

PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONFORME LA METODOLOGÍA
DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) PARA LAS LÍNEAS DE PROCESO
DE LAS UNIDADES U2900 Y U2950 DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS
INDUSTRIALES BALANCE, ECOPETROL S. A – GERENCIA REFINERÍA DE
BARRANCABERMEJA.

JUAN DAVID CANO RODRÍGUEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2014

PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONFORME LA METODOLOGÍA
DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) PARA LAS LÍNEAS DE PROCESO
DE LAS UNIDADES U2900 Y U2950 DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS
INDUSTRIALES BALANCE, ECOPETROL S. A – GERENCIA REFINERÍA DE
BARRANCABERMEJA.

JUAN DAVID CANO RODRÍGUEZ

Trabajo de Grado para optar por el título de

Ingeniero Mecánico

Director

CARLOS BORRAS PINILLA

Ingeniero Mecánico

Codirector

LEONARDO JAIMES QUIÑONEZ

Ingeniero Metalúrgico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2014

Este proyecto va dedicado a Dios por guiarme siempre en mi camino, brindándome la sabiduría necesaria para superar los obstáculos y aprender de mis errores.

A Ligia, mi madre, por su cariño, comprensión y amor constante, a mi hermana Luz Dary por su fortaleza y apoyo incondicional, a Laura Melissa mi novia por animarme a seguir mis sueños, y a sus padres por sus consejos y compañía, hoy puedo decir que esta tesis lleva mucho de ustedes, gracias por hacer este sueño realidad.

Expreso mi más sincero agradecimiento a la empresa ECOPEEROL S.A., por permitirme realizar este proyecto, a la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por el papel jugado en mi formación profesional, al equipo del departamento de Servicios Industriales Balance por su amable disposición.

Agradezco al Ingeniero Leonardo Jaimes Quiñonez, por su constante apoyo y compromiso con el proyecto.

Ingeniero Reinaldo Puella por su atención y conocimientos transmitidos.

Ingeniero Carlos Borrás Pinilla por su guía y sus consejos.

Sin ellos nada de esto habría sido posible.

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN | 17 |
| 1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA | 19 |
| 1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA. | 19 |
| 1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA | 23 |
| 1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO | 25 |
| 1.3.1 Objetivo General | 25 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos | 25 |
| 2 MARCO TEÓRICO | 27 |
| 2.1 CORROSIÓN ⁷ | 27 |
| 2.1.1 Definición | 27 |
| 2.1.2 Pérdidas económicas originadas por la corrosión | 28 |
| 2.1.3 Clasificación de los procesos de corrosión | 30 |
| 2.2 NORMAS Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS | 33 |
| 2.2.1 Norma | 33 |
| 2.2.2 Práctica Recomendada | 33 |
| 2.2.3 Organismos Normativos | 33 |
| 2.3 RISK BASED INSPECTION (RBI) – INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO | 37 |
| 2.3.1 Objetivos | 37 |
| 2.3.2 Beneficios..... | 37 |
| 2.3.3 Equipos Cubiertos | 39 |
| 2.3.4 Equipo Sin Cobertura | 39 |
| 2.3.5 Tipos de Análisis | 39 |
| 2.3.6 Riesgo, Probabilidad y Consecuencia de falla. | 41 |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.4 | RISK AND RELIABILITY MANAGEMENT (RRM) ⁸ | 46 |
| 2.4.1 | Tipos de mecanismos de daño | 47 |
| 2.4.2 | Metodología S-RBI | 48 |
| 2.5 | MECANISMOS DE DEGRADACIÓN ⁹ | 55 |
| 2.5.1 | Thermal Fatigue (Fatiga térmica) | 47 |
| 2.5.2 | Erosión y Erosión-Corrosión | 58 |
| 2.5.3 | Vibration-Induced Fatigue (Fatiga Inducida por Vibraciones)..... | 61 |
| 2.5.4 | Corrosion Under Insulation - CUI (Corrosión Bajo Aislamiento)..... | 63 |
| 2.5.5 | Microbiologically Induced Corrosion - MIC (Corrosión Inducida Microbiológicamente)..... | 66 |
| 2.5.6 | Ethanol Stress Corrosion Cracking – SCC (Corrosión Bajo Tensión Por Etanol)..... | 69 |
| 2.6 | ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (nondestructive testing - NDT)..... | 72 |
| 2.6.1 | Inspección Visual | 74 |
| 2.6.2 | Ultrasonido | 76 |
| 2.6.3 | Radiografía..... | 79 |
| 2.6.4 | Termografía..... | 81 |
| 2.6.5 | Corriente Parasita Pulsada (Pulsed Eddy Current - PEC)..... | 83 |
| 2.6.6 | Identificación Positiva de Materiales (PMI)..... | 84 |
| 3 | DESARROLLO DE ACTIVIDADES | 87 |
| 3.1 | RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN | 88 |
| 3.2 | SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN | 89 |
| 3.3 | ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN..... | 90 |
| 3.4 | DEFINICIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN | 90 |
| 3.4.1 | Definición De Lazos De Corrosión | 90 |

| | |
|---|-----|
| 3.4.2 Determinación de los lazos de corrosión | 92 |
| 3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN..... | 93 |
| 3.6 CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS..... | 95 |
| 3.7 INSPECCIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN..... | 97 |
| 3.7.1 Verificación y Corrección De Planos Isométricos | 97 |
| 3.7.2 Inspección visual ¹³ | 98 |
| 3.7.3 Recibo de plano isométricos finales..... | 103 |
| 3.7.4 Levantamiento de Isométricos | 104 |
| 3.8 TOMA DE ESPESORES..... | 105 |
| 3.8.1 Condiciones generales | 106 |
| 3.8.2 Desarrollo (pasos)..... | 107 |
| 3.9 ANÁLISIS DE DATOS | 109 |
| 3.9.1 Diámetro Exterior Y Espesor Original | 109 |
| 3.9.2 Espesor de retiro | 110 |
| 3.9.3 Espesor Mínimo Requerido Por Presión..... | 110 |
| 3.9.4 Espesor Residual..... | 111 |
| 3.9.5 Velocidad De Corrosión Por Diseño | 111 |
| 3.9.6 Velocidad De Corrosión A Corto Plazo (Short Time) | 112 |
| 3.9.7 Velocidad De Corrosión A Largo Plazo (Long Time) | 112 |
| 3.9.8 Vida Remanente | 114 |
| 3.9.9 Fecha De Cambio De La Línea | 114 |
| 3.10 SUSCEPTIBILIDAD A CUI..... | 114 |
| 3.11 APLICACIÓN DEL SISTEMA RRM | 115 |
| 3.12 ESTABLECIMIENTO DEL PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO. | 126 |

| | |
|-----------------------------------|-----|
| 3.12.1 Plan De Mantenimiento..... | 126 |
| 3.12.2 Plan De Inspección | 127 |
| 4 RESULTADOS GENERALES..... | 131 |
| 5 CONCLUSIONES | 132 |
| 6 RECOMENDACIONES..... | 136 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 137 |
| ANEXOS..... | 139 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Ecopetrol S.A. Refinería de Barrancabermeja | 19 |
| Figura 2. Calderas | 20 |
| Figura 3. Torre de enfriamiento..... | 21 |
| Figura 4. Líneas de proceso | 22 |
| Figura 5. Clasificación de la corrosión | 30 |
| Figura 6. Logo American Petroleum Institute | 34 |
| Figura 7. Portada de la Norma API 570 | 35 |
| Figura 8. Logotipo American Society of Mechanical Engineers | 35 |
| Figura 9. Portada de la Norma ASME B31.3 | 36 |
| Figura 10. Gestión de riesgos usando RBI. | 38 |
| Figura 11. Matriz de riegos del RBI..... | 41 |
| Figura 12. Pasos para determinar la POF | 43 |
| Figura 13. Determinación COF | 45 |
| Figura 14. Resultados del Sistema RRM | 47 |
| Figura 15. Esquema general del S-RBI. | 48 |
| Figura 16. Matriz de riesgo RBI | 50 |
| Figura 17. Determinación de la Confianza para degradaciones dependientes y no dependientes de la edad..... | 52 |
| Figura 18. Puntuaciones totales de la evaluación de confianza..... | 52 |
| Figura 19. Desarrollo del plan de inspección y monitoreo. | 53 |
| Figura 20. Factor del intervalo para mecanismos dependientes de la edad | 54 |
| Figura 21. Régimen de monitoreo para mecanismos no dependientes de la edad | 54 |
| Figura 22. Estrategias para daño por CUI | 54 |
| Figura 23. Grietas por fatiga térmica en el interior de un tubo de SS de pared gruesa..... | 57 |
| Figura 24. Erosión de un codo de retorno de un calentador de coquización | 60 |
| Figura 25. Vibración inducida fatiga en una brida soldada de un sistema de alivio térmico. | 62 |

| | |
|---|-----|
| Figura 26. Acercamiento a Tee después de la remoción del aislamiento | 65 |
| Figura 27. MIC en fondo de tanque de diésel. | 68 |
| Figura 28. SCC en tubería de acero de retorno a un sistema de combustible etanol. | 70 |
| Figura 29. Esquema funcional del Ultrasonido | 76 |
| Figura 30. Aplicación típica de la Radiografía..... | 80 |
| Figura 31. Imagen termográfica de una línea de vapor | 81 |
| Figura 32. Funcionamiento del PEC | 83 |
| Figura 33. Configuración típica de XRF | 85 |
| Figura 34. Funcionamiento OES..... | 86 |
| Figura 35. Diagrama de flujo de actividades..... | 87 |
| Figura 36. Portada del Line List | 88 |
| Figura 37. Plano Isométrico del año 1977 | 89 |
| Figura 38. Plano Isométrico del año 1997 | 90 |
| Figura 39. Plano P&ID | 92 |
| Figura 40. Delineado de lazos de corrosión..... | 93 |
| Figura 41. Criterios de clasificación norma API 570 | 94 |
| Figura 42. Criterios de clasificación norma ASME B31.3..... | 94 |
| Figura 43. Plano Isométrico corregido | 97 |
| Figura 44. Plano Isométrico Digitalizado..... | 104 |
| Figura 45. Plano Isométrico levantado por el autor..... | 105 |
| Figura 46. Equipo para medición de espesores..... | 107 |
| Figura 47. Toma de espesores a línea de Agua Cruda | 109 |
| Figura 48. Representación de los espesores..... | 110 |
| Figura 49. Velocidades de Corrosión de la unidad U-2900..... | 113 |
| Figura 50. Velocidades de Corrosión de la unidad U-2950..... | 113 |
| Figura 51. Interfaz de inicio del sistema RRM | 116 |
| Figura 52. Datos estándar requeridos..... | 116 |
| Figura 53. Datos específicos de la planta | 117 |
| Figura 54. Carga de datos manual de la línea | 118 |

| | |
|---|-----|
| Figura 55. Interfaz de análisis RBI | 118 |
| Figura 56. Selección de las líneas a utilizar para el RBI | 119 |
| Figura 57. Análisis del lazo de corrosión | 120 |
| Figura 58. Carga de los parámetros del lazo de corrosión | 120 |
| Figura 59. Establecimiento del modo de falla del lazo y la línea..... | 121 |
| Figura 60. Carga de los históricos de inspección..... | 121 |
| Figura 61. Análisis de confianza | 123 |
| Figura 62. Estimación de consecuencias..... | 124 |
| Figura 63. Análisis de criticidad | 124 |
| Figura 64. Resultados del análisis | 125 |
| Figura 65. Visualización de recomendaciones..... | 125 |
| Figura 66. Resultados Unidad U-2900..... | 130 |
| Figura 67. Resultados Unidad U-2950..... | 130 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Distribución de costes por corrosión | 29 |
| Tabla 2. Velocidades del sonido para diferentes materiales ferrosos | 78 |
| Tabla 3. Lazos de corrosión de la unidad U-2900..... | 91 |
| Tabla 4. Lazos de corrosión de la unidad U-2950..... | 91 |
| Tabla 5. Clasificación de los lazos de corrosión de la unidad U-2900 | 95 |
| Tabla 6. Clasificación de los lazos de corrosión de la unidad U-2950 | 95 |
| Tabla 7. Líneas Susceptibles A CUI en la unidad U-2950 | 115 |
| Tabla 8. Intervalos De Inspección Máximos Recomendados | 129 |

RESUMEN

TITULO: PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONFORME LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) PARA LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS UNIDADES U2900 Y U2950 DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE, ECOPETROL S. A – GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA ¹

AUTOR: JUAN DAVID CANO RODRÍGUEZ ²

PALABRAS CLAVES: INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO, MANTENIMIENTO, ECOPETROL.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto se fundamenta en la necesidad de mantener un seguimiento continuo a la integridad física y mecánica de las líneas de proceso del departamento de Servicios Industriales Balance, perteneciente a la empresa Ecopetrol S.A., implementado un plan de inspección y mantenimiento conforme la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) desarrollada por la normativa del Instituto Americano del Petróleo (API) en la norma API 570 y la practica recomendada API 580, esto, con el fin de evitar o disminuir los problemas asociados a fallos en las líneas, como fugas y roturas prematuras que pueden generar daños al medio ambiente, a los equipos y peligro para los trabajadores.

El procedimiento que se llevó a cabo comenzó con la recopilación de la información acerca de las líneas, la inspección de los isométricos en campo, toma de espesores, cálculo de velocidades de corrosión, vida remanente, e intervalos de inspección teniendo en cuenta la evaluación de confianza y de criticidad de los lazos de corrosión, la cual fue obtenida mediante la aplicación del sistema Gestión de Riesgo y Confiabilidad (RRM).

El resultado obtenido es un plan de inspección que determinará el estado en el cual se encuentran las líneas de proceso y un plan de mantenimiento que se encargará de la recuperación de las condiciones externas de dichas líneas, con lo cual se aumentará la eficiencia y confiabilidad del departamento, y se reducirán los riesgos y costos asociados a los daños inesperados.

¹ Proyecto de grado

² Facultad de ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingeniería mecánica, Director: Ingeniero Carlos Borrás Pinilla, Codirector: Ingeniero Leonardo Jaimés Quiñonez.

ABSTRACT

TITLE: INSPECTION AND MAINTENANCE PLAN UNDER THE METHODOLOGY OF RISK BASED INSPECTION (RBI) FOR THE PROCESS LINES OF UNITS U2900 AND U2950 OF THE SERVICE INDUSTRIAL BALANCED DEPARTMENT, ECOPETROL S.A. - REFINERY MANAGEMENT OF BARRANCABERMEJA ³

AUTHOR: JUAN DAVID CANO RODRIGUEZ ⁴

KEY WORDS: RISK BASED INSPECTION, MAINTENANCE, ECOPETROL.

DESCRIPTION:

This project is based on the need of keeping a continues monitoring to the physical and mechanic integrity of the process lines on the Service Industrial Balanced Department, which belongs to Ecopetrol S.A. implementing an inspection and maintenance plan regarding the Risk Based Inspection (RBI) methodology developed by the American Petroleum Institute (API) on the code API 570 and the recommended practice API 580, considering other codes that complement the lasts, such as API 571 and the code ASME B31.3, in order to avoid or reduce problems associated with the failure lines, such as leaks and premature failure which can generate environment, equipment and worker damages.

The procedure performed started with gathering information about the lines, isometrics inspection on field, thickness measurement, calculating corrosion rate, remnant life and interval inspection according to the criticality rating and confidence rating on the corrosion loops which were obtained by applying the system Risk and Reliability Management (RRM).

The result is an inspection plan which will determine the condition in which the process lines are and the maintenance plan which will approach the external condition recovery of the lines, which will improve the efficiency and reliability of the department, and also reduce the risk and the associated costs to unexpected damages.

³ Degree Project

⁴ Faculty of Physical-Mechanical Engineering, Mechanical Engineering School, Director: Carlos Borrás Pinilla engineer, Codirector: Leonardo Jaimes Quiñonez engineer.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las refinerías que pretenden estar a la vanguardia deben enfrentarse a grandes retos, uno de ellos es demostrar a sus clientes e inversionistas la confiabilidad que pueden ofrecer, por lo tanto sus instalaciones deben trabajar sin interrupción los 365 días del año. Uno de los inconvenientes más grandes que deben superar recae en las paradas inesperadas ocasionadas por fugas y fallas en los equipos, las cuales representan no solo grandes pérdidas de dinero, sino también generan riesgos al ambiente y a la seguridad, los cuales se pueden disminuir, manteniendo la integridad de los equipos por medio de planes de mantenimiento preventivo que se ajusten a las necesidades de cada uno de los departamentos que conforman la refinería.

Sentadas estas bases, no es un secreto que el transporte de fluidos en las refinerías representa un problema constante en la infraestructura de la misma, sabemos que en los procesos realizados se necesitan todo tipo de fluidos, desde los más simples hasta los más corrosivos, haciéndose imperativo el seguimiento a toda la tubería. Por fortuna el sistema de Gestión de Riesgo y Confiabilidad (RRM) cuenta con la metodología Inspección Basada en el Riesgo (RBI), que nos permite evaluar el nivel de riesgo al que se encuentran expuestos cada uno de los componentes estáticos en la refinería con base en el fenómeno corrosivo que presenta cada una de las estructuras, la cual nos permite generar un plan de inspección y mantenimiento, para anticipar las fallas de las líneas de proceso.

Teniendo esto en mente, en el caso específico de ECOPETROL S.A. y dirigiéndonos al departamento de Servicios Industriales Balance, se comienzan a desarrollar proyectos interesantes, los cuales se encuentran enfocados a predecir la vida útil de las líneas de proceso, lo cual les permitirá disminuir el riesgo de las paradas inesperadas, aumentando la confiabilidad y disponibilidad de los servicios

prestados por el departamento. El proyecto *PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO CONFORME LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) PARA LAS LÍNEAS DE PROCESO DE LAS UNIDADES U2900 Y U2950 DEL DEPARTAMENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE, ECOPETROL S.A. – GERENCIA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA*, hace parte de las nuevas medidas implementadas, con las cuales se piensa reafirmar a ECOPETROL S.A. como una de las refinerías más eficientes y confiables del país.

Con este proyecto se recopilará la información necesaria para definir adecuadamente los lazos de corrosión, se realizará la identificación de las condiciones operativas y de diseño de cada uno de ellos, posteriormente se crearan grupos de lazos de corrosión por medio de los mecanismos de degradación, se determinaran las líneas susceptibles a Corrosión Bajo Aislamiento (CUI), se realizará una clasificación de las líneas de proceso de acuerdo a las normas API⁵ y ASME⁶, posteriormente se realizaran inspecciones visuales, verificaciones y se levantarán los planos isométricos correspondientes, y por último se realizara un valoración, priorización de líneas y la creación del plan de inspección y mantenimiento preventivo.

⁵ American Petroleum Institute.

⁶ American Society of Mechanical Engineers.

1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

ECOPETROL S.A. es la principal y más grande compañía petrolera de Colombia, que pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las 5 principales de Latinoamérica. Se dedica a actividades de exploración y producción de hidrocarburos, refinación y petroquímicas, además de transporte de petróleo y gas.

La Refinería de Barrancabermeja perteneciente a ECOPETROL S.A. se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta modernas plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental, y es la responsable de generar el 75 por ciento de la gasolina, combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere, así como el 70 por ciento de los productos petroquímicos que circulan en el mercado nacional.

Figura 1. Ecopetrol S.A. Refinería de Barrancabermeja



Fuente. Página web Ecopetrol S.A.

Uno de los departamentos que conforman la Refinería de Barrancabermeja (GRB) es el **Departamento de Servicios Industriales Balance**, el cual tiene a su cargo tareas importantes que no están involucradas directamente con la refinación pero son vitales para los procesos que allí se realizan, estas se ejecutan en las unidades U2900 (Planta de agua), U2950 (Planta eléctrica) y U2960 (Turbo-gas), cuyos Plot Plant se muestran en el **Anexo A** y **Anexo B**. Las tareas desarrolladas son:

- Generación de energía eléctrica.

Esta generación proviene de tres turbogeneradores con capacidad de 20 MWH (megavatio/hora) cada uno y un turbo-gas con capacidad de 45 MWH, con los cuales se produce aproximadamente el 80 por ciento de la energía necesaria para mantener en funcionamiento todas las plantas de proceso los 365 días del año, las 24 horas del día.

- Generación de vapor de procesos.

Esta generación es proporcionada por 5 calderas acuotubulares de capacidad 300 KLBH (kilolibra/hora) que produce aproximadamente el 45 por ciento del vapor necesario para el funcionamiento de la refinería tanto para los procesos como en la producción de la energía eléctrica.

Figura 2. Calderas



Fuente. Autor.

- Generación de aire industrial e instrumentos.

Esta actividad se realiza con la ayuda de 3 compresores industriales de 6000 y 4000 SCFM (pies cúbicos por minuto estándar), 2 parejas de secado de aire y un tambor de aire.

- Agua de sellos.

Es el sistema encargado de producir y distribuir el agua clarificada para el sello de las bombas y está compuesto por tres clarificadores pulsantes y 7 bombas centrífugas de 2750 GPM (galones por minuto).

- Agua de enfriamiento.

Es el circuito encargado de producir y distribuir el agua de enfriamiento para los distintos procesos desarrollados en la planta, como por ejemplo, para intercambiadores de calor, condensadores, refrigeración de motores, entre otros, este circuito se compone de dos torres de enfriamiento y 10 bombas centrífugas.

Figura 3. Torre de enfriamiento



Fuente. Autor.

- Responsable del sistema de agua contra incendios.

Se compone de un tanque de almacenamiento y 6 bombas centrífugas.

El departamento de servicios industriales balance está operando hace cerca de 35 años y en la actualidad la mayoría de los equipos que posee tienen este mismo tiempo en funcionamiento. El equipo estático, específicamente las líneas de proceso (tuberías), son las encargadas de transportar y distribuir todos los fluidos de proceso necesarios para el funcionamiento tanto del departamento como de la refinería. Dado el tiempo de operación de estas, las fallas que presentan hacen evidente su deterioro interno, y al realizar una vista general, es también evidente su deterioro externo. Estos deterioros generan en ocasiones fallos sin previo aviso, y al ser sucesivos en el peor de los casos pueden generar desde un daño progresivo en los equipos, hasta una parada general del departamento. Otro de los inconvenientes detectados relacionados con las líneas de proceso en este departamento es que para estas no se tiene ninguna clase de seguimiento y solo se intervienen en momentos de falla, por lo cual un mantenimiento netamente correctivo se tiene y genera costos elevados debido a que en ocasiones se consumen recursos que no se tienen estipulados en el presupuesto inicial, y que afectan los indicadores tanto de confiabilidad como de efectividad.

Figura 4. Líneas de proceso



Fuente. Autor.

Por consiguiente, este proyecto de grado busca dar solución a las incógnitas planteadas previamente y proporcionar el análisis y la gestión de seguridad en el funcionamiento del departamento.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Los problemas asociados a fallos en las líneas de procesos como fugas y roturas prematuras pueden generar daños en los equipos y desencadenar en disminución de la producción o en paradas de planta, que en el caso de departamentos de Servicios Industriales Balance pondría en riesgo la operación de toda la refinería o en el mejor de los escenarios no podría sostener la demanda y se verían en la obligación de comprar estos recursos a terceros, los cuales tiene un precio alto por ser regidos por el mercado y generarían sobrecostos en la producción y presupuesto, lo cual afectaría la rentabilidad del negocio.

Otro posible problema es la fuga de sustancias tóxicas o explosivas como el cloro y el gas que se utilizan en algunos procesos y que generaría un alto riesgo tanto para el operador como para la ciudadanía, también está el vertimiento de aguas con altas temperaturas a las fuentes hídricas donde estas se depositan que ocasionaría un gran impacto en el medio ambiente.

Dada la problemática presentada anteriormente y teniendo en cuenta el código de ética del ingeniero mencionado en la norma ASME (1997) que dice: *“Los ingenieros deberán mantener la supremacía de la seguridad, la salud y el bienestar del público en la realización de sus deberes profesionales”*, se deben tomar acciones para disminuir el riesgo que pueden generar estos problemas, así entonces se debe desarrollar un programa enfocado a mantener la integridad física y mecánica de las líneas que cumpla con los lineamientos que en la actualidad se están siguiendo en Ecopetrol como lo son aumentar la eficiencia y confiabilidad de toda la refinería de una manera segura, regida por normas, lo cual llevará a elaborar procedimientos que al ser seguidos estrictamente garantizarán una operación segura para el trabajador, el medio ambiente y la zona de influencia de la empresa.

Teniendo en cuenta todos los factores que se ven afectados debido a estos fallos (social, económico, ambiental, entre otros) podemos inferir que dichas fallas representan para la empresa un impacto negativo en su imagen y la confiabilidad frente a sus usuarios, debido a esto entendemos que deben generarse proyectos que mitiguen las consecuencias de estas fallas.

Además de lo anterior, el desarrollo de este proyecto afianzará los lazos existentes entre la Universidad Industrial de Santander y la empresa ECOPETROL S.A. al crear una relación de mutua colaboración, donde se beneficia el estudiante por medio de la experiencia y puesta en práctica de sus conocimientos y la empresa por los beneficios que representa el proyecto para la misma y así contribuir al desarrollo del departamento.

1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO

1.3.1 Objetivo General

Cumplir con la misión y la visión de la Universidad Industrial de Santander, mediante el desarrollo de un plan de mantenimiento “on stream” sustentable en el tiempo, implementando la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), que contribuya al departamento de Servicios Industriales Balance correspondiente a la empresa ECOPETROL S.A., a mantener un seguimiento del estado de la tubería, y anticipar sus fallas, para así maximizar su confiabilidad, disponibilidad e integridad, además de la eficiencia y desempeño del área mencionada.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Recopilar, organizar y actualizar la información acerca de las líneas de proceso (P&ID's, Isométricos, Piping Classes, Line list) que corresponden a las unidades U-2900 y U-2950, pertenecientes a la división de Servicios Industriales de Balance.
- Definir y determinar los lazos de corrosión teniendo en cuenta el mecanismo de daño, metalurgia y temperatura, entre otros aspectos.
- Elaborar una base de datos en la cual se consignen las características de diseño y operación de las líneas de proceso (temperaturas, presiones, materiales, rating, Schedule y clase).
- Realizar la inspección de los lazos de corrosión en campo que incluye verificación de isométricos y documentación del formato de inspección.

- Clasificar los sistemas y circuitos de líneas de proceso según los criterios mencionados en la norma API 570 y ASME B31.3.
- Realizar cálculos de velocidad de corrosión, espesor remanente y vida remanente según la normativa API.
- Priorizar la intervención de las líneas de proceso teniendo en cuenta el riesgo asociado a las mismas y susceptibilidad a CUI.
- Establecer el plan de mantenimiento y la frecuencia de inspección de los lazos de corrosión, basados en los resultados obtenidos y la normativa API.

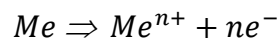
2 MARCO TEÓRICO

2.1 CORROSIÓN ⁷

2.1.1 Definición

Se define como el deterioro de las propiedades de un material metálico o aleación al reaccionar química o electroquímicamente con el medio circundante.

La reacción básica de corrosión consiste en el tránsito del metal o aleación de su forma elemental a la forma iónica o combinada, de acuerdo con la reacción:



Para poder completar el proceso se necesita que los electrones se fijen por alguna sustancia del medio en contacto con el metal, y afinidad por ellos (un oxidante). Al final, a través de la corrosión, el metal elemental vuelve a la forma combinada formando óxidos, sulfuros, entre otros, como usualmente se encuentran en la naturaleza, por ser formas termodinámicamente más estables.

Desde el momento en que el metal es extraído y tratado de múltiples maneras para alcanzar las propiedades deseadas, se puede observar una notable tendencia a regresar a su estado natural, es decir, forma combinada, por tanto entre mayor es la energía gastada para obtener las propiedades deseadas en el metal, más fácil es para él regresar a su estado original.

⁷ Tomado del libro Corrosión y degradación de materiales.

2.1.2 Pérdidas económicas originadas por la corrosión

Estas pérdidas podemos clasificarlas en dos: directas e indirectas. Las **pérdidas directas** se refieren a las ocasionadas debido a la necesidad de reemplazar maquinaria, estructura, equipos o componentes que puede quedar inservibles debido a la acción de la corrosión. Las **pérdidas indirectas** son las más importantes y difíciles de cuantificar, por mencionar algunas:

- Pérdidas por interrupciones de la producción.
- Pérdidas de producto.
- Pérdidas por contaminación de producto.
- Pérdidas de rendimiento.
- Pérdidas por sobre dimensionado.
- Pérdidas por accidentes derivados de la corrosión.

En 1969 el Dr. T. P. Hoar presidió una comisión encargada de elaborar un informe documentado sobre la importancia económica del problema de la corrosión y el posible ahorro mediante la prevención, este fue publicado en 1971 y hace referencia a solo materiales metálicos. Basado en este y siguiendo metodologías similares en los últimos años se han elaborados otros informes, en diferentes países y han llegado a conclusiones similares. Algunos de los resultados arrojados por este informe son:

- Los costes directos generados al año por la corrosión alcanzan en estimaciones prudentes, alrededor de 3 al 4 por ciento del producto interno bruto (PIB) del país.
- Si se obtuviera mayor provecho de los conocimientos y de las tecnologías existentes para el control de la corrosión se ahorraría entre el 20 y 25 por ciento de estos costes.

La distribución de costes por sectores y de ahorro potencial sugerido por el informe se describe en la siguiente tabla.

Tabla 1. Distribución de costes por corrosión

| Industria o Sector | Costes Estimados (%) | Ahorro Potencial (%) |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------|
| Vivienda y Construcción | 18 | 20 |
| Alimentación | 3 | 10 |
| Ingeniería en general | 8 | 30 |
| Administración | 4 | 40 |
| Marina | 20,5 | 20 |
| Afino de metales y semielaborados | 1 | 13 |
| Petróleo y productos químicos | 13 | 8 |
| Energía | 4 | 25 |
| Transporte | 25 | 25 |
| Agua | 2 | 15 |
| | Total 100% | Promedio 23% |

Fuente. Libro Corrosión y degradación de materiales.

Esta estimación es solo de costes directos, dado que inclusión de los indirectos, de difícil evaluación, elevaría considerablemente la cifra. También en esta estimación no se incluye pérdidas relativas a la degradación de materiales no metálicos, puesto que no existen datos fiables. Además se estima que entre el 10 y 12 por ciento de la producción mundial de acero se pierde completamente cada año a causa de la corrosión.

