

**PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA
DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y
FENOL DE LA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA**

MAURO ANDRÉS CERRA FLÓREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2012

**PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA
DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y
FENOL DE LA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA**

MAURO ANDRÉS CERRA FLÓREZ

Trabajo de grado para obtener el título de Ingeniero Metalúrgico

Director:

Ing. Diego Alexander Duarte Herrera

Codirectora:

MSc. Luz Amparo Quintero Ortiz

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2012

A Dios mi padre por quien es él, por quererme más de lo que merezco, por siempre tener su mano extendida hacia mi y por bendecirme con tantas cosas hermosas.

A mi madre Miladis Flórez Vergara, a quien le debo más que la vida y a quien a pesar de las dificultades siempre ha hecho hasta lo imposible por mí y por tus palabras de aliento cada vez que las necesito, gracias por amarme tanto.

A mi Padre Lisandro Cerra Bohórquez, gracias por enseñarme a tener el carácter y la sabiduría para enfrentar cada situación de la vida.

A mi familia por siempre apoyarme y siempre alentarme a seguir adelante con la cabeza en alto, por darme las alegrías más grandes que cualquier persona puede tener y por compartir conmigo cada momento especial de sus vidas.

Mauro Andrés Cerra Flórez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por formarme como persona y por brindarme las herramientas necesarias para formarme como profesional.

A la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, a sus profesores y su secretaria por enseñarme lo hermoso de mi carrera y por ayudarme durante mis estudios.

A la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. por darme la oportunidad de desarrollarme como profesional, por enseñarme muchas de las cosas que aprendí durante mis prácticas en la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

A todo el personal de la Coordinación de Inspección e Integridad de equipos de la GRB, por apoyarme y brindarme su ayuda en la realización de este proyecto.

A mi director de proyecto y tutor de práctica industrial, DIEGO DUARTE HERRERA por su paciencia, dedicación, por su visión del proyecto y por ayudarme a crecer como persona y como profesional.

A la Profesora LUZ AMPARO QUINTERO por su incansable ayuda, paciencia y apoyo durante mi carrera y en especial en la codirección de este proyecto.

A mis compañeros de práctica por alentarme y apoyarme en todo momento.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO	20
1.1. JUSTIFICACIÓN	20
1.2. OBJETIVOS	21
1.2.1 Objetivos Generales	21
1.2.2. Objetivos Específicos	21
1.3. UBICACIÓN DE LA PRÁCTICA	22
2. MARCO TEORICO	25
2.1. MECANISMOS DE DAÑO	26
2.1.1. Erosion	26
2.1.2. CUI (Corrosion Under Insulation)	27
2.1.3. HIC - SOHIC	28
2.1.4. (Stress-Oriented Hydrogen-Induced Cracking)	29
2.1.5. High Temper Embrittlement	29
2.1.6 Strain Aging	30
2.1.7 Stress Corrosión Cracking	30
2.1.8 Corrosión por Ácidos Nafténicos	31
2.1.9 Vibración Fatiga	32
2.1.10 Fatiga Térmica	32
2.1.11 Corrosión Bacteriana- Mic (Microbiology Induced Corrosion)	33
2.1.12 Corrosión por Ácidos Politionicos	33
2.1.13 Picadura	34

2.1.14 Corrosión Por Acido Carbonico	35
2.1.15 Corrosión por Agua de Enfriamiento	36
2.2. NSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – RBI	37
2.2.1 Requerimientos de la Metodología RBI	37
2.2.1.1 Nombre y Descripción de las Líneas	38
2.2.1.2 Historia de Inspección,	38
2.2.1.3 Mecanismos de Degradación,	38
2.2.1.4 Lazos de Corrosión,	38
2.2.1.5. Documentar Información en Rrm, este software	39
2.2.2. Matriz RAM	40
2.3. PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	41
3. METODOLOGÍA	43
3.1. FASE 1: RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	43
3.2. FASE 2: VALIDACIÓN DE PLANOS DE INSPECCIÓN EN P&ID.	43
3.3. FASE 3: LISTADO TOTAL DE LÍNEAS CON SU RESPECTIVA INFORMACIÓN.	43
3.4. FASE 4: HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN	44
3.5. FASE 5: CLASIFICAR TUBERÍAS DE ACUERDO A LOS CÓDIGOS API 570 Y ASME B31.3	44
3.6. FASE 6: TALLER DE RBI	45
3.7. FASE 7: CUI (LÍNEAS QUE SON SUSCEPTIBLES A CUI), (25°F A 250°F)	45
3.8. FASE 8: DETERMINAR UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE TUBERÍA DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GRB	45
3.9. FASE 9: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL	45
4. RESULTADOS	46
4.1. FASE 1: RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	46
4.2. FASE 2: VALIDACIÓN DE PLANOS DE INSPECCIÓN	47

4.3. FASE 3: LISTADO TOTAL DE LÍNEAS	48
4.4. FASE 4: HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN	51
4.5. FASE 5: CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A CÓDIGOS API570 Y ASME B31.3	53
4.6. FASE 6: INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – RBI	54
4.7. FASE 7: CORROSION BAJO AISLAMIENTO – CUI	62
4.8. FASE 8: PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	62
4.8.1. Unidad de Tratamiento de Aceite Parafínico U-1100	65
4.8.2. Unidad de Tratamiento de Aceite Nafténico U-1110	73
4.8.3. Unidad De Tratamiento De Ceras U-1120	78
4.9. FASE 9: INFORME	82
CONCLUSIONES	87
RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	90

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Listado líneas del lazo de corrosión LC-1120-01. ¹	50
Tabla 2. Históricos de inspección por TML del lazo de corrosión LC-1120-03.	52
Tabla 3. Listado de Fluidos de la unidad U-1120 Clasificados de acuerdo a API 570 y ASME B31.3.	53
Tabla 4. Clasificación por API570 y ASME B31.3 de los fluidos del lazo LC-1120-05.	54
Tabla 5. Listado de grupos de líneas de lazo LC-1120-04 con sus mecanismos de degradación.	55
Tabla 6. Formato de Excel para cargar información de los grupos del lazo LC-1120-03 a RRM.	56
Tabla 7. Lazo LC-1100-01.	66
Tabla 8. Lazo LC-1100-03.	67
Tabla 9. Lazo LC-1100-04.	69
Tabla 10. Lazo LC-1100-05.	70
Tabla 11. Lazo LC-1100-06.	71
Tabla 12. Lazo LC-1100-07.	72
Tabla 13. Lazo LC-1100-08.	72
Tabla 14. Lazo LC-1100-09.	73
Tabla 15. Lazo LC-1100-10.	73
Tabla 16. Lazo LC-1110-01.	74
Tabla 17. Lazo LC-1110-03.	75
Tabla 18. Lazo LC-1110-04.	76
Tabla 19. Lazo LC-1110-05.	77
Tabla 20. Lazo LC-1110-06.	78
Tabla 21. Lazo LC-1120-01.	79

