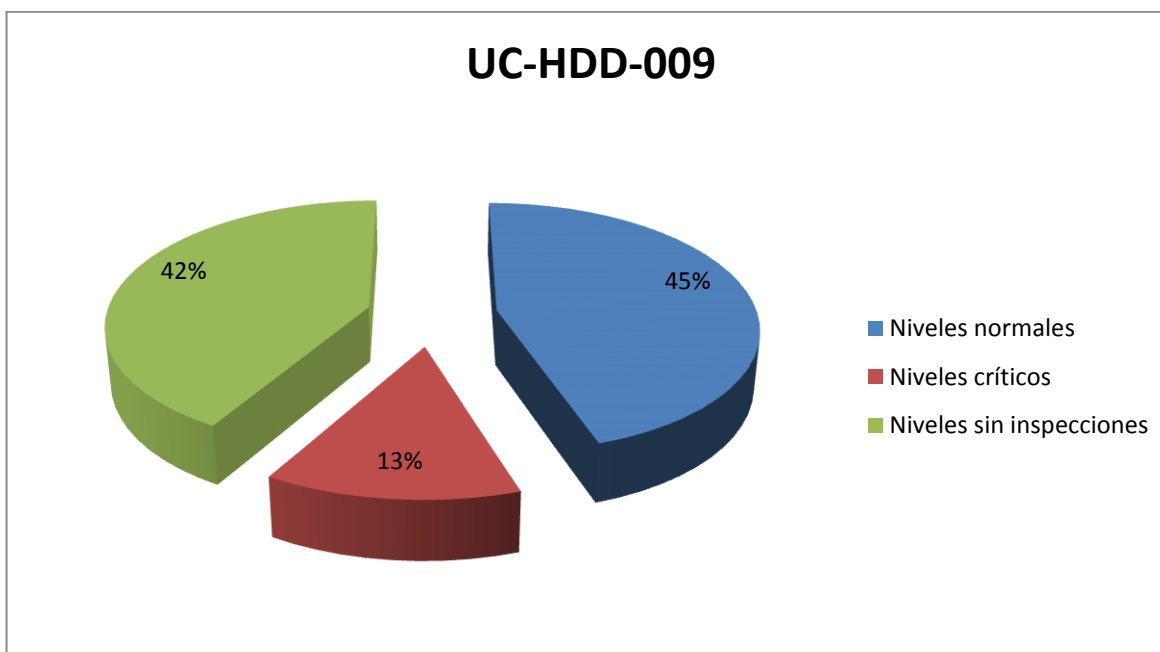


Figura 29. Niveles de medición en UC-HDD-009

En la unidad de control UC-HDD-009 se presenta un caso similar como en la UC-HDD-007, en este caso se localizan 8 niveles, cada nivel presenta una posición crítica o punto crítico a excepción del nivel 34 el cual presenta dos posiciones críticas de igual forma considerando que son en puntos específicos deberá revisarse en campo y verificar si hay existencia de corrosión localizada, debido a otros mecanismos de daño. A continuación se presenta una Tabla 19 con los niveles y las posiciones en las que se obtiene una velocidad de desgaste crítica.

Tabla 19. Puntos críticos en UC-HDD-009

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
6	Sur	385	364	19.32
17	Dentro (Garganta)	419	396	21.16
18	Abajo	411	380	28.52
25	Norte	405	377	25.76
26	Norte	381	344	34.04
34	Sur	383	361	20.24
	Poniente	382	359	21.16
39	Sur	345	319	23.92
42	Oriente	385	353	29.44

En la Tabla 20 se presenta un resumen de los datos obtenidos del análisis estadístico formal.

Tabla 20. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-009

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	105	4.5	5.0	23.4	Octubre 2017	Marzo 2036
Niveles normales	79	2.6	3.0	39	Octubre 2017	
Niveles Críticos	26	10	34	4.5	Abril 2014	

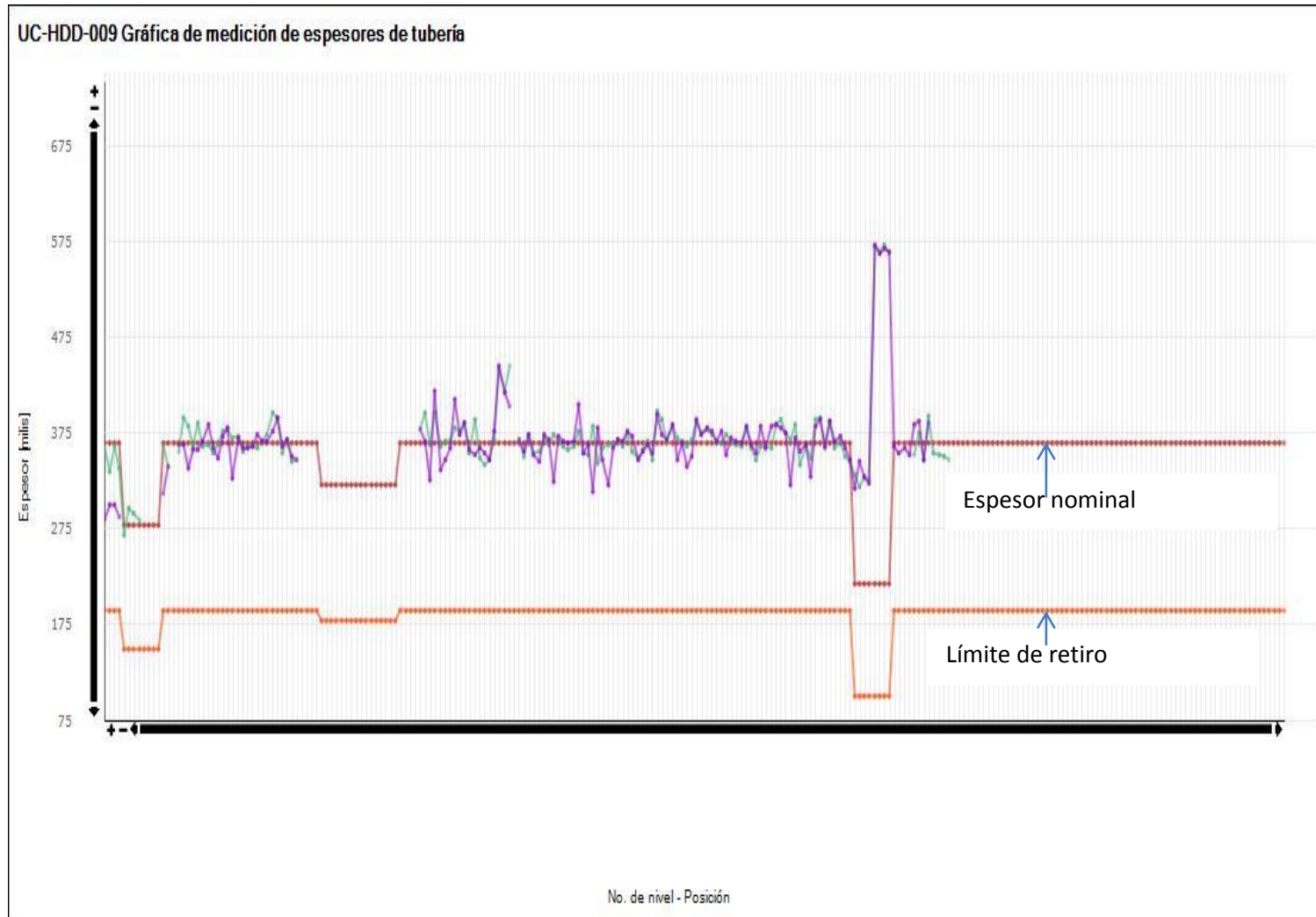


Figura 28. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-009

UC-HDD-010

La unidad de control UC-HDD-010 corresponde al circuito "09. Carga precalentada" se puede apreciar que en el nivel 17 existe engrosamiento (Figura 30), coincidiendo por supuesto con los casos anteriores debido a la conexión especial en el arreglo del termopozo. En la Tabla 21 se muestra las inspecciones del nivel 17 y las mediciones de cada una de las posiciones, y se puede observar la diferencia con respecto al espesor nominal.

Tabla 21. Engrosamientos en la UC-HDD-010

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
17	Diámetro: 2" Espesor nominal: 218 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería	Norte	632	647
		Sur	631	610
		Arriba	636	617
		Abajo	629	602

La unidad de control UC-HDD-010 contiene 17 niveles de medición en total, de los cuales 8 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 9 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y no existen niveles sin mediciones (Figura 31).

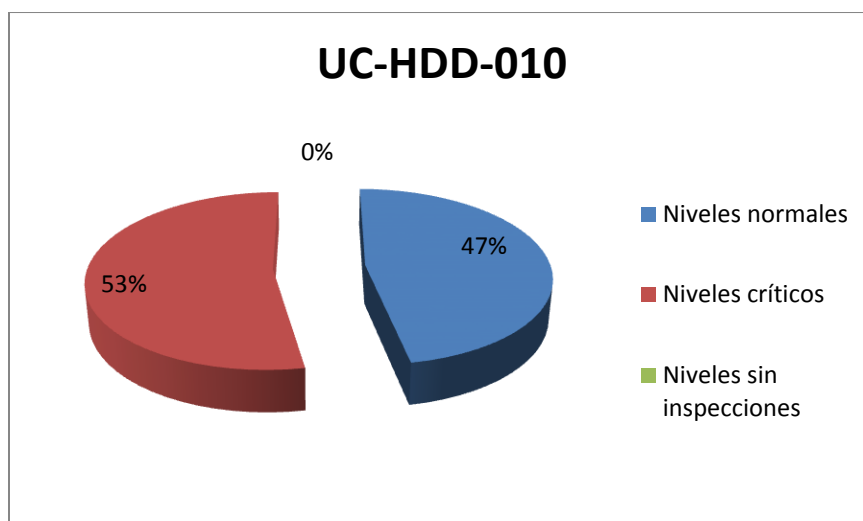


Figura 31. Niveles de medición en UC-HDD-010

En la Tabla 22. Se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 22. Puntos críticos en UC-HDD-010

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
3	Sur	387	364	21.54
	Fuera (Codo)	372	327	42.14
	Dentro (Garganta)	415	342	68.37
7	Fuera (Codo)	385	368	15.92
8	Arriba	347	329	16.86
9	Abajo	436	411	23.41
10	Oriente	357	339	16.86
12	Arriba	378	356	20.6
	Dentro (Garganta)	391	373	16.86
13	Fuera (Codo)	369	351	16.86
15	Oriente	383	364	17.79
	Dentro (Garganta)	416	375	38.4
17	Sur	631	610	19.67
	Arriba	636	617	17.79
	Abajo	629	602	25.29

En la Tabla 23 se presenta un resumen de los datos obtenidos del análisis estadístico formal.

Tabla 23. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-010

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	53	10.9	12.8	10.7	Mayo 2016	Julio 2023
Niveles normales	20	5.3	6.9	21.8	Octubre 2017	
Niveles Críticos	33	14.2	17.4	7.9	Junio 2015	

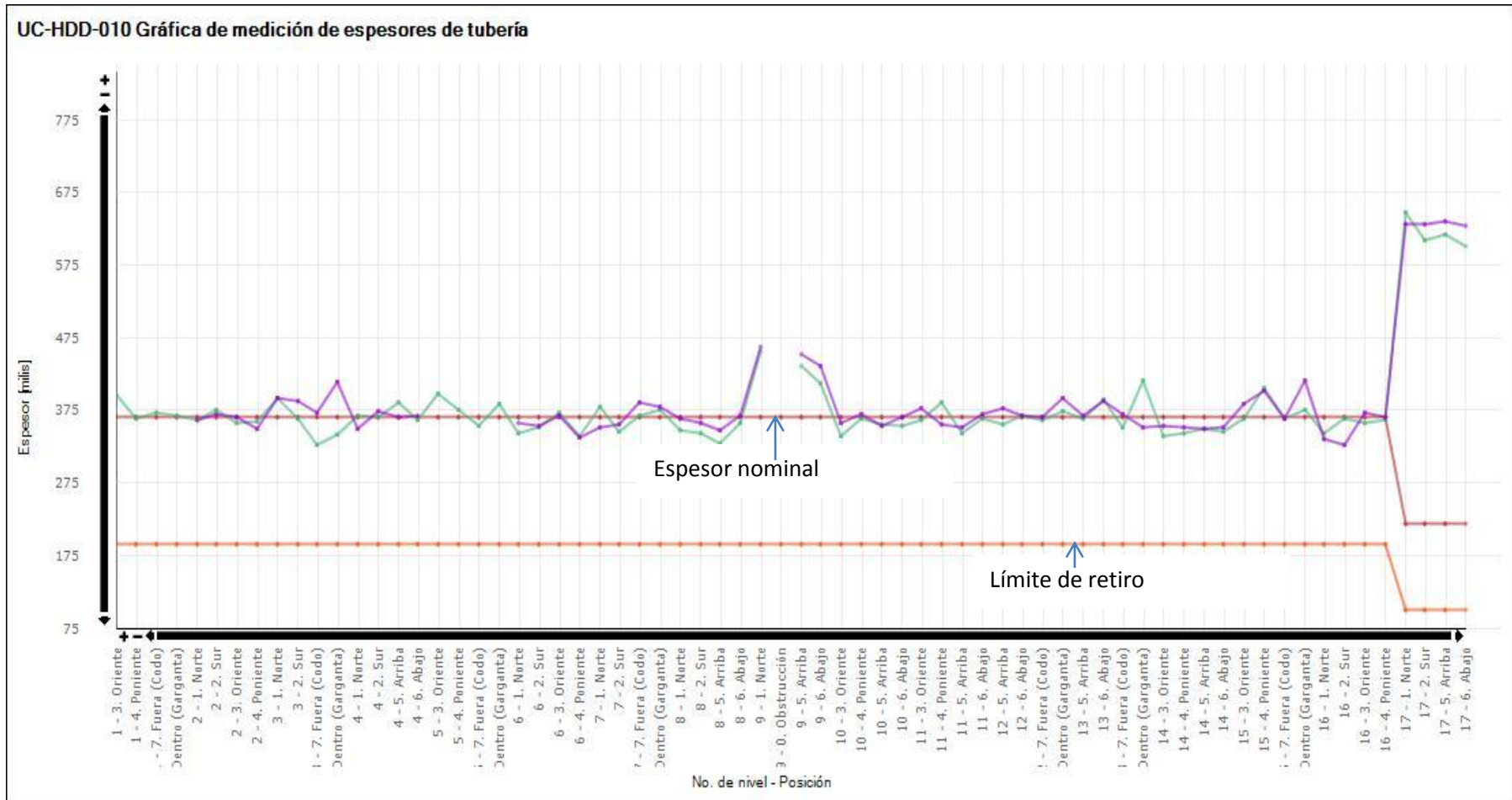


Figura 30. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-010

UC-HDD-095

La unidad de control UC-HDD-095 pertenece al circuito “20.Gases de reacción del separador caliente de alta presión”, se puede apreciar engrosamientos en la Figura 32, los niveles con espesores engrosados se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Engrosamientos en la UC-HDD-095

Nivel	Datos	Posición	Junio 2011	Junio 2012
7	Diámetro: 16"	Norte	1001	1001
	Espesor nominal: 844	Sur	1027	1021
	Límite de retiro: 445	Arriba	1029	1021
	Tipo: Reducción	Abajo	1034	1064
14	Diámetro: 16"	Norte	1036	972
	Espesor nominal: 844	Sur	1043	1028
	Límite de retiro: 445	Arriba	983	975
	Tipo: Reducción	Abajo	1039	1016
15	Diámetro: 16"	Norte	1192	1153
	Espesor nominal: 844	Sur	1210	1146
	Límite de retiro: 445	Arriba	1221	1179
	Tipo: Te/Injerto	Obstrucción	-	-
17	Diámetro: 2"	Oriente	856	697
	Espesor nominal: 344	Poniente	861	704
	Límite de retiro: 100	Arriba	859	706
	Tipo: Tubería	Abajo	812	695

Los niveles engrosados 7 y 14 corresponden a reducciones como se puede ver el espesor nominal es de 844 milésimas de pulgada sin embargo las mediciones son relativamente altas, en reducciones suele suceder que la medición no se realiza siempre en el mismo punto, lo cual puede verse reflejado en las mediciones, de igual forma con los otros niveles la sugerencia es revisar las mediciones en campo y descartar errores en la técnica de medición. En cuanto a los niveles de medición 15 y 17 se deberá verificar la medición en campo, y verificar la existencia de otros mecanismos de daño.