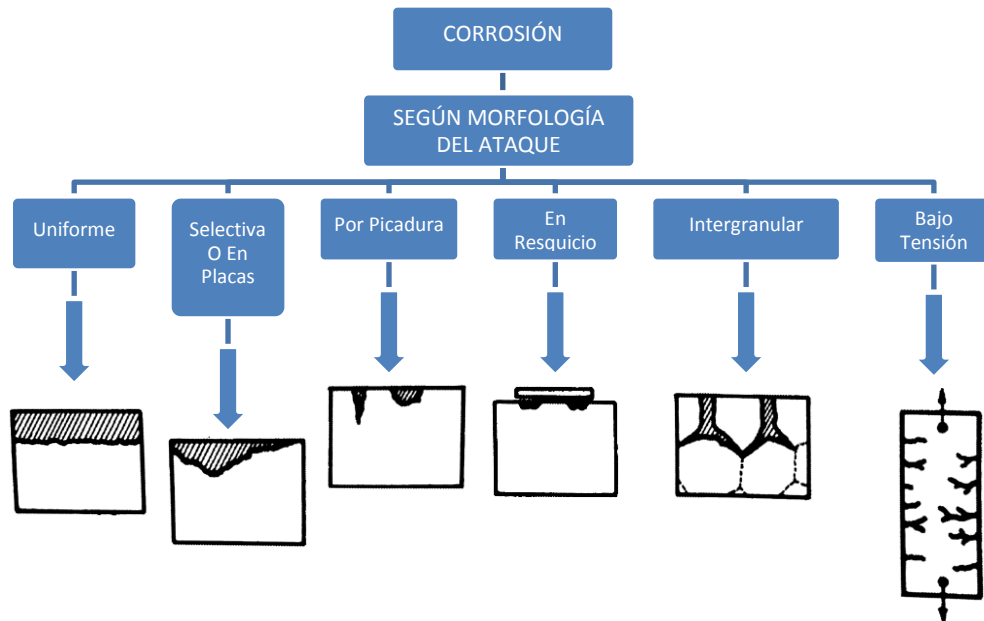
Sin importar cuanto mejoren los medios y las técnicas de protección, las pérdidas por corrosión no disminuirán sustancialmente debido a que conjuntamente la agresividad del medio aumenta y los procesos tecnológicos imponen condiciones cada vez severas. La ingeniería tiende hacia el fomento e implementación de

procesos con aplicación de cargas mecánicas, presiones y temperaturas cada vez más altas, y la utilización de medios más agresivos fluyendo a mayor velocidad. La innovación de materiales que presentan alta resistencia mecánica permite reducir el peso, pero a menos que estos materiales tengan mayor resistencia química que los materiales que reemplazan, los riesgos por fallo de corrosión aumentan.

2.1.3 Clasificación de los procesos de corrosión

Es posible clasificar los procesos de corrosión teniendo en cuenta su morfología del ataque, por el medio que lo produce, debido a las condiciones físicas que lo motivan, entre otras. Se analizarán de acuerdo al primer criterio mencionado anteriormente.

Figura 5. Clasificación de la corrosión



Fuente. Autor.

- Corrosión Uniforme

Corrosión uniforme, homogénea y neutralizada. La penetración media es aproximadamente la misma en todos los puntos, debido a que el ataque se extiende de forma homogénea, sobre la superficie metálica, en consecuencia la relación entre la magnitud o gravedad del fenómeno, la reducción de espesor, y la pérdida de material son directamente proporcionales.

- Corrosión selectiva o en placas

Contrario al caso anterior, el ataque no se presenta en forma homogénea, por consiguiente se localizan en determinadas zonas de la superficie metálica, debido a esto podemos ver que la corrosión es más agresiva solo en ciertas zonas, mientras que en otras permanece intacta.

- Corrosión por picadura

Su ataque se localiza en zonas aisladas de la superficie, afecta a un porcentaje pequeño, y su tamaño es de aproximadamente 1 o 2mm² por cada picadura, propagándose hacia el interior, formando pequeños túneles que avanzan con rapidez ya que la velocidad de corrosión suele ser bastante alta en las zonas afectadas.

- Corrosión en resquicio

Esta corrosión se presenta en intersticios, uniones, zonas de solape, zonas roscadas, y en general en regiones que presentan poco aireamiento o en lugares donde la renovación del medio corrosivo está condicionada por mecanismos de difusión. En general se debe a la formación de pilas de aireación diferencial originadas en diferentes zonas del material expuestas a presiones parciales distintas del oxígeno en ellas

- Corrosión inter-granular

El ataque se presenta en los límites de grano del metal, debido a esto, el material pierde coherencia entre granos y el pierde considerablemente sus propiedades mecánicas habituales. Este estilo de corrosión se presenta más que todo en aceros inoxidable.

- Corrosión bajo tensión

Se puede llamar también corrosión fisurante y se presenta cuando la aleación es sometida a tensión mecánica, ya sea residual o aplicada, y la cual se encuentra en contacto con un medio agresivo que en general es específico para cada material. Su propagación se da en dirección normal a la aplicación de la tensión alcanzando velocidades de aproximadamente a 2 o 3mm/h. El desplazamiento de la grieta puede ser a través del grano (trans-granular) o a lo largo del límite de grano (inter-granular), lo cual depende de la metalurgia de la aleación.

2.2 NORMAS Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS

2.2.1 Norma

Una norma es un documento de aplicación voluntaria que contiene especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y del desarrollo tecnológico. Las normas son el resultado del consenso entre todas las partes interesadas e involucradas en la actividad que es objeto de ella. Además deben ser aprobadas por un organismo normalizador reconocido.

Las normas contienen en definitiva, criterios precisos que aseguran que los materiales, productos, procesos y servicios están hechos con la calidad necesaria para alcanzar sus objetivos. Contribuyen a hacer la vida más simple y a incrementar la fiabilidad y efectividad de los bienes y servicios que utilizamos.

2.2.2 Práctica Recomendada

Una práctica recomendada es un documento redactado por un Organismo reconocido a modo de guía, que reúne una serie de principios, objetivos y procedimientos aconsejables que se adecuan a una determinada perspectiva normativa o a un parámetro adoptado y que han demostrado su eficacia y utilidad en un contexto concreto.

2.2.3 Organismos Normativos

Algunos de los organismos normalizadores son la OSHA, AMSE, ISO, ANSI, API, NACE, NOM entre otras. Las normas y prácticas recomendadas utilizadas en la industria de la refinación y petroquímica son las establecidas en su mayoría por la API y la ASME.

El **Instituto Americano del Petróleo (API)** es la asociación comercial norteamericana más grande para la industria del petróleo y gas natural, sus funciones principales incluyen la defensa y negociación con las agencias gubernamentales, legales y de regulación; investigación sobre los efectos económicos, toxicológicos y ambientales, el establecimiento y certificación de los estándares de la industria, y su educación y divulgación. Esta organización cuenta con más de 550 miembros corporativos, que van desde las empresas estatales más grandes hasta la más pequeña de las independientes.

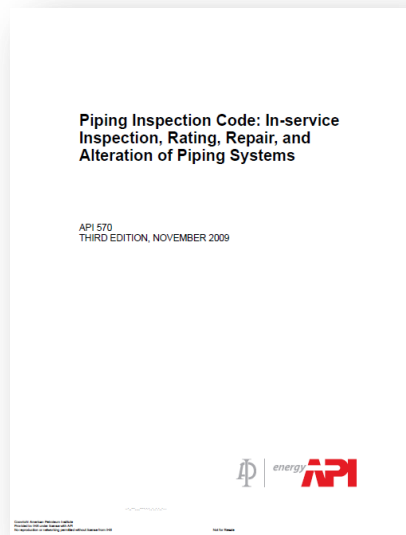
Figura 6. Logo American Petroleum Institute



Fuente. Página web del American Petroleum Institute.

Por más de 85 años, API ha sido líder en la elaboración de normas técnicas y su expansión a nivel internacional es cada vez mayor, por lo que hoy en día sus más de 500 estándares son adoptados en el mercado internacional y distribuye más de 200.000 copias de sus publicaciones cada año. Las publicaciones, normas técnicas, y productos electrónicos y en línea están diseñados, para ayudar a los usuarios a mejorar la eficiencia y rentabilidad de sus operaciones, cumplen con los requisitos legales y reglamentarios, y salvaguardan la salud, garantizan la seguridad y protegen el medio ambiente. Cada publicación es supervisada por un comité de profesionales de la industria, en su mayoría ingenieros de la compañía miembro.

Figura 7. Portada de la Norma API 570



Fuente. Norma API 570.

También encontramos la **American Society of Mechanical Engineers (ASME)** es una organización sin fines de lucro, que permite la colaboración, el intercambio de conocimientos, el enriquecimiento profesional y el desarrollo de habilidades en todas las disciplinas de la ingeniería, para lograr el objetivo de ayudar a la comunidad global de ingeniería a desarrollar soluciones en beneficio de las vidas y medios de subsistencia. Fundada en 1880 por un pequeño grupo de industriales líderes, ASME ha crecido a través de las décadas hasta incluir más de 130.000 miembros en 158 países. Treinta mil de estos miembros son estudiantes.

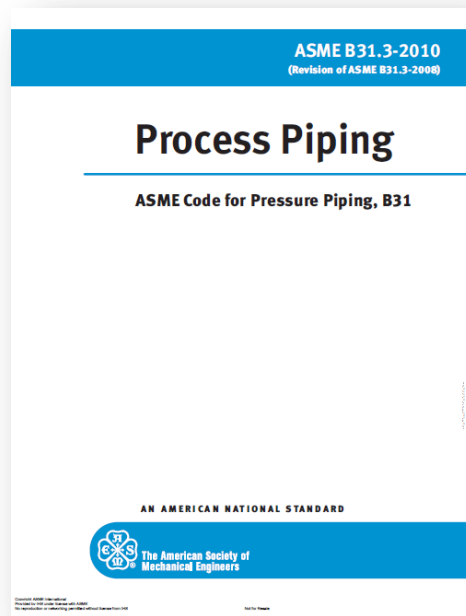
Figura 8. Logotipo American Society of Mechanical Engineers



Fuente. Página web de la American Society of Mechanical Engineers.

En cuanto a normativa, ASME es el desarrollador internacional líder de los códigos y normas relacionados con el arte, la ciencia y la práctica de la ingeniería mecánica, ha generado un código de diseño, construcción, inspección y pruebas para equipos, entre otros, calderas y recipientes sujetos a presión.

Figura 9. Portada de la Norma ASME B31.3



Fuente. Norma ASME B31.3.

2.3 RISK BASED INSPECTION (RBI) – INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La Inspección Basada en Riesgo es una metodología de mantenimiento enfocada al aseguramiento de la integridad de equipos estáticos de una manera costo-efectiva sin comprometer la seguridad. Esta metodología identifica, valora y desarrolla un plan de acción para el riesgo, probabilidad y consecuencia de los mecanismos de degradación que pueden afectar los equipos. También los escenarios de fallo en función de cada mecanismo de degradación son considerados y analizados.

2.3.1 Objetivos

- Identificar los equipos asociados a áreas de alto riesgo en la planta.
- Estimar el valor de riesgo de los equipos en operación basados en una metodología consistente.
- Dar prioridad para aquellos equipos con el más alto riesgo.
- Diseñar un programa adecuado de inspección.
- Administrar sistemáticamente los riesgos asociados a fallas de los equipos.

2.3.2 Beneficios

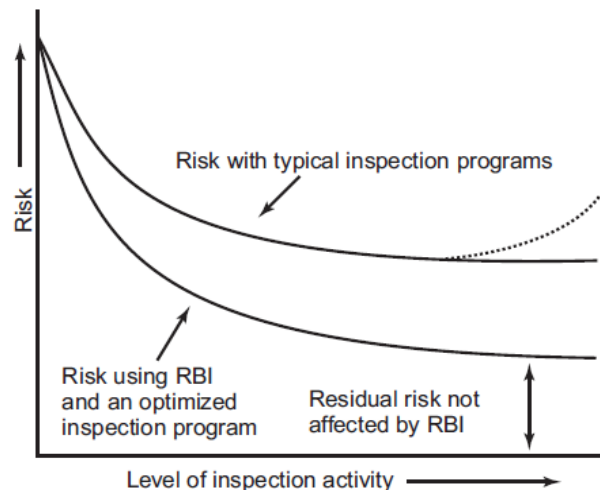
- Facilita la planeación del mantenimiento

La planificación de las actividades de mantenimiento de los equipos se ve influenciada en el riesgo de estos, sobre los cuales se deben focalizar los esfuerzos de inspección y definir para cada caso el alcance, periodicidad y métodos óptimos para su mantenimiento.

- Aumenta la seguridad en las instalaciones
Su aplicación garantiza un alto nivel de integridad mecánica de los equipos y reducción de los mecanismos de fallos posibles.
- Reduce riesgos al personal
Permite conseguir un aumento en la seguridad para personal tanto interno como externo.
- Reduce los costos directos e indirectos
Identifica los equipos que no requieren inspección o alguna otra forma de mitigación por el nivel aceptable de riesgo asociado con la operación actual del equipo. De esta manera, los recursos se pueden enfocar de forma más eficiente y rentable.

En la Figura 10 se muestra la superioridad de esta metodología frente a otras, en el manejo del riesgo.

Figura 10. Gestión de riesgos usando RBI.



Fuente. Norma API 580.

2.3.3 Equipos Cubiertos

- Recipientes a presión. Todos los componentes de presión que contiene.
- Tuberías de proceso. Tubo y componentes de tuberías.
- Tanques de Almacenamiento. Atmosféricos y presurizados.
- Equipos Rotativos. Componentes de presión que contiene.
- Calderas y Calentadores. Componentes presurizados.
- Intercambiadores de calor (casco, cabezas flotantes, canales y paquetes).
- Dispositivos de descompresión.

2.3.4 Equipo Sin Cobertura

- Sistemas de instrumentación y control.
- Sistemas eléctricos.
- Sistemas estructurales.
- Componentes de maquinaria (excepto bombas y cubiertas de compresores).

Sin embargo, estos sistemas y componentes pueden ser cubiertos por otros tipos de RBI o procesos de trabajo de evaluación de riesgos tales como RCM.

2.3.5 Tipos de Análisis

La evaluación del riesgo puede ser de tipo cualitativo, cuantitativo o una combinación de los dos (semi-cuantitativa), la elección de cada enfoque depende de las condiciones con las que se cuente al momento de hacer el análisis, como por ejemplo, el número de equipos a evaluar, la naturaleza y calidad de los datos disponibles, entre otros.

A continuación se hace una breve descripción de cada uno de los tipos de análisis:

- Cualitativo

Para este enfoque, los datos necesarios se presentan como rangos y se basan en criterios de ingeniería y la experiencia del equipo evaluador, de esto depende la exactitud del análisis.

Los resultados típicamente se dan como alto, medio o bajo, aunque valores numéricos pueden ser asociados a estas categorías. La fortaleza de este análisis es descartar a las unidades y equipos con bajo riesgo.

- Cuantitativo

Este enfoque es más preciso, aunque requiere gran cantidad de datos de alto detalle y exactitud, generalmente se basa en un análisis probabilístico de modelos lógicos que representa combinaciones de acontecimientos que pueden resultar en accidentes y modelos físicos que representan la progresión de estos accidentes.

Los resultados basados en este enfoque suelen presentarse como números de riesgo (por ejemplo, los costos por año).

- Semi-Cuantitativo

Este enfoque que tiene aspectos derivados tanto del cualitativo como del cuantitativo. Está orientado a obtener los mayores beneficios de los dos enfoques (por ejemplo, la velocidad de lo cualitativo y el rigor de lo cuantitativo). Típicamente, la mayor parte de los datos utilizados son cuantitativos, pero con menos detalle. Los resultados se dan generalmente en categorías de consecuencia y probabilidad o como números de riesgo, pero los valores numéricos se pueden asociar a cada categoría para permitir el cálculo de los riesgos y la aplicación de los criterios de aceptación del riesgo adecuados.

2.3.6 Riesgo, Probabilidad y Consecuencia de falla.

El **Riesgo** (Risk), como resultado del análisis, es la combinación de la probabilidad de que un evento ocurra durante un período de tiempo de interés, y las consecuencias que se generan a partir de este, siendo estas consecuencias usualmente negativas. Sin embargo los riesgos pueden reducirse o manejarse.

Una evaluación de riesgos eficaz debe ser un proceso racional, lógico y estructurado, que contiene por lo menos dos pasos clave, que son:

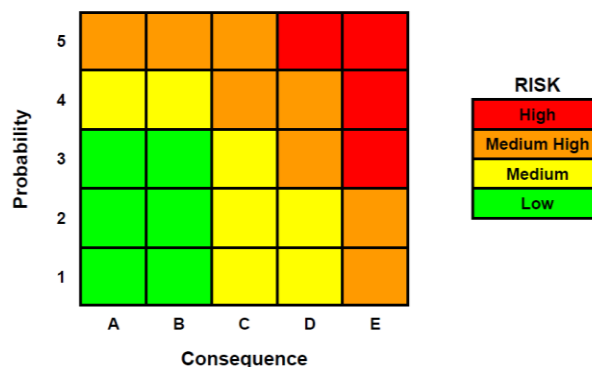
- Determinar qué tan grande es el riesgo.
- Determinar si el riesgo es aceptable.

Matemáticamente el riesgo se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

Típicamente los resultados de la evaluación del riesgo se representan en forma gráfica como una matriz de 5X5, en la cual las filas se definen por la probabilidad de falla y las columnas por la consecuencia de falla, las cuales se dividen cada una en cinco categorías o niveles que dan el grado de relevancia que tiene cada una en el análisis.

Figura 11. Matriz de riesgos del RBI



Fuente. Norma API 581.

En la figura anterior, podemos observar que la Probabilidad aumenta hacia arriba y la Consecuencia aumenta a la derecha, obteniendo así el mayor grado de riesgo en la esquina superior derecha de la matriz.

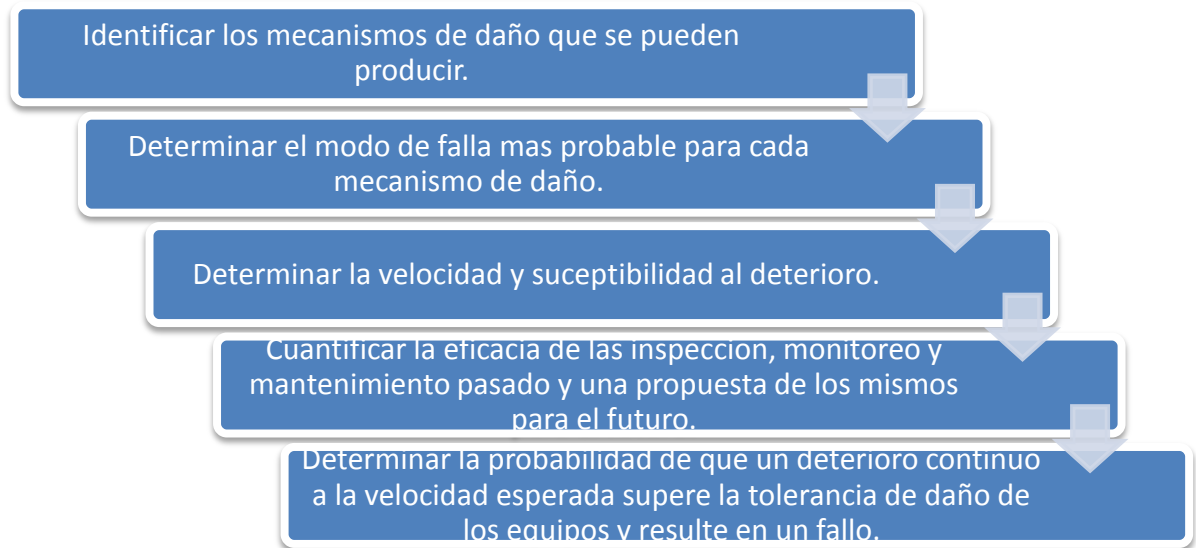
La **Probabilidad** (Probability of Failure - POF) se refiere al grado en que es posible que ocurra uno de varios eventos (consecuencias), como resultado de la pérdida de contención de un fluido; dicha pérdida se produce debido a un mecanismo de daño y todo esto en un intervalo de tiempo de interés. Esta se determina principalmente por:

- Mecanismo de degradación.
- Velocidad de degradación.
- Materiales de construcción.
- Historial de inspección.
- Eficacia del programa de inspección y monitoreo.

El análisis de la probabilidad debe abordar todos los mecanismos de daño al que el equipo en estudio es o puede ser susceptible. Además, debe hacer frente a la situación en la que el equipo es o puede ser susceptible a múltiples mecanismos de daño. Es importante señalar que los mecanismos de daño no son las únicas causas de la pérdida de contención, puede presentarse otras como actividad sísmica, errores de operación, errores de diseño, sabotaje, etc., pero por lo general estas no son incluidas en el análisis RBI.

Analizando el efecto del deterioro en servicio y la inspección de la POF, se tiene los siguientes pasos para determinar la probabilidad.

Figura 12. Pasos para determinar la POF



Fuente. Autor.

La **Consecuencia** (Consequences of Failure – COF) se define como el resultado de un evento o situación en un intervalo de tiempo de interés, llegando a ser una pérdida, lesión, desventaja o ganancia dependiendo de las variables que intervienen en el evento.

El análisis de COF se debe realizar para estimar las consecuencias que se producen debido a un modo de fallo típico como resultado de un mecanismo de daño identificado. Se determina principalmente por:

- Fluido de servicio.
- Contaminantes.
- Consecuencia ambiental, daño a instalaciones y/o fatalidades.
- Sistema de detección y bloqueo.

Su importancia es la de establecer prioridades en el programa de inspección. Usualmente este factor no se tiene mucha capacidad para ser modificado, si quiere disminuir el riesgo se debe actuar sobre la probabilidad.

Para el análisis RBI se consideran generalmente tres escenarios:

- Consecuencias Ambientales.

Estas son difíciles de evaluar dado que no se tiene una medida estándar para el daño. Los parámetros típicos utilizados que proporcionan una medida indirecta del grado de daño ambiental son: Hectáreas de tierras afectadas por año, Millas de la costa afectada por año, Número de recursos biológicos o de uso humano que se consumen y Costos por la pérdida y restauración de los recursos ambientales.

- Consecuencias De Salud y Seguridad.

A menudo se expresan como un valor numérico o se caracterizan por una categoría asociada a la gravedad de las posibles lesiones que pueden resultar de un evento indeseable. Por ejemplo, el número de fatalidades o lesiones graves, casos de tratamientos médicos o primeros auxilios, tiempo perdido por incapacidades, etc.

- Consecuencias Económicas.

Suelen ser expresados en unidades monetarias relativas (dólares, pesos) en lo posible con el entendimiento de que los números no suelen ser absolutos. Por ejemplo, para las categorías bajo, medio y alto, se podrían asignar rangos de \$100,000, \$1, 000,000 y \$10, 000,000, respectivamente. Esto permitirá la adición de las diferentes consecuencias de un solo evento y facilitar las comparaciones de riesgo de una unidad de proceso a otra.

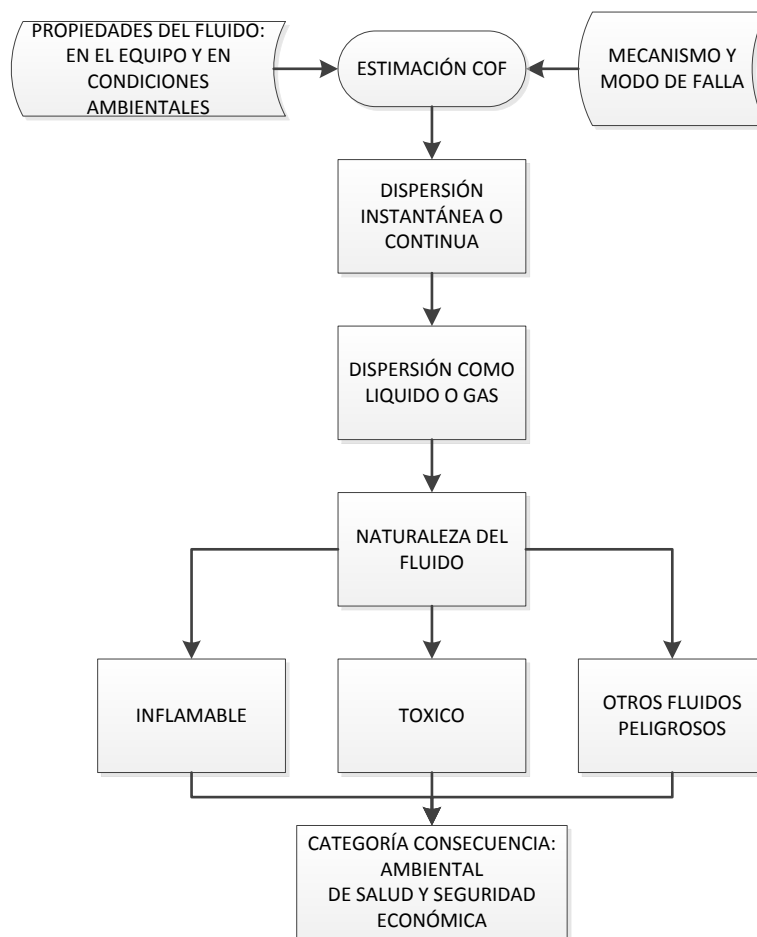
Independientemente del análisis utilizado, los principales factores a considerar en la evaluación de las consecuencias de falla son:

- Eventos inflamables (incendio y explosión).
- Emisiones tóxicas.
- Emisiones de otros líquidos peligrosos.

- Consecuencias ambientales.
- Consecuencias de producción (por interrupción del negocio).
- Mantenimiento e impacto de reconstrucción (costo).

El proceso que se debe seguir en el análisis de la consecuencia de falla es el mostrado en la siguiente figura:

Figura 13. Determinación COF



Fuente. Autor.

2.4 RISK AND RELIABILITY MANAGEMENT (RRM) ⁸

El RRM es un sistema creado por Shell Global Solutions como herramienta para determinar el mantenimiento preventivo, y las tareas de inspección y monitoreo necesarias para mantener la disponibilidad de las plantas con el esfuerzo justo, basándose en una metodología coherente de evaluación de riesgos. Este sistema está destinado a ser aplicado en equipos de industrias de proceso (refinerías, plantas de gas, plantas químicas, etc.) aunque puede ser aplicado a otras industrias.

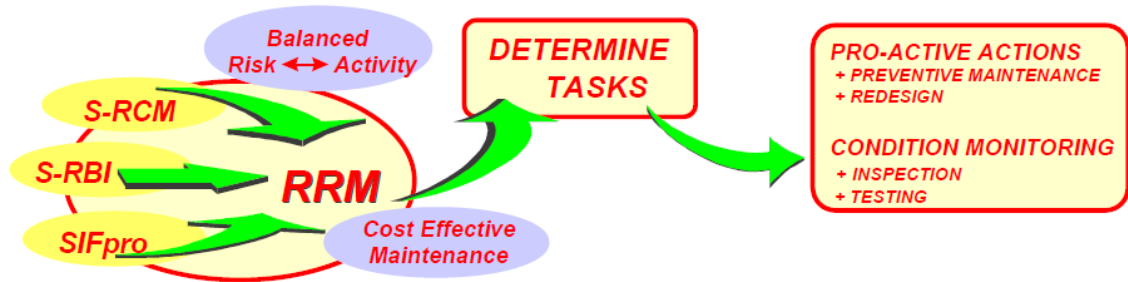
El sistema posee tres metodologías interconectadas pero esencialmente independientes, la cuales son:

- S-RCM, *Shell Reliability Centred Maintenance* o Mantenimiento Centrado en Confiabilidad es una metodología para optimizar los esfuerzos del mantenimiento.
- S-RBI, *Shell Risk Based Inspection* o Inspección Basada en Riesgo es una metodología para la optimización de la inspección y el monitoreo.
- SIFpro, es una metodología de clasificación e implementación para protección instrumentada.

Cada uno de los anteriores métodos se centra en áreas específicas, generando sus propios resultados y proporcionando así la máxima eficiencia en la generación de tareas, esto se muestra en la Figura 14.

⁸ Tomado del Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

Figura 14. Resultados del Sistema RRM



Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

2.4.1 Tipos de mecanismos de daño

Los mecanismos de daño se pueden clasificar en dos tipos: los relacionados con la edad y los no relacionados con la edad, esto debido a que se requieren planes diferentes para el seguimiento de cada uno.

- **Mecanismo relacionado con la edad**

Es aquel que depende del tiempo de funcionamiento de equipos dado que produce un deterioro progresivo (corrosión interna, erosión) que es dependiente del tiempo. Para este mecanismo, la combinación de la categoría de criticidad y confianza se utiliza para obtener el factor de intervalo de la inspección, que se multiplica por la Vida Remanente para determinar el intervalo máximo de las inspecciones.

- **Mecanismo NO relacionado con la edad**

Es aquel que se caracteriza por que no se puede evaluar la Vida Remanente dado que el comienzo y la velocidad de degradación no se pueden predecir, por lo tanto el equipo puede fallar en cualquier momento. Estas características de fallo requieren un enfoque independiente basado en el control de las condiciones de funcionamiento interno y/o externo. Un esquema de monitoreo adecuado de las ventanas de operación debe ser adoptados para tales casos.

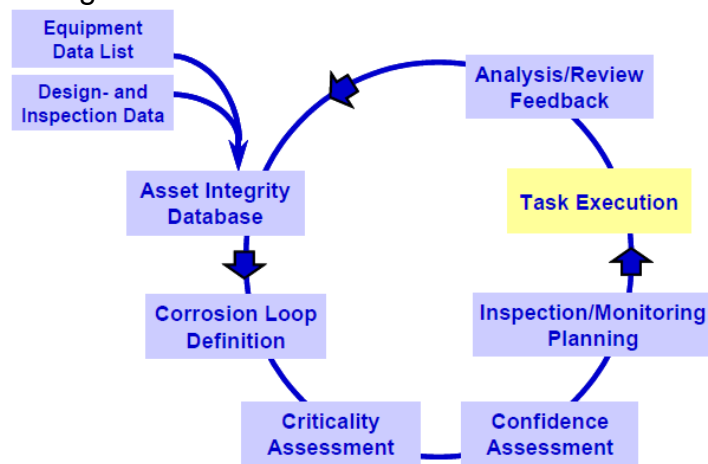
2.4.2 Metodología S-RBI

Este método integrado optimiza la disponibilidad de los equipos con el menos coste posible y al mismo tiempo asegura que la integridad y seguridad se manejan adecuadamente. Se prestara mayor atención a los equipos en las más altas categorías de riesgo, los cuales necesitan de un seguimiento cercano.