Tabla 22. Lazo LC-1120-03.	79
Tabla 23. Lazo LC-1120-04.	80
Tabla 24. Lazo LC-1120-05.	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Plot plan del Departamento de Parafinas y Fenol.	23
Figura 2. Diagrama de Producción del Departamento de Parafinas y Fenol.	24
Figura 3. Erosión en línea de tubería.	27
Figura 4. Boquilla con problemas de CUI en la planta U1200.	27
Figura 5. Ampollamiento en un acero.	28
Figura 6. Grieta producida por HTHA.	29
Figura 7. Grietas producida por SCC.	30
Figura 8. Corrosion por Ácidos Nafténicos.	31
Figura 9. Unión soldada, punto crítico para Vibración-Fatiga.	32
Figura 10. Grietas producidas por Fatiga Térmica.	32
Figura 11. Corrosión Bacteriana.	34
Figura 12. Corrosión por Ácidos Politiónicos.	34
Figura 13. Corrosion por Picadura.	35
Figura 14. Corrosión por ácido carbónico.	36
Figura 15. Corrosión por agua de enfriamiento.	36
Figura 16. Ventana inicial del software RRM.	39
Figura 17. Matriz RAM de criticidad.	40
Figura 18. P&ID de la Unidad U-1100.	46
Figura 19. Plano de Inspección 5 del Lazo de corrosión LC-1100-01.	48
Figura 20. Sk del circuito de cera de la unidad U-1120.	51
Figura 21. Ventana de ingreso al software RRM.	57
Figura 22. Ventana de ingreso al análisis de los lazos de corrosión en el software RRM.	57
Figura 23. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM.	58
Figura 24. Ventana de asignación de mecanismos de falla a los grupos de los lazos de corrosión.	58

Figura 25. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Equipment History”.	59
Figura 26. Ventana de ingreso de la historia de inspecciones.	59
Figura 27. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Confidence Rating”.	60
Figura 28. Ventana de análisis de confianza para “Internal corrosion” del grupo 1 del lazo LC-1120-01.	60
Figura 29. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Criticality Analysis”.	61
Figura 30. Matriz RAM de análisis de criticidad para “internal Corrosion” en el grupo 1 del lazo LC-1120-01.	61
Figura 31. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Inspection Interval”.	62
Figura 32. Ventana de resultados de acuerdo al análisis de confianza y criticidad hecho por el software RRM.	63
Figura 33. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Task Planning”.	64
Figura 34. Ventana de planeación de los ensayos no destructivos en las fechas que determinó RRM.	64
Figura 35. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (A). Fuente: Autor.	84
Figura 36. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (B). Fuente: Autor.	85
Figura 37. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (C). Fuente: Autor.	86

RESUMEN

TITULO: PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA*

Autor: CERRA FLÓREZ, Mauro Andrés **

Palabras Clave: RBI, Inspección, Lazo de corrosión, Integridad, Confiabilidad.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto se desarrolló bajo la modalidad de práctica empresarial para la Empresa Colombiana De Petróleos (ECOPETROL S.A.), y el proyecto de grado titulado "PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE TUBERÍA DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA", busca garantizar la integridad y confiabilidad de los sistemas de tubería de las unidades de proceso del departamento de Parafinas y Fenol de la Gerencia Refinería Barrancabermeja, mediante la implementación de un programa estructurado y/o metodología basado en los estándares del código de inspección de tuberías API 570, el código ASME B31.3 y la metodología de Inspección Basada en el Riesgo (RBI); este trabajo será tomado como piloto para ser utilizado en las líneas de tubería de las demás plantas de proceso de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

Este plan de inspección y mantenimiento será el resultado de un análisis de integridad de las tuberías frente a la valoración del riesgo económico y de HSE del entorno; y se basará en el estudio, clasificación y susceptibilidad de los diferentes mecanismos de degradación a los que están sometidos los sistemas de tubería, lazos de corrosión, la clasificación establecida en el código ASME B31.3 y el código API570, tiempos de intervalos de inspección vencida, vida remanente e información histórica de mantenimiento, usando como herramienta la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI).

* Trabajo de grado en la modalidad de práctica industrial.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales, Ing. Diego Alexander Duarte Herrera (Director) y MSc. Luz Amparo Quintero Ortiz (Codirectora).

ABSTRACT

TITLE: INSPECTION AND MAINTENANCE PLAN FOR PIPING SYSTEMS OF PROCESS UNITS OF PARAFFIN'S AND PHENOL DEPARTMENT IN "GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA"

Author: CERRA FLÓREZ, Mauro Andrés **

Key Words: *RBI, Inspection, Corrosion loop's, Integrity, Reliability.*

DESCRIPTION:

This Graduation project was in an industrial practice type for the ECOPETROL S.A., and the Graduation project, "INSPECTION AND MAINTENANCE PLAN FOR PIPING SYSTEMS OF PROCESS UNITS OF PARAFFIN'S AND PHENOL DEPARTMENT IN "GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA ", looks ensure the integrity and reliability of the piping systems of process units of paraffin's and phenol department in "Gerencia Refinería Barrancabermeja", by implementing a structured program and/or methodology based on code standards of pipeline Construction ASME B31.3, inspection API 570 and methodology of RBI (risk based inspection); this work will be used as a pilot for being used in the piping systems of the other process plants of Gerencia Refinería Barrancabermeja.

This inspection and maintenance plan will be the result of an integrity analysis of the pipelines, against the economic and HSE (Health, Safety and Environment) risk assessment of the environment; and will be based on the study, classification and susceptibility of the different mechanisms of degradation that are exposed the piping systems, corrosion loop's, the classification established in the code of pipeline construction ASME B31.3 and the code of pipeline inspection API 570, time intervals of expired inspection, remaining life and historical maintenance information, using as a tool the methodology of risk based inspection (RBI).

* Graduation Project in industrial practice type

** Physical-Chemical Engineering Department, Metallurgical Engineering and Materials Science School. Eng. Duarte Herrera Diego Alexander (Director) and MSc. Luz Amparo Quintero Ortiz (Consultant).

GLOSARIO

RBI: "Risk Based Inspection", Inspección Basada en Riesgo.

P&ID*: Pipe And Instruments Diagram (Diagrama de tubería e instrumentos).

LINE LIST*: hace referencia al listado de líneas de una unidad en donde se define el nombre de la línea, diámetro, servicio, presión, temperatura, material, rating, corrosión allowance, clase y schedule.

CML: Condition Monitoring Locations (Localidad para monitoreo de la condición).

PLANO DE INSPECCIÓN: Esquema de líneas de proceso de una planta en donde se indican diámetros, cambios de flujo, instrumentos, accesorios de tubería y los CMLs en donde se realizan las inspecciones.

SK*: Esquema similar al plano de inspección realizado durante los inicios de la planta.

ISOMÉTRICO*: Esquema de la línea de tubería con distancias reales utilizado para construcción de las mismas.

LAZO DE CORROSIÓN: es una agrupación de equipos y líneas de tubería con similares condiciones de operación (temperatura y presión), metalurgia y mecanismos de degradación (mecanismos de corrosión).

RRM: Risk & Reliability Management (Manejo del riesgo y la confiabilidad).

RRM SYSTEM: Software comprado a Shell Company por parte de ECOPETROL S.A. para el manejo del riesgo y la confiabilidad de equipos y tuberías.

PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO: se refiere al programa estructurado en el que se definen las acciones a realizar, la extensión, las fechas y el intervalo de tiempo en que se deben inspeccionar los equipos y tuberías con el fin de monitorear el estado en que se encuentran y hacer el mantenimiento necesario.

SISTEMA DE TUBERÍA: Conjunto de líneas de tubería encargadas de comunicar los diferentes equipos que están en las unidades de proceso, las cuales transportan los diferentes fluidos que se requieran para garantizar el óptimo funcionamiento de las plantas.

API 570: Es el código de inspección, reparación, alteración y re-rating de tubería.

ASME B31.3: Es el código de diseño y construcción de tuberías nuevas de proceso de refinerías y plantas químicas. (ASME: American Society of Mechanical Engineers)

GRB: Gerencia Refinería Barrancabermeja.