La unidad de control UC-HDD-095 contiene 26 niveles de medición en total, de los cuales 7 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 19 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y no existen niveles sin mediciones (Figura 33).

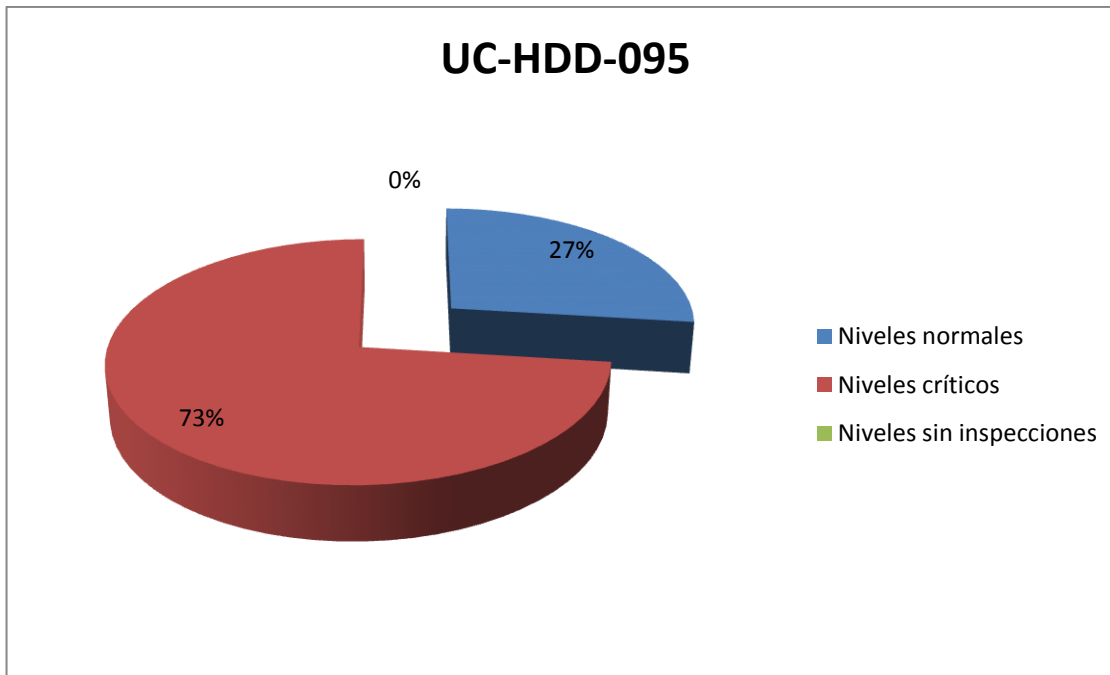


Figura 33. Niveles de medición en UC-HDD-095

A continuación se muestran los niveles críticos detectados en la medición de espesores como puede verse es mayor el porcentaje de niveles críticos, en algunos puntos en los cuales existe engrosamiento también se puede apreciar velocidades de desgaste altas, si las velocidades siguen con esta tendencia tendría como vida útil estimada 7 años, por lo que es necesario recordar que se deberán verificar las mediciones puesto que en algunos puntos la tendencia de la inspección de junio del 2011 con respecto a junio del 2012 no coincide, y en los puntos normales puesto que existe engrosamiento entre el 0 y 5% con respecto a la medición anterior la velocidad de desgaste es cero. Además de analizar otros mecanismos de daño, como corrosión localizada, agrietamiento, ataque químico, etc.

En la Tabla 25 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 25. Puntos críticos en UC-HDD-095

Nivel	Posición	Junio 2011	Junio 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Abajo	715	692	22.52
2	Norte	714	685	28.4
4	Norte	777	698	77.36
	Sur	779	669	107.71
	Poniente	734	688	45.04
6	Norte	702	662	39.17
	Sur	710	687	22.52
	Arriba	710	692	17.63
	Abajo	703	671	31.34
8	Norte	732	691	40.15
	Arriba	714	697	16.65
9	Sur	696	679	16.65
10	Norte	1037	1009	27.42
	Arriba	977	938	38.19
11	Norte	690	672	17.63
	Oriente	735	702	32.31
12	Fuera (Codo)	734	712	21.54
14	Norte	1036	972	62.67
	Abajo	1039	1016	22.52
15	Norte	1192	1153	38.19
	Sur	1210	1146	62.67
	Arriba	1221	1179	41.13
16	Norte	1013	815	193.89
	Sur	1029	804	220.33
	Oriente	921	808	110.65
	Poniente	926	844	80.3
17	Oriente	856	697	155.7

Nivel	Posición	Junio 2011	Junio 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
18	Poniente	861	704	153.74
	Arriba	859	706	149.82
	Abajo	812	695	114.57
	Fuera (Codo)	923	903	19.58
19	Norte	966	850	113.59
	Sur	965	850	112.61
	Arriba	868	833	34.27
	Abajo	905	845	58.75
21	Sur	1012	941	69.52
22	Norte	851	777	72.46
23	Fuera (Codo)	954	883	69.52
26	Poniente	834	774	58.75

En la Tabla 26 se presenta un resumen del análisis estadístico de la unidad de control UC-HDD-095

Tabla 26. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-095

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	88	32.2	36.6	8.4	Abril 2015	Noviembre 2020
Niveles normales	14	2.7	3.6	86.6	Junio 2017	
Niveles Críticos	74	37.8	43.5	7.1	Noviembre 2015	

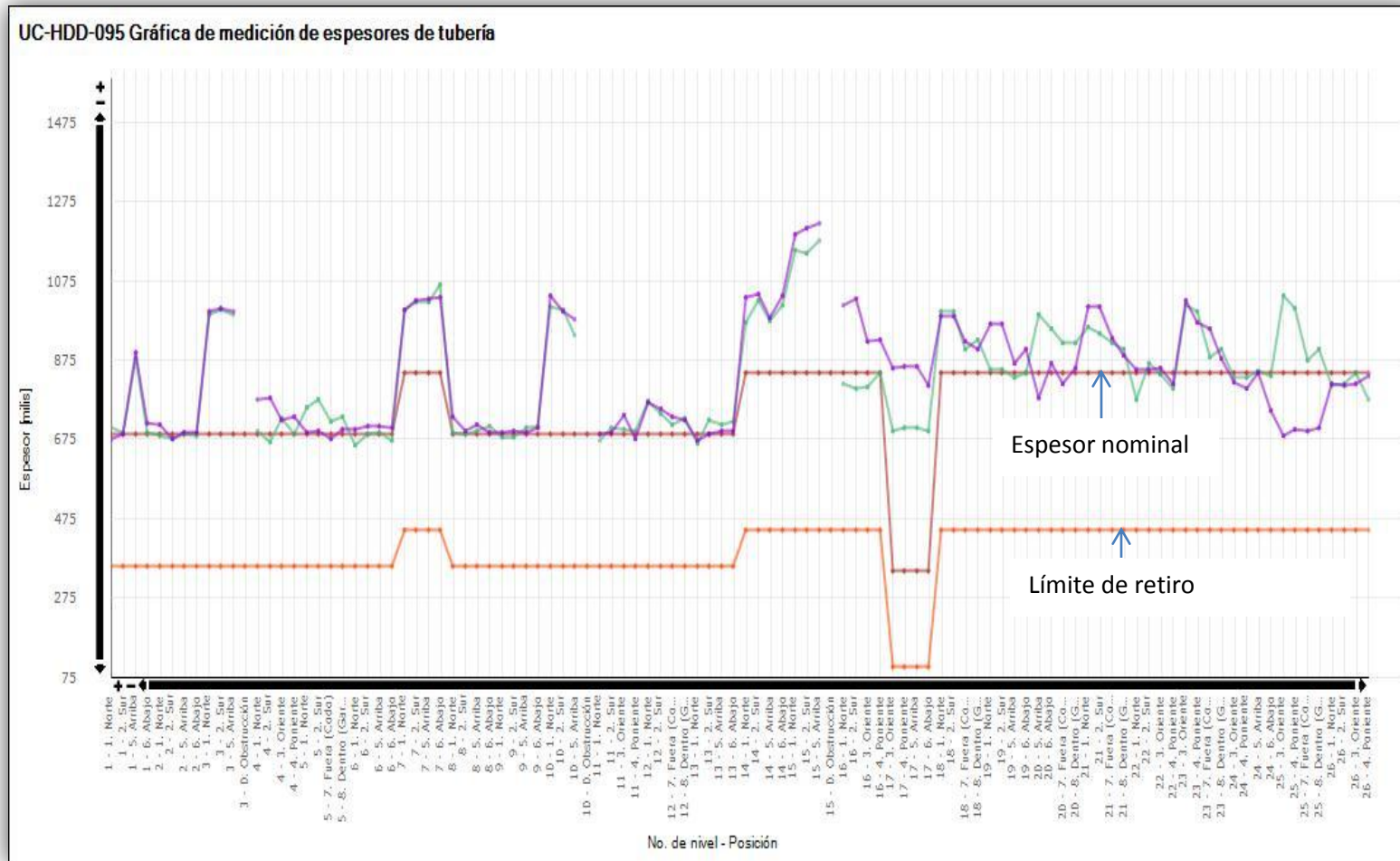


Figura 32 Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-095

UC-HDD-102

La unidad de control UC-HDD-102 pertenece al circuito “21.Hidrocarburos del separador frio de alta presión”, se puede apreciar engrosamientos en la Figura 34 puesto que los niveles 7 y 14 son un injerto y reducción respectivamente se deberá verificar las mediciones para descartar algún error en la técnica de medición de espesores, ya que en algunas ocasiones a lo injertos se les suele medir en la soldadura y no a una pulgada de ella, y en las reducciones la medición deberá realizarse siempre en el mismo punto. En la Tabla 27 se muestran los niveles engrosados.

Tabla 27. Engrosamientos en la UC-HDD-102

Nivel	Datos	Posición	Abril 2011	Abril 2012
7	Diámetro: 4" Espesor nominal: 337 Límite de retiro: 135 Tipo: Te/Injerto	Obstrucción	-	-
		Poniente	566	545
		Arriba	439	486
		Abajo	488	504
14	Diámetro: 4" Espesor nominal: 337 Límite de retiro: 135 Tipo: Reducción	Oriente	446	409
		Poniente	455	448
		Arriba	454	432
		Abajo	442	424

La unidad de control UC-HDD-102 contiene 17 niveles de medición en total, de los cuales 6 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 11 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y no existen niveles sin mediciones (Figura 35).

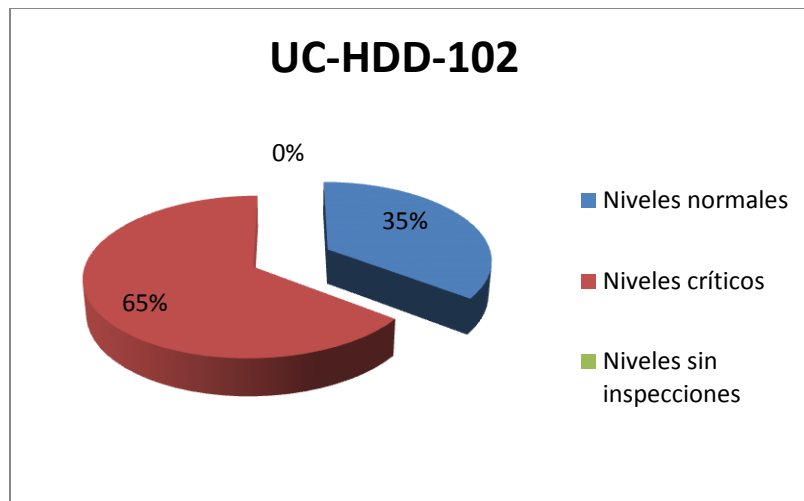


Figura 35. Niveles de medición en UC-HDD-102

En la Tabla 28 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 28. Puntos críticos en UC-HDD-102

Nivel	Posición	Abril 2011	Abril 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Oriente	332	316	15.79
	Fuera (Codo)	472	343	127.34
3	Abajo	358	294	63.18
	Fuera (Codo)	373	329	43.44
4	Fuera (Codo)	352	329	22.7
5	Norte	341	319	21.72
	Arriba	308	279	28.63
6	Abajo	385	366	18.76
7	Poniente	566	545	20.73
9	Poniente	359	299	59.23
10	Oriente	394	339	54.29
	Fuera (Codo)	397	306	89.83
13	Oriente	369	322	46.4

Nivel	Posición	Abril 2011	Abril 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
14	Poniente	348	313	34.55
	Oriente	446	409	36.52
	Arriba	454	432	21.72
	Abajo	442	424	17.77
15	Fuera (Codo)	334	306	27.64

Las velocidades de desgaste altas en los niveles 1, 3, 4, 10 y 15 se presentan en los codos, por las velocidades de flujo en dichas secciones, el nivel 9 y 14 se refieren a reducciones, de igual forma se pueden obtener espesores menores o mayores dependiendo de la posición en la que se mida, es por ello el recordatorio si se generan dudas, se deberá verificar la medición de espesores.