Hay que tener en cuenta que los valores de criticidad (resultado de probabilidad y consecuencia) de este método se utilizan para optimizar los programas de inspección y mantenimiento, y no deben ser usados para otros propósitos.

El proceso seguido y desarrollado en el RRM para la valoración RBI se presenta en el esquema de la Figura 15.

Figura 15. Esquema general del S-RBI.



Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

2.4.1.1 Base de Datos

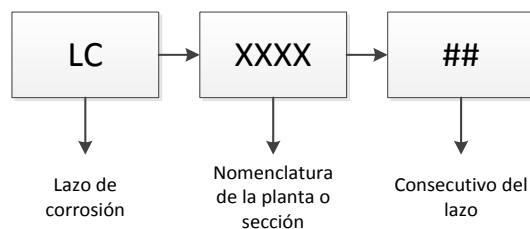
El contenido de la base de datos de los equipos (inventario) debe ser recopilado o verificado como parte del proceso de S-RBI y debe contener todos los datos relevantes para la evaluación, tales como:

- Los datos de proceso, incluyendo la especificación de las ventanas de operación.
- Los datos de ingeniería y diseño.
- Descripción y evaluación de los mecanismos de degradación.
- Los históricos de inspección y análisis de la degradación.

Dado que la metodología RBI es un proceso continuo, debe incluir las actualizaciones pertinentes como resultado de las inspecciones, seguimiento y cambios en el proceso o equipo, esto es esencial para mantener los datos al día. Lo anterior eliminará progresivamente las incertidumbres en las evaluaciones y cálculos, y el resultado se reflejará en un programa de inspección más eficaz.

2.4.1.2 Definición De Los Lazos De Corrosión

Los lazos de corrosión se determinan con base en la siguiente definición: “Conjunto de equipos sometidos a similares mecanismos de degradación, velocidades de corrosión, condiciones de operación y criterios de selección de materiales”. Se le debe asignar un número, nombre y descripción a cada lazo. El número que identifica cada lazo debe seguir la siguiente nomenclatura:



2.4.1.3 Evaluación de Criticidad

La criticidad se define como la combinación de dos parámetros – Susceptibilidad de falla (StF) y Consecuencia de falla (CoF) - y se presenta en forma de una

matriz de 4 x 5 en el análisis S-RBI, con seis niveles de criticidad, esto se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Matriz de riesgo RBI

| | | SUSCEPTIBILITY to FAILURE | RRM CRITICALITY CLASS | | | | |
|----------------------|-------------------|--|-------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|
| PROBABILITY CLASS | H | Very susceptible to degradation | L | MH | H | E | E |
| | M | Susceptible to degradation under normal conditions | L | M | MH | H | E |
| | L | Susceptible to degradation under upset conditions | N | L | M | MH | H |
| | N | Not susceptible under any foreseen conditions | N | N | L | M | MH |
| CONSEQUENCE CATEGORY | ECONOMICS (US\$) | | no/slight damage (<10k) | minor damage (10-100k) | local damage (0.1-1M) | major damage (1-10M) | extensive damage (>10M) |
| | HEALTH and SAFETY | | no/slight injury | minor injury | major injury | single fatality | multiple fatalities |
| | ENVIRONMENT | | no/slight effect | minor effect | local effect | major effect | massive effect |
| CONSEQUENCE CLASS | | | NEGLECTIBLE | LOW | MEDIUM | HIGH | EXTREME |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

- Criticidad Insignificante (N)

En principio, ninguna inspección formal ni plan de monitoreo debe ser establecido para el modo de falla que se está analizando por tener una criticidad Insignificante (regulaciones locales y las autoridades lo permiten).

- Criticidades Baja (L), Media (M) y Media-Alta (MH)

Para todos los modos de falla que tengan una criticidad dentro de estas clases, una inspección basada en riesgo y/o plan de monitoreo de procesos debe ser establecido formalmente. Es necesario seguir las directrices establecidas para determinar la frecuencia y cobertura de esta inspección o monitoreo.

- Criticidades Alta (H) Y Extrema (E)

Estas serán objeto de un análisis más detallado, que se encuentra fuera del ámbito de aplicación de S-RBI; en respuesta se tomarán medidas de mitigación de riesgos. El análisis de S-RBI sirve para identificar y poner de relieve estos problemas, no para resolverlos.

Es necesario usualmente un experto (no necesariamente parte en el equipo de S-RBI) para analizar y resolver estas situaciones.

El resultado de los análisis detallados se documenta e introduce de nuevo en el análisis de S-RBI. Los posibles resultados de un análisis detallado puede ser un ajuste (reducción) de la susceptibilidad de falla, un re-diseño de los equipos o medidas adicionales de mitigación (por ejemplo, condiciones de funcionamiento menos severas). Estos resultados pueden utilizarse para volver a evaluar la criticidad de los equipos sobre la base de una metodología de evaluación que no sea S-RBI, para lo cual se debe tener cuidado en que el método de evaluación alternativa coincida con la metodología de S-RBI.

2.4.1.4 Evaluación de Confianza

Este factor refleja la confianza que el inspector y el ingeniero de corrosión tienen en la evaluación de la susceptibilidad de falla y la degradación relacionada con la edad, y como tal depende de:

- Su juicio sobre la estabilidad y el control de los mecanismos de degradación.
- El número y la calidad de las inspecciones llevadas a cabo.
- Si el proceso fiable (integridad de ventanas de operación) y es monitoreado.

Los rangos de calificación de la confianza van de muy alta (VH) a muy baja (VL) y es uno de los parámetros que determinan los intervalos de inspección o el alcance del monitoreo. Para determinar la calificación se utilizan los cuestionarios mostrados en la Figura 17. Las puntuaciones se suman aritméticamente para determinar la puntuación total, que se limita a un máximo de 0,2, esta es mostrada en la Figura 18.

Figura 17. Determinación de la Confianza para degradaciones dependientes y no dependientes de la edad

| Age-related-degradation confidence questions | Yes | Intermediate | No |
|--|------------|---------------------|-----------|
| Degradation mechanism is stable and can be properly controlled | +0.1 | 0 | -0.1 |
| Multiple reliable inspections have been carried out | +0.1 | 0 | -0.1 |
| Relevant process parameters are reliably monitored | +0.1 | 0 | 0 |

| Non-age-related degradation confidence questions | Yes | Intermediate | No |
|---|------------|---------------------|-----------|
| Degradation mechanism can be properly controlled | +0.1 | 0 | -0.1 |
| Relevant process parameters are reliably monitored | +0.1 | 0 | -0.1 |
| Reliable inspections have been carried out | +0.1 | 0 | 0 |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

Figura 18. Puntuaciones totales de la evaluación de confianza

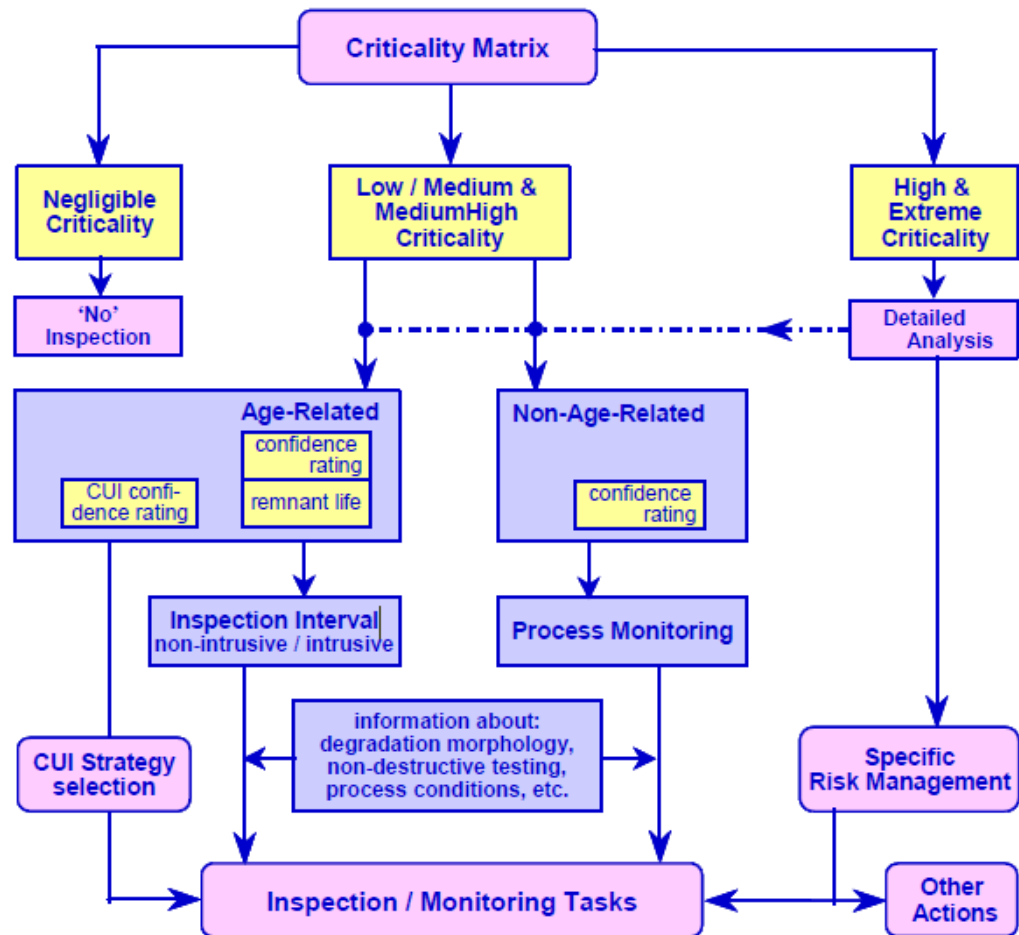
| Confidence Rating total score | Confidence Rating |
|--------------------------------------|--------------------------|
| + 0.2 | VH – Very High |
| + 0.1 | H – High |
| 0 | M - Medium |
| - 0.1 | L – Low |
| - 0,2 | VL – Very Low |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

2.4.1.5 Plan De Inspección Y Monitoreo

El esquema de la Figura 19, muestra los lineamientos para la definición del plan de inspección o monitoreo.

Figura 19. Desarrollo del plan de inspección y monitoreo.



Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

La determinación del intervalo y estrategia de las tareas de inspección y monitoreo para los diferentes tipos de mecanismos de degradación, se basan en la valoración obtenida del análisis de criticidad y confianza y son determinados mediante las matrices mostradas en las figuras a continuación.

Figura 20. Factor del intervalo para mecanismos dependientes de la edad

| Interval Factor | | Confidence Rating | | | | |
|-----------------|--------------------------|--|------|--------|-----|----------|
| | | Very High | High | Medium | Low | Very Low |
| Criticality | Extreme | Detailed Analysis, Specific Risk Management | | | | |
| | High | 0.4 | 0.3 | 0.2 | 0.1 | |
| | MediumHigh | 0.5 | 0.4 | 0.3 | 0.2 | 0.1 |
| | Medium | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.3 | 0.2 |
| | Low | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 | 0.3 |
| | Negligible (review only) | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.5 | 0.4 |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

Figura 21. Régimen de monitoreo para mecanismos no dependientes de la edad

| Process Monitoring Regimes | | Confidence Rating | | | | |
|----------------------------|--------------------------|--|------|--------|---------------------------|----------|
| | | Very High | High | Medium | Low | Very Low |
| Criticality | Extreme | Detailed Analysis and | | | | |
| | High | Specific Risk Management | | | | |
| | MediumHigh | Extensive Monitoring and Opportunity Inspection | | | | |
| | Medium | | | | | |
| | Low | No additional Inspection or Process Monitoring required | | | Improve Monitoring | |
| | Negligible (review only) | | | | | |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

Figura 22. Estrategias para daño por CUI

| CUI Strategies for CS/LA steel | | Confidence Rating | | | | |
|--------------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------|--------|-----|----------|
| | | Very High | High | Medium | Low | Very Low |
| Criticality | Extreme | STRATEGY 0 | | | | |
| | High | | STRATEGY 1 | | | |
| | MediumHigh | | STRATEGY 2 | | | |
| | Medium | | STRATEGY 3 | | | |
| | Low | | STRATEGY 4 | | | |
| | Negligible (review only) | NO INSPECTIONS | | | | |

Fuente. Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro.

En el **Anexo C** se presentan las actividades de inspección / mantenimiento y los resultados esperados para cada una de las estrategias de la Figura 22.

2.5 MECANISMOS DE DEGRADACIÓN ⁹

Existen múltiples mecanismos de degradación expuestos en la norma API 571 *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*, de los cuales se expondrán a continuación los que pueden estar presentes en el área de interés.

2.5.1 Thermal Fatigue (Fatiga térmica)

Este mecanismo es el resultado de esfuerzos cíclicos causados por variaciones en la temperatura y afecta a todos los metales de construcción. El daño se presenta en forma de grietas y pueden ocurrir en cualquier lugar de un componente metálico en donde el movimiento relativo o expansión diferencial sea restringido, en particular bajo ciclos térmicos repetidos.

2.5.1.1 Factores Críticos

- Magnitud de la oscilación de la temperatura y la frecuencia (número de ciclos).
- Las muescas (tales como la punta de una soldadura) y esquinas agudas (tales como la intersección de una boquilla con un casco del recipiente) y otras concentraciones de tensión pueden servir como sitios de iniciación.
- El daño también es promovido por cambios rápidos en temperatura de superficie que resultan en un gradiente térmico a través del espesor o a lo largo de la longitud de un componente.
- La puesta en marcha y parada de los equipos aumentan la susceptibilidad a la fatiga térmica.
- El tiempo de falla es una función de la magnitud de la tensión y el número de ciclos y disminuye con el aumento del estrés y el aumento de los ciclos.

⁹ Tomado de la norma API 571. *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.

2.5.1.2 Equipos o Unidades Afectadas

- En los equipos de producción de vapor, los lugares más comunes son en fijaciones rígidas entre tubos vecinos en el sobre-calentador y recalentador.
- Los ejemplos incluyen los puntos de mezcla de corrientes calientes y frías, como los lugares donde el condensado entra en contacto con los sistemas de vapor.
- Sopladores de hollín accionados por vapor pueden causar daño por fatiga térmica si el primer vapor que sale de la boquilla del soplador contiene condensado. El enfriamiento rápido del tubo por el agua líquida promoverá este tipo de daño.
- Los tubos del sobre-calentador o recalentador que pasan a través de los tubos de pared de agua más fría pueden agrietarse en la conexión del cabezal, si el tubo no es suficientemente flexible.

2.5.1.3 Morfología de Daños

- Las grietas se propagan transversales al esfuerzo y por lo general son en forma de daga, trans-granular, y llenas de óxido. Sin embargo, el agrietamiento puede ser axial o circunferencial, o ambos, en el mismo lugar.
- Las grietas generalmente inician en la superficie del componente. Por lo general son anchas y están llenas de óxidos debido a la exposición a temperaturas elevadas.
- En los equipos de producción de vapor, las grietas suelen seguir la punta del cordón de soldadura, como el cambio de espesor de la sección genera un elevador de esfuerzo. Las grietas comienzan a menudo en el extremo de una oreja de fijación y si hay un momento de flexión como resultado de la restricción, se desarrollan grietas circunferenciales dentro del tubo.

- El agua en los sopladores de hollín puede conducir a un patrón de agrietamiento. Las grietas predominantes serán circunferenciales y las grietas menores serán axiales.

Figura 23. Grietas por fatiga térmica en el interior de un tubo de SS de pared gruesa



Fuente. Norma API 571.

2.5.1.4 Mitigación y Prevención

La fatiga térmica se puede prevenir a través del diseño y la operación para minimizar las tensiones térmicas y ciclos térmicos. Varios métodos de prevención se implementan dependiendo de la aplicación.

- Los diseños que incorporen la reducción de concentradores de esfuerzos, el rectificando los perfiles de soldadura y transiciones suaves se deben utilizar.
- Controlar la velocidad de calentamiento y enfriamiento durante el inicio y el apagado de los equipos puede reducir tensiones.
- La expansión térmica diferencial entre los componentes adyacentes de materiales diferentes debe ser considerada.

El diseño debe incorporar la flexibilidad suficiente para adaptarse a la expansión diferencial.

- En el equipo de producción de vapor, separadores deslizantes debe deslizarse y fijaciones rígidas deben evitarse.

- Deben proveerse de líneas de drenaje los sopladores de hollín para prevenir la condensación en la primera parte del ciclo de soplado.

En algunos casos, un revestimiento o manguito pueden ser instalados para evitar que un líquido más frío entre en contacto con la pared barrera de presión más caliente.

2.5.1.5 Inspección y Monitoreo

- Dado que el agrietamiento es generalmente superficial, inspección visual, MT y PT son métodos eficaces de inspección.
- Inspección SWUT (*shear wave ultrasonic testing*) externa puede ser utilizada para la inspección no intrusiva de grietas internas y donde los refuerzos evitan el examen de la boquilla.
- La soldadura interna de accesorios del reactor pueden ser inspeccionados mediante técnicas de ultrasonidos especializadas.

2.5.2 Erosión y Erosión-Corrosión

- La **Erosión** es la remoción mecánica acelerada del material de la superficie como resultado del movimiento relativo o el impacto entre los sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de los mismos, a la cual son susceptibles todos los metales, aleaciones y refractarios.
- **Erosión-Corrosión** es una descripción para el daño que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión mediante la eliminación de películas de protección, o mediante la exposición de la superficie del metal a la acción combinada de la erosión y la corrosión.

2.5.2.1 Factores Críticos

- Los factores que contribuyen a un aumento de la corrosión del medio ambiente, tales como temperatura, pH, etc., puede aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal.
- Las tasas de pérdida de metal dependen de la velocidad y la concentración del medio de impacto (es decir, partículas, líquidos, gotas, suspensiones, flujo de dos fases), el tamaño y la dureza de las partículas que impactan, la dureza y la resistencia a la corrosión del material sujeto a la erosión, y el ángulo de impacto.
- Aunque el aumento de la dureza del sustrato de metal es un enfoque común para minimizar el daño, no siempre es un buen indicador de la mejora de la resistencia a la erosión, en particular cuando la corrosión juega un papel importante.
- Para cada combinación entorno-material, generalmente existe una velocidad límite por encima del cual los objetos que impactan pueden producir pérdida de metal. El aumento de las velocidades por encima de este umbral resulta en un aumento en las tasas de pérdida de metal.

2.5.2.2 Equipos o Unidades Afectadas

Todos los tipos de equipos expuestos a fluidos y / o catalizadores en movimiento están sujetos a la erosión y erosión-corrosión. Esto incluye los sistemas de tuberías, en particular las curvas, codos, té y reductores, sistemas de tuberías de aguas abajo de las válvulas letdown y válvulas de bloqueo, bombas, sopladores, hélices, hélices; agitadores; vasos agitados; tubos de intercambiadores de calor; orificios de dispositivo de medición; álabes de la turbina; boquillas; ductos y líneas de vapor, raspadores, cortadores, y placas de desgaste.

2.5.2.3 Morfología de Daños

- La erosión y la erosión-corrosión se caracterizan por una pérdida localizada de espesor en forma de pozos, surcos, barrancos, ondas, redondeado agujeros y valles. Estas pérdidas a menudo presentan un patrón direccional.
- Las fallas pueden ocurrir en un tiempo relativamente corto.

Figura 24. Erosión de un codo de retorno de un calentador de coquización



Fuente. Norma API 571.

2.5.2.4 Prevención y Mitigación

- Los intercambiadores de calor utilizan placas de choque y, ocasionalmente, casquillos de tubo para minimizar los problemas de erosión.
- Las mejoras en el diseño implican cambios en la selección de la forma, la geometría y los materiales.
- La mejor forma de mitigar la erosión-corrosión es mediante el uso de aleaciones más resistentes a la corrosión y/o alterando el entorno del proceso para reducir la corrosividad.
- La mejora de la resistencia a la erosión se consigue normalmente mediante el aumento de la dureza del sustrato utilizando aleaciones duras, recargue o tratamientos de endurecimiento superficial.

2.5.2.5 Inspección y Monitoreo

- Cupones de corrosión especialización y seguimiento en línea de sondas de resistencia eléctrica se han utilizado en algunas aplicaciones.
- El examen visual de las zonas sospechosas, así como controles UT o RT se puede utilizar para detectar el grado de pérdida de metal.
- Escaneos IR se utilizan para detectar la pérdida refractaria en funcionamiento.

2.5.3 Vibration-Induced Fatigue (Fatiga Inducida por Vibraciones)

Este mecanismo de daño presenta grietas como resultado de la carga dinámica debido a la vibración, golpe de ariete, o flujo inestable, generalmente por accesorios o facilidades menores a 2 pulgadas. Este afecta a todos los materiales de ingeniería.

2.5.3.1 Factores Críticos

- La falta o exceso de apoyos o rigidez incrementa la vibración y posible agrietamiento.
- La amplitud y frecuencia de vibración, y la resistencia a la fatiga de los componentes.
- Si la frecuencia de aplicación de la carga se acerca a la frecuencia natural del componente (resonancia) existe una alta probabilidad de falla.

2.5.3.2 Equipos o Unidades afectadas

- Soldaduras y tuberías de diámetro pequeño en o cerca de bombas y compresores.
- Líneas de derivación pequeñas alrededor equipos rotativos y reciprocantes.

- Conexiones ramificadas pequeñas con válvulas no soportadas o controladores.
- Válvulas de control de caída de alta presión y estaciones reductoras de vapor.

2.5.3.3 Morfología de Daños

- El daño por vibración en refractarios es visible, y se da como resultado de la falla del material refractario y / o el sistema de anclaje. Altas temperaturas superficiales también pueden dañar el refractario.
- Generalmente el daño presenta forma de grieta que se inicia en un punto de alta tensión o discontinuidad, como un cordón de soldadura.

Figura 25. Vibración inducida fatiga en una brida soldada de un sistema de alivio térmico.



Fuente. Norma API 571.

2.5.3.4 Mitigación y Prevención

- Instalación de refuerzos en conexiones de pequeño diámetro. Elimine las conexiones innecesarias e inspeccione las instalaciones en campo.
- Eliminación o reducción del daño a través del diseño, uso de soportes y equipos de amortiguación de las vibraciones.

- Los efectos de vibración pueden ser eliminados cuando es anclada una sección vibratoria.

2.5.3.5 Inspección y Monitoreo

- Lleve a cabo la inspección visual durante condiciones transitorias (como los inicios, cierres, trastornos, etc.) para las condiciones de vibración intermitente.
- Verifique los sonidos de vibraciones que emanen de componentes de tuberías, tales como válvulas de control y accesorios.
- La utilización de métodos de inspección de superficies (como PT, MT) pueden ser eficaz.
- Mida las vibraciones de la tubería utilizando equipos de monitoreo especiales.
- Verifique los soportes de la tubería en un horario regular.
- Busque señales visibles de vibración, movimiento de la tubería o golpe de ariete.
- Daños en el aislamiento pueden indicar excesiva vibración.

2.5.4 Corrosion Under Insulation - CUI (Corrosión Bajo Aislamiento)

Este mecanismo de daño afecta tuberías, recipientes a presión y componentes estructurales de acero al carbón, de baja aleación e inoxidables duplex por el ingreso y concentración de agua bajo el aislamiento térmico como resultado de daños o pérdidas del mismo.

2.5.4.1 Factores Críticos

- Las plantas situadas en lugares húmedos, lluviosos y calurosos aumentan la susceptibilidad.

- La corrosión es más severa en temperaturas del metal entre del punto de ebullición de agua; (100 ° C) 212 ° F y 350 ° F (121 ° C), donde es menos probable que se vaporice totalmente y el aislamiento permanece húmedo más tiempo.
- El diseño del sistema de aislamiento, tipo de aislamiento, la temperatura y el medio ambiente son factores importantes.
- Mal diseño e instalaciones, materiales que retienen humedad, operación intermitente y por debajo del punto de rocío, y entornos que proporcionan contaminantes como cloruros o SO₂ al aire aumentan el daño.

2.5.4.2 Unidades y Equipos afectados

Todas las tuberías y equipos aislados son susceptibles a CUI en las condiciones señaladas, incluso en tuberías y equipos en el que el aislamiento parece estar en buen estado y no hay signos visibles de corrosión está presente.

Los ejemplos de lugares donde pueda producirse un CUI se enumeran a continuación:

- Lugares en los que se concentra humedad/agua naturalmente antes de evaporarse (drenajes por gravedad).
- Equipos con aislamiento defectuoso, barreras de vapor, resistencia a la intemperie o salientes a través del aislamiento, puntos de terminación del aislamiento y puntos bajos, tales como bridas y tramos largos sin apoyo.
- Piernas muertas (conductos de ventilación, los desagües, y similares), soportes, válvulas y accesorios (superficies aislantes irregulares).
- Tuberías o equipos con daño/fuga en las trazas de vapor.
- Daños localizados en la pintura y/o revestimiento.
- Sistemas de tubería vibrantes que tienden a infligir daño al aislante.

- Los aceros al carbono y de baja aleación están sujetos a la corrosión por picadura localizada y/o pérdida localizada de espesor.
- Lugares en los que se han retirado tapones de aislamiento para permitir mediciones de espesor en tubería y equipos, estos deben ser reemplazados y sellados de inmediato.

2.5.4.3 Morfología de Daños

- Cuando hay señales de daños en aislamiento, pintura o recubrimiento suele haber presencia de CUI.
- Cuando el aislamiento se retira de aceros al carbono y de baja aleación, el daño aparece generalmente como capas sueltas de óxido que cubren el componente corroído. El daño puede ser muy localizado.

Figura 26. Acercamiento a Tee después de la remoción del aislamiento



Fuente. Norma API 571.

2.5.4.4 Prevención y Mitigación

- Mejoramiento mediante el uso apropiado de pinturas/revestimientos y el mantenimiento del aislamiento / sello / barrera de vapor adecuado puede evitar la entrada de humedad.

- Los revestimientos no metálicos de alta calidad, correctamente aplicados a las superficies pueden proporcionar protección a largo plazo.
- La selección cuidadosa de los materiales aislantes es importante.
- Debe considerarse la posibilidad de retirar el aislamiento en equipos donde la conservación del calor no es tan importante.

2.5.4.5 Inspección y Monitoreo

- El plan de inspección de CUI debe empezar en la predicción o análisis, y luego aplicar procedimientos más invasivos, también debe considerar la temperatura de operación, el tipo y la edad / estado del recubrimiento, y el tipo y la edad / condición de material de aislamiento. Adicionalmente se puede hacer una priorización de acuerdo a lo encontrado en la inspección física de los equipos.
- El plan de inspección debe considerar las áreas más susceptibles y zonas cercanas, además aplicar múltiples técnicas de inspección que reduzcan los costos.
- Los métodos y técnicas a considerar son la remoción parcial y/o total de aislamiento para su examen visual, UT para la verificación de espesor, perfil de rayos X en tiempo real (para la pequeña tubería de perforación), técnicas de retro-dispersión de neutrones para la identificación de aislamiento húmedo e inspección por corrientes de Eddy de penetración profunda.

2.5.5 Microbiologically Induced Corrosion - MIC (Corrosión Inducida Microbiológicamente)

Este mecanismo es causado por organismos vivos tales como bacterias, algas u hongos que se pueden estar presentes en el agua utilizada para los diferentes procesos y afecta a la mayoría de material de construcción incluyendo acero al

carbón, de baja aleación e inoxidable. A menudo se asocia con la presencia de sustancias orgánicas viscosas.

2.5.5.1 Factores críticos

- Los diferentes organismos se nutren de diferentes nutrientes, incluyendo sustancias inorgánicas (por ejemplo, azufre, amoníaco, H₂S) y sustancias orgánicas (por ejemplo, hidrocarburos, ácidos orgánicos). Además, todos los organismos requieren una fuente de carbono, nitrógeno y fósforo para el crecimiento.
- Se encuentra generalmente en los entornos acuosos o servicios donde el agua está siempre o algunas veces presente, especialmente cuando hay condiciones de flujo bajo o estancamiento que permiten el crecimiento de microorganismos, que pueden sobrevivir y crecer bajo condiciones severas, incluyendo la falta de oxígeno, la luz o la oscuridad, la alta salinidad, rango de pH de 0 a 12, y temperaturas de 0 ° F a 235 ° F (-17 ° C a 113 ° C).

2.5.5.2 Equipos y Unidades afectadas

- En equipos donde el agua hidrostática no se ha removido o han quedado fuera de servicio y sin protección.
- Se encuentra más frecuentemente en los intercambiadores de calor, agua del fondo de los tanques de almacenamiento, tuberías con flujo bajo o estancado, y la tubería en contacto con algunos suelos o con agua que no es debidamente tratada.
- Los sistemas de agua contra incendios pueden ser afectados.

2.5.5.3 Morfología de Daños

La corrosión se suele observar como picaduras localizadas bajo depósitos que protegen los organismos. Los daños a menudo se caracterizan por agujeros en forma de copa dentro de las cavidades de acero al carbono o bajo la superficie en acero inoxidable.

Figura 27. MIC en fondo de tanque de diésel.



Fuente. Norma API 571.

2.5.5.4 Mitigación y Prevención

- Minimizar zonas bajo flujo o de estancamiento.
- Los microbios necesitan agua para crecer. Los sistemas que contienen agua (refrigeración por agua, tanques de almacenamiento, etc.) deben ser tratados con biocidas, tales como cloro, bromo, ozono, luz ultravioleta o compuestos patentados. La aplicación adecuada de los biocidas puede controlar pero no eliminar los microbios por lo que el tratamiento continuo es necesario.
- La mitigación eficaz de los organismos establecidos requiere la extirpación completa de los depósitos y de los organismos utilizando una combinación de raspado, voladura, limpieza química y el tratamiento biocida.
- Mantener revestimientos en el interior de tanques de almacenamiento.