CIE: Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos Estacionarios de la GRB.

DEPARTAMENTO DEPARAFINAS Y FENOL: Dependencia dentro de la GRB encargada de producir Ceras y Bases lubricantes. Este departamento tiene a cargo varias plantas de proceso encargadas de procesar las materias primas provenientes de la refinación de crudos y abastecer al país con los productos mencionados.

UNIDAD DE TRATAMIENTO PARAFÍNICO U-1100: Unidad de proceso encargada de realizar la hidrogenación del aceite parafínico para disminuir el contenido de azufre e impurezas y así obtener bases lubricantes de acuerdo a los estándares de calidad.

UNIDAD DE TRATAMIENTO NAFTÉNICO U-1110: Unidad de proceso encargada de realizar la hidrogenación del aceite nafténico para disminuir el contenido de azufre e impurezas y así obtener bases lubricantes de acuerdo a los estándares de calidad.

UNIDAD DE TRATAMIENTO DE CERAS U-1120: Unidad de proceso encargada de realizar la hidrogenación de las ceras cuyo objetivo es disminuir el contenido de azufre e impurezas y así obtener parafinas de acuerdo a los estándares de calidad.

HSE: Health, Security and Environment (Salud, Seguridad y Medio Ambiente).

INTRODUCCIÓN

Este proyecto se desarrolló bajo la modalidad de práctica empresarial para la Empresa Colombiana De Petróleos (ECOPETROL S.A.), en la Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB) y específicamente en el Departamento de Parafinas y Fenol, encargado de producir y abastecer al país de parafinas y bases lubricantes.

Con el presente trabajo se aplicaron los estándares de confiabilidad e integridad utilizados en la GRB para las líneas de tubería; siendo el código API570 de la American Petroleum Institute (API) la política para realizar el plan de inspección y mantenimiento que dirija la confiabilidad de las líneas de tubería en el Departamento de Parafinas y Fenol. De esta manera, el proyecto fue desarrollado bajo el nombre de Plan de Inspección y Mantenimiento de los Sistemas de Tubería de las Unidades de Proceso del Departamento De Parafinas y Fenol, el cual tiene como fin garantizar mediante la inspección y el mantenimiento la contención de fluidos, la continuidad a la operación y la seguridad de personas e instalaciones, mediante el análisis de la integridad de cada una de las tuberías de proceso, valorando el riesgo económico y de HSE del entorno.

Es así que la dependencia encargada de velar y garantizar la integridad y confiabilidad de los equipos estacionarios, es la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos (CIE) de la GRB (ente bajo el cual estuvo la supervisión de este proyecto), la cual se basa en los diferentes códigos y estándares internacionales de mantenimiento y construcción para el desarrollo de sus entregables.

1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, la Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB) se ha ocupado en asegurar los planes de inspección, el mantenimiento y que la operatividad de los diferentes recipientes a presión sea continua, sin embargo, no es el mismo caso para los sistemas de tubería de las diferentes plantas de proceso; pues debido a la complejidad en su extensión no se tiene un plan estructurado que detalle la inspección y el mantenimiento de cada sistema, el cual se base en la vida remanente, intervalos de inspección vencidos, susceptibilidad a los diferentes mecanismos de degradación y la valoración del riesgo de falla que amenace la integridad de las personas, del medio ambiente y de los activos de la refinería.

De acuerdo con lo anterior, la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos de la GRB tiene por objetivo principal velar por la integridad y confiabilidad de los equipos estacionarios acogiendo las diferentes herramientas y códigos internacionales disponibles en la actualidad para tal fin; como son RBI (Inspección Basada en el Riesgo), ASME B31.3 (Código de Construcción de Tubería a Presión), API 570 (Código de Inspección de Tubería), entre otros. Por lo cual en este proyecto se acogieron los códigos anteriores para desarrollar un plan de inspección y mantenimiento modelo para las líneas de tubería del Departamento de Parafinas y Fenol, que pueda ser ejecutado durante las paradas generales de planta y/o durante la operación de las mismas, en el que se identifican los ensayos destructivos y no destructivos a emplear de acuerdo a los mecanismos de degradación definidos.

Este proyecto de grado tiene por fin implementar en la Gerencia Refinería Barrancabermeja un Plan de Inspección y Mantenimiento de los Sistemas de

Tubería de las Unidades de Proceso del Departamento de Parafinas y Fenol, que garantice la integridad y confiabilidad de las líneas y que sirva de piloto para otras plantas de proceso de la GRB. El plan de inspección es concebido como el resultado de un análisis de integridad de las tuberías frente a la valoración del riesgo económico y de HSE del entorno; y se basa en el estudio, clasificación y susceptibilidad de los diferentes mecanismos de degradación a los que están sometidos los sistemas de tubería, la clasificación establecida en los códigos ASME B31.3 y API570, tiempos de intervalos de inspección vencida, vida remanente e información histórica de mantenimiento, usando como herramienta la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI).

1.2. OBJETIVOS

1.2.1 Objetivos Generales

- Desarrollar el Plan de Inspección y Mantenimiento de los Sistemas de Tubería de las Unidades de Proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB.
- Desarrollar un programa estructurado y/o metodología que permita establecer un Plan de Inspección y Mantenimiento de los Sistemas de Tubería de cualquier Unidad de Proceso de la GRB.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Verificar, organizar y analizar los planos de inspección, históricos de inspección y de espesores de los sistemas de tubería de las plantas de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB.

- Clasificar los sistemas de tubería de las plantas de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de acuerdo a los códigos ASME B31.3 (Código de Construcción de Tubería a Presión) y API 570 (Código de Inspección de Tubería).
- Preparar, presentar y justificar la información sobre los sistemas de tubería de las plantas de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB en el taller de Inspección Basado en el Riesgo (RBI).
- Establecer el alcance requerido por inspección de los sistemas de tubería de las plantas de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol que son susceptibles a Corrosión Bajo Aislamiento (CUI).

1.3. UBICACIÓN DE LA PRÁCTICA

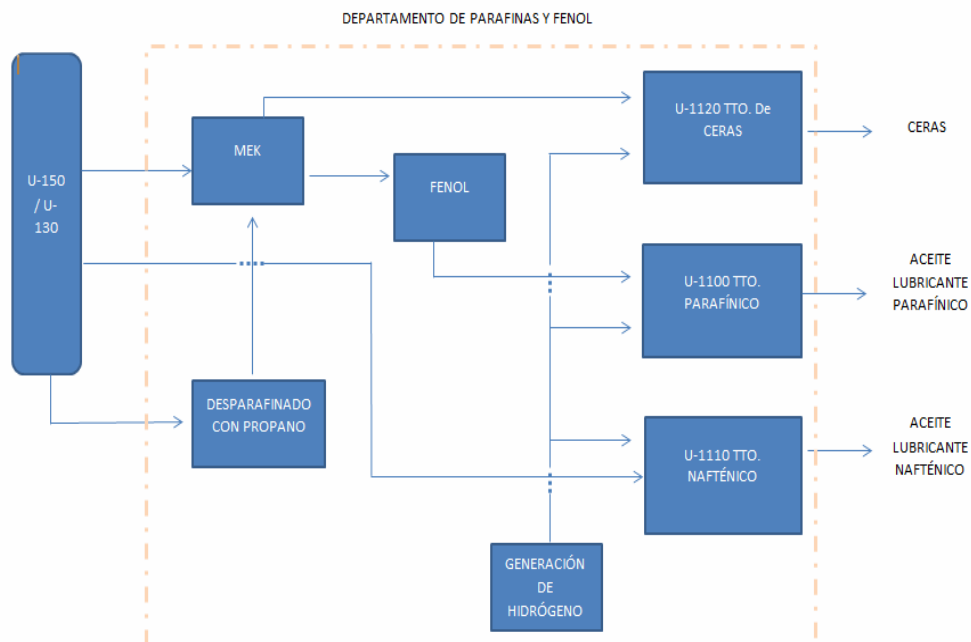
La empresa colombiana de petróleo ECOPETROL S.A., es la principal empresa del país, tiene la gran mayoría de los títulos de producción de petróleo así como la mayoría accionaria en el negocio del transporte de hidrocarburos a través de poliductos, oleoductos y gasoductos, de igual manera tiene dos refinerías que se encargan de producir los diferentes combustibles que requiere el país; con todo esto se ha inferido en el desarrollo y auge económico que se está llevando a cabo en Colombia.