En la Tabla 29 se presenta un resumen del análisis estadístico formal de la UC-HDD-102.

Tabla 29. Resumen de análisis estadístico formal de UC-HDD-102

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	45	21.9	26.1	5.5	Febrero 2014	Noviembre 2017
Niveles normales	8	10.5	15.2	12.2	Mayo 2016	
Niveles Críticos	37	24.4	29.5	4.9	Diciembre 2013	

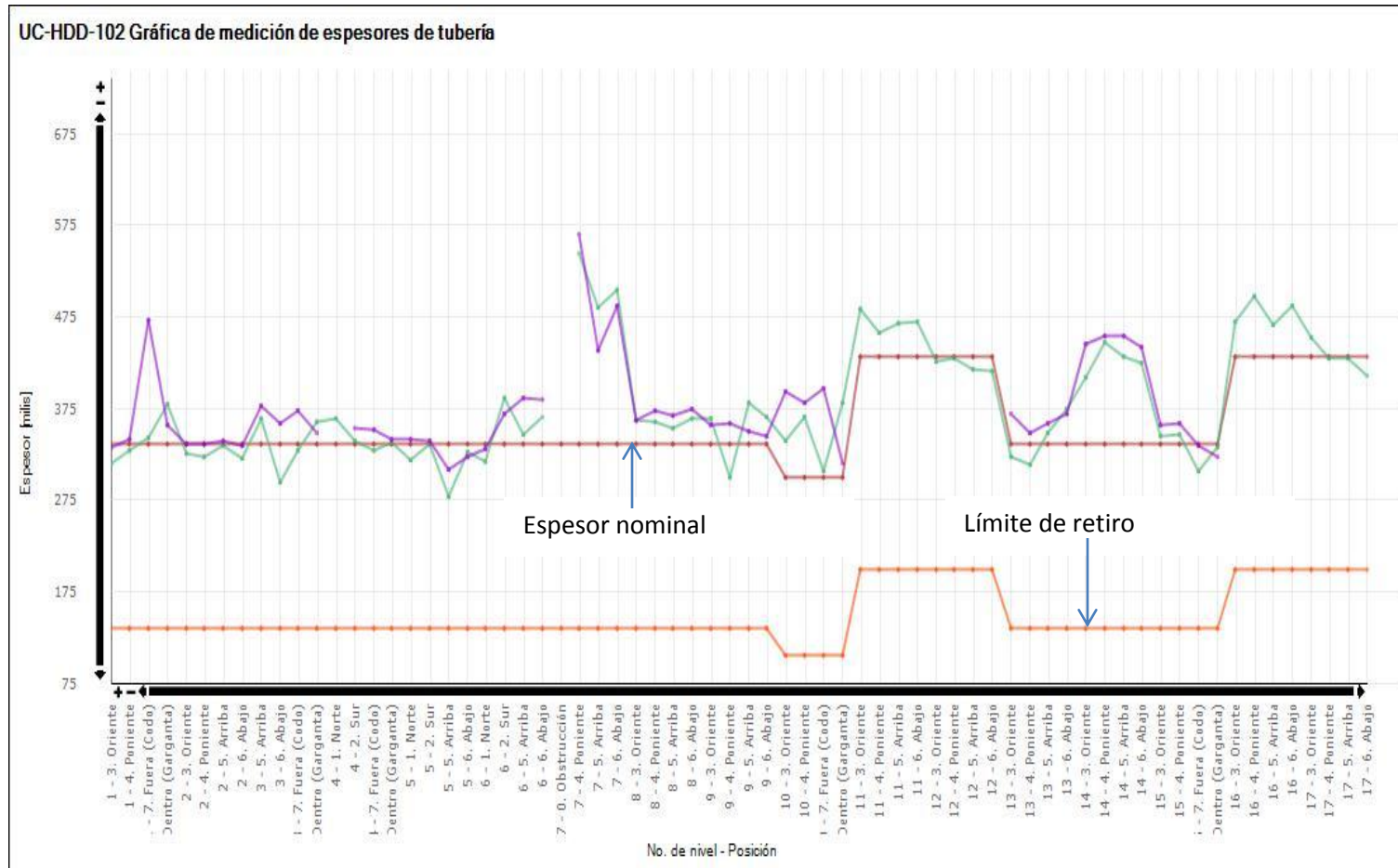


Figura 34. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-102

UC-HDD-157

La unidad de control UC-HDD-157 pertenece al circuito “32. Amina rica” a continuación se muestra los niveles que presentan engrosamientos (Figura 36), también se puede apreciar que los niveles 2 y 8 presentan engrosamientos, pero desafortunadamente no tienen mediciones en la siguiente inspección, por lo tanto no se puede apreciar la tendencia, por ello la importancia de cubrir con el 100% de medición en todos los puntos, además de los niveles 10 y 12 en los cuales el engrosamiento se da en la en la última inspección (Octubre 2012), lo cual se debe verificar en campo. En la Tabla 30 se presentan los niveles que presentan engrosamientos.

Tabla 30. Engrosamientos en la UC-HDD-157

Nivel	Datos	Posición	Octubre 2011	Octubre 2012
2	Diámetro: 2"	Norte	496	-
	Espesor nominal: 344	Sur	512	-
	Límite de retiro: 100	Oriente	511	-
	Tipo: Tubería	Poniente	471	-
8	Diámetro: 3"	Oriente	478	-
	Espesor nominal: 300	Poniente	497	-
	Límite de retiro: 100	Arriba	498	-
	Tipo: Tubería	Abajo	501	-
10	Diámetro: 2"	Norte	294	660
	Espesor nominal: 344	Sur	293	676
	Límite de retiro: 100	Fuera (Codo)	284	650
	Tipo: Codo	Obstrucción	-	-
12	Diámetro: 2"	Oriente	322	439
	Espesor nominal: 344	Poniente	324	660
	Límite de retiro: 100	Fuera (Codo)	318	673
	Tipo: Codo	Obstrucción	-	-

La unidad de control UC-HDD-157 contiene 15 niveles de medición en total, de los cuales 10 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 2 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y 3 niveles se encuentran sin mediciones (Figura 37).

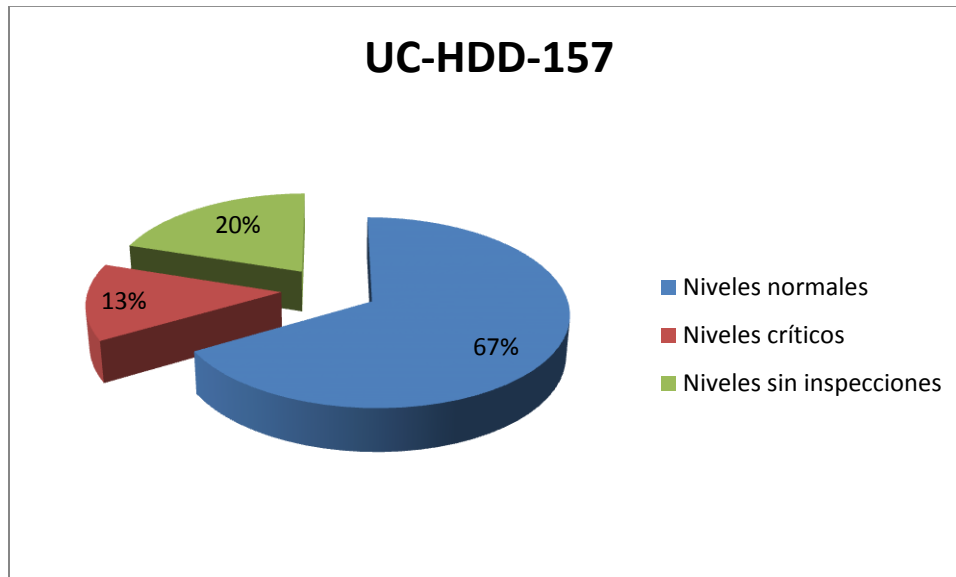


Figura 37. Niveles de medición en UC-HDD-157

En la Tabla 31 se presentan los niveles con las posiciones que presentan velocidades de desgaste críticas, como puede verse es solo una posición la que provoca que el nivel sea crítico, y por lo tanto la unidad de control, por ello es necesario verificar dichas mediciones, para descartar errores en la técnica de medición, y de ser reales dichos datos analizar otros mecanismos de daño que pudieran estar afectando esas posiciones de la unidad de control.

Tabla 31. Puntos críticos en UC-HDD-157

Nivel	Posición	Octubre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Abajo	324	296	28.65
9	Oriente	318	296	22.51

En la tabla 32 se presenta un resumen del análisis estadístico formal de la UC-HDD-157.

Tabla 32. Resumen de análisis estadístico formal de UC-HDD-157

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	45	4.4	5.6	32.4	Octubre 2017	Marzo 2045
Niveles normales	17	2.8	3.6	49.6	Octubre 2017	
Niveles Críticos	8	7.9	28.7	6.8	Enero 2015	

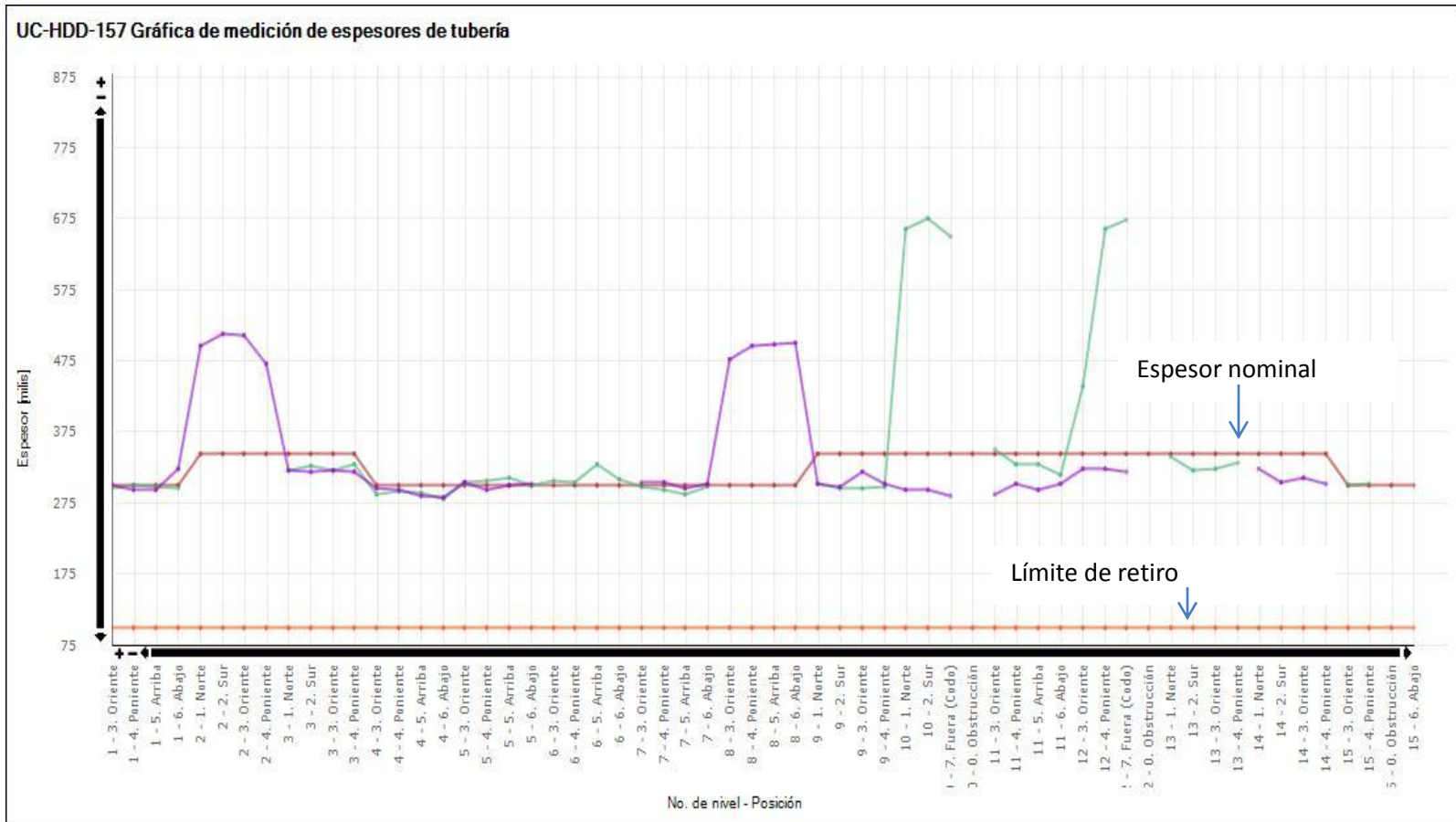


Figura 36. Gráfica de medición de espesores de tubería en UC-HDD-157

UC-HDD-176

La unidad de control UC-HDD-176 pertenece al circuito “44. Domo de torre regeneradora”, el espesor nominal para 14” en cédula estándar es 375 milésimas de pulgada, sin embargo para cédula 60 es de 594 milésimas de pulgada, de igual forma para 20” en cédula estándar corresponde a 375 milésimas de pulgada, y para cédula 40 es 594 milésimas de pulgada, pareciera que en éstos niveles existe un cambio de cédula es por ello que se puede apreciar estos engrosamientos, sin embargo para el nivel de medición de 2” el engrosamiento es mucho mayor y el espesor nominal no corresponde a alguna otra cédula por lo que se deberá verificar dicha medición en campo, puesto que es un injerto de 2”. Se puede ver la Figura 38 para ver la gráfica de medición de espesores.

En la Tabla 33 se muestran los niveles que muestran engrosamientos.