2.5.5.5 Inspección y Monitoreo

- Un incremento en la pérdida de un intercambiador de calor puede ser indicativo de ensuciamiento y daños potenciales por MIC.
- En los sistemas de refrigeración, la eficacia del tratamiento se monitorea midiendo los residuos de biocidas, recuentos microbianos, apariencia visual y olor mediante sondas especialmente diseñadas.

2.5.6 Ethanol Stress Corrosion Cracking – SCC (Corrosión Bajo Tensión Por Etanol)

Este mecanismo de daño presenta grietas que se inician en la superficie del acero al carbón causado por el ambiente bajo la acción combinada de tensión de tracción y un combustible grado etanol o en entornos en combinación con gasolina. El oxígeno disuelto y la presencia de tensiones variables tales como el estrés cíclico o flexión del componente, aumentan la posibilidad de formación de grietas.

Afecta todos los aceros al carbón, pero la corrosión general puede ser una preocupación con otros materiales, incluyendo algunas aleaciones de aluminio, cobre y aleaciones de cobre, plomo y zinc.

2.5.6.1 Factores críticos

- Combustibles grado etanol y mezclas con gasolina puede afectar negativamente a los materiales no metálicos (por ejemplo, revestimientos y sellos) causando hinchazón, cambios de dureza, etc.
- El acoplamiento galvánico de un nuevo acero con acero corroído aumenta la probabilidad.

- El esfuerzo puede ser aplicado o residual. Alto esfuerzo, componentes trabajados en zonas frías, o componentes con concentradores de esfuerzo son susceptibles a la formación de grietas.
- La aireación (es decir, el contenido de oxígeno disuelto) del etanol parece ser el factor más importante para determinar la susceptibilidad.
- El potencial máximo para SCC por etanol se produce dentro de un rango de que esta entre 0,1 y 4,5% en volumen de contenido de agua.

2.5.6.2 Morfología de daños

- Las grietas suelen ser ramificadas e inter-granular, pero también se han reportado grietas trans-granular y mixtas.
- Se encuentra a menudo en las proximidades de las soldaduras y puede aparecer como grietas paralelas o transversales a la soldadura.
- La microestructura de los materiales es generalmente de ferrita, o ferrita y perlita.
- Las grietas son típicamente estrechas y se pueden estar llenas con producto de corrosión.

Figura 28. SCC en tubería de acero de retorno a un sistema de combustible etanol.



Fuente. Norma API 571.

2.5.6.3 Prevención y Mitigación

- Evite diseños con los esfuerzos de tracción muy localizados.
- Evitar el uso de soldaduras de unión de solape que pueden concentrar la tensión en los componentes.
- Se puede reducir la probabilidad de falla a través de PWHT (*performing a post weld heat treatment*) cuando sea posible o mediante la aplicación de recubrimientos.
- Reducir al mínimo el trabajo en frío durante la fabricación.

2.5.6.4 Inspección y Monitoreo

- UT por onda de corte puede ser utilizado en casos en los que la WFMT (*wet fluorescent magnetic particle testing*) no sea factible.
- WFMT es el método preferido para la detección de agrietamiento de etanol. Métodos para la inspección de SCC etanol son similares a los utilizados para la detección de otros tipos de SCC.

2.6 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (nondestructive testing - NDT)

Los Ensayos no destructivos son un tipo de prueba practicada a un material que no altera de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los Ensayos No destructivos implican un daño imperceptible o nulo.

Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como ondas electromagnéticas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño a la muestra examinada. Dentro de los ensayos no destructivos podemos mencionar: radiografía, ultrasonido, inspección visual y tintas penetrantes.

Los ensayos no destructivos se clasifican en base a la posición donde se ubican las discontinuidades que pueden ser detectadas, por lo que se clasifican en:

- Ensayos no Destructivos superficiales.

Estas proporcionan información acerca de las condiciones superficiales de los materiales inspeccionados. Los métodos son:

VT - Inspección Visual

PT - Líquidos Penetrantes

MT - Partículas Magnéticas

ET – Electromagnetismo

En el caso de utilizar VT y PT se tiene el alcance de detectar solamente discontinuidades superficiales (abiertas a la superficie); y en el caso de MT y ET se detectan tanto discontinuidades superficiales como subsuperficiales, que son aquellas debajo de la superficie pero muy cercanas a ella.

- Ensayos no Destructivos volumétricos.

Estas proporcionan información acerca de las condiciones internas de los materiales inspeccionados. Los métodos son:

RT - Radiografía Industrial

UT - Ultrasonido Industrial

AE - Emisión Acústica

IT – Termografía

Estos END permiten la detección de discontinuidades internas y subsuperficiales, así como bajo, ciertas condiciones, la detección de discontinuidades superficiales.

- Ensayos no Destructivos de hermeticidad.

Proporcionan información del grado en que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmósfera o queden fuera de control. Los métodos son:

LT - Pruebas de Fuga

Pruebas de Cambio de Presión. (Neumática o hidrostática)

Pruebas de Burbuja

Pruebas por Espectrómetro de Masas

Pruebas de Fuga con Rastreadores de Halógeno

A continuación se presentan los métodos más comúnmente utilizados en Ecopetrol S.A. por parte de la Coordinación De Inspección E Integridad De Equipos, estos son:

2.6.1 Inspección Visual

La inspección visual es la técnica más antigua entre los Ensayos No Destructivos, y también la más usada por su versatilidad y su bajo costo, en ella se emplea como instrumento principal, el ojo humano, el cual es complementado frecuentemente con instrumentos de magnificación, iluminación y medición.

Esta técnica es, y ha sido siempre un complemento para todos los demás Ensayos No Destructivos, ya que menudo la evaluación final se hace por medio de una inspección visual.

No se requiere de un gran entrenamiento para realizar una inspección visual correcta, pero los resultados dependerán en buena parte de la experiencia del inspector, y de los conocimientos que éste tenga respecto a la operación, los materiales y demás aspectos influyentes en los mecanismos de falla que el objeto pueda presentar.

Según los instrumentos que se utilicen como ayuda a la visión, y la distancia (o el acceso) que se tenga entre el inspector y el objeto de estudio, la Inspección Visual se puede dividir en dos grupos:

- Inspección Visual Directa

Esta inspección se hace a una distancia corta del objeto, aprovechando al máximo la capacidad visual natural del inspector. Se usan lentes de aumento, microscopios, lámparas o linternas, y con frecuencia se emplean instrumentos de medición como calibradores, micrómetros y galgas para medir y clasificar las condiciones encontradas.

- Inspección Visual Remota

La inspección visual remota se utiliza en aquellos casos en que no se tiene acceso directo a los componentes a inspeccionar, o en aquellos componentes en los cuales, por su diseño, es muy difícil ganar acceso a sus cavidades internas.

Este tipo de inspección es muy usada en la industria para verificar el estado interno de los motores recíprocos, las turbinas estacionarias, compresores, tuberías de calderas, intercambiadores de calor, soldaduras internas, tanques y válvulas entre otros.

Se utilizan boroscópios rígidos o flexibles, videoscópios y fibroscópios (fibra óptica), con los cuales, mediante una sonda adaptada a una cámara digital, se puede llegar a la mayoría de las cavidades internas y lugares inaccesibles para el inspector.

2.6.1.1 Ventajas

- Casi todo puede ser inspeccionado, en cierto grado.
- Puede ser de muy bajo costo.
- Se puede recurrir a equipo relativamente simple.
- Se requiere un mínimo de entrenamiento.
- Amplio alcance en usos y en beneficios.

2.6.1.2 Limitaciones

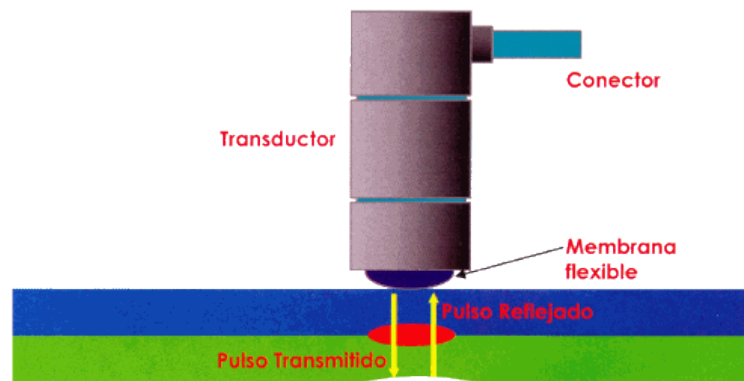
- Solamente pueden ser evaluadas las condiciones superficiales.
- Se requiere una fuente efectiva de iluminación.
- Es necesario el acceso a la superficie que requiere ser inspeccionada.

2.6.2 Ultrasonido

Este método se basa en la generación, propagación y detección de ondas elásticas (sonido) a través de los materiales. La mayoría de las pruebas ultrasónicas son realizadas en un rango de frecuencia entre 500KHz y 20 MHz. Normalmente, frecuencias bajas son usadas para optimizar la penetración cuando se realiza la medición en materiales gruesos, con alta atenuación o con alta dispersión, mientras que las frecuencias altas se recomiendan para optimizar la resolución en materiales delgados, sin atenuación y sin dispersión.

Todos los calibradores de espesores trabajan midiendo cuanto tiempo le toma a un pulso sonoro, que ha sido generado por un transductor ultrasónico, en viajar por el espesor de una pieza de prueba, reflejarse en la superficie posterior o interna y retornar al transductor, como se muestra en la Figura 29.

Figura 29. Esquema funcional del Ultrasonido



Fuente. Instructivo Para Medición De Espesores Con Ultrasonido.

El transductor contiene un elemento piezoeléctrico que es excitado por un impulso eléctrico corto para generar una explosión de ondas ultrasónicas. Las ondas sonoras son acopladas en el material de prueba y viajan a través de él hasta que encuentran una pared u otro límite. Las reflexiones entonces viajan hacia atrás, al transductor, que convierte la energía sonora otra vez en energía eléctrica. En

esencia, el calibrador escucha el eco del lado opuesto. Por esta razón, la técnica de medición de espesores por ultrasonido se conoce con el nombre de pulso/eco y la medición del espesor es realizada por un solo lado de la pieza. Típicamente este intervalo de tiempo son sólo unos cuantos millonésimos de un segundo. El calibrador está programado con la velocidad del sonido en el material de prueba del cual se puede calcular el espesor usando una simple relación matemática:

$$T = V \times \frac{t}{2}$$

Dónde: T = El espesor de la pieza

V = La velocidad del sonido en el material de prueba

t = El tiempo medido en el viaje de ida y regreso de la prueba

Es importante notar que la velocidad del sonido en el material de prueba es una parte esencial de este cálculo. Cada material transmite las ondas sonoras a velocidades diferentes, generalmente más rápido en materiales duros y más despacio en materiales suaves. Además, la velocidad del sonido puede cambiar considerablemente con la temperatura; por tanto, es necesario calibrar siempre el medidor de espesores por ultrasonido a la velocidad del sonido del material y a la temperatura a la que se encuentra la pieza a medir ya que la exactitud de las mediciones será tan buena como lo sea la calibración.

Tabla 2. Velocidades del sonido para diferentes materiales ferrosos

| MATERIAL | VELOCIDAD DEL SONIDO | | |
|---|------------------------|----------------|--------------------|
| | [10 ⁵ cm/s] | [m/s] | [in/μs] |
| Acero al Carbono, Templado/ Revenido | 5.94 | 5940 | 0.2339 |
| Aceros Aleados | | | |
| Templado/ Revenido | 5.95 | 5950 | 0.2343 |
| Endurecido | 5.90 | 5900 | 0.2323 |
| Fundiciones | 3.50 - 5.60 | 3500 - 5600 | 0.1378 - 0.2205 |
| Aceros de Herramientas D6 | | | |
| Templado/ Revenido | 6.14 | 6140 | 0.2417 |
| Endurecido | 6.01 | 6010 | 0.2366 |
| Aceros Inoxidables | | | |
| Tipo 302 | 5.66 | 5660 | 0.2228 |
| Tipo 304L y 316L | 5.64 | 5640 | 0.2220 |
| Tipo 347 | 5.74 | 5740 | 0.2260 |
| Tipo 410 | 5.39 | 5390 | 0.2122 |
| Tipo 430 | 6.01 | 6010 | 0.2366 |

Fuente. Instructivo Para Medición De Espesores Con Ultrasonido.

Las ondas sonoras, en el rango de los megahercios, no viajan de manera eficiente a través del aire. Por tanto, es necesario utilizar un acoplante líquido entre el transductor y la pieza de prueba para obtener una buena transmisión del sonido. Los acoplantes comunes son glicerina, propilen glicol, agua, aceite, gel, celulosa y grasa. Sólo una pequeña cantidad es necesaria, suficiente como para llenar el espacio de aire que de otra manera existiría entre el transductor y el objetivo.

2.6.2.1 Ventajas

- Rápido y fácil de operar.
- No representa ningún peligro de operación.
- Alta precisión, portátil y de alta sensibilidad.
- Alto poder de penetración.

2.6.2.2 Limitaciones

- Se requiere operadores entrenados.
- La orientación de la grieta debe ser conocida para seleccionar el tipo de onda usada.
- Se requieren patrones y entrenamiento para ajustar el instrumento.
- La geometría, estructura interna, espesor y acabo superficial es limitante.
- Las partes delgadas o pequeñas son de difícil inspección.
- Para equipos con alta temperatura se requiere un equipo especial tanto para el operador como para el dispositivo.

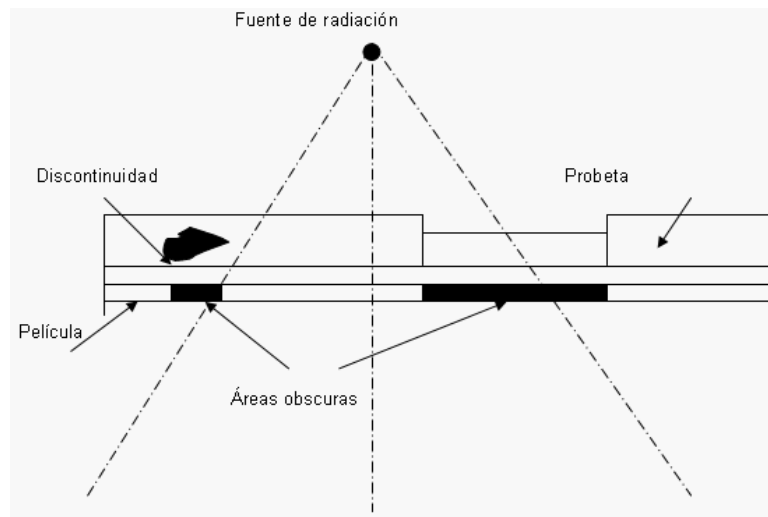
2.6.3 Radiografía

Este método se basa en la capacidad de penetración que caracteriza principalmente a los Rayos X y a los Rayos Gama. Con este tipo de radiación es posible irradiar un material y, si internamente, este material presenta cambios internos considerables como para dejar pasar, o bien, retener dicha radiación, entonces es posible determinar la presencia de dichas irregularidades internas, simplemente midiendo o caracterizando la radiación incidente contra la radiación retenida o liberada por el material.

Las variaciones de atenuación o absorción son detectadas y registradas en una película radiográfica o pantalla fluorescente obteniéndose una imagen de la estructura interna de una pieza o componente. Un área obscura (alta densidad) en una radiografía, puede deberse a un menor espesor o a la presencia de un material de menor densidad como escoria en una soldadura o una cavidad por gas atrapado en una pieza de fundición y un área más clara (menor densidad) en una radiografía, puede deberse a secciones de mayor espesor o un material de mayor densidad como una inclusión de tungsteno en una soldadura de arco eléctrico con electrodo de tungsteno y gas de protección

La atenuación de la radiación ionizante es directamente proporcional al espesor y densidad del material e Inversamente proporcional a la energía del haz de radiación.

Figura 30. Aplicación típica de la Radiografía



Fuente. Página web Revista Ciencias - Radiografía industrial.

2.6.3.1 Ventajas

- Pueda usarse en materiales metálicos y no metálicos, ferrosos y no ferrosos.
- Proporciona un registro permanente de la condición interna de un material.
- Es más fácil poder identificar el tipo de discontinuidad que se detecta.
- Revela discontinuidades estructurales y errores de ensamble.

2.6.3.2 Limitaciones

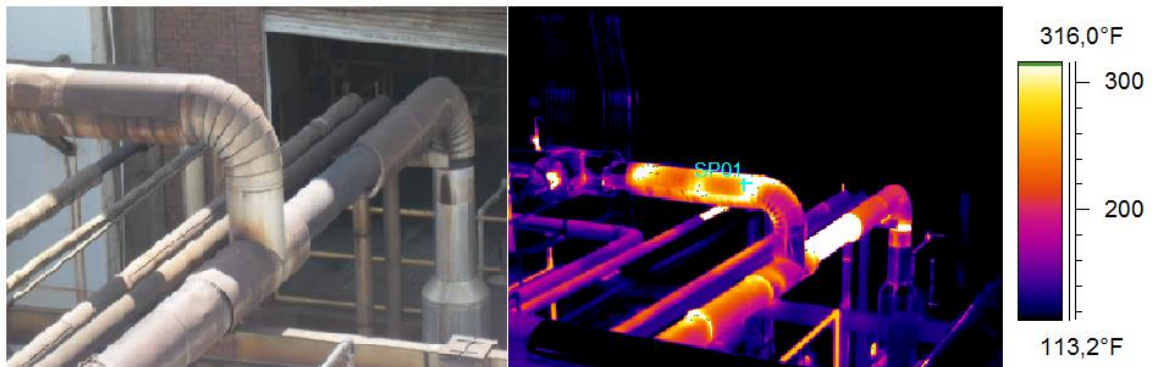
- Difícil de aplicar en piezas de geometría compleja o zonas poco accesibles.
- La pieza o zona debe tener acceso en dos lados opuestos.
- No detecta discontinuidades de tipo laminar.
- Se requiere medidas de seguridad para la protección contra la radiación.

2.6.4 Termografía

Esta técnica se basa en la detección de áreas calientes o frías mediante el análisis de la parte infrarroja del espectro electromagnético. La radiación infrarroja se transmite en forma de calor mediante ondas electromagnéticas a través del espacio. De esta forma, mediante el uso de instrumentos capaces de detectar la radiación infrarroja, es posible detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en los materiales.

Conociendo los datos de las condiciones del entorno (humedad y temperatura del aire, distancia a objeto, temperatura reflejada, radiación incidente, etc.) y de las características de las superficies termografiadas como la emisividad se puede convertir la energía radiada detectada por la cámara termográfica en valores de temperaturas.

Figura 31. Imagen termográfica de una línea de vapor



Fuente. Autor.

Existen dos tipos de termografía que son:

- Termografía Pasiva

Consiste en simplemente obtener un termograma del componente en cuestión, sin la aplicación de energía. El componente por sí mismo proporciona la energía para generar la imagen infrarroja. Ejemplos de la aplicación de ésta técnica los

encontramos por ejemplo en la evaluación de un motor funcionando, maquinaria industrial, conductores eléctricos, etc.

- Termografía Activa

En esta técnica, para obtener un termograma, es necesario inducir cierta energía al material o componente en cuestión. Muchas componentes, dadas sus condiciones de operación y servicio, son evaluados en forma estática o a temperatura ambiente, lo cual da lugar a que el termograma que se obtenga, presente un patrón o gradiente térmico uniforme, es en este tipo de situaciones en que la termografía activa tiene uso. Así, esta técnica puede ser empleada en la detección de laminaciones o inclusiones, las cuales representan variaciones en conducción de calor y por lo tanto son evidentes en el termograma.

2.6.4.1 Ventajas

- No se requiere contacto físico.
- La radiación infrarroja no es nociva.
- La prueba se efectúa con rapidez incluso en grandes áreas.
- Los resultados son en forma de imagen o fotografía.
- Fácil interpretación de los resultados.

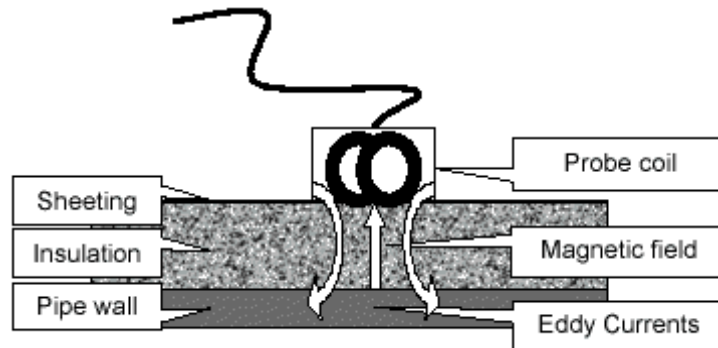
2.6.4.2 Limitaciones

- Equipo costoso.
- Detección de defectos de poca profundidad.
- En la termografía activa, algunos materiales no permiten calentamiento.
- Se requiere entrenamiento y equipos auxiliares.

2.6.5 Corriente Parasita Pulsada (Pulsed Eddy Current - PEC)

Es una técnica de inspección electromagnética es utilizada para medir el espesor de objetos de acero, tales como tuberías y recipientes, sin la necesidad de contacto con la superficie de acero. Esto lo hace muy adecuado para las inspecciones en que la superficie de un objeto no es accesible. Las lecturas se generan cuando una bobina transmisora dentro de una carcasa de protección produce un pulso magnético que induce corrientes parásitas dentro de la pared componente. Las corrientes parásitas a su vez inducen un segundo impulso magnético que es detectado por una bobina receptora. El sistema monitorea la velocidad con que decae la corriente parásita pulsada dentro de la pared de acero y produce un valor promedio del espesor de la comparación con una señal de calibrada.

Figura 32. Funcionamiento del PEC



Fuente. Artículo Pulsed Eddy Current In Corrosion Detection.

2.6.5.1 Ventajas

- La inspección se puede efectuar en servicio.
- No se requiere de contacto directo.
- Buena reproducibilidad de lecturas en los mismos lugares.

- Se puede medir a través de cualquier tipo de material no conductor de máximo 150mm de espesor.
- Funciona a través de acero inoxidable y aluminio.
- Amplio rango de temperaturas de -100 C a 500 C.

2.6.5.2 Limitaciones

- El ensayo es cualitativo, se debe complementar con otros como el UT para hacerlo cuantitativo.
- Sólo materiales conductores pueden ser probados.
- La superficie del material debe ser accesible.
- El acabado del material puede causar lecturas erróneas.
- La profundidad de penetración en el material está limitada por la conductividad de los materiales.
- Defectos que se encuentran en paralelo a la sonda pueden ser indetectables.
- Solo es adecuado para la pérdida general del espesor.

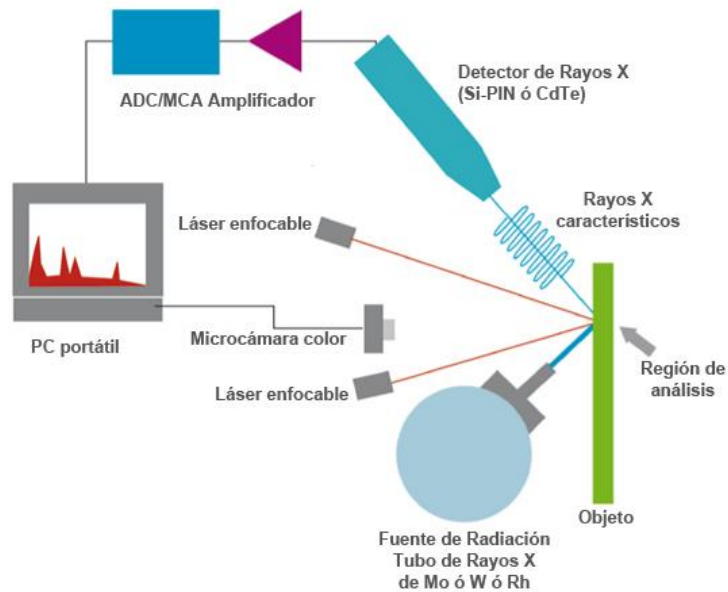
2.6.6 Identificación Positiva de Materiales (PMI)

Es una metodología por medio de la cual se determina la composición química del espécimen, identificando el tipo de aleación de aquellos equipos de interés (tubos, válvulas, bombas, etc.); a modo de evidenciar o certificar que cada elemento fabricado o montado en campo corresponda inequívocamente con los materiales que fueran proyectados en el diseño del sistema. Existen dos métodos típicos para el desarrollo de PMI, estos son:

- Fluorescencia de rayos X (XRF)

El equipo utilizado contiene fuentes de baja radiación (isótopos) o tubos de rayos x. El material expuesto refleja la radiación, generando energía. Como cada elemento tiene su propia estructura atómica, esta reflexión va a generar un nivel de energía diferente para cada elemento. Esta energía se mide y detecta, identificando así los elementos de aleación.

Figura 33. Configuración típica de XRF



Fuente. Artículo Fluorescencia de Rayos X portátil XRF.

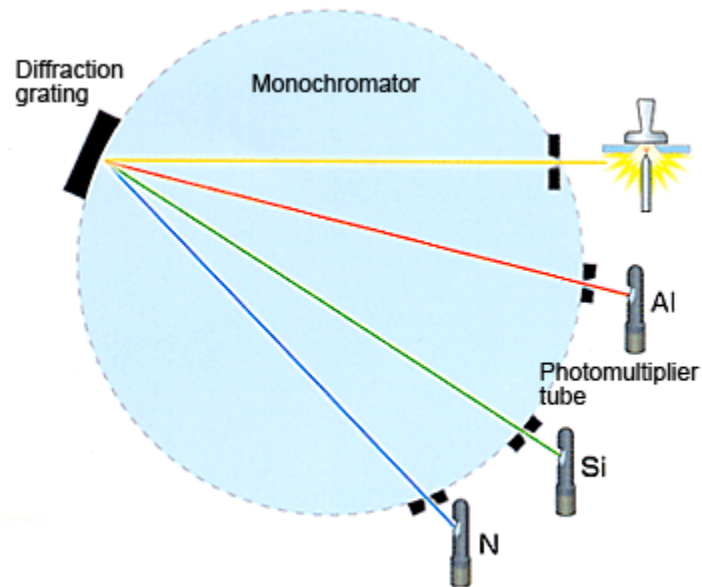
- Espectrometría de Emisión Óptica (OES)

Este método implica la aplicación de la energía eléctrica en forma de chispa (también puede ser en llama, arco o plasma) generada entre un electrodo y una muestra de metal, mediante el cual los átomos vaporizados son llevados a un estado de alta energía dentro de un llamado "plasma de descarga". Estos átomos excitados y los iones en el plasma de descarga crean un espectro de emisión

única específica para cada elemento, por lo tanto, un único elemento genera numerosas líneas espectrales de emisión características.

Por tanto, la luz generada por la descarga puede decirse que es una colección de las líneas espectrales generadas por los elementos de la muestra. Esta luz se divide por una rejilla de difracción para extraer el espectro de emisión de los materiales de interés. La intensidad de cada espectro de emisión depende de la concentración del elemento en la muestra. Detectores (tubos fotomultiplicadores) miden la presencia o ausencia del espectro extraído y la intensidad para realizar el análisis cualitativo y cuantitativo de los elementos.

Figura 34. Funcionamiento OES

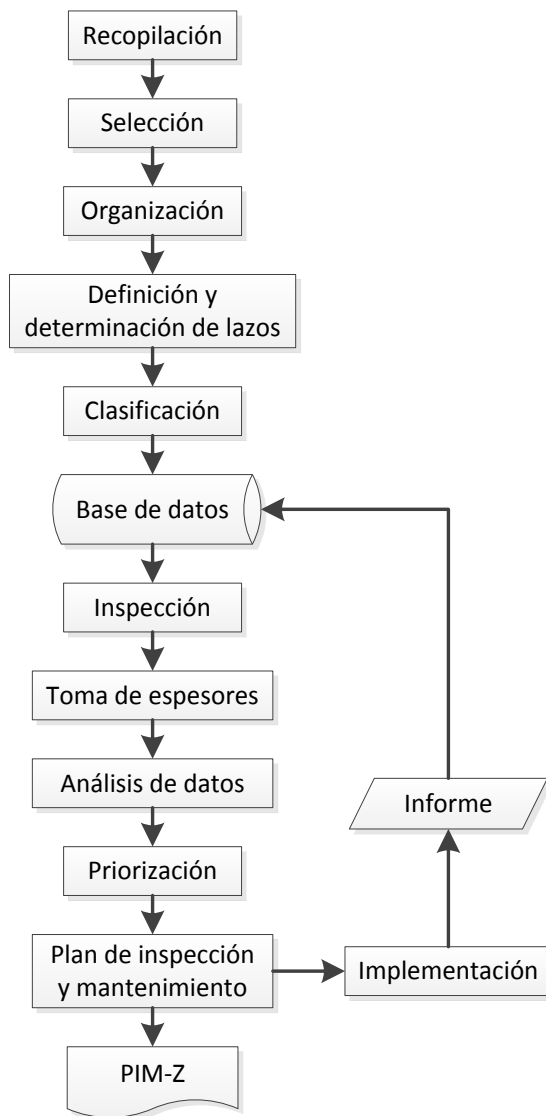


Fuente. Artículo Principle of Optical Emission Spectrometry.

3 DESARROLLO DE ACTIVIDADES

Para la realización de plan de inspección y mantenimiento se tuvieron en cuenta los siguientes pasos, los cuales se muestran en orden en el diagrama de flujo presentado a continuación.

Figura 35. Diagrama de flujo de actividades



Fuente. Autor.

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

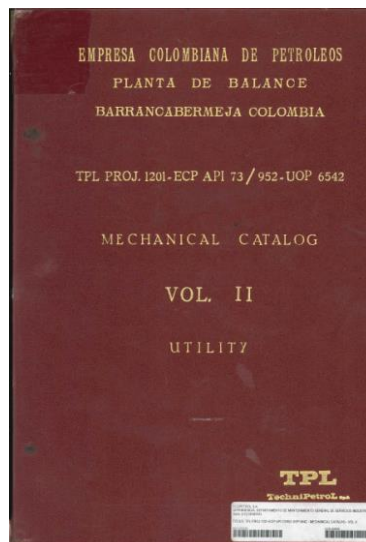
Como primera instancia se procedió a conseguir la mayor cantidad de información relacionada con el Departamento de Servicios Industriales Balance, esta información fue recopilada mediante ayuda del personal del Centro de Información Técnica y de la base de datos digital (Archivo80) perteneciente al servidor interno de la refinería.