Figura 1. Plot plan del Departamento de Parafinas y Fenol.



La Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB) es una de las dos refinerías de propiedad de ECOPETROL S.A., la otra se encuentra en la ciudad de Cartagena, la GRB tiene una capacidad de refinación de 250.000 barriles de petróleo al día, sin embargo, en la actualidad se gesta la planeación de un ambicioso proyecto de modernización de esta refinería, con lo cual se aumentaría a 500.000 los barriles refinados por día. La GRB cuenta con diferentes departamentos en los que se llevan a cabo diferentes procesos y se producen combustibles además de materias primas para elaboración de otros productos. Entre esos departamentos se encuentra el Departamento de Parafinas y Fenol (ver figura 1.), el cual cuenta con unidades de procesamiento petroquímico, que a su vez son conformadas por diferentes sistemas de tubería y recipientes a presión empleados para procesar las materias primas y obtener productos terminados tales como Ceras y Bases Lubricantes (ver figura 2.).

Figura 2. Diagrama de Producción del Departamento de Parafinas y Fenol.



En la GRB se encuentra la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos Estáticos - CIE, tiene como misión garantizar que los equipos estáticos (Intercambiadores de calor, Torres, Tambores, Tanques, Reactores, Líneas de tubería, Hornos, etc.) operen de manera íntegra de acuerdo a las condiciones para las que fueron diseñados. Para esto el CIE está implementando políticas de inspección, confiabilidad y de manejo de riesgo, adoptando códigos y estándares internacionales, tales como API 510 (Código de Inspección de recipientes a presión), API 570 (código de Inspección de tuberías), API 580 (Metodología de inspección basada en riesgo), entre otros.

2. MARCO TEORICO

La integridad tiene por objeto garantizar la funcionalidad y contención de los fluidos que manejan los equipos o líneas de tubería desde que se diseña, durante su operación, hasta el momento en que se recomiende su reemplazo para prevenir oportunamente cualquier tipo de falla, accidente o riesgos potenciales a personas, instalaciones y al medio ambiente; y con esto garantizar la confiabilidad de los equipos y líneas de tubería.

En la actualidad hay diferentes metodologías de inspección e integridad que se están manejando en el mundo entero, sin embargo, en el presente trabajo se hará el análisis de integridad de acuerdo a la metodología de inspección basada en riesgo y teniendo como política el código API 570. Es así que para realizar el análisis se debe contar con información valiosa tal como: históricos de inspección, cálculos de vida remanente, información de diseño, histórico de espesores, velocidades de corrosión, mecanismos de degradación de cada tubería. etc.

La degradación de los materiales produce anualmente pérdidas millonarias al sector petroquímico, es la principal causa de accidentes que han llegado a implicar pérdidas humanas y/o contaminación del medio ambiente, razones por las cuales es necesario identificarlas y en base a ellas determinar las acciones necesarias para prevenirlas.

En la GRB se realizan diferentes tipos de ensayos destructivos y no destructivos para identificar y monitorear la condición de los equipos y tuberías existentes en las unidades de proceso; el método más utilizado para la inspección de líneas de tubería y mediante el cual se determinan las velocidades de corrosión es la medición de espesores por ultrasonido dada la facilidad y las ventajas que trae

esta técnica. Cabe destacar que también se realizan partículas magnéticas, líquidos penetrantes, radiografía, ultrasonido defectología, dureza, inspección visual, pruebas de impacto, entre otros, para determinar la susceptibilidad a la gran variedad de los mecanismos de degradación.

2.1. MECANISMOS DE DAÑO

Las líneas de tubería que conforman las tres unidades de hidrotreatmento del departamento de parafinas y fenol, tienen características similares, debido a que en su diseño fueron contemplados materiales y procesos parecidos, lo que ha llevado a encontrar mecanismos de degradación comunes entre ellas. De acuerdo a la práctica recomendada API571 (2003) para las líneas de tubería y puntos de inyección¹, se definen los siguientes mecanismos de degradación para las tres unidades de hidrotreatmento.

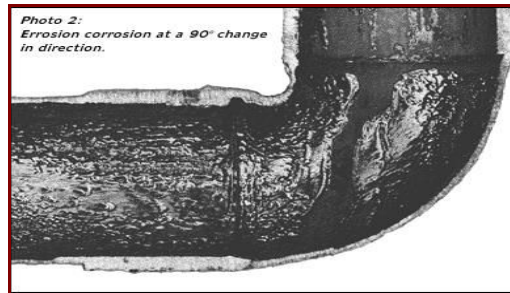
2.1.1. Erosion

La erosión se define como la remoción de superficie de material por acción de numerosos impactos individuales partículas de sólido o líquido. La erosión es caracterizada por dejar canales, huecos redondeados, ondas y valles en una dirección patrón.² Un ejemplo de este daño se presenta en la figura 3.

¹ Punto de inyección, puntos donde se mezclan fluidos con temperaturas y composición diferente.

² Fuente: Tabla 3 de la Tesis de grado “Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de tubería de proceso conforme a la metodología de inspección basada en riesgo (RBI), para la GCB”. Autor: Diego Alexander Duarte Herrera. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y ciencia de materiales. Universidad Industrial de Santander. 2006.

Figura 3. Erosión en línea de tubería.



Fuente: <http://coppercanada.ca/publications/is-97-02-publication-e.html>.

2.1.2. CUI (Corrosion Under Insulation)

Figura 4. Boquilla con problemas de CUI en la planta U1200.

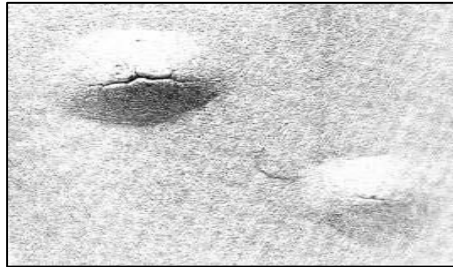


Fuente: Autor.

La corrosión bajo aislamiento – CUI (figura 4.), se origina principalmente por el ingreso de agua en estado líquido o fluidos al aislamiento produciendo deterioro del material de los equipos o tuberías, esto conlleva a generar problemas en su integridad, por lo cual, es necesario identificar que sistemas de tubería son susceptibles a CUI y/o las que tienen mayor probabilidad de presentarla. Todo esto con el fin de evaluar las condiciones por las cuales está sucediendo este fenómeno y con ello determinar los correctivos necesarios para evitarlo. Este fenómeno está contemplado para las líneas de tubería que tienen aislamiento y que se mantienen a temperaturas entre 25 °F a 250 °F.