Tabla 33. Engrosamientos en la UC-HDD-176

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
3	Diámetro: 14" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Te/Injerto	Obstrucción	-	-
		Sur	549	561
		Arriba	562	564
		Abajo	531	536
7	Diámetro: 20" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Reducción	Norte	528	513
		Sur	536	518
		Arriba	535	530
		Abajo	562	513
10	Diámetro: 14" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Te/Injerto	Obstrucción	-	-
		Sur	543	549
		Arriba	535	564
		Abajo	570	542
14	Diámetro: 20"	Norte	496	500

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
15	Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Reducción	Sur	551	535
		Arriba	526	528
		Abajo	586	498
	Diámetro: 20" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Te/Injerto	Norte	568	571
		Sur	536	541
		Arriba	539	563
Obstrucción		-	-	
21	Diámetro: 2" Espesor nominal: 344 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería	Oriente	756	759
		Poniente	752	756
		Arriba	762	766
		Abajo	742	747
27	Diámetro: 20" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Reducción	Oriente	528	-
		Poniente	536	-
		Arriba	528	-
		Abajo	541	-

La unidad de control UC-HDD-176 contiene 31 niveles de medición en total, de los cuales 19 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 9 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y 3 niveles se encuentran sin mediciones (Figura 39).

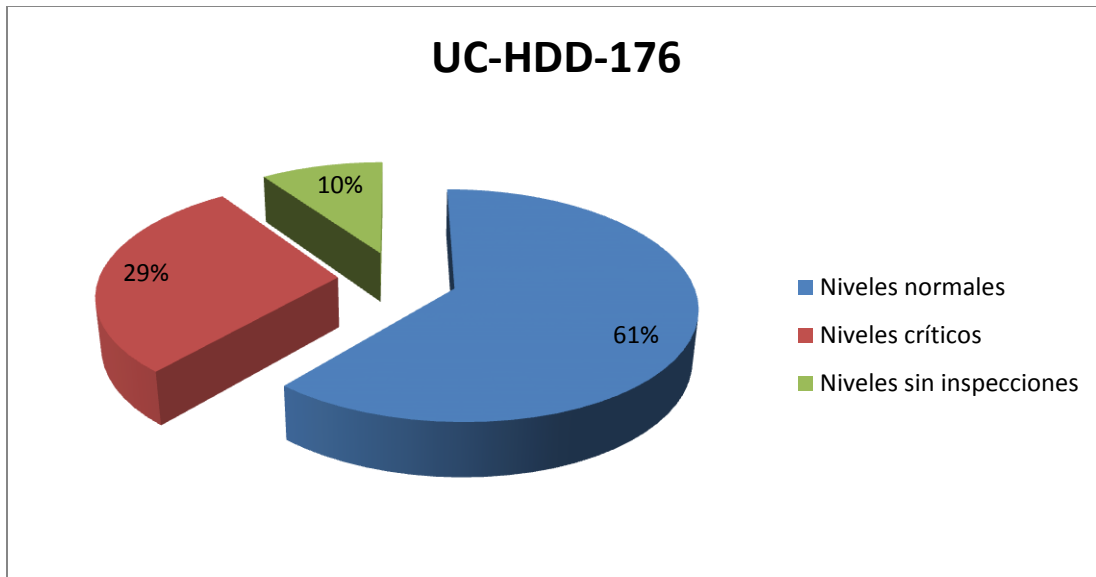


Figura 39. Niveles de medición en UC-HDD-176

Aun cuando pareciera que existen engrosamientos en algunos niveles de medición, ya sea debido al cambio de cédula la velocidad de desgaste se ve afectada seriamente pues las velocidades de desgaste son muy altas, se deberán verificar las mediciones y en caso de ser reales, significa que la unidad de control tiene tramos de tuberías con distintas cédulas, además posteriormente se deberá analizar otros mecanismos de daño que estén provocando velocidades de desgaste altas.

En la Tabla 34 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 34. Puntos críticos en UC-HDD-176

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
7	Sur	536	518	17.03
	Abajo	562	513	46.37
8	Sur	411	394	16.09
	Arriba	433	412	19.87
9	Arriba	425	405	18.92
10	Abajo	570	542	26.49

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
11	Poniente	391	371	18.92
	Arriba	385	369	15.14
14	Sur	551	535	15.14
	Abajo	586	498	83.27
16	Norte	398	375	21.76
25	Abajo	421	404	16.09
30	Norte	409	386	21.76

En la Tabla 35 se presenta un resumen del análisis estadístico formal de la UC-HDD-176.

Tabla 35. Resumen de análisis estadístico formal de UC-HDD-157

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	103	5.2	5.8	24.4	Octubre 2017	Marzo 2037
Niveles normales	72	1.6	1.9	75.1	Octubre 2017	
Niveles Críticos	31	13.3	83.3	1.9	Octubre 2013	

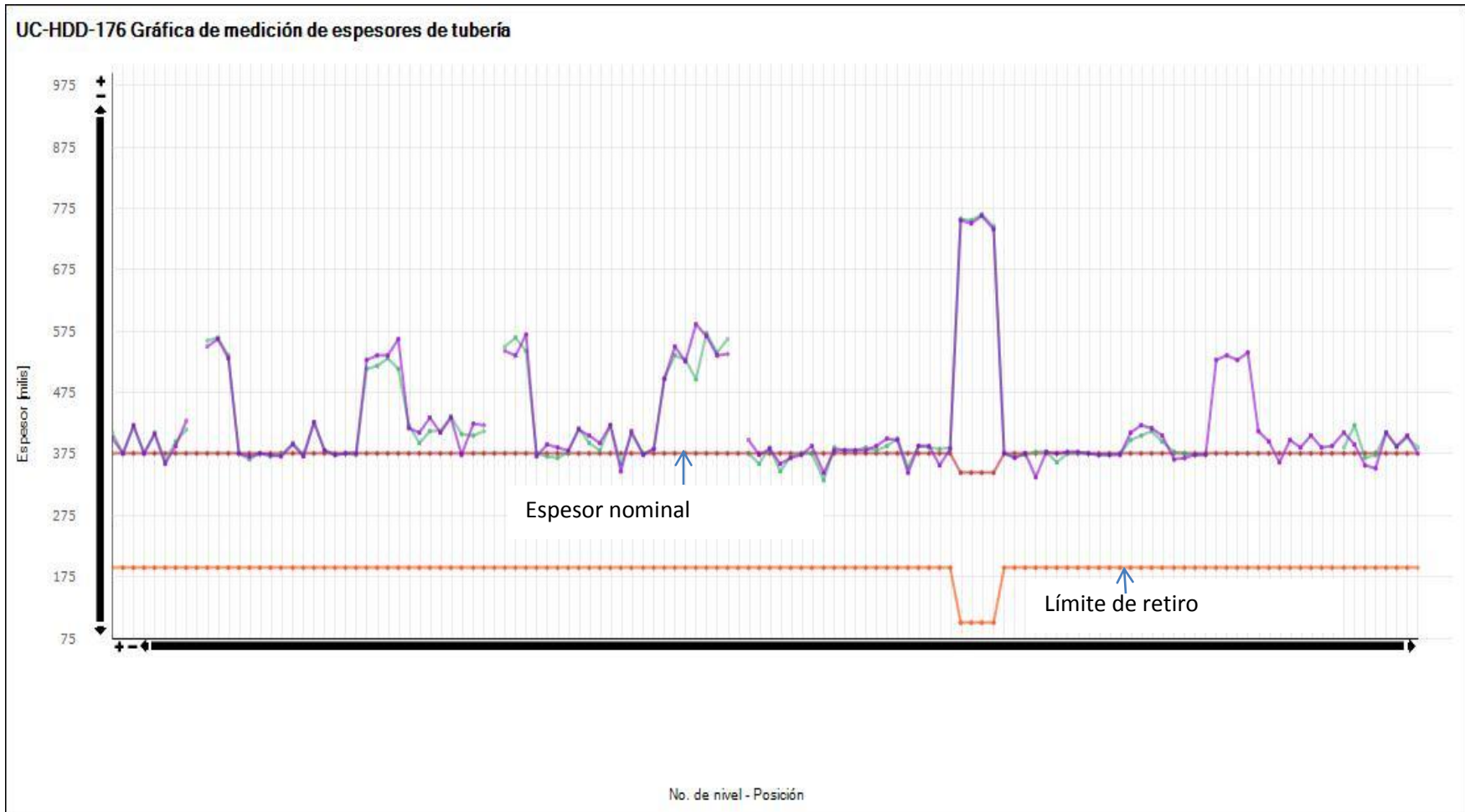


Figura 38. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-176

UC-HDD-177

La unidad de control UC-HDD-177 corresponde al circuito “44. Domo de torre regeneradora” en la Tabla 36 se presentan algunos niveles que representan engrosamientos más representativos (Figura 40), para un diámetro de 12” cédula STD corresponde un espesor nominal de 375, sin embargo para una cédula 40 el espesor nominal equivale a 406, es necesario que las mediciones se verifiquen y en caso de ser reales, significa que la unidad de control tiene tramos de tubería con diámetros distintos pero distinta cédula.

Tabla 36. Engrosamientos en la UC-HDD-177

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
3	Diámetro: 1½" Espesor nominal: 400 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería Nivel 3	Oriente	790	796
		Poniente	787	790
		Arriba	785	791
		Abajo	788	794
4	Diámetro: 12" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Codo Nivel 4	Oriente	425	405
		Poniente	404	425
		Fuera (Codo)	375	378
		Dentro (Garganta)	418	416
8	Diámetro: 12" Espesor nominal: 375 Límite de retiro: 190 Tipo: Codo Nivel 8	Norte	422	423
		Sur	414	422
		Fuera (Codo)	386	384
		Dentro (Garganta)	402	412

La unidad de control UC-HDD-177 contiene 9 niveles de medición en total, de los cuales 6 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 3 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y no se encuentran niveles sin medición de espesores (Figura 41).

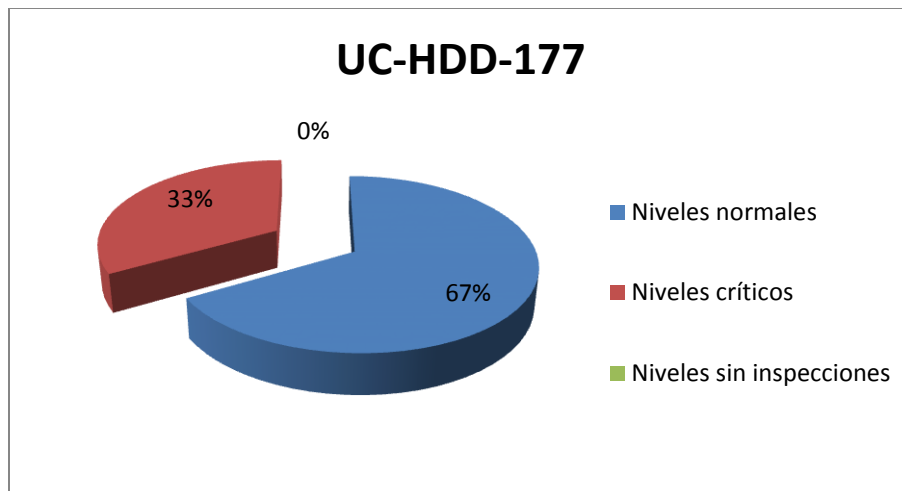


Figura 41. Niveles de medición en UC-HDD-177

En la Tabla 37 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 37. Puntos críticos en UC-HDD-177

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Oriente	405	385	18.92
2	Sur	394	368	24.6
4	Oriente	425	405	18.92

En la tabla 38 se presenta el resumen del análisis estadístico formal de la UC-HDD-177.

Tabla 38. Resumen de análisis estadístico formal de UC-HDD-177

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	32	3.1	3.8	45.6	Octubre 2017	Marzo 2058
Niveles normales	21	1.2	1.6	110.5	Octubre 2017	
Niveles Críticos	11	6.6	24.6	7.1	Febrero 2015	

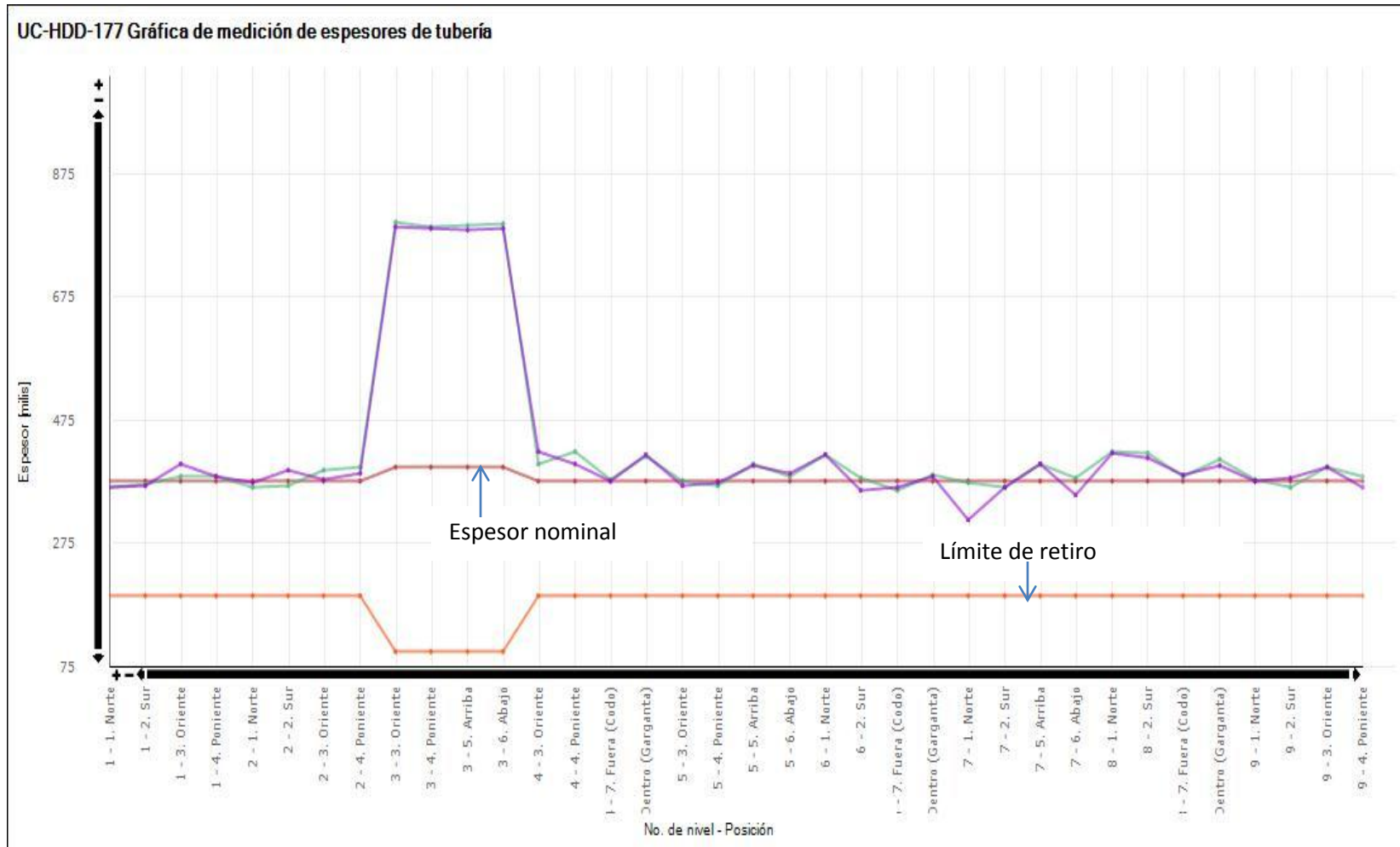


Figura 40. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-177

UC-HDD-178

La unidad de control UC-HDD-178 corresponde al circuito “45. Recirculación a torre regeneradora”, para un diámetro de 6” en cédula XS corresponde un espesor nominal de 432 milésimas de pulgada, sin embargo las mediciones no coinciden con ésta cédula, la más próxima debería ser cédula 120, no obstante las mediciones del nivel 22 se coincidirían con una cédula 160, por lo que se deberá verificar primeramente las mediciones para descartar errores en la técnica de medición, y posteriormente verificar la cédula. En la Figura 42 se puede ver la gráfica de medición de espesores, y en la Tabla 39 se pueden ver las mediciones engrosadas.