La búsqueda de información se centró en los diagramas P&ID¹⁰, Line list¹¹, Piping Classes¹² y planos isométricos originales o correspondientes a la construcción del departamento, así como los proyectos desarrollados, relacionados con cambios de equipos y configuraciones de los procesos de las unidades pertenecientes a este departamento.

Además de esta información, se recopilaron las normas API y ASME a utilizar para la realización del plan.

En la siguiente figura se presentara una muestra de la información recopilada:

Figura 36. Portada del Line List



Fuente. Autor.

¹⁰ Diagrama de instrumentación y tubería.

¹¹ Lista de líneas: características de la línea.

¹² Clases de tubería: propiedades del material de la línea.

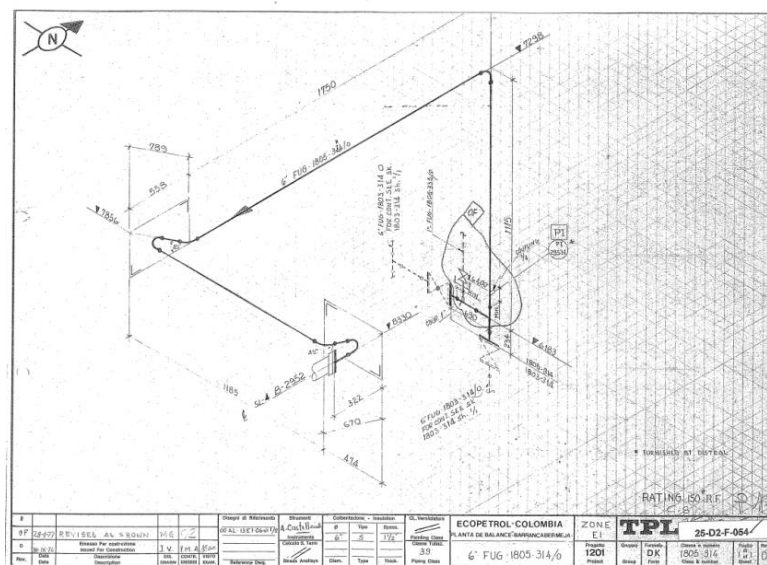
3.2 SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta fase se procedió con el estudio de toda la información recopilada y se complementó con la investigación por medio de entrevistas a operadores, ingenieros y trabajadores en general, acerca de los cambios que sufrió el departamento en sus 39 años de existencia. Según la información suministrada por los trabajadores y estableciendo una comparación con la información encontrada se determinó que la información era de utilidad, cual obsoleta y lo más importante la información faltante, que se solicitaba o buscaba inmediatamente.

Se evidenció, en este momento, lo obsoleto de algunos de los planos P&ID dado el cambio de equipos y procesos, así como la mayoría de planos isométricos que además estaban incompletos, por lo cual se coordinó con la empresa contratista encargada de los dibujos técnicos de la refinería, el levantamiento de la gran parte de planos isométricos del departamento.

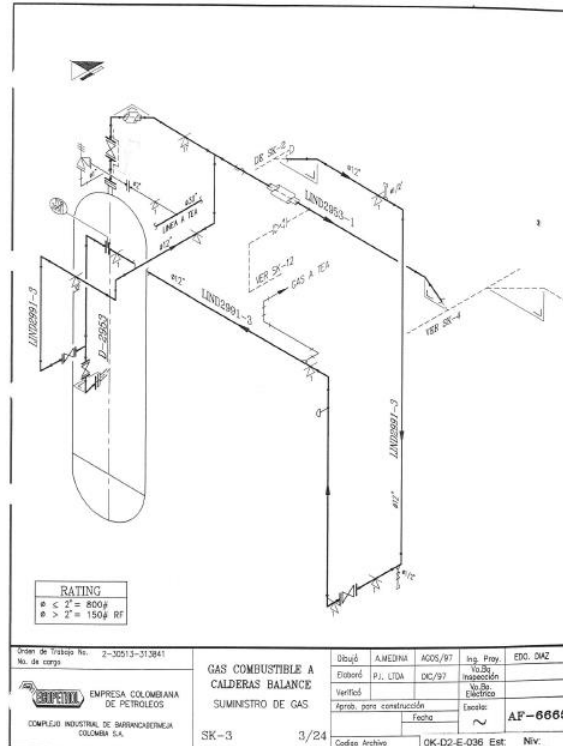
Después de la selección de la información, para facilitar su manejo, se solicitó la digitalización de la información en físico y viceversa.

Figura 37. Plano Isométrico del año 1977



Fuente. Autor.

Figura 38. Plano Isométrico del año 1997



Fuente. Autor.

3.3 ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Luego de la selección de la información se procedió a su organización en físico en legajadores AZ de acuerdo al número del plano y a la unidad. La información digital se organizó en carpetas y subcarpetas y a cada uno de los archivos se les hizo coincidir el nombre con su contenido para facilitar su manejo y consulta.

3.4 DEFINICIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN

3.4.1 Definición De Lazos De Corrosión

Para la definición de los lazos de corrosión se analizaron cada uno de los procesos que maneja el departamento tanto en los P&ID's como en campo; los

equipos o líneas de procesos se caracterizan de acuerdo a los fluidos que transportan, sus temperaturas y presiones de operación, mecanismos de degradación y el criterio de selección de los materiales. Las líneas se agrupan de acuerdo a la coincidencia que presentan en estas características, a esta agrupación se le denomina lazo de corrosión.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado se definieron los siguientes lazos de corrosión:

Tabla 3. Lazos de corrosión de la unidad U-2900

| LAZO | TAG | SERVICE | SERVICIO |
|------------|-----|-----------------|----------------------|
| LC-2900-01 | RWA | RAW WATER | AGUA CRUDA |
| LC-2900-02 | FUO | FUEL OIL | ACPM |
| LC-2900-03 | CLW | CLARIFIED WATER | AGUA CLARIFICADA |
| LC-2900-04 | FWA | FIRE WATER | AGUA CONTRAINCENDIOS |
| LC-2900-05 | CWT | COOLING WATER | AGUA DE ENFRIAMIENTO |
| LC-2900-06 | TRW | TREATED WATER | AGUA TRATADA |
| LC-2900-07 | CLO | CHLORINE | COLORO |
| LC-2900-08 | OIL | OIL | ACEITE |

Tabla 4. Lazos de corrosión de la unidad U-2950

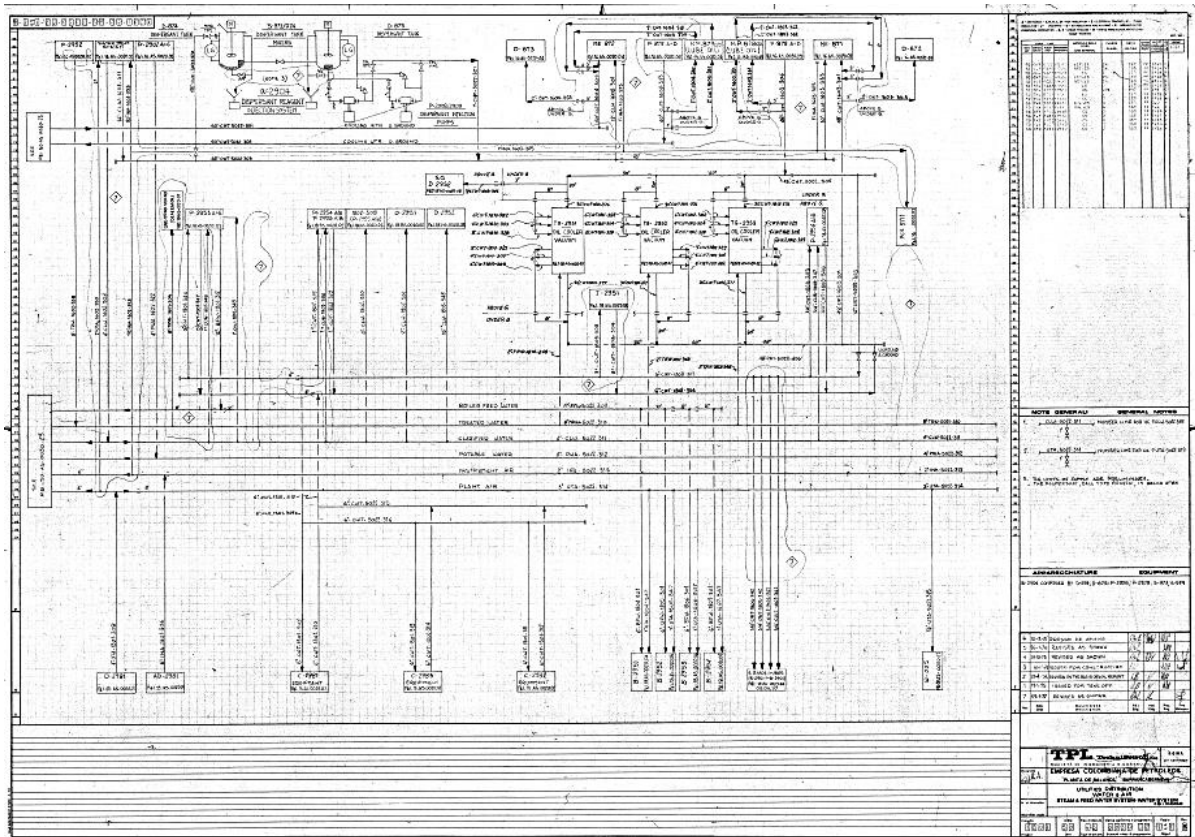
| LAZO | TAG | SERVICE | SERVICIO |
|------------|-----|-------------------------|--------------------------|
| LC-2950-01 | BFW | BOILER FEED WATER | AGUA PARA CALDERAS |
| LC-2950-02 | HPS | HIGH PRESSURE STEAM | VAPOR DE ALTA PRESIÓN |
| LC-2950-03 | MPS | MEDIUM PRESS STEAM | VAPOR A MEDIA PRESIÓN |
| LC-2950-04 | LPS | LOW PRESSURE STEAM | VAPOR A BAJA PRESIÓN |
| LC-2950-05 | LLS | VERY LOW PRESSURE STEAM | VAPOR A PRESIÓN MUY BAJA |
| LC-2950-06 | UTA | UTILITY AIR | AIRE INDUSTRIAL |
| LC-2950-07 | CND | CONDENSATE | CONDENSADO |
| LC-2950-08 | OIL | OIL | ACEITE |
| LC-2950-09 | INH | INHIBITOR | INHIBIDOR |
| LC-2950-10 | FUG | FUEL GAS | GAS COMBUSTIBLE |

3.4.2 Determinación de los lazos de corrosión

Para la determinación de los lazos de corrosión se tomaron los planos P&ID en físico y se delinearon con la ayuda de distintos colores para diferenciar cada uno de los lazos de corrosión y facilitar su identificación.

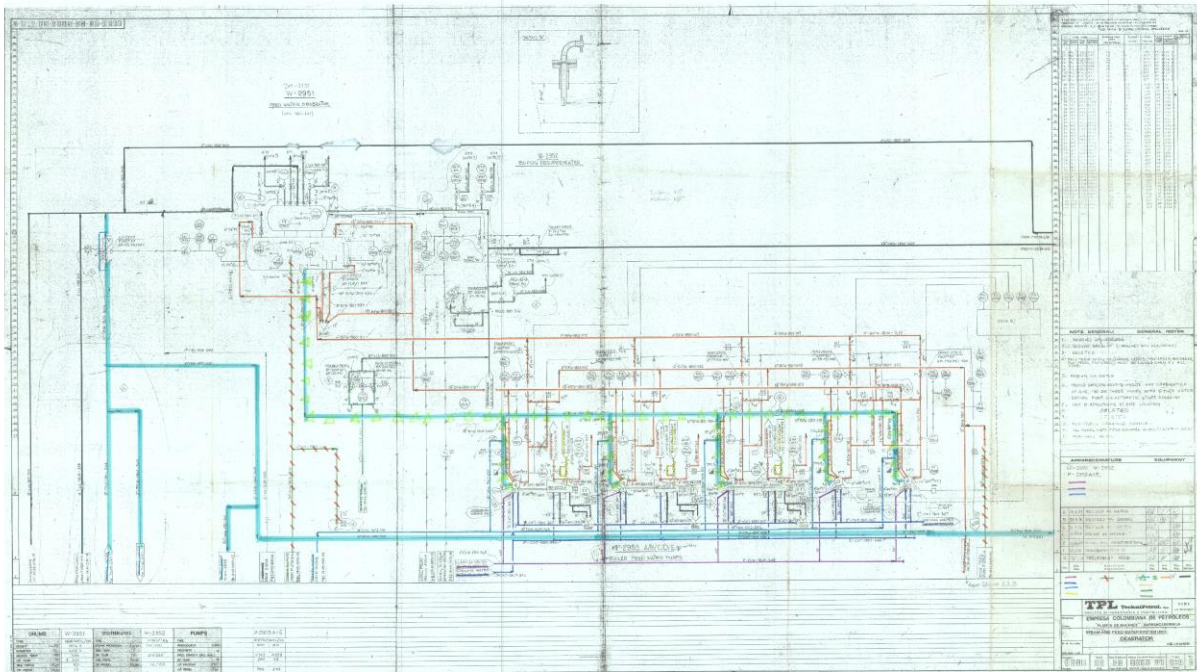
A continuación se muestra imágenes del antes y después de los planos P&ID.

Figura 39. Plano P&ID



Fuente. Autor.

Figura 40. Delineado de lazos de corrosión

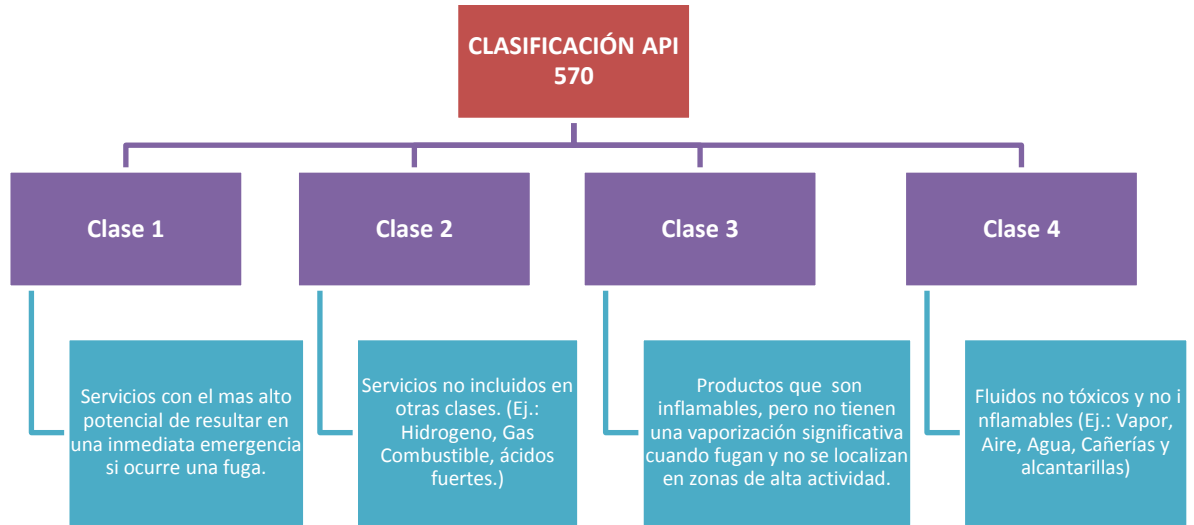


Fuente. Autor.

3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN

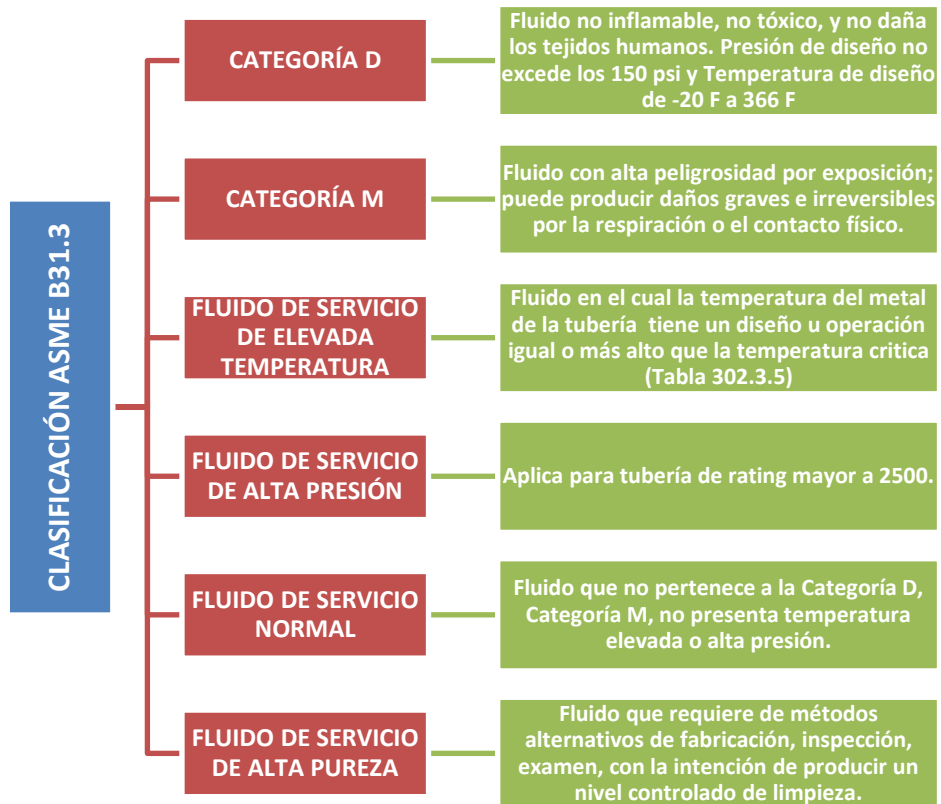
Para clasificar los lazos de corrosión se utilizaron los criterios descritos por la norma API 570 y la ASME B31.3, las cuales definen claramente los tipos de fluidos existentes en la industria y de acuerdo a su peligro de exposición, toxicidad, inflamabilidad, temperatura, presión y consecuencias, se les asigna cierta clase definida por los criterios mostrados a continuación.

Figura 41. Criterios de clasificación norma API 570



Fuente. Autor.

Figura 42. Criterios de clasificación norma ASME B31.3



Fuente. Autor.

Aplicando estos criterios a los lazos de corrosión definidos se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 5. Clasificación de los lazos de corrosión de la unidad U-2900

| LAZO | SERVICIO | CLASIFICACIÓN | |
|------------|----------------------|---------------|---------|
| | | ASME B31.3 | API 570 |
| LC-2900-01 | AGUA CRUDA | CATEGORÍA D | CLASE 4 |
| LC-2900-02 | ACPM | NORMAL | CLASE 2 |
| LC-2900-04 | AGUA CONTRAINCENDIOS | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2900-05 | AGUA DE ENFRIAMIENTO | CATEGORÍA D | CLASE 4 |
| LC-2900-06 | AGUA TRATADA | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2900-07 | COLORO | CATEGORÍA M | CLASE 2 |
| LC-2900-08 | ACEITE | NORMAL | CLASE 4 |

Tabla 6. Clasificación de los lazos de corrosión de la unidad U-2950

| LAZO | SERVICIO | CLASIFICACIÓN | |
|------------|--------------------------|---------------|---------|
| | | ASME B31.3 | API 570 |
| LC-2950-01 | AGUA PARA CALDERAS | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-02 | VAPOR DE ALTA PRESIÓN | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-03 | VAPOR A MEDIA PRESIÓN | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-04 | VAPOR A BAJA PRESIÓN | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-05 | VAPOR A PRESIÓN MUY BAJA | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-06 | AIRE INDUSTRIAL | CATEGORÍA D | CLASE 4 |
| LC-2950-07 | CONDENSADO | NORMAL | CLASE 4 |
| LC-2950-10 | GAS COMBUSTIBLE | NORMAL | CLASE 2 |

3.6 CREACIÓN DE LA BASE DE DATOS

La base de datos fue creada en el programa Excel para facilitar su consulta y en el **Anexo D** se presenta una muestra de la misma, la cual consta de los siguientes datos:

| | |
|------------------------------|---|
| TAG DEL LAZO DE CORROSIÓN | Etiqueta del lazo de corrosión. |
| GRUPO | Sub-clasificación dada a la línea dentro del lazo de corrosión por diferencia en alguna característica. |
| NOMBRE DEL LAZO | - |
| MECANISMOS DEGRADACIÓN LAZO | Tipo de daño asociado a la línea por las características de fluido transportado, temperatura y presión de operación. |
| MECANISMOS DEGRADACIÓN GRUPO | Tipo de daño asociado al grupo. |
| DESCRIPCIÓN DEL LAZO | Breve descripción del funcionamiento del proceso asociado al lazo. |
| EQUIPO ASOCIADO | Equipo de referencia relacionado a la línea para facilitar su búsqueda en campo. |
| SERVICIO | Trabajo desarrollado por el fluido. |
| CLASIFICACIÓN ASME B31.3 | Clasificación según la norma API. |
| CLASIFICACIÓN API 570 | Clasificación según la norma ASME. |
| NUMERO DE LÍNEA | Numero consecutivo que sigue dentro del lazo. |
| TAG DE LA LÍNEA | <p>Identificación de la línea que consta en su mayoría de 4 criterios, que son:</p> <p style="text-align: center;"> 18 BFW 1801 309 ↑ ↑ ↑ ↑ DIAMETRO SERVICIO NUMERO PLANO P&ID CONSECUTIVO </p> |
| ISOMÉTRICO | Plano isométrico en el que se encuentra la línea. |
| MATERIAL | Tipo de material de que se fabricó la línea. |
| ESPECIFICACIONES MATERIAL | Detalle del tipo de material. |
| AÑO | Año en el cual se hizo el montaje de la línea. |
| PRESIÓN OPERACIÓN | - |
| PRESIÓN DISEÑO | - |
| TEMPERATURA OPERA. | - |
| TEMPERATURA DISEÑO | - |
| RATING | Relación Presión admisible de trabajo - Temperatura. |
| INSUL CODE | Tipo de aislamiento que posee la línea. |
| CLASE | Clasificación del material de la línea. |
| SCHEDULE | O cedula, relación Diámetro - Espesor. |
| TOLERANCIA DE CORROSIÓN | Máxima longitud que se puede desgastar el espesor de la línea para un funcionamiento seguro. |

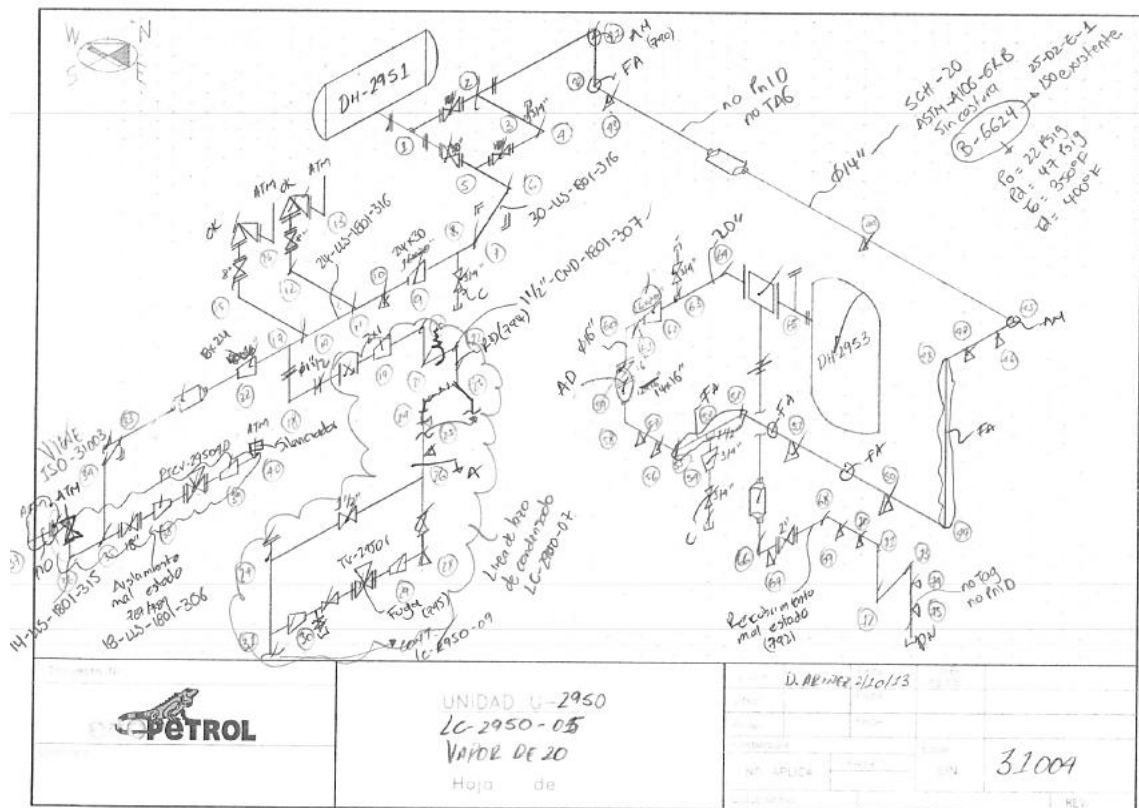
3.7 INSPECCIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN

En esta fase se desarrollaron varias actividades que se detallan a continuación:

3.7.1 Verificación y Corrección De Planos Isométricos

Para esta actividad se acordó con las personas contratistas encargadas del levantamiento de los planos isométricos hacer una revisión previa a la digitalización por parte del autor de todos los isométricos levantados con el fin de evitar errores en los planos finales. Esta revisión se direcciono hacia la corrección en la **nomenclatura** (trabajo desarrollado en oficina) y los errores en la **configuración** de las líneas (acción en campo).

Figura 43. Plano Isométrico corregido



Fuente. Autor.

3.7.2 Inspección visual ¹³

Para esta actividad se siguió el procedimiento establecido por Ecopetrol S.A. llamado Instructivo Para Inspección De Tubería De Hidrocarburo, el cual establece las especificaciones técnicas para la inspección de corrosión en líneas de almacenamiento de hidrocarburos. Estas especificaciones se adaptaron para los fluidos presentes en el departamento y estas son:

3.7.2.1 Valoración RAM

La valoración RAM (Risk Assessment Matrix) para este tipo de actividades es de nivel M (Medium).

3.7.2.2 Recursos

Cámara fotográfica, planos isométricos, elementos de protección personal, lapicero y tabla legajadora.

3.7.2.3 Riesgos

| FÍSICO | DE SEGURIDAD | BIOLÓGICO |
|--|--|--|
| Áreas de trabajo con niveles superiores a 85 dB. Consecuencias: cefaleas, estrés, hipoacusia neurosensorial. | Manipulación de cargas. Consecuencias: atrapamiento, golpes, muerte, lesiones osteomusculares. Posición principal de pie, fatiga lesiones osteomusculares. | Picadura, mordeduras, adquisición de enfermedades endémicas, por acción de vectores. |
| Manejo de equipos presionados. Consecuencias: heridas, lesiones osteomusculares. | Caídas a nivel o de alturas, por trabajos sobre superficies impregnadas de hidrocarburos, lesiones osteo-musculares. | |
| Equipos y superficies calientes. Consecuencias: Quemaduras. | | |

Fuente. Instructivo Para Inspección De Tubería De Hidrocarburos.

¹³ Tomado del Instructivo para inspección de tubería de hidrocarburos.

3.7.2.4 Desarrollo (pasos)

- Registrar en el Formato De Inspección Externa Para Tuberías De Proceso de la Coordinación De Inspección E Integridad De Equipos las características de la tubería.
- Observar y registrar el estado del aislamiento, pintura o recubrimiento como desprendimientos, daño, pérdida, ampollamiento, etc.
- Observar y registrar el estado físico de la tubería, ubicando abolladuras y picaduras por corrosión, las cuales deben ser medidas en profundidad y longitud.
- Observar y registrar el estado de apoyos o soportes donde se tenga en cuenta la condición del aislamiento con relación a la tubería.
- Observar y registrar el estado del revestimiento en los extremos de los enterramientos (interfaz suelo-aire).
- Reportar las anomalías encontradas en el Formato De Inspección Externa Para Tuberías De Proceso en la que se está haciendo la inspección.
- Soportar cada una de las anomalías relevantes encontradas con su respectivo registro fotográfico y debidamente referenciado.

El Formato De Inspección Externa Para Tuberías De Proceso se muestra en el **Anexo E**.

A continuación se muestran algunas de las condiciones más críticas encontradas durante la inspección visual de algunos de los lazos de corrosión:

- LC-2900-01. Agua Cruda



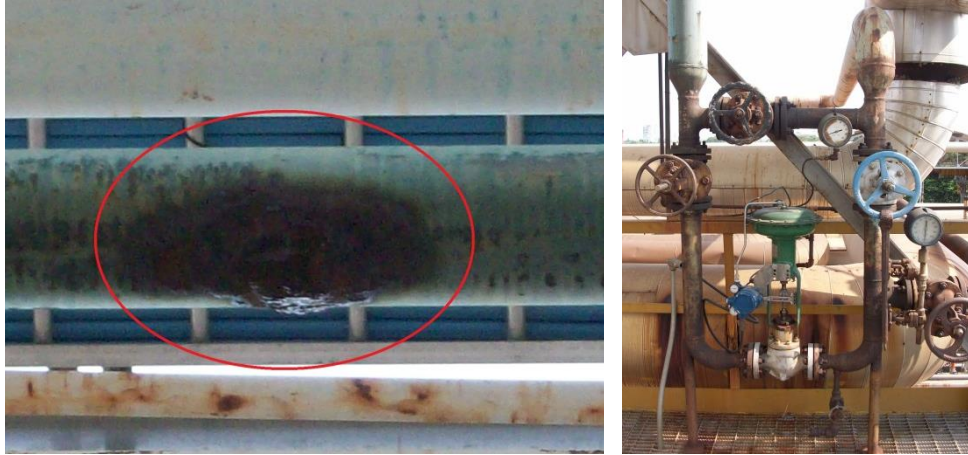
Línea de 6" de derivación a cuadro de control de agua clarificada; ubicado en el lado sur de las bombas P-2903, esta línea presenta alta corrosión localizada y deterioro del recubrimiento, además la válvula de control presenta fuga y crecimiento biológico. Tag 6-RWA-1602-310.