2.1.3. HIC - SOHIC

Figura 5. Ampollamiento en un acero.



Fuente: <http://www.mailxmail.com/curso-replicas-metalograficas-1/introduccion-1>.

En la figura 5 se presenta una imagen de ampollamiento en un acero y a continuación se describen dos tipos: HIC y SOHIC.

(Hydrogen-Induced Cracking): el Hidrogeno atómico difunde desde la superficie del metal hacia sitios preferenciales (inclusiones no metálicas, por ejemplo) donde se forma H_2 molecular. El aumento de presión en estas zonas conduce a tensiones internas y a la formación de ampollas de hidrógeno (hydrogen blistering), fisuras longitudinales y fisuración escalonada SWC (Stepwise Cracking). No se requieren tensiones externas para la formación de HIC. Si bien las pequeñas ampollas individuales no afectan la capacidad de resistir cargas del equipo, alertan sobre el problema de fisuración que puede continuar desarrollándose si la corrosión no se detiene. Cuando estas fisuras paralelas se unen y propagan de forma escalonada, puede ocurrir falla por sobrecarga si el espesor efectivo del material es suficientemente reducido.³

³ G. MALAISI. Criterios para la selección y especificación de requisitos adicionales de materiales para "Sour Service". [en línea]. Asociación Argentina de Materiales. 2007. Disponible en: <http://www.materiales-sam.org.ar/sitio/revista/22007/MalaisiCompleto.pdf>.

2.1.4. (Stress-Oriented Hydrogen-Induced Cracking): Arreglo de pequeñas ampollas apiladas, unidas por fisuras inducidas por hidrógeno y alineadas en la dirección del espesor (perpendicular a la carga aplicada), como resultado de altas tensiones de tracción localizadas⁴.

Figura 6. Grieta producida por HTHA.



Fuente: <http://sirius.mtm.kuleuven.be/Research/corr-o-scope/hcindex2/tutor21.htm>.

El ataque por hidrogeno a alta temperatura resulta de la exposición al hidrogeno a altas temperaturas y presiones. El hidrogeno reacciona con el carbono para formar metano (CH_4) el cual se difunde a través del acero. La pérdida del carbono causa una disminución de la resistencia.⁴ La figura 6 muestra un ejemplo de este daño.

2.1.5. High Temper Embrittlement

La fragilización por alta temperatura es la reducción de la tenacidad debido a cambios metalúrgicos que pueden ocurrir en algunos aceros de baja aleación, como resultado de la exposición a largo plazo en el rango de temperatura de 650°F a 1100°F. Este cambio causa un alza en la temperatura de transición dúctil-frágil de acuerdo a pruebas de impacto Charpy. A pesar de la pérdida de la resistencia esta no es evidente a temperatura de operación, el equipo que

⁴ ³ HTHA (High Temperature Hydrogen Attack)

presenta fragilización por alta temperatura puede ser susceptible a rotura frágil durante la arrancada y parada de planta.⁵

⁴ Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 5.56.

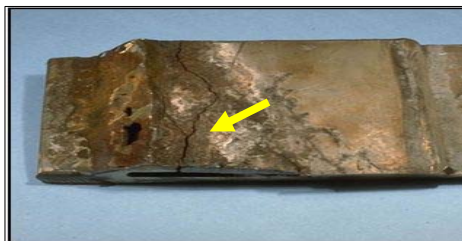
⁵ Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.8.

2.1.6 Strain Aging

Es una forma de daño que se encuentra principalmente en aceros al carbono y aceros de baja aleación como el C-0.5Mo que fueron producidos con procesos de refinación de antes de 1980. El mecanismo de degradación es producido por efectos combinados de deformación y envejecimiento a una temperatura intermedia, esto se traduce en un aumento de la dureza y la resistencia con una reducción de la ductilidad y la tenacidad.⁵

2.1.7 Stress Corrosión Cracking

Figura 7. Grietas producida por SCC.



Fuente:

http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/stress_corrosion_cracking.htm.

⁵ Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.12.

La corrosión bajo tensión es un mecanismo de rotura progresivo de los metales que se crea por la combinación de un medio ambiente corrosivo y de una tensión de tracción mantenida. El fallo estructural debido a la corrosión bajo tensión es muchas veces, imprevisible y aparece tanto tras pocas horas como tras meses o años de servicios satisfactorios. Se encuentra, frecuentemente, en ausencia de cualquier otro tipo de ataque corrosivo. Virtualmente, todas las aleaciones son sensibles a la corrosión bajo tensión en un medio ambiente específico y con un conjunto de condiciones.⁶ Ver figura 7.

2.1.8 Corrosión por Ácidos Nafténicos

Figura 8. Corrosion por Ácidos Nafténicos.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 5.22.

La corrosión por ácido nafténico ataca a aceros por ácidos orgánicos que se condensan en el rango de 350°C a 750°C. La presencia de cantidades potencialmente dañinas de ácido nafténico en crudos. Este tipo de corrosión se presenta principalmente en unidades de destilación de crudos.⁷ Ver figura 8.

⁶ Metal Improvement Company. Disponible: <http://spanish.metalimprovement.com/corrosion.php>

⁷ Fuente: Tabla 3 de la Tesis de grado "Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de tubería de proceso conforme a la metodología de inspección basada en riesgo (RBI), para la GCB". Autor: Diego Alexander Duarte Herrera. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y ciencia de materiales. Universidad Industrial de Santander. 2006

2.1.9 Vibración Fatiga

Una forma de fatiga mecánica en la que las grietas se producen como resultado de la carga dinámica debido a vibraciones, golpe de ariete o el flujo de fluidos inestables. Se produce en todos los materiales.⁸ En la figura 9 se presenta un ejemplo de este daño.

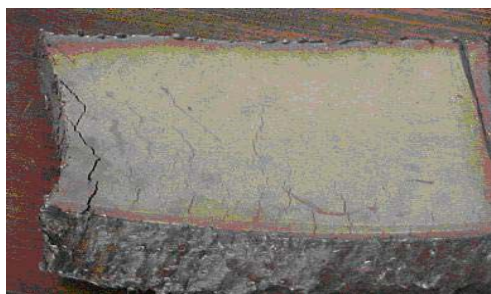
Figura 9. Unión soldada, punto crítico para Vibración-Fatiga.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.59.

2.1.10 Fatiga Térmica

Figura 10. Grietas producidas por Fatiga Térmica.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.29.

⁸ Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.61.

La fatiga térmica es el resultado de tensiones cíclicas causadas por variaciones de temperatura. El daño es en forma de grietas que pueden ocurrir en cualquier parte de un componente metálico donde se restringe el movimiento relativo o la expansión diferencial, sobre todo en los ciclos térmicos repetidos⁹. Ver figura 10.

2.1.11 Corrosión Bacteriana- Mic (Microbiology Induced Corrosion)

Es aquella corrosión en la cual organismos biológicos son la causa única de la falla o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado. La MIC se produce generalmente en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Por lo mismo, es una clase común de corrosión.

Los organismos biológicos presentes en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte del oxígeno a la superficie del metal, acelerando o produciendo, en su defecto, el proceso de la corrosión.¹⁰ Ver figura 11.