Tabla 39. Engrosamientos en la UC-HDD-178

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
8	Diámetro: 6" Espesor nominal: 432 Límite de retiro: 184 Tipo: Te/Injerto	Obstrucción	-	-
		Sur	526	537
		Arriba	510	489
		Abajo	593	594
13	Diámetro: 6" Espesor nominal: 432 Límite de retiro: 184 Tipo: Te/Injerto	Oriente	524	572
		Obstrucción	-	-
		Arriba	624	545
		Abajo	622	630
22	Diámetro: 6" Espesor nominal: 432 Límite de retiro: 184 Tipo: Te/Injerto	Oriente	815	787
		Obstrucción	-	-
		Arriba	797	731
		Abajo	784	771

La unidad de control UC-HDD-178 contiene 24 niveles de medición en total, de los cuales 15 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 9 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y no se encuentran niveles sin medición de espesores (Figura 43).

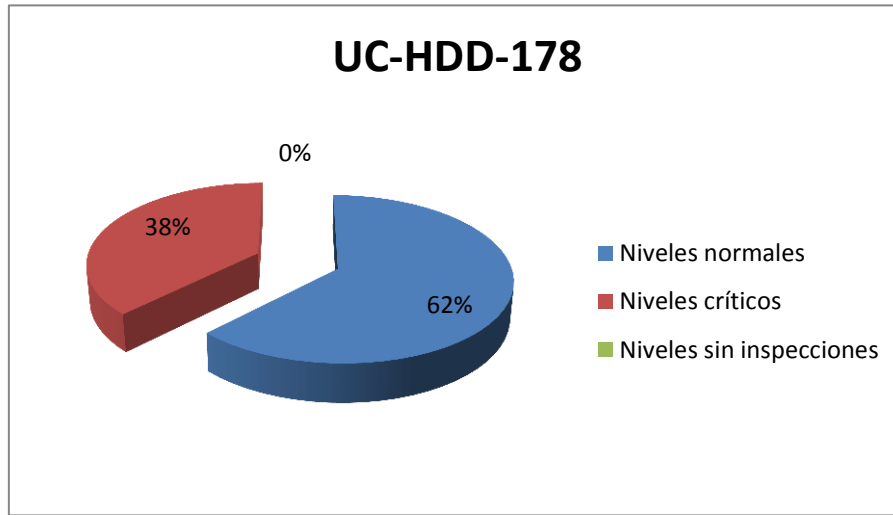


Figura 43. Niveles de medición en UC-HDD-178

En la Tabla 40 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 40. Puntos críticos en UC-HDD-178

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Norte	455	434	19.92
	Poniente	446	422	22.77
2	Fuera (Codo)	473	415	55.02
7	Sur	426	406	18.97
8	Arriba	510	489	19.92
12	Poniente	463	439	22.77
	Fuera (Codo)	438	417	19.92
13	Arriba	624	545	74.95
15	Oriente	480	435	42.69
17	Dentro (Garganta)	493	452	38.9
22	Oriente	815	787	26.56
	Arriba	797	731	62.61

Como se puede ver, son los puntos críticos los que pueden aumentar o disminuir la vida útil estimada de la unidad de control, por ejemplo para ésta unidad de control y con las tendencias de velocidades de desgaste se espera que en 2.9 años llegue a su límite de retiro, sin embargo realizando el análisis para los todos los niveles se espera una vida útil de 26.2 años, la agrupación de niveles de medición según sus velocidades de desgaste se realiza para fines del análisis.

En la tabla 41 se muestra el resumen del análisis estadísticos formal de la UC-HDD-178.

Tabla 41. Resumen de análisis estadístico formal de UC-HDD-178

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	79	7.2	8.3	26.2	Octubre 2017	Diciembre 2038
Niveles normales	51	2.2	2.6	86.6	Octubre 2017	
Niveles Críticos	28	16.3	75	2.9	Octubre 2013	

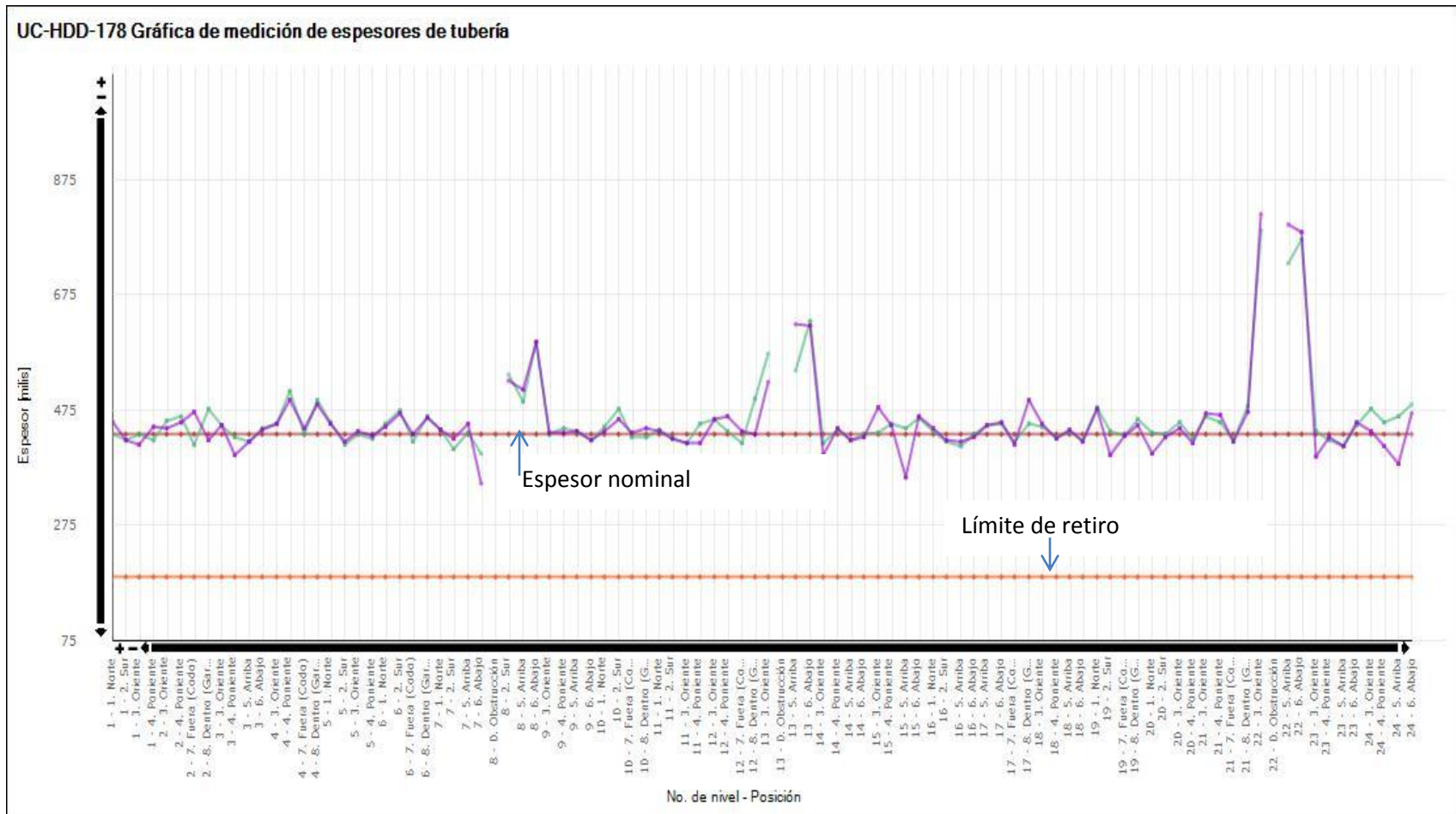


Figura 42. Gráfica de medición de espesores de tubería en la UC-HDD-178

UC-HDD-179

La unidad de control UC-HDD-179 pertenece al circuito “45. Recirculación a torre regeneradora” se puede apreciar una turbulencia entre las mediciones, esto puede ser debido a que las altas temperaturas afectaron el equipo de medición, o bien existen otros mecanismos de daño que están afectando a la unidad de control, además hay niveles en la primera inspección que no tienen mediciones, por lo que será necesario verificar las mediciones, y al agregar una tercera inspección revisar la tendencia. En la figura 44 se muestra la gráfica de medición de espesores y en la Tabla 42 se muestran los engrosamientos.

Tabla 42. Engrosamientos en la UC-HDD-179

Nivel	Datos	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012
31	Diámetro: 4" Espesor nominal: 337 Límite de retiro: 120 Tipo: Te/Injerto	Norte	444	431
		Sur	442	432
		Arriba	510	479
		Obstrucción	-	-
103	Diámetro: 2" Espesor nominal: 344 Límite de retiro: 100 Tipo: Tubería	Norte	770	775
		Sur	776	779
		Oriente	776	774
		Poniente	773	783

La unidad de control UC-HDD-179 contiene 106 niveles de medición en total, de los cuales 67 niveles de medición presentan una velocidad de desgaste por debajo de 15 mpa, 30 niveles de medición presentan velocidades de desgaste por arriba de 15 mpa y 9 niveles se encuentran sin medición de espesores (Figura 45).

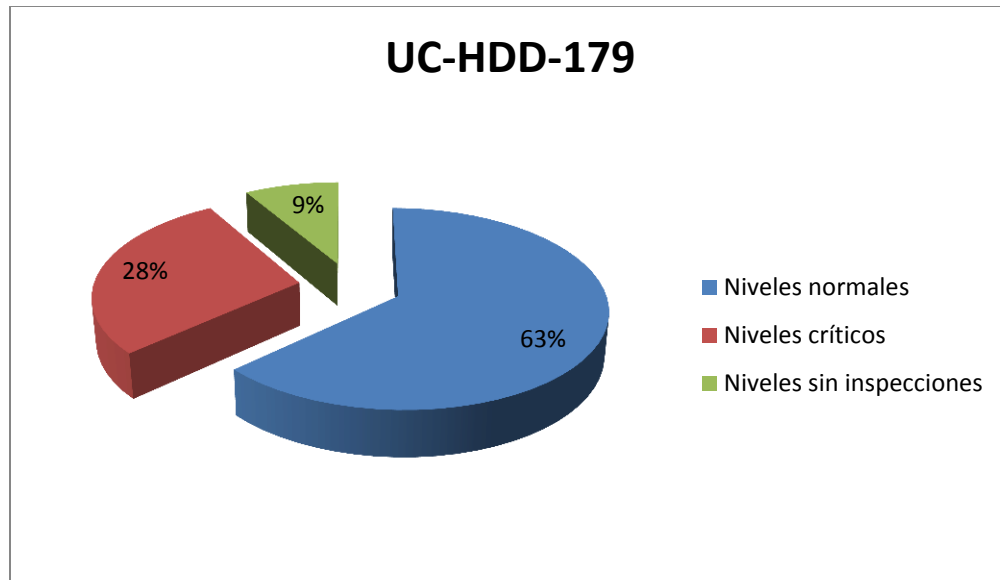


Figura 45. Niveles de medición en UC-HDD-179

En la Tabla 43 se muestran los niveles y las velocidades de desgaste críticas correspondientes a cada posición.

Tabla 43. Puntos críticos en UC-HDD-179

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
1	Norte	280	254	24.16
	Sur	280	263	15.8
	Oriente	297	230	62.27
	Poniente	258	228	27.88
2	Norte	319	298	19.52
	Sur	334	313	19.52
	Oriente	343	320	21.38
4	Poniente	369	288	75.28
	Fuera (Codo)	394	361	30.67
5	Sur	310	286	22.31
	Fuera (Codo)	378	342	33.46
6	Dentro (Garganta)	407	379	26.02
7	Oriente	336	318	16.73
8	Oriente	383	361	20.45
	Fuera (Codo)	401	348	49.26
9	Poniente	340	311	26.95
10	Fuera (Codo)	389	346	39.96
12	Arriba	337	317	18.59

Nivel	Posición	Septiembre 2011	Octubre 2012	Velocidad de desgaste (mpa)
15	Abajo	332	314	16.73
	Fuera (Codo)	381	355	24.16
17	Norte	270	253	15.8
18	Sur	398	342	52.05
	Oriente	361	321	37.18
	Poniente	365	303	57.62
20	Norte	423	384	36.25
	Fuera (Codo)	389	351	35.32
21	Sur	298	278	18.59
26	Dentro (Garganta)	404	349	51.12
28	Poniente	379	310	64.13
	Arriba	313	286	25.09
31	Arriba	510	479	28.81
32	Norte	331	304	25.09
	Sur	337	320	15.8
36	Arriba	337	309	26.02
71	Oriente	332	306	24.16
	Poniente	305	275	27.88
	Arriba	321	297	22.31
76	Abajo	334	276	53.9
	Poniente	386	289	90.15
77	Oriente	328	308	18.59
78	Oriente	296	272	22.31
	Poniente	311	286	23.23
	Arriba	303	284	17.66
	Abajo	296	272	22.31
	Oriente	276	250	24.16
79	Poniente	298	275	21.38
	Arriba	296	273	21.38
	Abajo	279	256	21.38
80	Poniente	391	359	29.74
	Fuera (Codo)	333	309	22.31
	Oriente	303	276	25.09
82	Poniente	398	256	131.97
	Arriba	389	272	108.74
88	Poniente	340	323	15.8
	Arriba	386	344	39.03
89	Poniente	431	382	45.54
100	Fuera (Codo)	388	344	40.89
	Dentro (Garganta)	385	368	15.8

En la tabla 44 se presenta un resumen del análisis estadístico formal de la UC-HDD-179.