- LC-2900-04. Agua Contra incendios



Línea de 6" frente al costado norte de la bomba MP-2903 D presenta soportes averiados y alto deterioro del recubrimiento. Tag 6"-FWA-1602-316.

- LC-2900-06. Agua Tratada



Línea de 4" a cuadro de control en 4to nivel de plataforma del DH-2953 sin recubrimiento y líneas de 6" al DH-2953 y retorno a cabezal con deterioro del recubrimiento y línea de 6" de cabezal en pasillo central, presenta recubrimiento deteriorado con puntos de alta corrosión en sector de Bloque III. 6-TRW-5022-310.

- LC-2950-01. Agua de Alimentación a Calderas



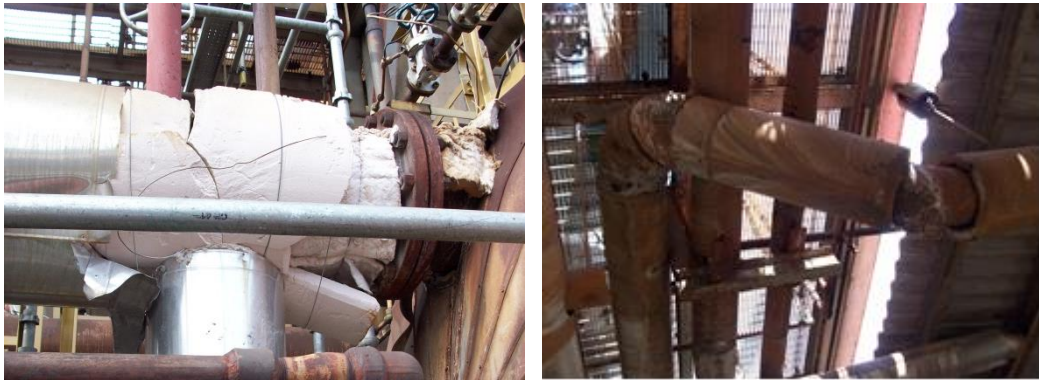
Línea de 8" de descarga de bombas P 2953 E con deterioro avanzado, perdida y daño del aislamiento. Tag 8-BFW-1801-341.

- LC-2950-03. Vapor De Media Presión (150 Psi)



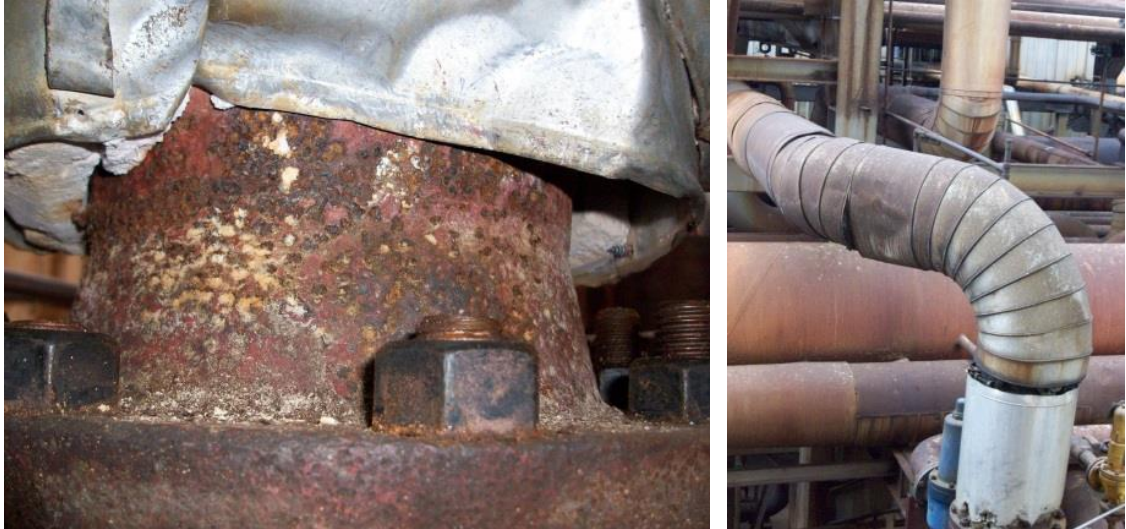
Línea de 4" a caldera B-2953 a vaporización de combustible, presenta alta corrosión en final de aislamiento, se presume presencia de CUI. Tag 4-MPS-1806-315.

- LC-2950-07. Condensado



Entrada de 12" a D-2951, segundo nivel de la plataforma del DH-2951 con pérdida de sello y alto deterioro del aislamiento, tag 12"-CND-1802-301, y succión de bomba SP 2955 B con perdida y alto deterioro del aislamiento, tag 8"-CND-1802-305.

- LC-2950-10. Gas Combustible.

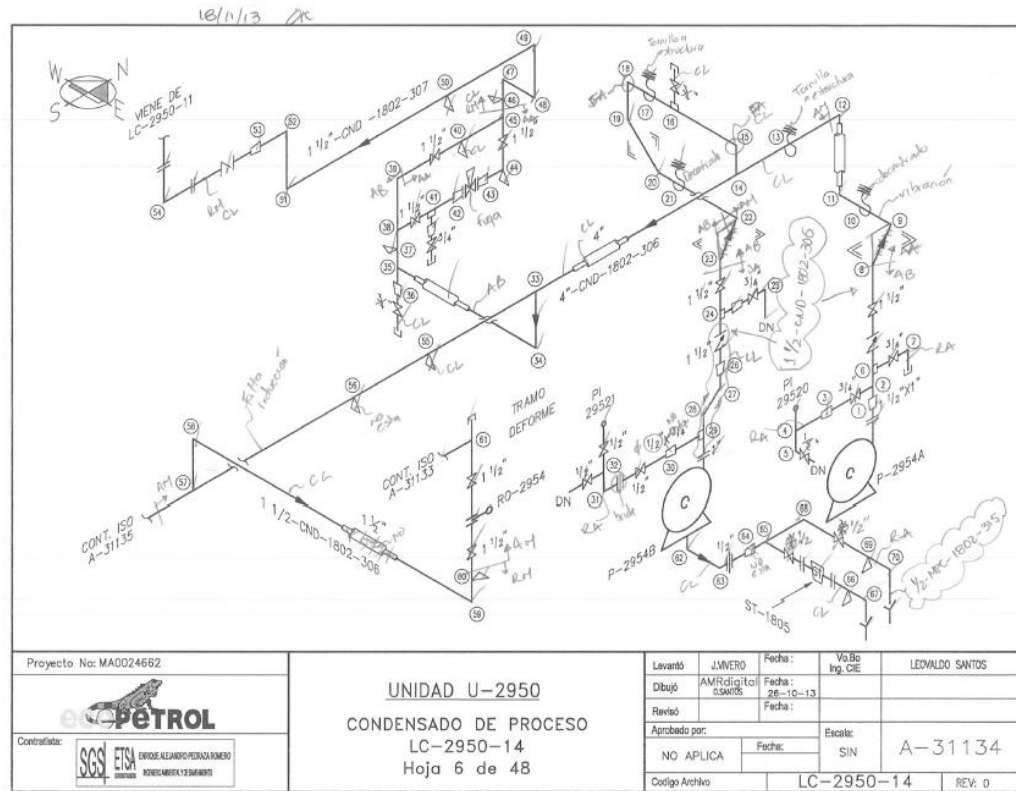


Línea de 6" a cuadro de control en 2do nivel de caldera B-2953 presenta alta picadura en final de aislamiento, tag 6-FUG-1806-314 y línea de 12" de salida del drum D-2953 presenta alto deterioro del aislamiento, tag 12-FUG-1803-331.

3.7.3 Recibo de plano isométricos finales

Luego de la digitalización de los planos, estos se recibían para una segunda revisión haciendo una rápida comparación entre una copia de los planos entregados para su corrección y estos planos finales, para corroborar que todos los errores quedaran debidamente corregidos. El resultado final es el presentado a continuación.

Figura 44. Plano Isométrico Digitalizado

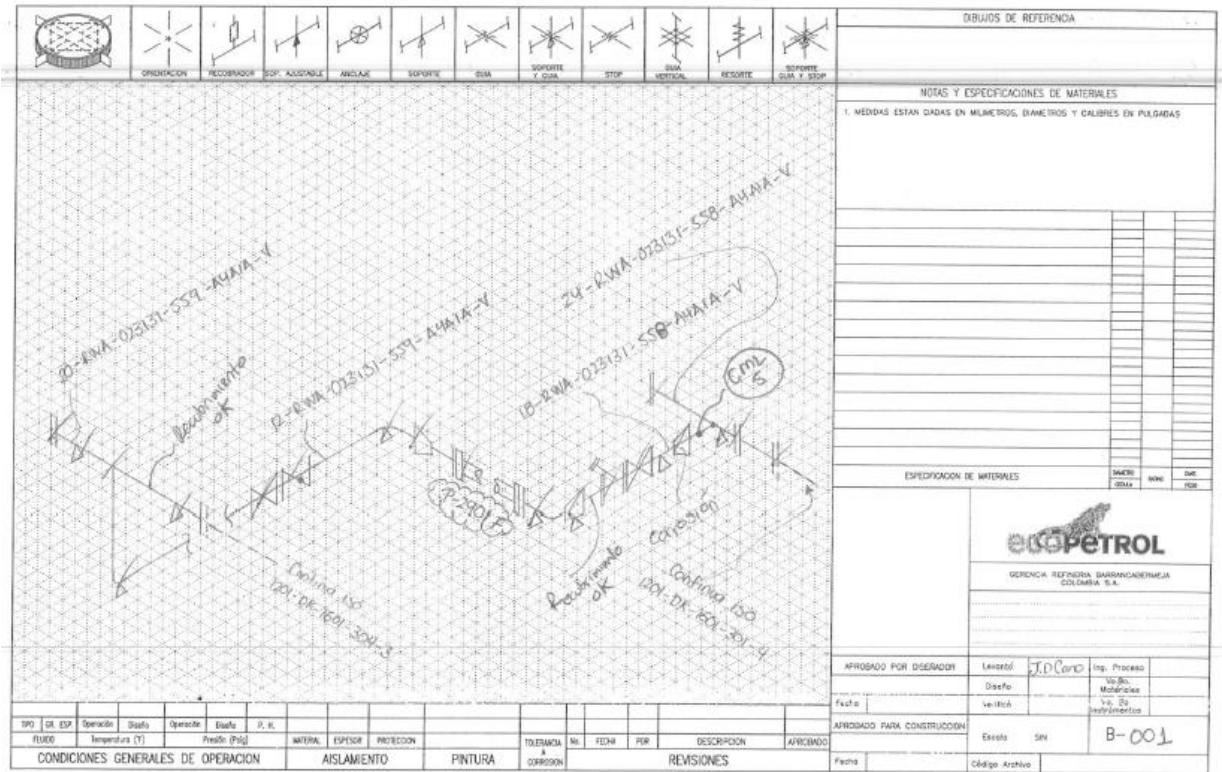


Fuente. Autor.

3.7.4 Levantamiento de Isométricos

Dada la extensión y el tiempo requerido para todo el levantamiento de los isométricos, además de la terminación del contrato de dibujos técnicos, se tuvo que levantar por parte del autor ciertos planos faltantes o que complementaban los lazos de corrosión, los cuales no fueron cobijados por el contratista. Uno de ellos se muestra en la siguiente figura.

Figura 45. Plano Isométrico levantado por el autor



Fuente. Autor.

3.8 TOMA DE ESPESORES

En esta fase, dada la poca información encontrada de espesores medidos históricamente y teniendo en cuenta la importancia de estos datos para el desarrollo del plan, se procedió a tomar la mayor cantidad de espesores posibles en las líneas que cumplieran con condiciones seguras para dicho procedimiento por medio del ensayo no destructivo de ultrasonido.

Para la toma de espesores se verifico que las líneas a revisar no tuvieran aislamiento, que la temperatura no estuviera por encima de los 212 F (Fahrenheit), y que se tuvieran las facilidades de andamios o escalera eléctrica para tener acceso a las líneas más altas y que las líneas a nivel del suelo fueran accesibles.

El procedimiento seguido para el desarrollo de esta actividad se denomina Instructivo Para Medición De Espesores Con Ultrasonido, en el cual establece un estándar para realizar la medición precisa de espesores mediante ultrasonido, con el fin de aplicarlo durante las inspecciones realizadas a los equipos estacionarios, para ello se debe tener en cuenta:

3.8.1 Condiciones generales

- Conocimiento de la técnica del pulso-eco en un nivel básico.
- Conocer el espesor esperado a medir. El espesor a medir define el tipo de equipo y de palpador a utilizar, así como el procedimiento que debe seguirse para realizar la calibración del mismo.
- Conocer el material en el cual se va a realizar la medición de espesores. La importancia de conocer el material de la pieza radica en que define la forma apropiada de calibrar el equipo para la medición.
- Conocer la temperatura a la cual se realiza el ensayo. La temperatura de la pieza influye en dos aspectos: el primero está relacionado con la selección del palpador. El segundo aspecto está relacionado con la compensación de las mediciones por temperatura.
- Disponer de un medidor de espesores de ultrasonido apropiado. La selección del equipo a utilizar debe realizarse de forma tal que el rango de medición del mismo cubra el rango de espesores de la pieza a ensayar.
- Disponer de un palpador apropiado para la medición de espesores. La elección del palpador a utilizar depende del rango en el que se va a realizar la medición, la temperatura a la que se encuentra la pieza y el diámetro de la pieza a calibrar (en caso de ser cilíndrica).
- Disponer de un acoplante apropiado para la medición de espesores. De acuerdo a la Temperatura y a la rugosidad de la superficie de prueba.

- Contar con los elementos de limpieza de superficie. Los elementos de limpieza como espátula, cepillo de alambre y martillo, deben ser usados para garantizar un buen acople del palpador con la pieza.
- Disponer del formato de Calibración De Tramos Rectos y Accesorios para el registro de los datos. Este formato se muestra en el **Anexo F**.

Figura 46. Equipo para medición de espesores



Fuente. Autor.

3.8.2 Desarrollo (pasos)

- **Calibrar El Equipo De Medición**

Cada vez que se vaya a medir espesores es necesario calibrar el medidor de espesores, ya que la exactitud de las mediciones será tan buena como la exactitud y cuidado con los que el palpador haya sido calibrado.

- **Realizar La Limpieza**

La preparación de la superficie de la pieza a inspeccionar es de gran importancia para lograr una medición confiable del espesor de la misma.

La limpieza ideal es aquella en la cual es posible retirar todo elemento extraño que pueda interferir en la transmisión de las ondas de ultrasonido tales como óxido, mugre y productos de corrosión, entre otros.

- **Aplicar El Acoplante**

Este paso consiste en aplicar una cantidad suficiente de acoplante sobre la superficie a medir. Para cada medición se debe aplicar más o menos la misma cantidad con el fin asegurar que la capa de acoplante entre el palpador y la pieza es igual para todas las mediciones; esto evita posibles errores en las lecturas.

- **Tomar La Lectura De Espesores**

Antes de iniciar la medición se deben haber definido las zonas de medición o CML (Condition Monitoring Locations). Una zona de medición se define como la superficie que se encuentra dentro de una circunferencia de 2" de diámetro.

En cada zona de medición se deben tomar el número de lecturas que sean necesarias con el fin de garantizar que se ha encontrado el valor mínimo de espesor de dicha área.

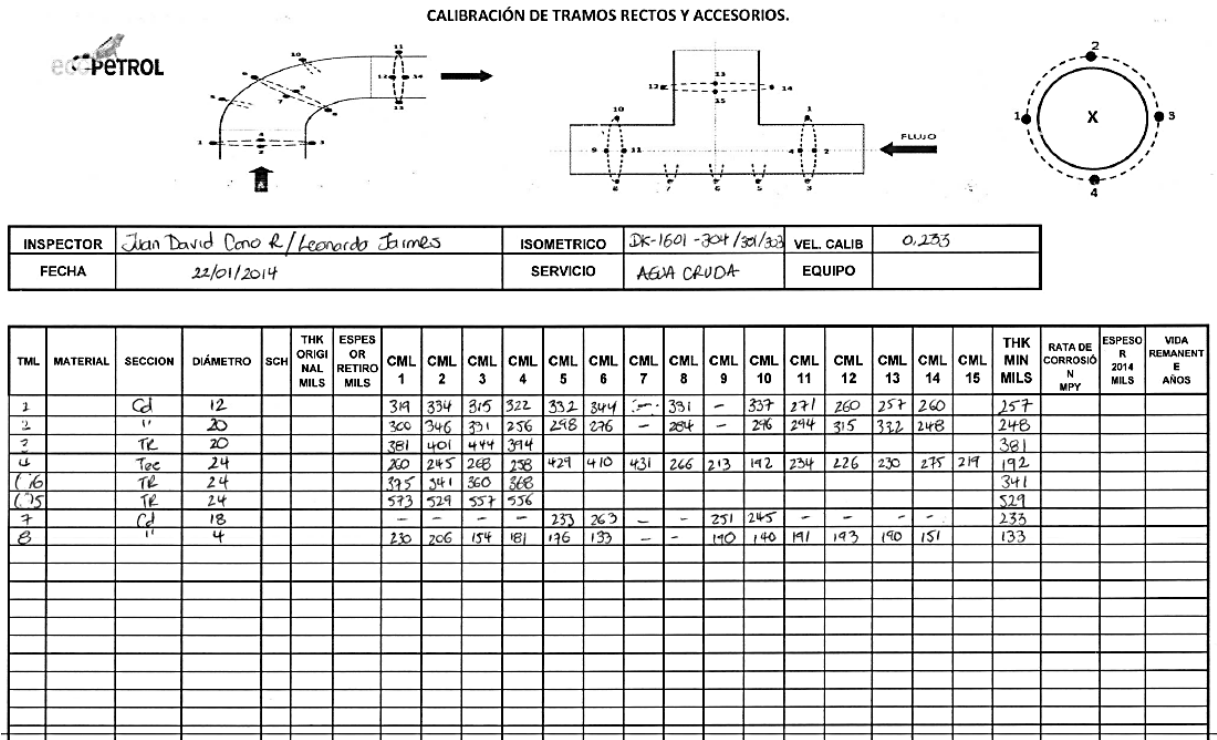
- **Reportar Las Lecturas**

Para cada una de las zonas de medición se deben reportar tantos valores de espesores como hayan sido definidos en el plan y en el formato de inspección. Se debe asegurar que dentro de dichas lecturas se encuentra el valor mínimo medido.

- **Registros**

Los registros de las mediciones de espesores deben quedar consignados sobre el formato de inspección específico de cada uno de los equipos y quedará almacenado en una copia dura en su respectiva carpeta de inspección.

Figura 47. Toma de espesores a línea de Agua Cruda



Fuente. Autor.

3.9 ANÁLISIS DE DATOS

En esta actividad se tomaron todos los datos recogidos en las fases anteriores y se procedieron a establecer y calcular los necesarios para el desarrollo del plan de inspección. Estos cálculos se incluyeron en la base de datos para complementarla y son establecidos de acuerdo a la normativa.

3.9.1 Diámetro Exterior Y Espesor Original

Estos valores se obtuvieron de la Tabla 1. Nominal Pipe Sizes (NPSs), Schedules, Weight Classes, and Dimensions of Steel Pipe de la Practica Recomendada API 574 Inspection Practices for Piping System Components, utilizando los valores de diámetro de la tubería y la cedula o Schedule.

3.9.2 Espesor de retiro

Este valor representa el mínimo espesor permitido para una operación segura por desgaste del material y se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$t_{Retiro} = t_{Nominal} - (CA \times 1000) - TF$$

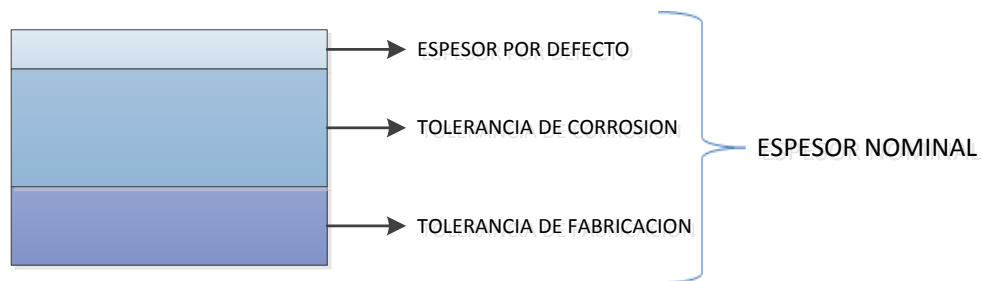
Dónde: t_{Retiro} = espesor de retiro en mils.

$t_{Nominal}$ = espesor original en mils.

CA = tolerancia de corrosión en in.

TF = Tolerancia de fabricación, para Acero al Carbono es 12.5% del espesor nominal.

Figura 48. Representación de los espesores



Fuente. Autor.

3.9.3 Espesor Mínimo Requerido Por Presión

Valor basado en la norma ASME B31.3 y calculado mediante la siguiente ecuación para un tubo recto bajo presión interna:

$$t_{presión} = \frac{P_{diseño} \times D_{exterior}}{2(S \times E + P_{diseño} \times Y)}$$

Dónde: $t_{presión}$ = espesor requerido por presión en mils.

$P_{diseño}$ = presión de diseño en psi.

$D_{exterior}$ = diámetro exterior de la tubería en in.

S = Esfuerzo del material tomado de la Tabla A-1.

E = Factor de calidad fundición tomado de la Tabla A1.A

Y = Coeficiente dado por la Tabla 304.1.1

3.9.4 Espesor Residual

Este valor representa el espesor que le resta a la línea para terminar su vida útil segura.

$$t_{Residual} = t_{actual} - t_{Retiro}$$

Dónde: t_{actual} = último espesor medido en mils.

3.9.5 Velocidad De Corrosión Por Diseño

Este valor representa la velocidad de corrosión a la que debe estar sujeta la línea según la tolerancia a la corrosión y la vida que se espera, se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$CR_d = \frac{CA}{tiempo_{diseño}}$$

Dónde: CR_d = Velocidad de corrosión por diseño.

$tiempo_{diseño}$ = Tiempo de vida que se espera de la línea, generalmente se encuentra entre 20 y 30 años.

3.9.6 Velocidad De Corrosión A Corto Plazo (Short Time)

Este valor representa la velocidad de corrosión que presenta la línea tomando en cuenta solo las dos últimas mediciones de espesores. Se calcula así:

$$ST = \frac{(t_{anterior} - t_{actual})}{\nabla Tiempo}$$

Dónde: $t_{anterior}$ = penúltimo espesor medido en mils.

$\nabla Tiempo$ = tiempo entre la penúltima y la última toma del espesor en años.

3.9.7 Velocidad De Corrosión A Largo Plazo (Long Time)

Este valor representa la velocidad de corrosión que presenta la línea tomando en cuenta el primer y último espesor medido. Su cálculo es el siguiente:

$$LT = \frac{(t_{inicial} - t_{actual})}{\nabla Tiempo}$$

Dónde: $t_{inicial}$ = primer espesor medido en mils.

$\nabla Tiempo$ = tiempo entre la primera y la última toma del espesor en años.

Figura 49. Velocidades de Corrosión de la unidad U-2900

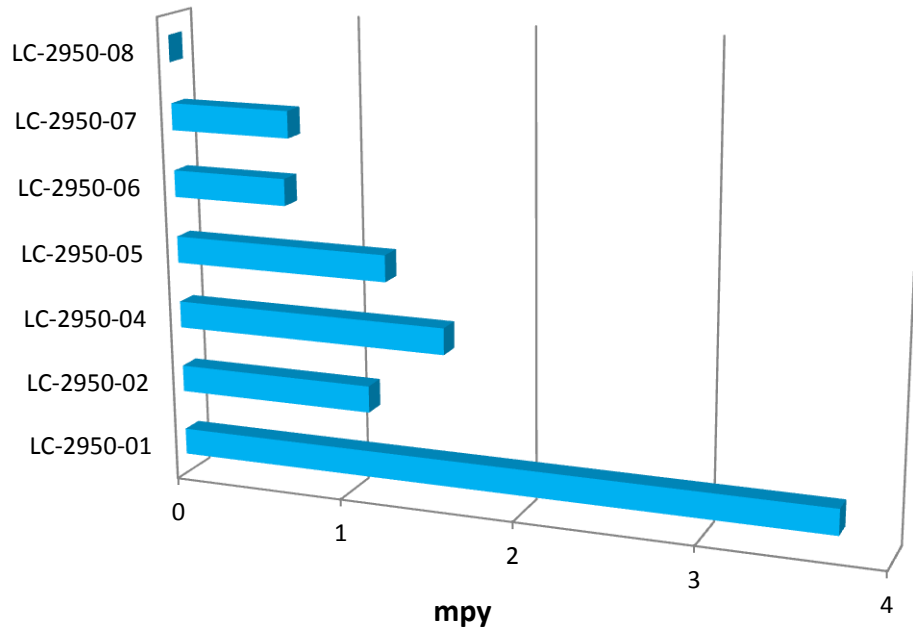
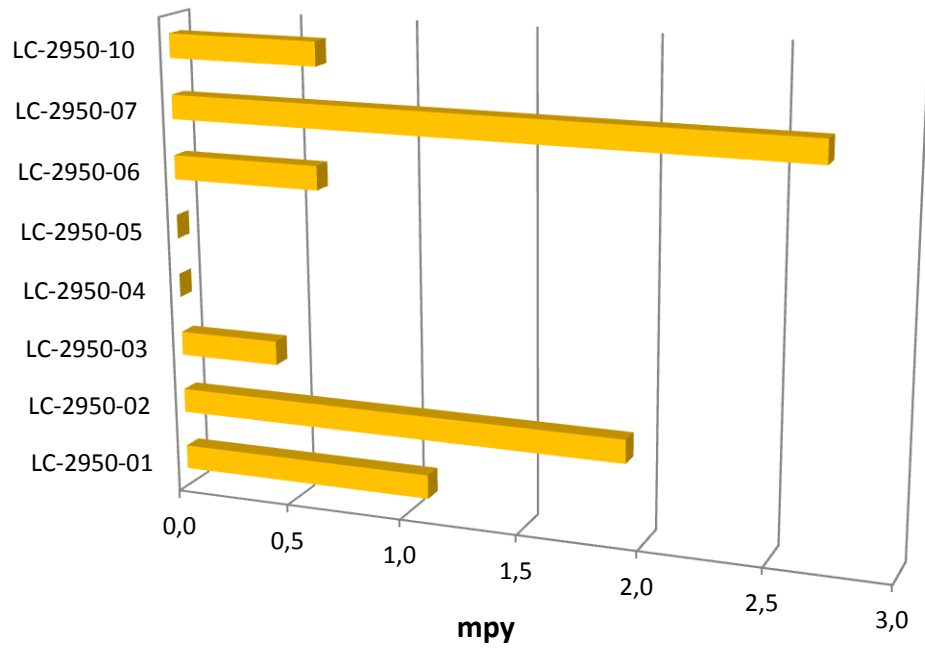


Figura 50. Velocidades de Corrosión de la unidad U-2950



3.9.8 Vida Remanente

Este valor representa el tiempo en años que le queda de vida útil a la línea en operación segura.

$$VR = \frac{(t_{actual} - t_{retiro})}{Vel\ Corrsión} = \frac{t_{residual}}{Vel\ Corrsión}$$

Dónde: Vel Corrosión = velocidad de corrosión seleccionada para la línea o lazo en mpy (mils per years)

3.9.9 Fecha De Cambio De La Línea

Es la fecha por cálculo en el que se debe cambiar la línea para una operación segura.

$$T_{cambio} = T_{actual} + (VR \times 365)$$

3.10 SUSCEPTIBILIDAD A CUI

En esta fase se identificaron aquellas condiciones que favorecen la aparición de este tipo de mecanismo de daño que es el más crítico, dado que es muy difícil de encontrar por su forma de atacar.

Las condiciones que favorecen que la corrosión sea más severa es cuando la temperatura de la línea oscila en entre el punto de ebullición y condensación del agua que se da entre (100 ° C) 212 ° F y 350 ° F (121 ° C), donde es menos probable vaporizar el agua y el aislamiento permanece húmedo más tiempo ¹⁴.

¹⁴ Párrafo tomado de la norma API 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.

Para el caso de las líneas pertenecientes a la unidad U-2900, ninguna cumple con las condiciones para presentar este tipo de daño puesto que ninguna posee aislamiento. Para la unidad U-2950 se presenta la siguiente tabla.

Tabla 7. Líneas Susceptibles A CUI en la unidad U-2950

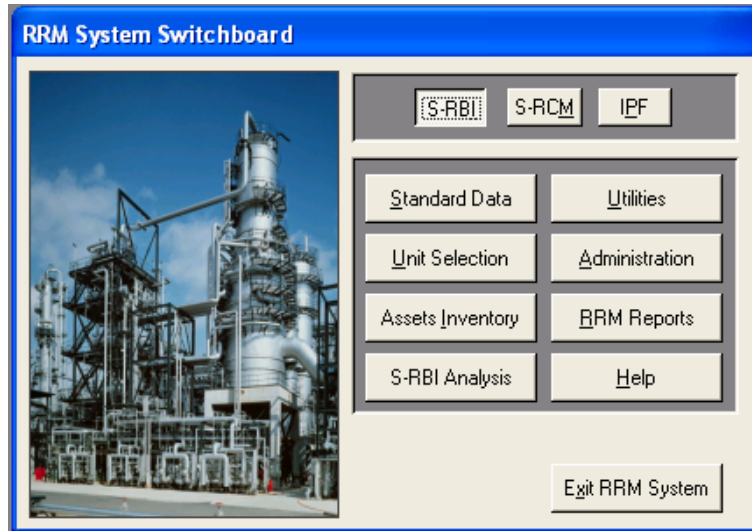
| Lazo de corrosión | Servicio | Líneas totales | Líneas susceptibles a CUI |
|-------------------|----------|----------------|---------------------------|
| LC-2950-01 | BFW | 49 | 39 |
| LC-2950-04 | LPS | 27 | 21 |
| LC-2950-05 | LLS | 37 | 23 |
| LC-2950-07 | CND | 88 | 50 |
| Total | | 201 | 133 |

3.11 APLICACIÓN DEL SISTEMA RRM

En esta sección se explica paso a paso la aplicación del RRM en la definición del riesgo para cada lazo de corrosión, en el entendimiento que para cada lazo de corrosión se analizó solamente la línea más representativa del mismo, es decir, la más crítica, por medio de la cual se adoptó la valoración para todo el lazo.