2.1.12 Corrosión por Ácidos Politiónicos

Es una forma de corrosión bajo tensión (figura 12), que normalmente ocurre durante las paradas, arrancadas o durante la operación cuando el aire y la humedad están presentes. El agrietamiento es debido a los ácidos del azufre formando sulfuros, el aire y la humedad que actúan sobre los aceros inoxidable austeníticos sensibilizados. Por lo general, junto a las soldaduras o zonas de alto esfuerzo. Las grietas se pueden propagar rápidamente a través del espesor de las paredes de las tuberías y/o los componentes en cuestión de minutos u horas.¹¹

⁹ Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.27.

¹⁰ Textos Químicos. Disponible en: <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>.

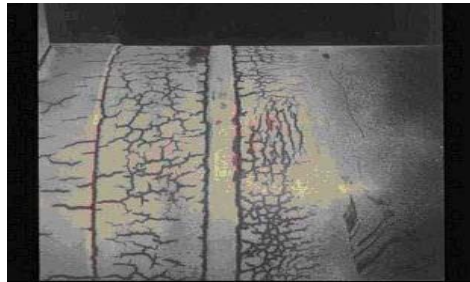
¹¹ Fuente: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 5.31.

Figura 11. Corrosión Bacteriana.



Fuente: Tomado de: <http://es.wikipedia.org/wiki/Corrosi%C3%B3n>.

Figura 12. Corrosión por Ácidos Politiónicos.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 5.34.

2.1.13 Picadura

Es una forma de corrosión localizada en grado extremo, que produce un agujero en el metal. Pueden hacer agujeros aislados o tan cercanos que dan la impresión visual de una superficie rugosa. Es una de las formas más destructivas, pero la pérdida de material es muy poca. Es difícil medirlo porque la perforación queda

cubierta con el óxido. A veces requieren tiempos largos para actuar (meses o años). Generalmente crece en la dirección de la gravedad.¹²¹⁴ (Ver figura 13).

Figura 13. Corrosion por Picadura.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.52.

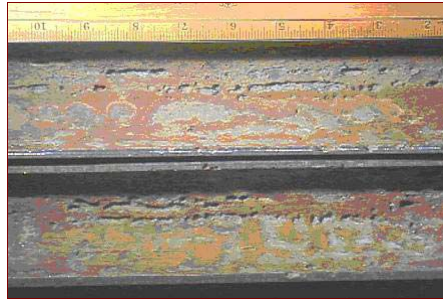
2.1.14 Corrosión Por Acido Carbonico

La corrosión por ácido carbónico se presenta cuando el CO_2 se disuelve en agua en forma de ácido carbónico H_2CO_3 . El ácido baja el pH y cantidades suficientes pueden promover la corrosión general y/o corrosión por picadura en el acero al carbono¹³.¹⁵ (Ver figura 14).

¹² Elementos de Metalurgia. Tecnología del Acero. Disponible en: <http://www.uprm.edu/civil/circ/newsite/webresearchers/LuisGodoy/courses/INCI6017/8%20Corrosion/Corrosion.pdf>

¹³ Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.80.

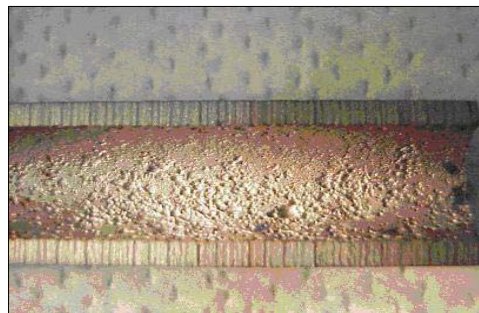
Figura 14. Corrosión por ácido carbónico.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.80.

2.1.15 Corrosión por Agua de Enfriamiento

Figura 15. Corrosión por agua de enfriamiento.



Fuente: Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.75.

Corrosión general o localizada de aceros al carbono y otros metales, causado por la disolución de sales, gases, compuestos orgánicos y actividad microbiológica .¹⁴
Ver figura 15.

¹⁴ Tomado del: Instituto Americano del Petróleo, API. Mecanismos de daño que afectan la industria de refinación. API571; Primera edición, 2003. Página 4.75.

2.2. NSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – RBI

Con el desarrollo de la metodología RBI sobre las líneas de tubería de las unidades de proceso del departamento de PARAFINAS Y FENOL se busca analizar el riesgo de operarlas en la condición actual de acuerdo a la relación entre susceptibilidad al mecanismo de degradación, consecuencias de un evento de falla y la confianza que se tiene sobre la tubería para mitigar el mecanismo; que sirva de ayuda al inspector para identificar los lazos de corrosión que requieran de mayor atención.

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) es una metodología de mantenimiento enfocada al aseguramiento de la integridad de equipos estáticos de una manera costo efectiva sin comprometer la seguridad, es decir, la metodología consiste en la evaluación del nivel de riesgo de cada componente estático de una instalación de la refinería. El nivel de riesgo es evaluado a través del cálculo de la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan afectar a cada equipo (según lazos de corrosión) y del cálculo de las consecuencias económicas, daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción.¹⁵

2.2.1 Requerimientos de la Metodología RBI

Para desarrollar el taller de RBI se requiere tener a disposición la siguiente información: el nombre y la descripción de los equipos, materiales de acuerdo a ASME, información de historia de inspecciones, históricos de medición de espesores y mecanismos de degradación. A continuación se describen algunos de estos y otros aspectos relacionados.

¹⁵ Fuente: Tesis de grado: “Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de tubería de proceso conforme a la metodología de inspección basada en riesgo (RBI), para la GCB”. Hoja 25. Autor: Diego Alexander Duarte Herrera.

2.2.1.1 Nombre y Descripción de las Líneas, en este paso se ubica la información de diseño y operación de las líneas de tubería que en este caso, tal información consiste, en el nombre o tag que define la empresa para ella, la descripción del proceso al que presta función, condiciones de operación y diseño, material, año de construcción, corrosión “allowance”, entre otras.

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y ciencia de materiales. Universidad Industrial de Santander. 2006.

2.2.1.2 Historia de Inspección, en este paso se busca obtener la información sobre inspecciones y el mantenimiento realizado desde el momento de instalación de las líneas de tubería hasta la actualidad, hallazgos importantes encontrados, velocidades de corrosión calculadas y vida remante de las líneas.

2.2.1.3 Mecanismos de Degradación, en este paso se definen los mecanismos de daño que afectan los sistemas de tubería, todo esto de acuerdo a la práctica recomendada API571 que utiliza parámetros como la metalurgia, condiciones de operación y las evidencias encontradas a través de la historia de inspecciones y mantenimiento. Este paso es muy importante dado que es la base para desarrollar el plan de inspección y mantenimiento que se define de acuerdo a los mecanismos encontrados en el desarrollo de la metodología.

2.2.1.4 Lazos de Corrosión, en este paso se definen circuitos que conforman a una unidad de proceso llamados lazos de corrosión, esto se hace con el fin de agrupar los equipos y líneas de tubería que tienen metalurgia, condiciones de operación y mecanismos de degradación muy similares, con lo cual hacer un análisis general que ayude a observar en donde están los problemas más graves y en donde se debe asignar mayor tiempo y personal para mitigar los riesgos que ello implica.

2.2.1.5. Documentar Información en Rrm, este software es un software creado por Shell, con el cual se realiza un tipo de valoración que representa el riesgo de tener en operación un equipo o línea de tubería de acuerdo a los mecanismos de daño que lo afectan teniendo en cuenta la probabilidad de que ocurra una falla y las consecuencias económicas y ambientales que acarrearía una pérdida de contención.

En la figura 16 se presenta la imagen correspondiente a la ventana inicial del software RRM y se hace una pequeña descripción de esta.