Tabla 44. Resumen del análisis estadístico formal de UC-HDD-179

	n	Dprom [mpa]	Dmax [mpa]	VUE [años]	FPME	FRP
Todos los niveles	234	11.6	12.6	10.1	Octubre 2017	Diciembre 2022
Niveles normales	124	3.8	4.2	35.9	Octubre 2017	
Niveles Críticos	110	20.5	23	5.6	Octubre 2013	

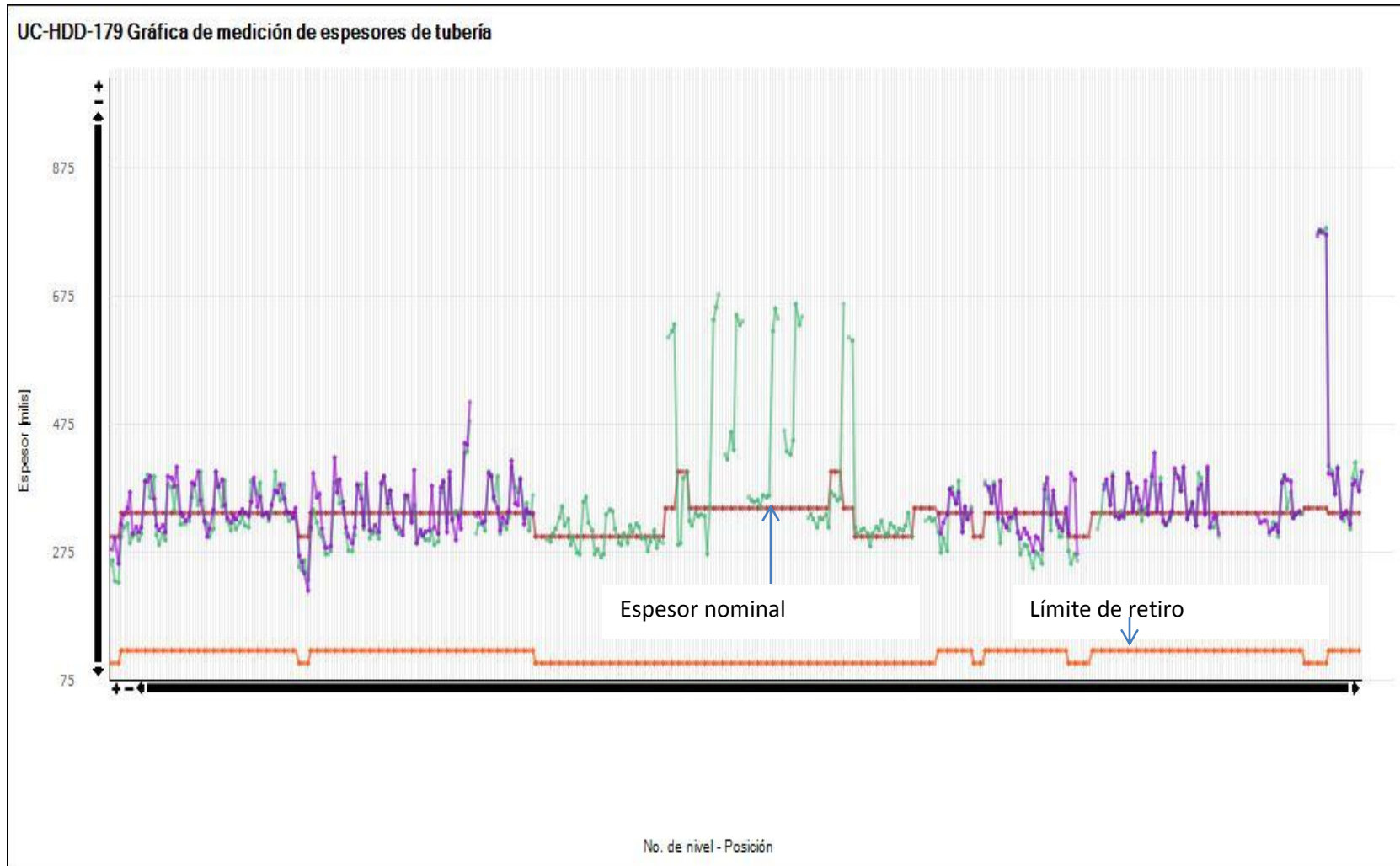


Figura 44. Gráfica de medición de espesores de tubería de tubería en la UC-HDD-17

RESUMEN DEL ANÁLISIS

Tabla 45. Resumen del análisis de unidades de control

UNIDAD DE CONTROL	OBSERVACIONES
UC-HDD-001 UC-HDD-010	Los niveles críticos se presentan en casos típicos en los que se da mayor desgaste por ejemplo, codos, injertos, Tee's debido a la turbulencia del flujo, por el cambio de dirección ocasionando fenómenos de corrosión localizada, que deben estar sujetos a un programa de atención fuera del establecido por la norma DG-SASIPA-IT-204. Se presentan engrosamientos debido a que esos niveles de medición pertenecen a una pieza reforzada, especial para arreglos de termopozo que no es considerada en el SIMECELE.
UC-HDD-002 UC-HDD-179	Se presentan engrosamientos debido a niveles de medición que pertenecen a una pieza reforzada, especial para arreglos de termopozo, que no es considerada en SIMECELE. Debido a que la dispersión de datos mostrados en la gráfica no es lo esperado para una unidad de control típica se recomienda verificar medición de espesores, realizar una prueba de identificación positiva para verificar la composición del material.
UC-HDD-007	Engrosamiento en pieza reforzada de arreglo de termopozo. Realizar una medición a los niveles que presentan velocidades de desgaste críticas para confirmar las mediciones, y analizar la existencia de otros mecanismos que no se puede detectar por medición de espesores.
UC-HDD-009 UC-HDD-095 UC-HDD-102	Presenta velocidades de desgaste críticas en reducciones y codos, en las reducciones depende mucho la posición exacta en la que se realice la medición, pues si no se realiza en la misma posición puede existir variación en la medición, se recomienda confirmar mediciones en campo. Las velocidades de desgaste en los circuitos 20 Y 21 se encuentran altas debido al ataque químico que ocasiona el H ₂ S, los puntos de corrosión localizada ocasionada por este mecanismo deben estar sujetos a un programa de atención fuera del establecido por la norma DG-SASIPA-IT-204
UC-HDD-157	Es importante cubrir con el 100% de las mediciones para tener velocidad de desgaste en una cantidad de niveles representativos en de la unidad de control, así como para verificar emplazamientos y posibles puntos de corrosión localizada.
UC-HDD-176 UC-HDD-177 UC-HDD-178	Uso de cédula incorrecta. Y engrosamientos en arreglos de termopozo.

Propuesta de estrategia de seguimiento a las unidades de control

Por último se propone como una recomendación una estrategia de seguimiento a la planta. Se deberá realizar un análisis general de la planta en el cual se identificará la existencia de emplazamientos, unidades de control vencidas y unidades de control no vencidas.

1. Identificar los emplazamientos:

- a) Generados: Normalmente la planta puede detectar puntos con velocidades de desgaste críticas, y es posible que ese sea el motivo por el cuál se esté generando un emplazamiento de la unidad de control, no obstante se deberá analizar los puntos críticos por separado, para identificar las unidades de control emplazadas reales.
- b) Reales: Las unidades de control que ya se revisaron y efectivamente mantienen una velocidad de desgaste, la cual permitirá que el espesor nominal llegue a su límite de retiro en año y medio.

2. Unidades de control vencidas

- a) Con cero inspecciones: Es necesario capturar el historial de inspecciones de las unidades de control, ya que el SIMECELE como medida de emergencia si una vez capturada la estructura de la unidad de control, no detecta inspecciones, se envía a medir al próximo mes de la captura de la estructura, y si en ese mes la inspección no fue capturada, la unidad de control aparecerá como vencida.
- b) Con una inspección: Las unidades de control con una inspección aparecen como vencidas cuando se cumplió el año y no se capturaron inspecciones por lo que es necesario que se capture la segunda inspección para que el SIMECELE pueda realizar el análisis estadístico formal.
- c) Con dos inspecciones: Que las unidades de control tengan dos inspecciones, no garantiza que la unidad de control se encuentre vencida, se tendrá que analizar porque existen unidades de control vencidas porque las inspecciones tienen un mes de diferencia entre fechas de inspección, y para que el análisis estadístico formal pueda resultar confiable se requiere de una año de diferencia. Por otra parte si las fechas de inspección se encuentran correctas y las unidades de control se encuentran vencidas, se tendrá que capturar una inspección más reciente, para el seguimiento de las unidades de control.

3. Unidades de control no vencidas:

Unidades de control críticas: Existen unidades de control con 2 inspecciones que no se encuentran vencidas, pero tienen puntos con velocidades de desgaste crítica, éstas unidades de control deberán tratarse con precaución ya que es aquí donde comienza el círculo vicioso, si no se les da un seguimiento a las unidades de control críticas, pueden llegar a emplazamientos.

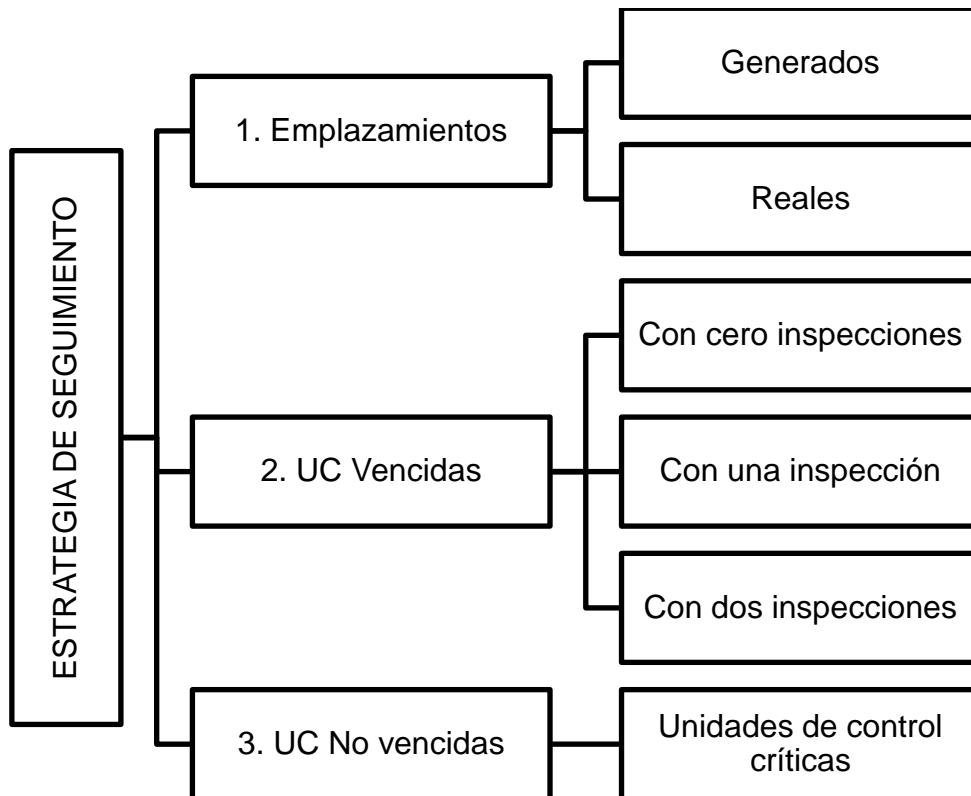


Figura 46. Estrategia de seguimiento.

CONCLUSIONES

Se identificaron los circuitos y unidades de control que presentan velocidades de desgaste altas, sin embargo cabe mencionar que debido a que la mayoría de las unidades de control no cuentan con dos inspecciones el primer objetivo se cumple solamente para 16 de 541 unidades de control. En el capítulo de recomendaciones, se propuso una estrategia de seguimiento general para administrar este punto de mejora en el cual, se da prioridad de atención a emplazamientos (los cuales deben ser confirmados previamente) y posteriormente a completar la información necesaria para administrar el total de unidades de control que conforman la planta.

La última etapa de la implementación del SIMECELE es la Revisión y validación del censo e inspecciones capturadas, sin embargo ésta etapa muchas veces no se realiza adecuadamente, puesto que se ha pensado que al capturar las inspecciones se ha cumplido con un plan de trabajo. El tener información capturada en el SIMECELE nos puede llevar a creer que tenemos un control adecuado de la instalación. Los trabajos de inspección deben estar sujetos a un proceso de validación de su información y cierre, sin embargo, es necesario que antes de validar la inspección se realice un análisis gráfico basado en la gráfica de espesores de SIMECELE que demostró ser una herramienta adecuada para la rápida identificación de conflictos en la medición; y un análisis de medición de espesores que varía de una unidad de control a otra. Se realizó dicho análisis en la planta hidrosulfuradora de diésel para identificar las unidades de control con emplazamientos, unidades de control vencidas y unidades de control críticas cumpliendo así con el segundo objetivo planteado.

De acuerdo a los resultados obtenidos y anteriormente mostrados, para fines del análisis se clasifica en dos secciones, el análisis gráfico y el análisis de la medición de espesores.

En el análisis gráfico observar que algunas unidades de control presentaron engrosamiento, por lo que se puede concluir que conforme a la práctica de medición de espesores la tendencia debería ser inversa y, debería mostrar un desgaste con respecto al espesor nominal, sin embargo se puede observar que el fenómeno de engrosamiento más severo se presenta principalmente en injertos de 1 ½” los cuales pertenecen al arreglo de termopozo, esto es debido a que en el arreglo se encuentra un cople reforzado el cual es una conexión especial, se le está asignando un nivel de tubería y de acuerdo a la especificación de tuberías el espesor nominal corresponde a 218 milésimas de pulgada el engrosamiento se distingue debido a que las mediciones se encuentran aproximadamente en un 160% más del espesor nominal indicado, en éste detalle surge una oportunidad de mejora en el SIMECELE puesto que se captura especificación para tubería,

nipiería y tornillería pero no para conexiones especiales o accesorios, es por ello que aparecen “valles” en las gráficas.