En la Figura 51, se muestra la interfaz inicial del sistema, en la cual se observan los tipos de análisis (RBI, RCM e IPF) y las distintas herramientas necesarias para la realización de cualquiera de los análisis.

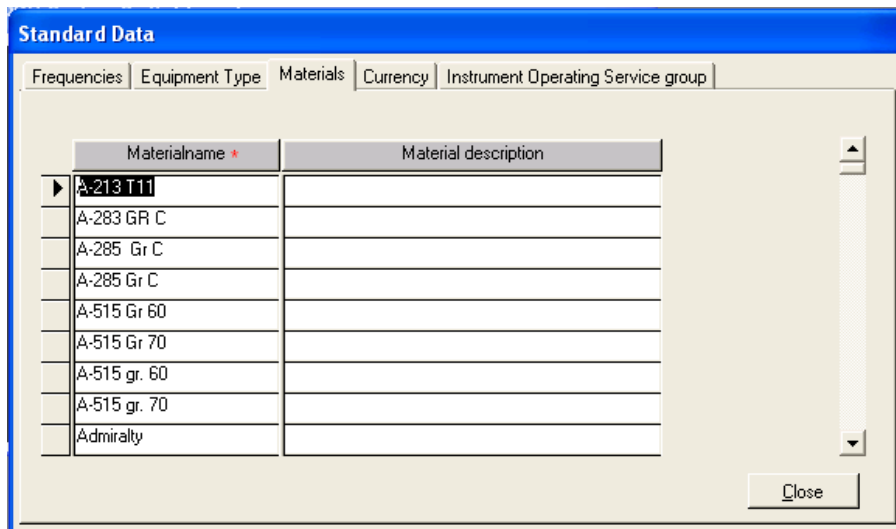
Figura 51. Interfaz de inicio del sistema RRM



Fuente. RRM System.

Como primer paso, se ingresa por medio de la opción *Standard Data* a la tabla mostrada en la Figura 52, en la cual se consignan datos genéricos como el tipo de equipo, los materiales, etc. y se definen las unidades de medición y la nomenclatura a utilizar.

Figura 52. Datos estándar requeridos



Fuente. RRM System.

Después de haber configurado la opción anterior, se procede a introducir los datos genéricos acerca de la planta a analizar, por medio de las tablas que podemos encontrar en la opción *Unit Seletion* (Figura 53). Allí se ingresan datos como la empresa a la cual pertenece la planta, la localización, el nombre y nomenclatura de la unidad, y datos más detallados, como por ejemplo, las pérdidas económicas por la parada de la planta, datos que se obtienen de la Ecuación de Pérdidas de Producción de las diferentes funciones de la unidad.

Figura 53. Datos específicos de la planta

The screenshot shows the 'Unit Selection' window with the following data:

| Time [h]: | Prod. loss rate [Dollar/h] |
|-----------|---------------------------------------|
| T1 24 | Prod. Loss from 0 to T1 R1 13,300.00 |
| T2 48 | Prod. Loss from T1 to T2 R2 26,600.00 |
| T3 72 | Prod. Loss from T2 to T3 R3 40,000.00 |
| T4 96 | Prod. Loss from T3 to T4 R4 53,000.00 |
| T5 ∞ | Prod. Loss from Tn to ∞ R5 57,000.00 |

Additional fields in the window include: Op. Co.: ECOPEPETROL, Site: GRB, Plant: U2950, Unit: U2950, L. Rate: (empty), PLE Par.: (empty). The Name field is populated with 'Parada U2950'. A note at the bottom states: 'For a correct working PLE you have to enter at least one range (T1-R1) and R5 as rate for the hours after the highest time interval.'

Fuente. RRM System.

Luego de los pasos anteriores, se oprime *S-RBI* para habilitar las opciones *S-RBI Analysis* y *Assets Inventory*, en esta última se procede a cargar la información de las líneas a analizar, esta información se encuentra en la base de datos (inventario) de los equipos desarrollados en el numeral 3.6 expuesto anteriormente. La consignación de los datos puede hacerse de forma manual (como la mostrada en la Figura 54) o importándolos de otros programas como tablas. Los datos mínimos requeridos son el tag de la línea, el tipo de equipo, el año de instalación, el tipo de material y la tolerancia de corrosión por diseño, y en este caso se marca la casilla de RBI.

La elección del método dependerá de la cantidad de datos a cargar en el sistema.

Figura 54. Carga de datos manual de la línea

Common Assets (U2950)

Tag number (Free): * 104LPS-2950-1583-8801-0-3956 Drawing number: P&D-DF-1583

Tag number (instrum.): Asset Description: * Vapor de 50 psig

Equipment number: Material: * API 5L Gr B

Equipment Type: * Tuberia

Installed date: * ene-1979 Design Corrosion Allowance (mm): 1.575

Note:

Prepare for RBI RCM IPF

Max Op. Temp. [°C]: 204.4 MOP (barg): 3.44735

Volume [m3]: Diameter [mm]: 254

Fluid: vapor 50 psig

Flashpoint [°C]: Toxic Fluid:

Auto Ign. Temp. [°C]: Toxic Conc [ppm]:

Fire NF: Toxic Nh:

Used in:
 RBI
 RCM
 IPF

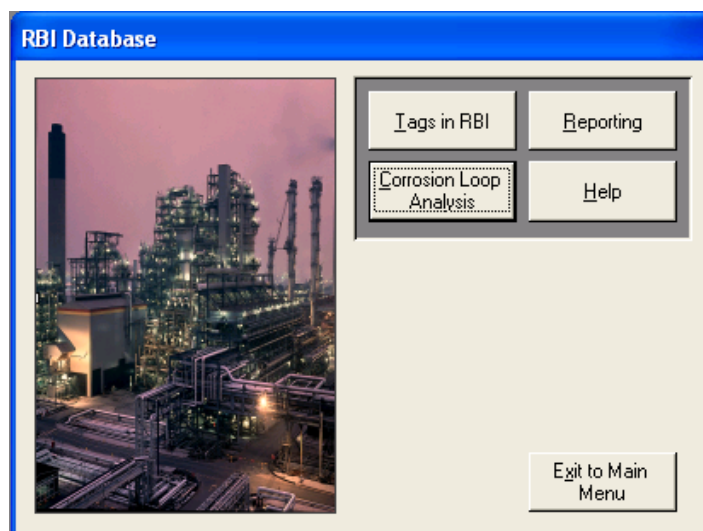
Copy... Browse... Import... Delete OK Cancel

Record: 1 of 126

Fuente. RRM System.

Posteriormente se ingresa a la opción *S-RBI Analysis*, la cual nos conduce a una nueva interfaz que se muestra en la Figura 55.

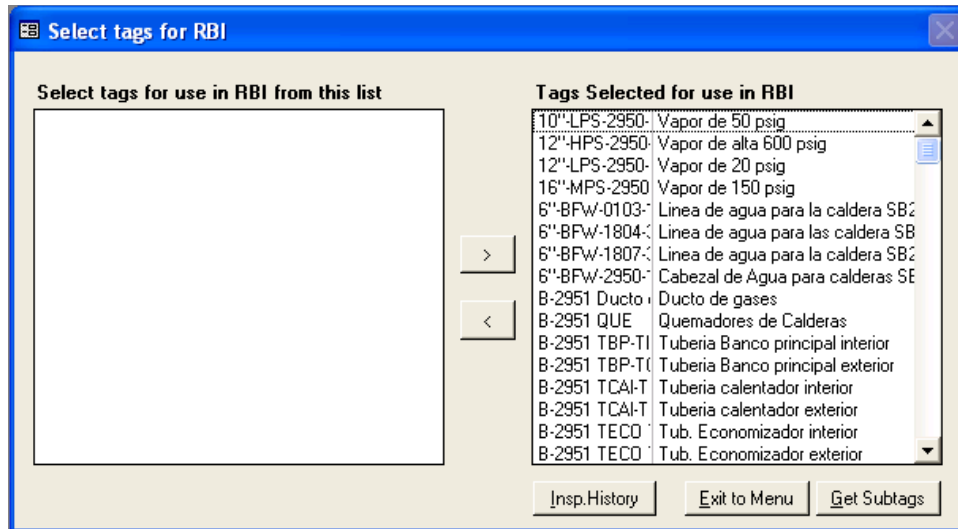
Figura 55. Interfaz de análisis RBI



Fuente. RRM System.

En la interfaz de la figura anterior se escoge la opción *Tags in RBI*, donde se elige de *Standard Data*, las líneas que pertenecen al lazo de corrosión que se va evaluar en el RBI y luego de esto, se regresa a la interfaz *RBI Database*, como se observa en la Figura 56.

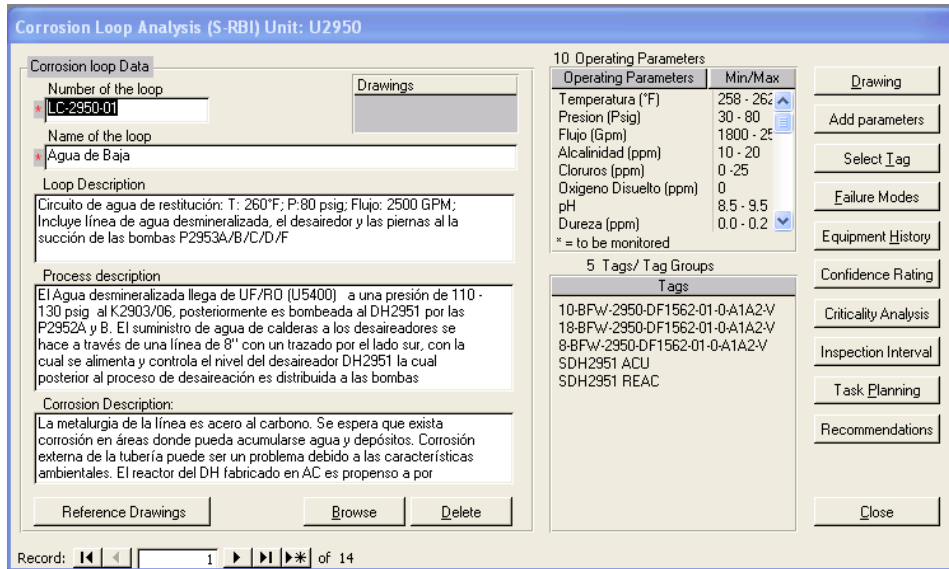
Figura 56. Selección de las líneas a utilizar para el RBI



Fuente. RRM System.

A continuación, se escoge la opción *Corrosion Loop Analysis* donde se adjunta toda la información referente al lazo de corrosión al que pertenecen las líneas escogidas en el paso anterior. Las líneas escogidas se pueden ver en el recuadro denominado Tags que se encuentra en la Figura 57. En esta opción se ingresa el tag de lazo, el nombre, una breve descripción del lazo, la descripción del proceso asociado y la descripción de los mecanismos de daño a los que es susceptible el lazo.

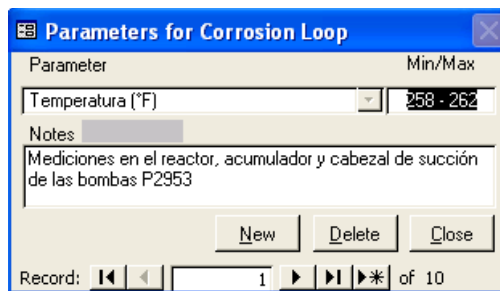
Figura 57. Análisis del lazo de corrosión



Fuente. RRM System.

Estando en la opción *Corrosion Loop Analysis*, se escoge *Add parameters* cuya interfaz se muestra en la Figura 58 y allí se cargan todos los parámetros de operación del lazo de corrosión como lo son: los rangos de temperatura, presión, flujo y todos aquellos datos que sean relevantes en el proceso de evaluación.

Figura 58. Carga de los parámetros del lazo de corrosión

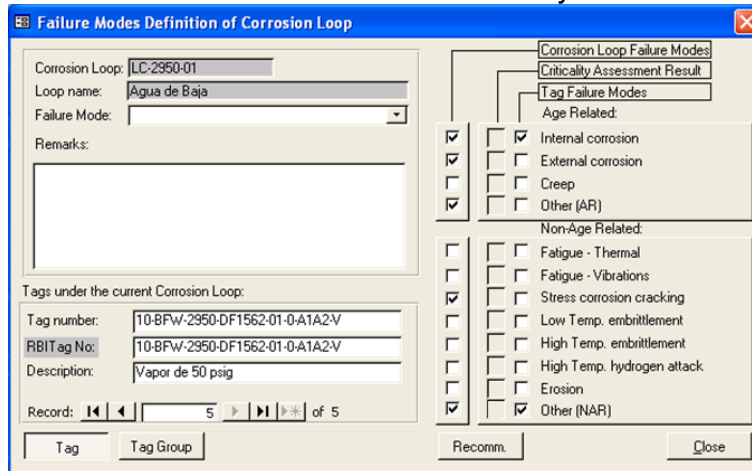


Fuente. RRM System.

Regresando a *Corrosion Loop Analysis* se ingresa a la opción *Failure Modes* donde se escoge la línea a evaluar en el recuadro inferior izquierdo (*Tags under the current Corrosion Loop*), ahora se marca la casilla correspondiente a los

modos de falla a los cuales es susceptible el lazo de corrosión (*Corrosion Loop Failure Modes*) y los modos de falla a los que es susceptible la línea (*Tag Failure Modes*), esto se muestra en la Figura 59.

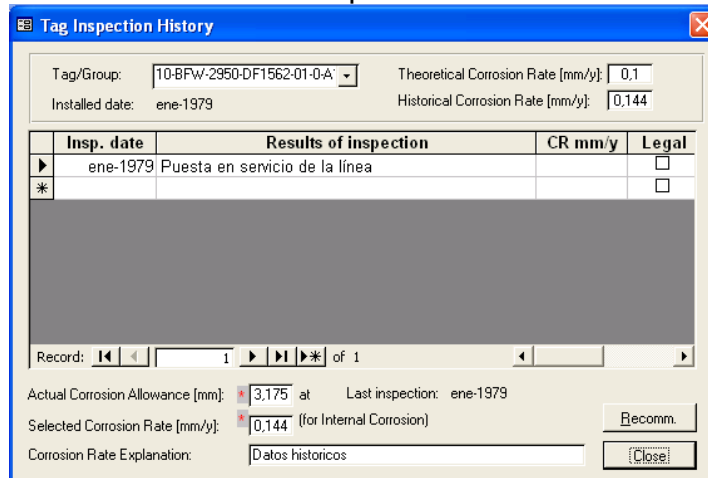
Figura 59. Establecimiento del modo de falla del lazo y la línea



Fuente. RRM System.

Luego, se escoge la opción *Equipment History* donde se deben ingresar los datos obtenidos y la fecha de las inspecciones realizadas a la línea de interés, la tolerancia a la corrosión, la velocidad de corrosión histórica y de diseño, como se muestra en la Figura 60.

Figura 60. Carga de los históricos de inspección



Fuente. RRM System.

Ahora se procede a hacer el análisis de confianza, en la opción *Confidence Rating*, donde se escoge el modo de falla al cual se le va a hacer el análisis y se responden las siguientes preguntas:

- ¿El mecanismo de degradación es estable y puede ser controlado apropiadamente?

Generalmente los mecanismos relacionados con la edad son estables y los NO relacionados con la edad no lo son, ya que se pueden presentar en cualquier momento por un cambio operacional.

El mecanismo de daño se puede controlar solo si se tiene control sobre las variables que lo producen, por ejemplo aquellos daños que dependen de que la temperatura de operación se mantenga en cierto rango.

- ¿Se han realizado múltiples inspecciones confiables?

La respuesta es “SI” solamente cuando se ha inspeccionado 2 o más veces con la técnica adecuada en búsqueda del mecanismo de daño que se está analizando.

- ¿Los parámetros de proceso relevantes son monitoreados confiablemente?

La respuesta es “SI” solamente cuando se lleva un registro organizado y con análisis de tendencia de las variables que determinan el mecanismo de daño en análisis.

El sistema nos presenta la ventana de la Figura 61, en la cual se establece la respuesta a las anteriores preguntas y mediante la valoración establecida para cada respuesta se obtiene una puntuación y categoría de confianza para la línea en evaluación.

Figura 61. Análisis de confianza

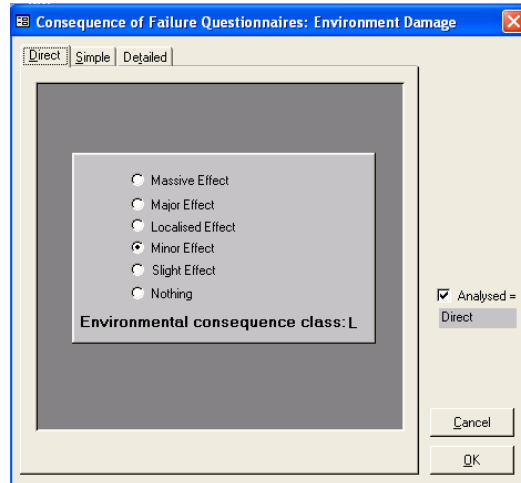
Fuente. RRM System.

Luego de esto, se ingresa a *Criticality Analysis* en donde el sistema ha determinado la susceptibilidad de falla (*Susceptibility to Failure – StF*) teniendo en cuenta la velocidad de corrosión seleccionada y la de diseño, bajo el siguiente criterio:

| | | | | |
|----|---|---------------------------------------|--|---|
| AR | 1 | Internal corrosion | The actual corrosion rate is very high (e.g. $CR > 4 \times CR_d$) | H |
| | | General and/or localised ² | The actual corrosion rate is high (e.g. $CR = 1 - 4 \times CR_d$) | M |
| | | | The actual corrosion rate is acceptable/low (e.g. $CR = 0.5 - 1.0 \times CR_d$) | L |
| | | | The actual corrosion rate is very low (e.g. $CR \leq 0.5 \times CR_d$) | N |

Después se deben estimar la categoría de las consecuencias (*Consequence class*) en las tres categorías Economics, Health and Safety y Environment, esto se puede hacer en forma directa, mediante cálculos o de forma detallada, en base a la experiencia. La Figura 62 muestra la estimación directa de las consecuencias ambientales.

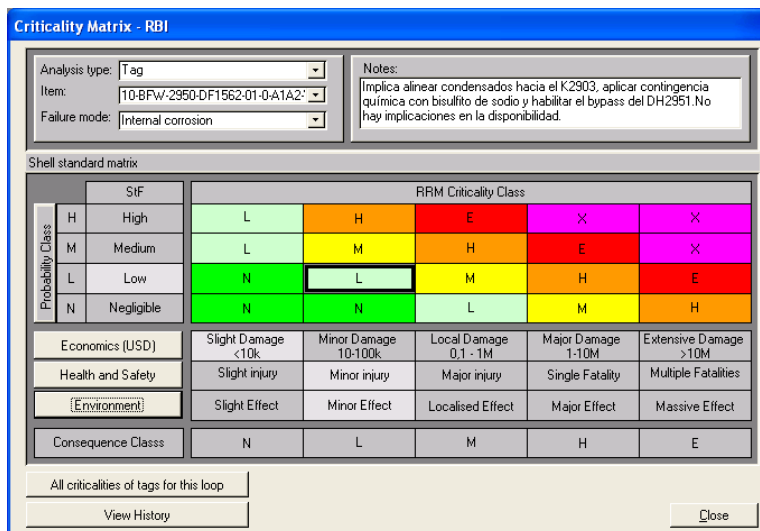
Figura 62. Estimación de consecuencias



Fuente. RRM System.

El resultado de la evaluación de los dos anteriores factores (Susceptibilidad de falla y Consecuencia) es la caracterización del riesgo al que la línea está expuesta y gráficamente se muestra en la matriz de riesgo como la mostrada en la ventana de la Figura 63.

Figura 63. Análisis de criticidad



Fuente. RRM System.

Posteriormente en la opción *Inspection interval* se muestran los resultados obtenidos a través del análisis y otros resultados importantes como lo son el intervalo máximo de inspección y la vida remanente. En la Figura 64 se muestran los resultados del análisis RBI para la línea evaluada.

Figura 64. Resultados del análisis

| | |
|---|-----------------------|
| Tag/Group: | 10-BFW-2950-DF1562-01 |
| Failure Mode: | Internal corrosion |
| Design Corr. Allowance [mm]: | 3,175 |
| Actual Corr. Allowance [mm]: | 3,175 |
| Selected Corrosion rate [mm/y]: | 0,144 |
| Calculated Remnant life [y]: | 22 |
| Criticality rating: | L |
| Confidence rating: | H |
| Interval factor: | 0,6 |
| Maximum Inspection interval [y]: | 13,2 |
| <input type="checkbox"/> Legally Required Interval? [y] | |
| Last legal Insp.: | ene-1979 |
| Last Inspection: | ene-1979 |
| Next Inspection: | mar-1992 |
| <input type="checkbox"/> legally determined | |
| Monitoring requirements: | |

Fuente. RRM System.

Por último, regresando a *Corrosion Loop Analysis* e ingresando a la opción *Recommendations* podremos visualizar las recomendaciones pertinentes establecidas durante el proceso de análisis en el sistema.

Figura 65. Visualización de recomendaciones

1. Buscar planos del Reactor y acumulador de DH2951.
2. El CO2 residual no es monitoreado.
3. Debido a la posibilidad de continuación con hidrocarburo en el DH2951 se deberán incluir dentro de la ronda drenajes frecuentes a las tomas y verificar depósitos en el fondo.
4. Incluir la inspección de manera urgente de la línea de agua calderas de baja.
5. Incluir la instalación de analizadores en línea de hidrocarburo y conductividad, se deberá desarrollar un proyecto que busque la optimización del sistema.
6. Instalar cupón de corrosión en el sistema para verificar corrosión por oxígeno.
7. Mediciones quincenales de % de oxígeno.
8. Se deberá realizar un procedimiento para sacar de servicio el DH sin necesidad de parar las plantas.

Variables de Integridad

- Datos de PH del sistema
- % de Sulfito residual

Fuente. RRM System.

3.12 ESTABLECIMIENTO DEL PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

3.12.1 Plan De Mantenimiento

El plan de mantenimiento fue desarrollado enfocándose en la recuperación de las condiciones externas de las líneas (*External corrosion*) , ya sea aislamiento o recubrimiento, y se estableció desarrollando una serie de PIM-Z las cuales luego de ser revisadas se le asignó un numero consecutivo y se enviaron a la Coordinación De Planeación De Mantenimiento para ser ingresadas al sistema y así programar los recursos necesarios para el desarrollo de las tareas, determinadas en la PIM-Z para la recuperación el estado original de las líneas.

Para el desarrollo del documento PIM-Z se tuvieron en cuenta los siguientes ítems:

- Descripción general de los lazos inspeccionados y breve recuento de los hallazgos.
- Diagnóstico del lazo de corrosión, en el cual se cuenta con evidencia fotográfica de las condiciones más críticas encontradas, así como una descripción de la ubicación de dicha condición y la temperatura que maneja la línea o lazo.
- Valoración RAM, en la cual define el grado de riesgo que tiene la intervención de la línea.
- Acciones recomendadas, donde se encuentran las tareas a seguir especificando el tipo de limpieza, recubrimiento, aislamiento y todos aquellos requisitos necesarios para el trabajo.
- Controles De Calidad e Instructivos o Protocolos a utilizar
- Anexos, donde se especifican longitudes, cantidades y demás información necesaria para completar satisfactoriamente la tarea.

Se establecieron aproximadamente diez (10) PIM-Z para los diferentes lazos y líneas, de los cuales se muestra uno de ellos en el **Anexo G**.

3.12.2 Plan De Inspección

El plan de inspección no se desarrolló en su totalidad dentro del sistema RRM dado que la mayoría de los resultados obtenidos del mismo arrojaban que todas las líneas debían ser intervenidas inmediatamente, debido a esto se realizó una reunión con los ingenieros de apoyo y se llegó a la conclusión de que estos resultados podrían ser consecuencia de la falta de monitoreo en los 35 años de funcionamiento de la planta, y se tomó la decisión de realizar ciertos cálculos manuales para obtener resultados más reales, tomando como base algunos de los datos obtenidos en la valoración mediante el sistema RRM. Los valores tomados fueron los siguientes:

- Criticality rating
- Confidence rating
- Interval factor

Utilizando los factores anteriores se procedió a realizar los cálculos necesarios para la obtención de las fechas de inspección de la siguiente manera:

3.12.2.1 Intervalo de Inspección: Este factor representa el tiempo en años en el cual se debe realizar la inspección partiendo del año de la última documentada.

$$I_{nt.inspeccion} = VR \times Factor_{Intervalo}$$

Dónde: $Factor_{Intervalo}$ = este el factor de resultado de la combinación de la categoría de la criticidad y de confianza.

3.12.2.2 **Espesor Futuro:** Es el espesor que se espera tenga la línea para la próxima inspección calculada.

$$t_{futuro} = t_{actual} - (Vel\ Corrosión \times I_{nt.inspección})$$

3.12.2.3 **Maximum Allowable Working Pressure - MAWP** (Máxima Presión De Trabajo Permitida): Este valor representa la máxima presión permitida bajo las más severas condiciones de presión y temperatura de operación continua esperadas durante el servicio.

$$MAWP = \frac{2 \times S \times E \times t_{futuro}}{D_{exterior}}$$

3.12.2.4 Fecha De Próxima Inspección Calculada

$$T_{prox.inspeccion} = T_{actual} + (I_{nt.inspeccion} \times 365)$$

Dónde: T_{actual} = Fecha de última inspección realizada en días.

3.12.2.5 **Fecha De Próxima Inspección Real:** Esta fecha se da en base a la clase del fluido transportado asignada en el numeral 3.5 y se obtiene mediante la tabla 8 tomada de la norma API 570. Los años dados por la tabla son los intervalos máximos en los que se debe hacer la inspección, para el caso de los fluidos en que la fecha establecida es opcional se tomó el máximo intervalo presentado por la tabla, debido al tiempo que tienen sin seguimiento.

Tabla 8. Intervalos De Inspección Máximos Recomendados

| Type of Circuit | Thickness Measurements | Visual External |
|-------------------------------|------------------------|-----------------|
| Class 1 | Five years | Five years |
| Class 2 | 10 years | Five years |
| Class 3 | 10 years | 10years |
| Class 4 | Optional | Optional |
| Injection points ^a | Three years | By class |
| S/A ^b | — | By class |

NOTE Thickness measurements apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.6.
^a Inspection intervals for potentially corrosive injection/mix points can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.
^b See API RP 574 for more information on S/A interfaces.

Fuente. Norma API 570.

A través de todos estos análisis el plan de inspección desarrollado y presentado al equipo del Departamento de Servicios Industriales Balance arrojó los resultados mostrados en las Figuras 66 y 67.

En el **Anexo H** se presenta como muestra el plan de inspección del lazo de corrosión LC-2950-02 al cual pertenecen las líneas de vapor de 600 Psi.