Figura 16. Ventana inicial del software RRM.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Este software utiliza una matriz RAM, con la que se evalúa el riesgo uniendo las consecuencias con la probabilidad de que ocurra una falla,

RRM se basa en parámetros muy importantes como son:

- Análisis de vida remanente, que consiste en una estimación de la proyección de la vida que le queda al equipo y/o línea de tubería antes de que pierda las propiedades para las que fue diseñado.

- Confianza, esta se basa en la estabilidad del mecanismo de deterioro de las líneas de tubería, en la confiabilidad de las inspecciones realizadas hasta la fecha y en el monitoreo correcto de los parámetros de proceso.
- Riesgo, es la evaluación de la probabilidad de que ocurra una falla vs. Las consecuencias que este acarrearía, para obtener un valor se tienen en cuenta la vida remanente y la confianza para cada mecanismo de degradación del sistema de tuberías (probabilidad) y la valoración de las consecuencias económicas, de salud, seguridad y medio ambientales.

2.2.2. Matriz RAM

Figura 17. Matriz RAM de criticidad.

		S-RBI StF	IPF DR	S-RCM ETBF	RRM criticality class				
Probability class	H	High	0 - 0.5 y	0 - 0.5 y	L	H	E	X	X
	M	Medium	0.5 - 4 y	0.5 - 4 y	L	M	H	E	X
	L	Low	4 - 20 y	4 - 20 y	N	L	M	H	E
	N	Negligible	> 20 y	> 20 y	N	N	L	M	H
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	Localised Effect	Major Effect	Massive Effect		
Consequence class					N	L	M	H	E

Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Es una matriz de evaluación con la cual se determina el riesgo o criticidad de un equipo o línea de tubería basándose en aspectos fundamentales como la Salud, Seguridad, Economía y Medio Ambiente. Las escalas que maneja la matriz son las siguientes: N: nulo, L: bajo, M: medio, H: alto, E: extremo, X: intolerable. Ver figura 17.

Para cada mecanismo de falla se debe realizar la valoración de riesgo, criticidad y confianza, de acuerdo a la valoración que le demos a las consecuencias y a la probabilidad de que ocurra una falla. Se escoge cual es la nivel de consecuencia o el efecto que se produciría si por este mecanismo de falla se genera una pérdida de contención del producto así como su condición de operación para cada una de las 3 categorías (económica, salud y seguridad, y medio ambiente). La probabilidad de que se produzca una falla por un mecanismo de degradación determinado se define de acuerdo al análisis de integridad que se haga a la información o de las evidencias de existencia que se tengan.

En el software también se definen las tareas de inspección y los planes de inspección y mantenimiento.

2.3. PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Un plan de inspección y mantenimiento se concibe como un programa en el que están debidamente estructurados los diferentes tipos de ensayos destructivos y no destructivos que se deban realizar a los equipos y sistemas de tuberías para hacer seguimiento a las condiciones a las que se encuentran y dependiendo de ellas las acciones a desarrollar con el fin de garantizar su integridad y confiabilidad.

Durante la planeación de inspección se realiza el estudio de cada uno de los mecanismos de daño que se tengan evidencias, y de acuerdo ellos, se define el plan de monitoreo y de mantenimiento con el fin de disminuir la probabilidad de que ocurra un falla; con este tipo de trabajo obtenemos también una disminución en los costos de inspección al re-direccionar los trabajos, la periodicidad y el personal a lo que representa un mayor riesgo.

Las principales técnicas de inspección que se realizan en refinería, son los ensayos no destructivos, Ultrasonido (medición de espesores y defectología), radiografía (industrial y digital), termografía, partículas magnéticas, inspección visual, corrientes de Eddy, líquido penetrantes, etc. Y las técnicas de ensayos destructivos como la toma de durezas, Termofluencia (creep), pruebas de impacto y replicas metalográficas, etc. Con los cuales conocemos el estado en el que se encuentran los equipos y sistemas de tubería; Cabe destacar que para determinar qué tipo de ensayo se debe realizar se tienen en cuenta las ventajas, desventajas y limitaciones de cada técnica, y principalmente lo que queremos ver de acuerdo a cada mecanismo de degradación específico.

3. METODOLOGÍA

3.1. FASE 1: RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para llevar a cabo esta fase inicialmente se realizaron visitas de reconocimiento del área y se recibió capacitación sobre inspección. Adicionalmente se recopiló información de las líneas y se revisaron y analizaron los códigos, prácticas recomendadas y estándares, así como las diferentes tesis referenciadas en la bibliografía.

3.2. FASE 2: VALIDACIÓN DE PLANOS DE INSPECCIÓN EN P&ID.

Se hizo revisión de los planos de inspección de las líneas de proceso de la planta de PARAFINAS y FENOL que fueron levantados por la empresa contratista ICL y se compararán con los P&ID (Pipe And Instruments Diagram - Diagrama de tuberías e instrumentos) e isométricos (esquema de las líneas de tubería con sus respectivas dimensiones) de la planta de PARAFINAS Y FENOL y se hicieron las correcciones que se debían hacer.

3.3. FASE 3: LISTADO TOTAL DE LÍNEAS CON SU RESPECTIVA INFORMACIÓN.

Se elaboró el listado total de las líneas de proceso de la planta de PARAFINAS Y FENOL, con su respectiva información tal como diámetros, Tag (nombre de la línea), Rating (clasificación de bridas), Servicio, Lazo de Corrosión, Condiciones de Diseño, Condiciones de Operación, Material, Espesor, Schedule (espesor de pared), Corrosion Allowance (factor de corrosión); lo anterior se buscó en los LINE

LIST (listado de líneas), PIPING CLASS (clase de tubería), P&ID'S y archivos magnéticos que se encuentran en el archivo técnico o centro de información técnica (CIT) de la GRB.

3.4. FASE 4: HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN

Esta actividad se desarrolló en 2 pasos:

El primero fue la revisión de los históricos de inspección de las líneas de proceso de la planta de PARAFINAS Y FENOL que se encontraron en copia dura y/o magnética que se dentro del archivo técnico o centro de información técnica CIT de la gerencia refinería Barrancabermeja. El segundo paso fue la ubicación de los TML'S (Thickness Monitoring Location – Puntos monitoreados por espesor) que estaban en los SK's utilizados en años anteriores y se ubicó la información correspondiente a mediciones de espesor, reparaciones, recomendaciones etc. que hayan tenido lugar en el formato diseñado para esto.

3.5. FASE 5: CLASIFICAR TUBERÍAS DE ACUERDO A LOS CÓDIGOS API 570 Y ASME B31.3

Se clasificaron los sistemas de tubería de acuerdo a los parámetros de clasificación de los códigos API570 y ASME B31.3, con esto se identificaron las líneas más críticas que requieren con mayor prioridad el estudio de RBI. Así como, una estimación de los intervalos de inspección para dichas tuberías.

3.6. FASE 6: TALLER DE RBI

Está fase se desarrolló en dos actividades, en la primera se hizo el estudio de susceptibilidad de los mecanismos de degradación de cada sistema de tubería y segundo, se hizo parte del grupo que desarrollo el taller de RBI de las líneas de proceso de la planta de PARAFINAS Y FENOL, por medio de la extensión del actual RBI de los equipos de dicha planta.

3.7. FASE 7: CUI (LÍNEAS QUE SON SUSCEPTIBLES A CUI), (25°F A 250°F)

Se identificaron cuáles son las líneas más susceptibles o las que presentan mayor probabilidad de sufrir CUI y se hará una recomendación de inspección y mantenimiento sobre ellas.