También, suelen detectarse engrosamientos también debido al uso de la cédula incorrecta, puesto que en algunos centros de trabajo se tiene la idea errónea de que si se usa una cédula mayor, la vida útil de la tubería es mayor pero la vida útil de una tubería está en función del material utilizado y la clase de material.

Cabe mencionar que la gráfica de medición de espesores es una herramienta clave para identificar de manera rápida aquellos puntos que presentan diferentes comportamientos, (ya sea desgaste o engrosamiento) si algún punto resulta poco confiable para el análisis estadístico formal, el SIMECELE tiene la opción de invalidar dicho punto o nivel, o investigar la causa de dicho fenómeno como pueden ser:

- a) Corrosión localizada.
- b) Aplicación inadecuada de la práctica de medición de espesores.
- c) Manejo de la cédula incorrecta para dicha unidad de control.

En el análisis estadístico formal de la medición de espesores, con el cálculo de las velocidades de desgaste puntual se pueden identificar aquellos los niveles de medición críticos, éstos modifican considerablemente la FPME, es responsabilidad del ingeniero de seguridad el decidir considerar estos cuatro puntos de corrosión localizada, bajo un programa distinto al descrito por la norma DG-SASIPA-IT-204 o mantenerlos bajo el mismo control actual.

Entonces, aunque el análisis de la medición de espesores varía de una unidad de control a otra, podemos generalizarlo de la siguiente forma:

1.- Consultar la gráfica de medición de espesores de SIMECELE para ubicar:

- a) Engrosamientos.
- b) Posibles cambios de cédulas.
- c) Comportamiento no esperados de los datos de medición de espesores

2.- Analizar los datos de medición de espesores en busca de:

- a) Puntos críticos por corrosión localizada en piezas con cambios de dirección.
- b) Puntos críticos en piezas que normalmente no presentan corrosión localizada.
- c) Engrosamientos respecto de medición de espesores.

En lo que se refiere al tercer objetivo, se muestra una estrategia de seguimiento a la planta para identificar el número de inspecciones por unidades de control, identificando así, unidades de control vencidas, unidades de control críticas, y no se detectaron emplazamientos.

Es importante mencionar que las unidades de control de la planta no presentan mediciones cercanas al límite de retiro o por debajo de éste, por lo tanto se mencionan a continuación algunos mecanismos de daño a los que puede estar propensa la planta, debido a los servicios que maneja, por ejemplo:

- a) *Corrosión bajo aislamiento*: En tuberías que se encuentran aisladas, debido a las fuentes de humedad como puede ser la lluvia, fugas de agua, condensación, inundación entre otras formas más comunes y esto puede ser causante de corrosión localizada en acero al carbón.
- b) *Erosión y corrosión*: Puede darse en las secciones donde el flujo es turbulento, puede suceder generalmente después de una válvula de control, después de placas de orificio y en la descarga de las bombas además en casos específicos como en el radio interior y exterior de codos, y en las soldaduras de termopozos y bridas ya que éste arreglo representa un flujo turbulento.
- 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 debido a un trastorno en las condiciones de operación, condensación no prevista o exposición al ácido sulfhídrico, o en tuberías que manejan aminas y no están relevadas de esfuerzos, daños debido a ampollamiento por hidrógeno y agrietamiento por inducción de hidrógeno. Cuando el inspector sospeche o sea advertidos que alguna sección de la planta puede ser susceptible a agrietamiento por el medio ambiente, se debe programar inspecciones suplementarias. Dichas inspecciones pueden ser por pruebas no destructivas como líquidos penetrantes, pruebas de partículas magnéticas fluorescentes, o ultrasonido.
- d) *Agrietamiento por fatiga*: Puede ser causado por la vibración excesiva en los sistemas de tuberías, puede ser detectado en un principio en puntos donde se intensifica el esfuerzo alto, tales como ramales.

ANEXO A. MEMORIA DE CÁLCULO

A. Cálculo de la velocidad de desgaste por punto (d)

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

d = Velocidad de desgaste por punto

ff = Fecha de la medición más reciente

fi = Fecha de medición anterior – ei [años]

ei = Espesor obtenido en la fecha fi [mpa]

ef = Espesor obtenido en la fecha ff [mpa]

B. Cálculo de la velocidad de desgaste promedio (Dprom)

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

C. Velocidad máxima ajustada (Dmax)

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

d1, d2, d3, ..., dn = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado [mpa].

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

Dprom = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa]

Dmax = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa]

D. Vida útil estimada

$$VUE = \frac{ek - Lr}{Dmax} \quad \dots \dots \dots (4)$$

E. Fecha de próxima medición

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

F. Fecha de retiro probable

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

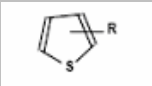
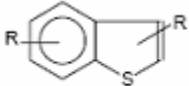
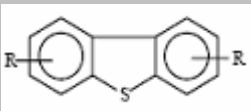
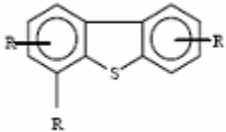
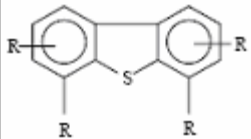
Lr = Límite de retiro [mpa].

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

fk= Fecha de última medición [años]

ANEXO B. COMPOSICIÓN Y TIPO DE COMPUESTOS AZUFRADOS

Tabla B-1 Orden de reactividad de los compuestos azufrados presentes en el petróleo

Compuesto azufrado	Estructura	Dificultad de hidrodesulfuración	Concentración aproximada del compuesto	
			Destilado (ppm)	Destilado (ppm)
No tiofénico	$R=S$	Fácil	5000	300
Tiofénos		Moderada	0	0
Benzotiofenos		Moderada	1700	7300
Benzotiofenos -No sustituidos		Moderada	1000	1900
Benzotiofenos - Sustituidos		Moderada	1500	2300
Benzotiofenos disustituidos		Difícil	600	900

ANEXO C. CENSO DE CIRCUITOS

Tabla C-1 Censo de circuitos de líneas

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
01	Carga ACL/Diésel /Gasóleo Ligero	Alimentación de mezcla de Diésel-ACL-Gasóleo ligero de almacenamiento	Diésel de Gasóleo ACL
02	Carga de ACL	Alimentación de ACL de FCC y de almacenamiento	Aceite Cíclico Ligero
03	Carga de Gasóleo Ligero	Alimentación de Gasóleo Ligero caliente de planta de Coker.	Gasóleo Ligero
04	Carga de Diésel Caliente	Diésel caliente de planta combinada.	Diésel
05	Diésel/Gasóleo Ligero	Diésel caliente de combinada y Gasóleo ligero caliente.	Diésel/Gasóleo ligero
06	Mezcla Caliente Diésel/ Gasóleo Ligero/ACL	Alimentación de planta combinada, Planta de Coker, FCC y almacenamiento	Diésel/ACL/ Gasóleo ligero
07	Diésel De Arranque	De almacenamiento a Primer separador de diésel.	Diésel
08	Carga precalentada	De cabezal de carga a Calentador de carga y a segundo intercambiador carga/efluente del reactor.	Diésel/ACL/ Gasóleo ligero
09	Carga con hidrógeno	De calentador de carga y segundo intercambiador /efluente del reactor a reactor de desmetalización	Diésel/ACL/ Gasóleo ligero/ Hidrógeno
10	Carga a reactor de hidrodesulfuración	De Reactor de desmetalización a reactor de hidrodesulfuración.	Diésel/ Hidrógeno

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
11	Efluente Del Reactor De Hidrodesulfuración	De reactor de hidrodesulfuración a separador de alta presión.	Diésel/Ácido sulfhídrico
12	Diésel Hidrodesulfurado	De separador de alta presión a primer separador de diésel.	Diésel
13	Diésel del primer separador de diésel.	De primer separador de diésel a torre estabilizadora.	Diésel/Ácido sulfhídrico/ Hidrógeno
14	Vapores primer separador de diésel	Del primer al segundo separador de diésel.	Diésel/Ácido sulfhídrico/ Hidrógeno
15	Diésel del 2do separador de diésel	Del segundo separador de diésel a torre estabilizadora.	Diésel/ Ácido sulfhídrico /Hidrógeno
16	Diésel ultra bajo azufre	De fondo de torre estabilizadora a L.B.	Diésel
17	Domo de torre Estabilizadora	Del domo de torre estabilizadora a acumulador de torre estabilizadora.	Nafta Amarga/Ácido sulfhídrico/ Hidrógeno
18	Nafta Amarga	De acumulador de torre estabilizadora a torre estabilizadora y a L.B.	Nafta Amarga
19	Nafta Dulce	Nafta dulce de arranque	Nafta dulce
20	Gases de reacción del separador caliente de alta presión	De separador caliente de alta presión a separador frio de alta presión.	Hidrógeno, ácido sulfhídrico e hidrocarburos

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
21	Hidrocarburos del separador frío de alta presión	Del separador frío de alta presión al segundo separador de diésel.	Diésel
22	Gas a torre de Lavado.	De separador frío de alta presión a torre lavadora.	Hidrógeno y ácido sulfhídrico
23	Hidrógeno Lavado	De torre lavadora a tanque de succión del compresor de recirculación.	Hidrógeno y Amina
24	Hidrógeno Libre De Amina	De tanque de succión del compresor de recirculación compresor de H ₂ de recirculación y a mezcla con hidrógeno de otras plantas a PSA	Hidrógeno
25	Hidrógeno De Recirculación	De PSA y compresor de H ₂ de recirculación a Reactor de hidrodesulfuración y intercambiador H ₂ /efluente del reactor.	Hidrógeno
26	Hidrógeno de combinada	De L.B. a enfriador de gas.	Hidrógeno
27	Hidrogeno de cabezal existente	De L.B. a mezcla con H ₂ de otras plantas.	Hidrógeno
28	Hidrógeno de importación	De L.B. a mezcla con hidrógeno de otras plantas	Hidrógeno
29	Mezcla de hidrógeno a PSA	De enfriador de gas, tanque de succión del compresor de recirculación, cabezal existente e hidrógeno de importación a PSA	Hidrógeno

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
30	Hidrógeno de reposición	De PSA a recirculación	Hidrógeno
31	Hidrógeno de planta	De L.B. a tanque de succión de hidrógeno de reposición.	Hidrógeno
32	Amina rica	De Torre lavadora, tanque de succión de H ₂ de recirculación, Endulzadora de gases y separador de gas dulce a asentador de amina rica.	Amina rica e hidrocarburos
33	Amina a torre regeneradora	De asentador de amina rica a torre regeneradora de amina.	Amina Rica
34	Amina regenerada	De fondo de torre regeneradora de amina a tanque de amina pobre.	Amina regenerada
35	Amina pobre	De tanque de amina pobre a torre lavadora y recirculación a tanque de amina pobre.	Amina pobre
36	Amina fresca	De tanque de fosa de amina a separador de condensados.	Amina fresca
37	Gas amargo a compresores	De acumulador de estabilizadora a salida del compresor.	Gas Amargo
38	Gas amargo del 2do separador de diésel	De 2do separador de diésel a mezcla con gas amargo.	Gas Amargo
39	Líquidos Comprimidos	De tanque coalescedor, tanque de succión del compresor, Tanques separadores de 1 ^a . y 2 ^a . etapa de compresión a mezcla con gas amargo de compresión	Gas Amargo
40	Mezcla de gas	Línea de recibo de gas amargo al	Gas Amargo

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
	amargo	separador desde descarga del compresor	
41	Gas amargo a endulzadora	Separador descarga de compresor de gas amargo a endulzadora de gases.	Gas Amargo
42	Gas dulce	De endulzadora de gases a separador de gas dulce.	Gas combustible y trazas de amina
43	Gas combustible de proceso	De separador de gas dulce a L.B.	Gas combustible
44	Domo de torre regeneradora	De domo de torre regeneradora a acumulador de reflujo.	Hidrocarburos ligeros, sulfuro de hidrógeno y trazas de amina rica
45	Recirculación a torre regeneradora	De acumulador de reflujo a torre regeneradora.	Hidrocarburos ligeros, sulfuro de hidrógeno y trazas de amina rica
46	Gas ácido	De acumulador de reflujo A L.B.	Ácido sulfhídrico
47	Hidrocarburos recuperados a slop	De asentador de amina rica y acumulador de reflujo a L.B.	Hidrocarburos ligeros
48	Agua amarga	Cabezal de agua amarga a L.B.	Agua Amarga
49	Desfogue ácido	Cabezal de desfogue ácido a quemador.	Desfogue Ácido

NO.	Circuito	DESCRIPCIÓN	SERVICIO
50	Desfogue de alta presión	De cabezal desfogue de alta a quemador.	Desfogue de alta presión
51	Desfogue de baja presión	Cabezal de desfogue de baja presión a quemador.	Desfogue de baja presión
52	Gas combustible	Cabezal de gas combustible a calentador de carga, acumulador de carga, rehervidor, tanque acumulador de agua amarga.	Gas Combustible
53	Combustóleo	Cabezal de combustóleo a calentador de carga, rehervidor de torre estabilizadora.	Combustóleo
54	Nitrógeno	De cabezal distribuidor a equipos.	Nitrógeno
55	Aceite De Lavado	Aceite de lavado a bombas	Aceite de sellos

ANEXO D. RESUMEN DE INSPECCIONES DE LA PLANTA

Tabla D-1. Resumen de inspecciones de la planta

No.	Circuito	Cero Inspecciones	Una Inspección	Dos inspecciones	Total
01	Carga ACL/Diésel /Gasóleo Ligero	0	0	1	1
02	Carga de ACL	0	0	1	1
03	Carga de Gasóleo Ligero	0	1	0	1
04	Carga de Diésel Caliente	0	1	0	1
05	Diésel/Gasóleo Ligero	0	1	0	1
06	Mezcla Caliente Diésel/ Gasóleo Ligero/ACL	0	1	0	1
07	Diésel De Arranque	0	0	1	1
08	Carga precalentada	0	0	1	1
09	Carga con hidrógeno	9	0	0	9
10	Carga a reactor de hidrodesulfuración	8	0	0	8
11	Efluente Del Reactor De Hidrodesulfuración	4	0	0	4
12	Diésel Hidrodesulfurado	2	0	0	2
13	Diésel del primer separador de diésel.	7	0	0	7
14	Vapores primer separador de diésel	7	0	0	7
15	Diésel del 2do separador de diésel	1	0	0	1
16	Diésel ultra bajo azufre	11	0	0	11
17	Domo de torre Estabilizadora	2	0	0	2