Figura 66. Resultados Unidad U-2900

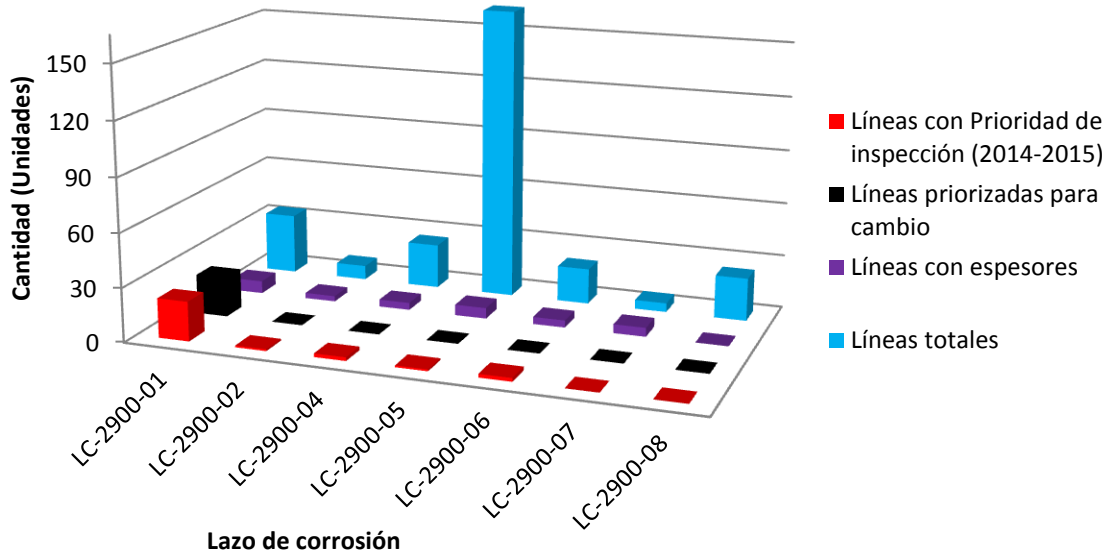
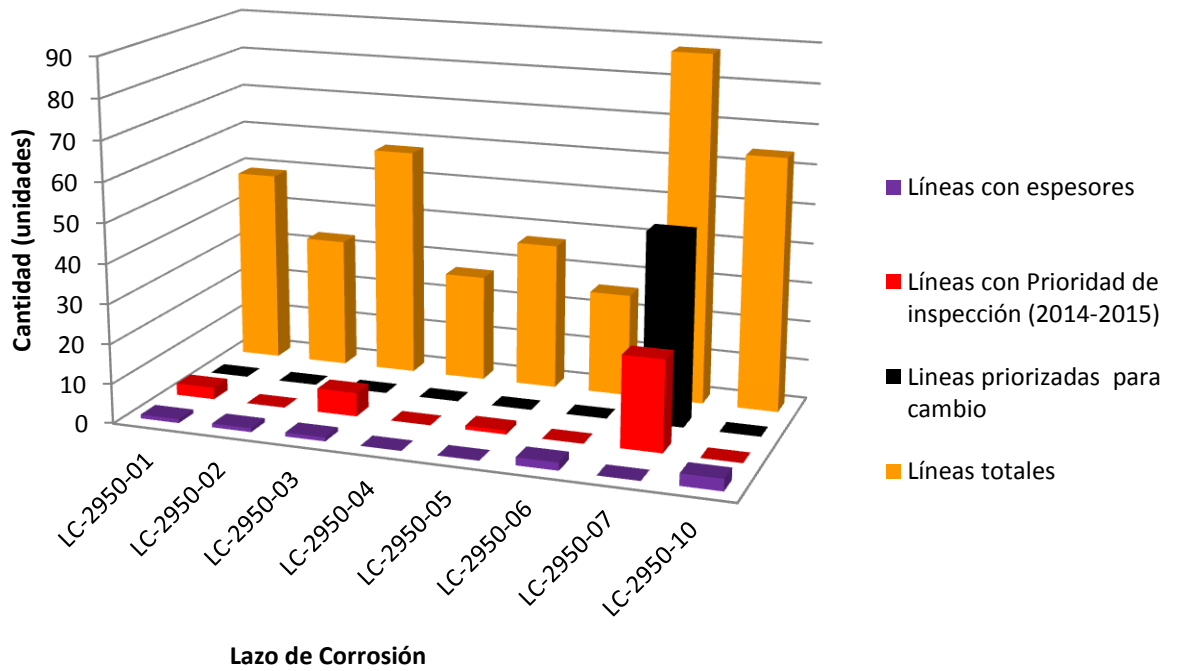


Figura 67. Resultados Unidad U-2950



4 RESULTADOS GENERALES

PLANTA DE AGUA U-2900

| Lazo de corrosión | Servicio | Líneas totales | Líneas sin información | Líneas con espesores | Líneas con inspección visual pendiente | Líneas priorizadas para cambio | Líneas con Prioridad de inspección (2014-2015) | Isométricos Existentes Útiles | Isométricos Levantados | Clases de tubería | Clasificación Asme B31.3 | Clasificación n Api 570 | ISOMÉTRICOS TOTALES | Velocidad de corrosión (mpy) |
|-------------------|----------|----------------|------------------------|----------------------|--|--------------------------------|--|-------------------------------|------------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------|------------------------------|
| LC-2900-01 | RWA | 34 | 10 | 7 | 0 | 22 | 22 | 8 | 1 | 2 - 2A - A4A1A | CATEGORIA D | CLASE 4 | 9 | 3,726 |
| LC-2900-02 | FUO | 8 | 4 | 3 | 0 | 0 | 1 | 0 | 2 | 39 - A3A1A | NORMAL | CLASE 2 | 2 | 1,131 |
| LC-2900-04 | FWA | 25 | 1 | 4 | 0 | 0 | 2 | 0 | 5 | 2 - 2A | NORMAL | CLASE 4 | 5 | 1,573 |
| LC-2900-05 | CWT | 163 | 13 | 6 | 0 | 0 | 1 | 0 | 30 | 2 - 2A - A1A2 - A3A1A | CATEGORIA D | CLASE 4 | 30 | 1,241 |
| LC-2900-06 | TRW | 20 | 5 | 4 | 0 | 0 | 2 | 0 | 9 | 2 - 2A | NORMAL | CLASE 4 | 9 | 0,662 |
| LC-2900-07 | CLO | 5 | 0 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 39 | CATEGORIA M | CLASE 2 | 1 | 0,692 |
| LC-2900-08 | OIL | 24 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 39 | NORMAL | CLASE 4 | 4 | - |
| Total | | 279 | 33 | 29 | 0 | 22 | 28 | 8 | 52 | | | | 60 | |

PLANTA ELÉCTRICA U-2950

| Lazo de corrosión | Servicio | Líneas totales | Líneas sin información | Líneas susceptibles a CUI | Líneas con espesores | Líneas con inspección visual pendiente | Líneas con Prioridad de inspección (2014-2015) | Líneas priorizadas para cambio | Isométricos Existentes Útiles | Isométricos Levantados | Clases de tubería | Clasificación Asme B31.3 | Clasificación Api 570 | ISOMETRICOS TOTALES | Velocidad de corrosión (mpy) |
|-------------------|----------|----------------|------------------------|---------------------------|----------------------|--|--|--------------------------------|-------------------------------|------------------------|-------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------------|
| LC-2950-01 | BFW | 49 | 9 | 39 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 20 | 39 - 271 | NORMAL | CLASE 4 | 20 | 1,0925 |
| LC-2950-02 | HPS | 33 | 8 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 18 | 0 | 271S | NORMAL | CLASE 4 | 18 | 1,9262 |
| LC-2950-03 | MPS | 58 | 3 | 0 | 1 | 0 | 6 | 0 | 0 | 34 | 11S - 39S | NORMAL | CLASE 4 | 34 | 0,4304 |
| LC-2950-04 | LPS | 27 | 3 | 21 | 0 | 6 | 0 | 0 | 0 | 22 | 39 - 39S - A3A1A | NORMAL | CLASE 4 | 22 | - |
| LC-2950-05 | LLS | 37 | 5 | 23 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 11 | 39S | NORMAL | CLASE 4 | 11 | - |
| LC-2950-06 | AIR | 26 | 15 | 0 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 115 | 2 - 4 | CATEGORIA D | CLASE 4 | 115 | 0,6345 |
| LC-2950-07 | CND | 88 | 0 | 50 | 0 | 0 | 23 | 48 | 0 | 47 | 11 - 39 | NORMAL | CLASE 4 | 47 | 2,6860 |
| LC-2950-10 | FUG | 64 | 22 | 0 | 3 | 0 | 0 | 0 | 24 | 2 | 39 | NORMAL | CLASE 2 | 26 | 0,6411 |
| Total | | 382 | 65 | 133 | 8 | 6 | 33 | 48 | 42 | 251 | | | | 293 | |

5 CONCLUSIONES

- No se puede obtener una conclusión efectiva acerca de la aplicación de esta metodología, dado que los resultados se verán reflejados, en cuanto se ejecuten las tareas propuestas en los planes; pero se puede asegurar que se tendrá un seguimiento a la integridad de las líneas el cual aumentará su disponibilidad, mejorará la disposición y programación de los recursos aumentando la eficiencia, y disminuirá y expondrá los riesgos presentes en el departamento.
- Se recopiló, seleccionó, organizó y actualizó toda la información perteneciente a las dos plantas del Departamento de Servicios Industriales Balance de la empresa Ecopetrol S.A. - Gerencia de la Refinería de Barrancabermeja.; Planta de Agua (U-2900) y Planta Eléctrica (U-2950), con lo cual se logró consolidar un archivo de datos muy completo que contiene 86 planos P&ID; 19 de ellos pertenecen a la unidad U-2900, 36 a la unidad U-2950 y 31 a los cabezales de distribución, 353 planos isométricos; 60 corresponden a la unidad U-2900 y 293 a la unidad U-2950, 3 Line List y el Piping Classes general de la refinería, todo esto se encuentra tanto en físico como en digital.
- Se definieron y determinaron los lazos de corrosión teniendo en cuenta que los equipos presentaran similares servicios, mecanismos de degradación, velocidades de corrosión, condiciones de operación y criterios de selección de materiales. Agrupando bajo estas características los equipos se obtuvieron 18 lazos de corrosión de los cuales 8 fueron asignados a la unidad U-2900 y 10 a la unidad U-2950, estableciendo para cada uno de ellos la nomenclatura (tag), nombre y descripción respectiva.

- Se establecieron dos bases de datos integras; una para cada unidad, en las cuales se consignaron todos aquellos datos que se necesitan para el correcto desarrollo del taller RBI como los son las temperaturas y presiones de operación, materiales de construcción, clase, rating, schedule, entre otros. Estas bases de datos se componen de 661 equipos o líneas de proceso distribuidas así: 279 en la unidad U-2900 y 382 en la unidad U-2900 a las cuales se les establecieron todos y cada uno de los datos anteriores.
- Se realizó la corrección, levantamiento e inspección visual en campo de 347 planos isométricos realizando la respectiva documentación de cada uno, obteniendo así la valoración física de la línea que ayudaría a dar desarrollo al plan de mantenimiento y resalto aquellas líneas en malas condiciones superficiales que se tendrían en cuenta luego para el plan de inspección.
- Se clasificaron todos los lazos de corrosión en base a los criterios definidos y expuestos en las normas API 570 y ASME B 31.3 arrojando como resultado aquellos lazos más críticos por transportar fluidos peligrosos, los cuales son: el lazo LC-2900-02 de ACPM y LC-2900-07 de Cloro Gaseoso de la unidad U-2900 y LC-2950-10 de Gas Combustible de la unidad U-2950, para los cuales el intervalo máximo de inspección es menor que el de los demás.
- Se analizaron todos los datos recopilados mediante las ecuaciones pertinentes y la aplicación del sistema RRM obteniendo así los datos requeridos para establecer el plan de inspección; como lo son las velocidades de corrosión, la vida remanente, y la valoración de criticidad y de confianza, datos que con el manejo adecuado y la interpretación correcta determinaron los intervalos de inspección, el régimen de monitoreo y la estrategia a utilizar para cada una de las líneas evaluadas en este taller.

Para aquellos lazos en los cuales no se pudo determinar las velocidades de corrosión por la no existencia de históricos o por la imposibilidad de tomar espesores al momento del análisis, se seleccionaron valores de sistemas similares a los evaluados para poder continuar con el análisis, acción que es aprobada por la normativa.

Los lazos de corrosión LC-2900-03 de Agua Clarificada, LC-2950-08 de Aceite de lubricación y LC-2950-09 de Inhibidor (Soda) no fueron analizados; dado las condiciones especiales que presentaban, por lo cual se plasmaron recomendaciones para su posterior inclusión en un nuevo taller RBI.

- Se identificaron 133 líneas susceptibles a CUI representando aproximadamente el 35% de las líneas de la unidad U-2950 a las cuales en consenso con el Ingeniero De Confiabilidad Del Equipo Estático se les redujo el intervalo máximo de inspección a la mitad dado el tiempo de operación sin seguimiento y se determinó un tiempo más corto según la valoración física de la línea.
- Se desarrolló y presentó al Departamento de Servicios Industriales Balance un plan de mantenimiento compuesto por 10 PIM-Z enfocadas en la recuperación de las condiciones exteriores de todos los equipos; tanto recubrimiento como aislamiento, que complementan 3 PIM-Z existentes y contienen registros fotográficos de las condiciones más críticas, una breve descripción y diagnóstico del lazo, y las acciones recomendadas en las cuales se especifica desde los métodos de limpieza de superficie hasta el tipo de recubrimiento y aislamiento necesario para corregir los daños. También se estableció un plan de inspección en cada una de las líneas que componen los lazos de corrosión para el monitoreo de su deterioro y así tomar las medidas pertinentes; este plan establece los mecanismos de degradación a los que es susceptible la línea, la ubicación de dicha sección a través del plano isométrico en el que se encuentra, la frecuencia de la inspección, la vida

remanente, la valoración de los análisis de criticidad y confianza, una fecha sugerida para realizar la inspección y los métodos de inspección a utilizar, los cuales dependen del mecanismo de degradación que presenta el lazo.

- Contar con bases de datos y planes de inspección permite evitar cualquier tipo de fuga o parada no programada de equipos, optimizando los tiempos de intervención para mantenimiento y maximizando la vida útil de activo reflejados en los costos de departamento.

6 RECOMENDACIONES

- Generar un archivo digital (con soporte en físico) que sea de fácil consulta y editable por la especialidad técnica de equipo estacionario con información actualizada.
- Asegurar la información completa de los nuevos proyectos que se emprendan en el departamento (Directriz 13), como lo es el cambio de las líneas del lazo de corrosión LC-2900-03 de Agua Clarificada para su evaluación en el próximo taller RBI.
- Se debe hacer una alimentación continua de datos actualizados a la plantilla de evaluación desarrollada para aumentar la confiabilidad de la evaluación y mejorar las predicciones.
- Se debe hacer el levantamiento de los isométricos faltantes y realizar su inspección visual, en especial para el lazo de corrosión LC-2950-08 de Aceite de lubricación dado que los planos encontrados difieren de la realidad y no fueron cubiertos en el presente trabajo por razones de tiempo.
- El plan de inspección propuesto es susceptible a cambios, en la medida que se realicen inspecciones por oportunidad con el mantenimiento de los equipos.
- Desarrollar un programa de PMI (Positive Material Identification) para el lazo de corrosión de inhibidor asociado a las bombas P-2961E/F/G (SODA) para determinar las características de las líneas y alimentar el RBI desarrollado.

BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, API Recommended Practice 571. Second Edition, April 2011.
- -----, Inspection Practices for Piping System Components, API Recommended Practice 574. Third Edition, November 2009.
- -----, Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems, API 570 Code. Third Edition, November 2009.
- -----, Risk-Based Inspection Technology, API Recommended Practice 581. Second Edition, September 2008.
- CORREA, Julio. Pruebas No Destructivas, Apuntes técnicos para todos, Documento pdf, 2007. [Disponible en:]
<http://juliocorrea.files.wordpress.com/2007/10/pruebas-no-destructivas.pdf>
- GENERAL ELECTRIC COMPANY. DMS Go Equipo De Medición De Espesor, Manual del operador, Revisión 1, 2010.
- NIÑO SERNA, Clemencia y PATIÑO VILLAMIZAR, Carlos Hernando. Instructivo Para Medición De Espesores Con Ultrasonido. Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A. 2009.
- OTERO HUERTA, Enrique. Corrosión y Degradación de Materiales. Segunda edición. Madrid, Editorial Sintesis, Febrero 2012.

- SHELL GLOBAL SOLUTIONS INTERNATIONAL B.V. Risk & Reliability Management (RRM), Manual para S-RBI, S-RCM & SIFpro. Versión 2, 2004.
- THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Process Piping, ASME B31.3-2010 Code. 2010.
- VALERA ROSALES, Martin. Instructivo Para Inspección De Tubería De Hidrocarburo. Integridad Líneas y Tanques, Ecopetrol S.A. 2012.
- ZABALA, Luis. Manual Para la Realización del Taller de RBI, Coordinación De Confiabilidad, Ecopetrol S.A. 2003.

ANEXOS

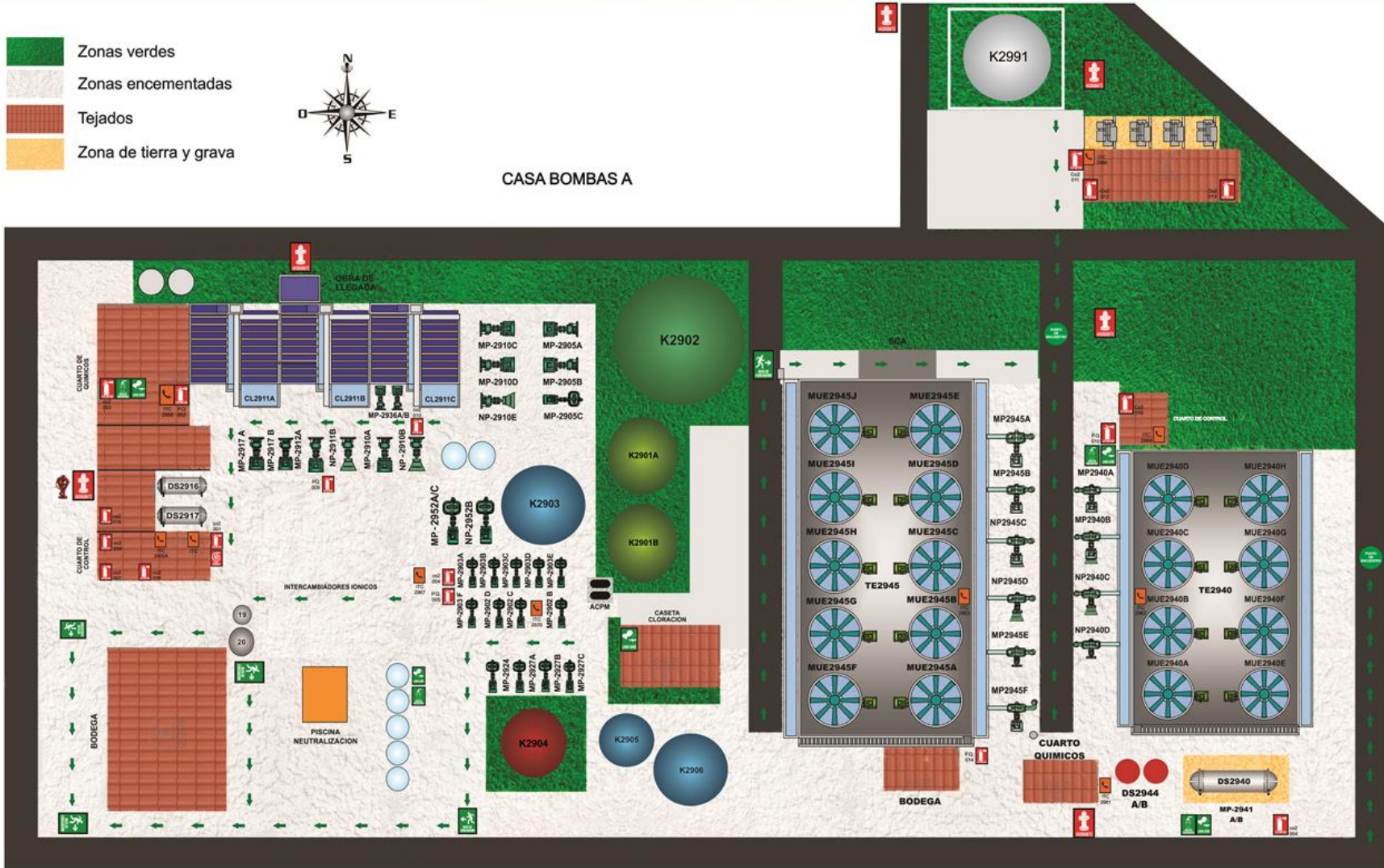
ANEXO A. PLOT PLANT U-2900

PLOT PLANT PLANTA TRATAMIENTO DE AGUA U2900 TORRES ENFRIADORAS TE2940-45

-  Zonas verdes
-  Zonas encementadas
-  Tejados
-  Zona de tierra y grava



CASA BOMBAS A



ANEXO B. PLOT PLANT U-2950 Y U-2960

PLOT PLANT
PLANTA ELECTRICA U2950 - TURBOGAS U2960




ANEXO C. Estrategias de inspección y mantenimiento para degradación por CUI.

| Strategy | Inspection/Maintenance Activity & Inspection Results | | | | CS/low alloy steel |
|----------|---|-----------------------------|---|------------------------------|---|
| | Initial Action ¹ | Initial Result ² | 1 st Following Action ¹ | Further Results ² | 2 nd Following Action ¹ |
| 0 | Reduce criticality ! Analyse in detail Consider corrective action Meanwhile follow strategy 1 | - | - | - | - |
| 1 | Equipment shell & nozzles/piping ≥ 8": 100% NDE of item combined with 100% delagging of ALL possible wet and susceptible areas: ⇒ within 1 year ³ Piping and equipment nozzles < 8": 100% delagging: ⇒ within 1 year ³ (proceed according to column "Further Results") | Significant CUI found ⇒ | Delag 100%: ⇒ within 6 months | More significant CUI found ⇒ | Repair and paint; repeat Initial Action: ⇒ every 3 years ³ |
| | | No Significant CUI found ⇒ | 100% delagging of ALL wet and susceptible areas: ⇒ within 3 years | Significant CUI found ⇒ | |
| | | No Significant CUI found ⇒ | | No Significant CUI found ⇒ | Adjust confidence rating with +0.1; repeat Initial Action: ⇒ within 3 years |
| | | | | No Significant CUI found ⇒ | |
| 2 | Equipment shell & nozzles/piping ≥ 8": 100% NDE of item combined with selective delagging of possible wet and susceptible areas: ⇒ every 6 years ⁴ Piping and equipment nozzles < 8": 100% delagging of ALL possible wet and susceptible areas: ⇒ every 6 years ⁴ | Significant CUI found ⇒ | Delag 100%: ⇒ within 1 year | More significant CUI found ⇒ | Repair and paint; repeat Initial Action: ⇒ every 6 years ⁴ |
| | | No Significant CUI found ⇒ | Delag more selective areas: ⇒ within 1 year | Significant CUI found ⇒ | |
| | | No Significant CUI found ⇒ | | No Significant CUI found ⇒ | Adjust confidence rating with +0.1; repeat Initial Action: ⇒ within 6 years |
| | | | | No Significant CUI found ⇒ | |
| 3 | NDE of selected areas combined with 100% delagging of ALL possible wet and susceptible areas: ⇒ every 12 years ⁴ | Significant CUI found ⇒ | Delag 100%: ⇒ within 2 years | More significant CUI found ⇒ | Repair and paint; repeat Initial Action: ⇒ every 12 years ⁴ |
| | | No Significant CUI found ⇒ | More selective delagging of possible wet and susceptible areas: ⇒ within 4 years | Significant CUI found ⇒ | |
| | | No Significant CUI found ⇒ | | No Significant CUI found ⇒ | Adjust confidence rating with +0.1; repeat Initial Action: ⇒ within 8 years |
| | | | | No Significant CUI found ⇒ | |
| 4 | NDE of selected areas combined with selective delagging of possible wet and susceptible areas: ⇒ every 12 years ⁴ | Significant CUI found ⇒ | Delag 100% of wet and susceptible areas ⇒ within 2 years | More significant CUI found ⇒ | Delag 100% within 4 years; repair and paint; repeat Initial Action: ⇒ every 12 years ⁴ |
| | | No Significant CUI found ⇒ | More selective delagging of possible wet and susceptible areas: ⇒ within 4 years | Significant CUI found ⇒ | |
| | | No Significant CUI found ⇒ | | No Significant CUI found ⇒ | Adjust confidence rating with +0.1; repeat Initial Action: ⇒ within 8 years |
| | | | | No Significant CUI found ⇒ | |
| 5 | No inspection (review only) | - | - | - | - |
| Notes | ¹ Recommended maximum timing; an analysis should be performed to determine if the work should be completed within a shorter time frame. ² "Significant CUI" means corrosion damage that requires remedial action. ³ 50% of coating/paint protection credit according to section 8.2 can be applied. ⁴ Inspection interval starting at the moment the coating/paint protection has ended (see section 8.2). | | | | |

ANEXO D. Base de Datos de LC-2950-04 (Vapor de 50 Psi)

| LAZO CORROSION | GRUPO | NOMBRE DEL LAZO | MECANISMOS DEGRADACIÓN DEL LAZO | MECANISMOS DEGRADACIÓN DEL GRUPO | DESCRIPCIÓN DEL LAZO | EQUIPO ASOCIADO | SERVICIO | CLASIFICACION ASME B31.3 | CLASIFICACION API 570 | NUMERO DE LINEA | TAG DE LA LINEA | | | | ISOMETRICO | MATERIAL | ESPECIFICACIONES DEL MATERIAL | AÑO | PRESION OPERACIÓN | PRESION DISEÑO (Psig) | TEMP. OPERACIÓN | TEMP. DISEÑO (F) | RATING | INSUL CODE | AISLAMIENTO | CUI | CLASE | SCHEDULE | TOLERANCIA DE CORROSION (in) |
|----------------|---------|----------------------------|--|--|----------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|--------|---------|-------------------------------------|--------------|-------------------------------|------|-------------------|-----------------------|-----------------|------------------|--------|------------|-------------|-----|-------|----------|------------------------------|
| | | | | | | | | | | | DIAMETRO (in) | SERVICIO | UNIDAD | CONSEC. | | | | | | | | | | | | | | | |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL A PLANTA DE AGUA | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 1 | 12 | LPS | 1602 | 337 | A-31117 / 18 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 292 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | STD | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | LINEA DE TURBOGAS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 7 | 8 | LPS | | | A-31114 / 5 / 6 | NINFORMACION | AP 5L Gr. A | | 50 | 85 | 298 | 565 | | C | SI | SI | | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2954 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 8 | 4 | LPS | 1802 | 312 | A-31113 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2955 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 9 | 6 | LPS | 1802 | 317 | A-31113 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | B-2951 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 10 | 4 | LPS | 1804 | 308 | A-31112 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | B-2952 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 11 | 4 | LPS | 1805 | 308 | A-31111 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | B-2953 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 12 | 4 | LPS | 1806 | 308 | A-31210 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | B-2954 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 13 | 4 | LPS | 1807 | 308 | A-31211 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | PRECALENTADOR B-2955 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 14 | 4 | LPS | | | A-31211 | NINFORMACION | AP 5L Gr. A | | 50 | 85 | 298 | 565 | | C | SI | SI | | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2956 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 15 | 4 | LPS | 1808 | 316 | A-31214 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2957 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 17 | 6 | LPS | 1809 | 307 | A-31210 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2958 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 18 | 6 | LPS | 1809 | 324 | A-31211 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2959 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 19 | 6 | LPS | 1809 | 340 | A-31213 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2963 A | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 20 | 4 | LPS | 1810 | 333 | A-31210 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2964 A | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 21 | 4 | LPS | 1811 | 333 | A-31212 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2965 A | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 22 | 4 | LPS | 1812 | 333 | A-31213 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL LPS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 23 | 12 | LPS | 5019 | 305 | A-31113 / 12 / 11 / 210 / 211 / 212 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | STD | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL LPS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 24 | 8 | LPS | 5019 | 305 | A-31213 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL LPS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 25 | 6 | LPS | 5019 | 305 | A-31213 / 14 / 15 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL LPS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 26 | 16 | LPS | 5019 | 305 | A-31114 / 17 / 22 / 23 / 24 / 52 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 30 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 1 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL LPS | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 27 | 6 | LPS | 5019 | 312 | A-31113 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 298 | 565 | 150 | C | SI | SI | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | CABEZAL Y P-2910 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 2 | 10 | LPS | 22.10 | 022 | A-31120 / 21 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 75 | 450 | 565 | 150# | C | SI | NO | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2911 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 3 | 8 | LPS | 22.09 | 71 | A-31121 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 75 | 450 | 565 | 150# | C | SI | NO | 39S | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2910 E | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 4 | 10 | LPS-23132-654-A3A1A-H | | | A-31121 | NINFORMACION | AP 5L Gr. A | | 50 | 75 | 450 | 565 | | H | SI | NO | A3A1A | 40 | 0,1250 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | P-2952 B | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 5 | 8 | LPS | 22.11 | 053 | FALTA | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 70 | 450 | 565 | 150 # | C | SI | NO | 39 | 40 | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | DH-2951 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 6 | 12 | LPS | 1801 | 307 | A-31114 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 450 | 565 | 150 | C | SI | NO | 39S | STD | 0,0625 |
| LC-2950-04 | GRUPO 2 | Sistema de Vapor de 50 psi | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Internal Corrosión Other (NAR) -Fatiga Térmica CUI | Corresponde a las lí | PV-29503 | VAPOR DE BAJA PRESION | NORMAL | CLASE 4 | LINEA 16 | 12 | LPS | 1808 | 333 | A-31212 | CS | AP 5L Gr. A | 1977 | 50 | 85 | 400 | 565 | 150 | C | SI | NO | 39S | STD | 0,0625 |

ANEXO E. Formato De Inspección Externa Para Tuberías De Proceso

| | | | | | | |
|---|---|-------------------------|--------------|------------------------------|--------------------|-----------------|
|  | GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA | | | | Versión: 01 | ECP - XXX |
| | COORDINACIÓN DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS | | | | | |
| | FORMATO DE INSPECCION EXTERNA PARA TUBERIAS DE PROCESO (BASADO EN API 574) | | | | Fecha divulgación: | Página 1 de 1 |
| PLANTA: | | | | LAZO DE CORROSIÓN #: | ISOMÉTRICO: | |
| LINEA: | | | | | COND. DISEÑO | COND. OPERACIÓN |
| MATERIAL: | DIAMETRO: | SCH: | | PRESION (PSI): | | |
| DESDE: | HASTA: | INTERVALO DE INSPECCION | | | TEMPERATURA (°F): | |
| CLASE B16.5: | | | | | FLUIDO: | |
| LISTADO DE INSPECCIÓN | | INSP. VISUAL | CALIBRACIÓN: | | | |
| | | Vo. Bo. | Nota Nº | OBSERVACIONES / NOTAS | | |
| FUGAS | | | | | | |
| Uniones bridadas | | | | | | |
| Tracing de vapor | | | | | | |
| Parches y grapas existentes | | | | | | |
| Cuerpo de válvulas | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| DESALINEAMIENTO | | | | | | |
| Tubería desalineada / Restricción de movimiento | | | | | | |
| Desalineamiento de Juntas de expansión | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| VIBRACIÓN | | | | | | |
| Excesivo peso en voladizo | | | | | | |
| Soporte inadecuado | | | | | | |
| Falta de rigidizadores (pie de amigo) | | | | | | |
| Derivaciones en menor diametro ó tubing | | | | | | |
| Conexiones roscadas | | | | | | |
| Holguras en soportes que causan desgaste por fricción | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| SOPORTES | | | | | | |
| Patín separado del soporte | | | | | | |
| Soporte colgante distorsionado o roto | | | | | | |
| Resorte fuera de la base | | | | | | |
| Riostra distorsionada o rota | | | | | | |
| Cartelas perdidas | | | | | | |
| Placas/rodillos deslizantes | | | | | | |
| Condición de equilibrio | | | | | | |
| Soporte corroído | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| CORROSIÓN | | | | | | |
| Puntos apemados bajo grapas, abrazaderas | | | | | | |
| Pintura deteriorada | | | | | | |
| Interfase suelo-aire | | | | | | |
| CUI | | | | | | |
| Crecimiento biológico | | | | | | |
| Puntos muertos | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| AISLAMIENTO | | | | | | |
| Dañado, deteriorado / penetraciones. | | | | | | |
| Faltante | | | | | | |
| Deterioro del sello | | | | | | |
| Cinta de amarre (rota/faltante) | | | | | | |
| Otros | | | | | | |
| INSPECTOR (es): | | | | | | |
| FECHA: | | | | | | |

ANEXO G.

Plan De Mantenimiento Para Lazo De Agua Tratada Correspondiente A La Planta
De Tratamiento De Agua Unidad U-2900.

PIM-Z2-30338.