No.	Circuito	Cero Inspecciones	Una Inspección	Dos inspecciones	Total
18	Nafta Amarga	1	1	1	3
19	Nafta Dulce	1	0	0	1
20	Gases de reacción del separador	1	0	0	1
21	Hidrocarburos del separador frío de alta presión	6	0	3	9
22	Gas a torre de Lavado.	2	2	0	4
23	Hidrógeno Lavado	2	0	0	2
24	Hidrógeno Libre De Amina	4	0	0	4
25	Hidrógeno De Recirculación	2	1	0	3
26	Hidrógeno de combinada	2	0	0	2
27	Hidrogeno de cabezal existente	0	1	0	1
28	Hidrógeno de importación	0	1	0	1
29	Mezcla de hidrógeno a PSA	2	0	0	2
30	Hidrógeno de reposición	2	1	0	3
31	Hidrógeno de planta	1	0	0	1
32	Amina rica	2	3	2	7
33	Amina a torre regeneradora	8	0	2	10
34	Amina regenerada	3	0	0	3
35	Amina pobre	6	10	0	16
36	Amina fresca	3	0	0	3
37	Gas amargo a compresores	2	0	0	2
38	Gas amargo del 2do separador de diésel	1	0	0	1
39	Líquidos Comprimidos	10	7	0	17
40	Mezcla de gas	2	0	0	2

No.	Circuito	Cero Inspecciones	Una Inspección	Dos inspecciones	Total
	amargo				
41	Gas amargo a endulzadora	2	2	0	4
42	Gas dulce	0	1	0	1
43	Gas combustible de proceso	0	1	0	1
44	Domo de torre regeneradora	8	0	2	10
45	Recirculación a torre regeneradora	0	0	2	2
46	Gas ácido	0	1	0	1
47	Hidrocarburos recuperados a slop	20	0	0	20
48	Agua amarga	12	4	0	16
49	Desfogue ácido	82	47	0	129
50	Desfogue de alta presión	0	77	0	77
51	Desfogue de baja presión	1	51	0	52
52	Gas combustible	7	9	0	16
53	Combustóleo	1	11	0	12
54	Nitrógeno	2	31	0	33
55	Aceite De Lavado	0	10	0	10
	TOTAL	249	276	16	541

ANEXO E. ESPESOR NOMINAL EN TUBERÍAS¹⁴

Tabla E-1. Datos técnicos de tuberías

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]
1/8"	0.405	--	--	10S	0.049
		STD	40	40S	0.068
		XS	80	80S	0.095
1/4"	0.54	--	--	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
1/2"	0.84	--	--	5S	0.065
		--	--	10S	0.083
		STD	40	40S	0.109
		XS	80	80S	0.147
		--	160	--	0.187
		XXS	--	--	0.294
		--	--	5S	0.065
3/4"	1.05	--	--	10S	0.083
		STD	40	40S	0.113
		XS	80	80S	0.154
		--	160	--	0.219
		XXS	--	--	0.308
		--	--	5S	0.065
		--	--	10S	0.109
1"	1.315	STD	40	40S	0.133
		XS	80	80S	0.179
		--	160	--	0.25
		XXS	--	--	0.358
		--	--	5S	0.065
		--	--	10S	0.109
		STD	40	40S	0.14
1 1/4"	1.66	XS	80	80S	0.191
		--	160	--	0.25
		XXS	--	--	0.382
1 1/2"	1.9	--	--	5S	0.065
		--	--	10S	0.109

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]
2"	2.375	STD	40	40S	0.145
		XS	80	80S	0.2
		--	160	--	0.281
		XXS	--	--	0.4
		--	--	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	0.12
		STD	40	40s	0.203
		XS	80	80s	0.276
		--	160	--	0.375
		XXS	--	--	0.552
		--	--	5S	0.083
		--	--	10S	0.12
		STD	40	40S	0.216
		XS	80	80S	0.3
3"	3.5	--	160	--	0.438
		XXS	--	--	0.6
		--	--	5S	0.083
		--	--	10S	0.12
		STD	40	40S	0.226
		XS	80	80S	0.318
		--	--	5S	0.083
		--	--	10S	0.12
		STD	40	40S	0.237
		XS	80	80S	0.337
3 ½"	4	--	120	--	0.438
		--	160	--	0.531
		XXS	--	--	0.674
		--	--	5S	0.109
		--	--	10S	0.134
		STD	40	40S	0.258
		XS	80	80S	0.375
		--	120	--	0.5
		--	160	--	0.625
		XXS	--	--	0.75
4"	4.5	STD	40	40S	0.237
		XS	80	80S	0.337
		--	120	--	0.438
		--	160	--	0.531
		XXS	--	--	0.674
		--	--	5S	0.109
5"	5.563	--	--	10S	0.134
		STD	40	40S	0.258
		XS	80	80S	0.375
		--	120	--	0.5
		--	160	--	0.625
		XXS	--	--	0.75

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]
6"	6.625	--	--	5S	0.109
		--	--	10S	0.134
		STD	40	40S	0.28
		XS	80	80S	0.432
		--	120	--	0.562
		--	160	--	0.719
		XXS	--	--	0.864
		--	--	5S	0.109
		--	--	10S	0.148
		--	--	--	0.25
8"	8.625	--	20	--	0.277
		--	30	--	0.322
		STD	40	40S	0.406
		--	60	--	0.5
		XS	80	80S	0.594
		--	100	--	0.719
		--	120	--	0.812
		--	140	--	0.875
		XXS	--	--	0.906
		--	160	--	0.134
10"	10.75	--	--	5S	0.165
		--	--	10S	0.25
		--	20	--	0.307
		--	30	--	0.365
		STD	40	40S	0.5
		XS	60	80S	0.594
		--	80	--	0.719
		--	100	--	0.844
		--	120	--	1
		XXS	140	--	1.125
12"	12.75	--	160	--	0.156
		--	--	5S	0.18
		--	--	10S	0.25
		--	20	--	0.33
		--	30	--	0.375
		STD	--	40S	0.406
		--	40	--	0.5
		XS	--	80S	0.562
		--	60	--	0.688
		--	80	--	0.844
--	100	--	1		
XXS	120	--			

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]
14	14	--	140	--	1.125
		--	160	--	1.312
		--	--	5S	0.156
		--	--	10S	0.188
		--	10	--	0.25
		--	20	--	0.312
		STD	30	--	0.375
		--	40	--	0.438
		XS	--	--	0.5
		--	60	--	0.594
		--	80	--	0.75
		--	100	--	0.938
		--	120	--	1.094
		--	140	--	1.25
16	16	--	160	--	1.406
		--	--	5S	0.165
		--	--	10S	0.188
		--	10	--	0.25
		--	20	--	0.312
		STD	20	--	0.375
		XS	40	--	0.5
		--	60	--	0.656
		--	80	--	0.844
		--	100	--	1.031
		--	120	--	1.219
		--	140	--	1.438
		--	160	--	1.594
		18	18	--	--
--	--			10S	0.188
--	10			--	0.25
--	20			--	0.312
STD	--			--	0.375
--	30			--	0.438
XS	--			--	0.5
--	40			--	0.562
--	60			--	0.75
--	80			--	0.938
--	100			--	1.156
--	120			--	1.375

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]		
20"	20	--	140	--	1.562		
		--	160	--	1.781		
		--	--	5S	0.188		
		--	--	10S	0.218		
		--	10	--	0.25		
		STD	20	--	0.375		
		XS	30	--	0.5		
		--	40	--	0.594		
		--	60	--	0.812		
		--	80	--	1.031		
		--	100	--	1.281		
		--	120	--	1.3		
		--	140	--	1.75		
		--	160	--	1.969		
		--	--	5S	0.188		
		22"	22	--	--	10S	0.218
--	10			--	0.25		
STD	20			--	0.375		
XS	30			--	0.5		
--	60			--	0.875		
--	80			--	1.125		
--	100			--	1.375		
--	120			--	1.625		
--	140			--	1.875		
--	160			--	2.125		
--	--			5S	0.218		
--	10			10S	0.25		
STD	20			--	0.375		
XS	--			--	0.5		
24"	24			--	30	--	0.562
				--	40	--	0.688
		--	60	--	0.969		
		--	80	--	1.219		
		--	100	--	1.531		
		--	120	--	1.812		
		--	140	--	2.062		
		--	160	--	2.344		
		26"	26	--	10	--	0.312
				STD	--	--	0.375

Diámetro nominal de tubería [in]	Diámetro exterior [in]	Cédula tubería de hierro	Número de cédula	Cédula en acero inoxidable	Espesor [in]
28"	28	XS	20	--	0.5
		--	10	--	0.312
		STD	--	--	0.375
		XS	20	--	0.5
		--	30	--	0.625
30"	30	--	--	5S	0.25
		--	10	10S	0.312
		STD	--	--	0.375
		XS	20	--	0.5
		--	30	--	0.625
32"	32	--	10	--	0.312
		STD	--	--	0.375
		XS	20	--	0.5
		--	30	--	0.625
		--	40	--	0.688
34"	34	--	10	--	0.344
		STD	--	--	0.375
		XS	20	--	0.5
		--	30	--	0.625
		--	40	--	0.688
36"	36	--	10	--	0.312
		STD	--	--	0.375
		XS	20	--	0.5
		--	30	--	0.625
		--	40	--	0.75

GLOSARIO ¹⁵

Absorción: Proceso mediante el cual, a través de una operación unitaria de transferencia de materia, se pone en contacto un gas con un líquido, para que este disuelva determinados componentes del gas húmedo dulce y quede libre de los mismos.

Ácido sulfúrico: Líquido aceitoso, incoloro o pardo oscuro (dependiendo de su pureza), inodoro, altamente corrosivo, tiene la propiedad de ser muy reactivo, disuelve la mayoría de los metales.

Adsorción: Proceso físico de atracción que produce la concentración, retención o adhesión en la superficie de un sólido (adsorbente), de los átomos, iones o moléculas de un gas o líquido, así como de las sustancias disueltas o dispersas en un fluido. Como tal actúan el carbón activo y las tierras adsorbentes, empleados para retener las partículas en suspensión de gases y líquidos, con lo cual éstos quedan purificados y clarificados.

Agua amarga: Agua residual con contenido de ácido sulfhídrico y sulfuros que proviene de los procesos de refinación. Se obtiene de las torres de fraccionamiento de hidrocarburos de plantas, tales como primarias, catalíticas, desulfuradoras, etcétera. El agua recolectada en los acumuladores es posteriormente enviada a plantas de tratamiento de aguas amargas para eliminarle el ácido sulfhídrico.

Azufre: Producto obtenido en las instalaciones de Pemex Gas y Petroquímica Básica por el endulzamiento de gas amargo. Su uso principal es para la elaboración de compuestos químicos: ácido sulfúrico, anhídrido sulfuroso, sulfuro carbonoso, etc.

Centro de trabajo: Cada una de las dependencias de Petróleos Mexicanos, que por el conjunto de labores de sus diversos departamentos o unidades de trabajo, cumple con funciones relacionadas con la industria, tales como refinerías, centros petroquímicos, terminales de almacenamiento y distribución, embarcaciones de servicios marítimos, etcétera.

Diésel UBA: Combustible exclusivo para quemadores de flama abierta, de color amarillo claro, con olor a petróleo, insoluble en agua. Se obtiene del fraccionamiento de los crudos en el corte correspondiente al gasóleo ligero, el cual se ha tratado para reducir su contenido de azufre total a 10 ppm.

Endulzamiento de gas: Proceso mediante el cual se remueven los contaminantes H₂S (ácido sulfhídrico) y CO₂ (bióxido de carbono) del gas húmedo amargo.

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

Gas ácido: Aunque es un gas natural con un alto contenido de H₂S (34% y 42% en volumen) y CO₂ (37% y 45% en volumen), este término también se aplica a un gas amargo que ha pasado por un proceso de endulzamiento.

Gas amargo: Gas natural que contiene hidrocarburos, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono (estos últimos en concentraciones mayores a 50 ppm).

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Hidrodesulfuración: Proceso mediante el cual se elimina el azufre convirtiéndolo en ácido sulfhídrico en la corriente gaseosa, el cual puede separarse con facilidad y transformarse en azufre elemental.

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

Líneas y equipos críticos: Son aquellos cuya velocidad de desgaste exceden el valor de 15 milésimas de pulgada por año (mpa).

Líneas: Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (Tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejen 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.

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

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.

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

Pruebas No Destructivas: 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.

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

BLOGRAFÍA

- ¹ Iniciativa ATYCA, Miner y F2I2 (1997). La seguridad industrial, fundamentos y aplicaciones. Ed. Fraternidad mupresa.
- ² Muñoz M. A. (2011) La seguridad industrial, evolución y situación actual. Madrid, España
- ³ Dennis P. Nolan (2008). Safety and security review for the process industries. (2nd edition). Norwich NY, USA: Editorial William Andrew.
- ⁴ PEMEX, (2000). Manual SIASPA
- ⁵ Trevor Kletz. (2009) What went wrong: Case histories of process plant disasters (fourth edition), Houston TX. Ed. Gulf publishing company.
- ⁶ American Institute of Chemical (2006). Guidelines for mechanical integrity systems by center for chemical process safety.
- ⁷ PEMEX-DG-SASIPA-IT-0204 (2010). Guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores.
- ⁸ PEMEX- GPEI-IT-0201. (1986) Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación
- ⁹ PEMEX- GPI-IT-4200 (1986) Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
- ¹⁰ PEMEX-DG-GPASI-IT-0903 (1995) Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación.
- ¹¹ 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.
- ¹² FACULTAD DE QUÍMICA UNAM- CEASPA-MUS-003 (2009) Manual de usuario del SIMECELE.
- ¹³ José Llunch Urpí (2008). Tecnología y margen del refino del petróleo. Ed. Diaz Santos.
- ¹⁴ CRANE. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías. (Apéndice B14). Ed. McGrawHill
- ¹⁵ PEMEX-Diccionario de PEMEX (2010) Términos Usados en PEMEX Refinación.