3.8. FASE 8: DETERMINAR UN PLAN DE INSPECCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE TUBERÍA DE LAS UNIDADES DE PROCESO DEL DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y FENOL DE LA GRB

Se realizó el plan de inspección y mantenimiento de las líneas de proceso de la planta de PARAFINAS Y FENOL, basados en la información que surgió del RBI, de la clasificación de las tuberías de acuerdo a los códigos API570 y ASME B31.3, además de la información recopilada de históricos de inspección.

3.9. FASE 9: ELABORACIÓN DEL INFORME FINAL

En esta actividad se recopilará la información de lo realizado durante la elaboración del proyecto y se presentará un informe escrito.

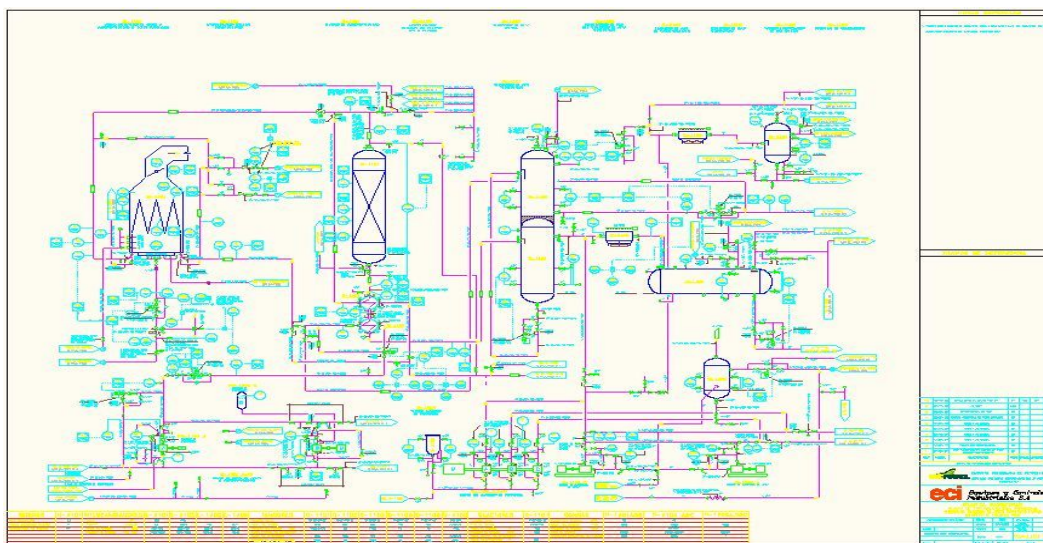
4. RESULTADOS

Para el desarrollo de este proyecto de grado se realizaron diferentes fases y actividades descritas en la metodología y a continuación se presentan los resultados obtenidos:

4.1. FASE 1: RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la realización de esta fase se llevaron a cabo varias actividades y detalle de las mismas se presentan a continuación:

Figura 18. P&ID de la Unidad U-1100.



Fuente: Archivo CIT de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

Se realizó visitas a las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol, se recibieron charlas en donde se describían cada uno de los procesos que

se llevan a cabo en ellas y se identificaron los diferentes circuitos que las componen. En la figura 18 se muestra una unidad de proceso.

Se recibió capacitación acerca de inspección de los equipos y tuberías de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol, así como los métodos de integridad que se realizan en la GRB en la actualidad. Se recopiló toda la información acerca de las líneas de tubería de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol que existen en los diferentes centros de información técnica que posee la GRB, así como la información de manera digital que se tuviera en la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos. Esta información se refiere a P&ID's, históricos de inspección, Line List y Piping Class de las 3 unidades, Sk's y los Planos de Inspección por lazos de corrosión.

Se estudió los manuales de aplicación de técnicas de integridad de líneas de tubería, el código API570 (2009) y la practica recomendada API571 (2003), y el historial de las líneas de tubería de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol. Se revisó cada uno de los P&ID's con los que cuentan las Unidades de Proceso y se identificó de acuerdo a su confiabilidad cuales corresponden a lo que hay actualmente en el Departamento de Parafinas y Fenol.

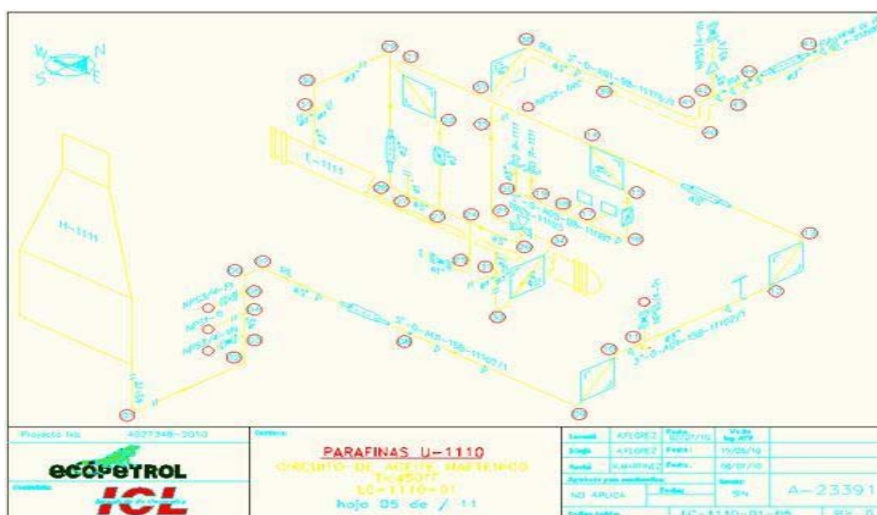
Estas actividades permitieron adquirir los conocimientos básicos y la información fundamental para el desarrollo adecuado del presente trabajo.

4.2. FASE 2: VALIDACIÓN DE PLANOS DE INSPECCIÓN

Inicialmente se revisó cada uno de los 129 planos de inspección de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol (un ejemplo está en la figura 19), que fueron elaborados por la empresa contratista ICL, se contrastaron con los P&ID y se evaluó su confiabilidad. Luego, se corrigió en planta cada uno de los

planos de inspección que tenían errores en los diámetros, trazados, equipos y se determino cuales planos no podían arreglar porque no se pudo identificar a que área de las unidades correspondían. Después, se entregó los P&ID's de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol, identificando las líneas de tubería en su respectivo lazo de corrosión que aún hace falta por realizar levantamiento de planos de inspección, al personal encargado de la elaboración de los planos e ingenierías de la Coordinación de Inspección e Integridad.

Figura 19. Plano de Inspección 5 del Lazo de corrosión LC-1100-01.



Fuente: Archivo CIT de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

4.3. FASE 3: LISTADO TOTAL DE LÍNEAS

En el desarrollo de esta fase se definió un formato en Excel estándar que contiene toda la información de las líneas de tubería que se requiere para realizar un plan de inspección y mantenimiento. Se elaboró y se consignó en el formato de Excel el listado total de las líneas de tubería de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol (348 líneas de tubería) organizadas por lazos de corrosión y con su respectiva información, tal como diámetro, Tag (nombre de la línea), Rating (clasificación de bridas), Servicio, Lazo de Corrosión, Condiciones

de Diseño, Condiciones de Operación, Material, Espesor de tubería, Schedule (espesor de pared), Corrosion Allowance (factor de corrosión), etc. En la tabla 1, como ejemplo se presenta el listado de las líneas de tubería del lazo de corrosión LC-1120-01.

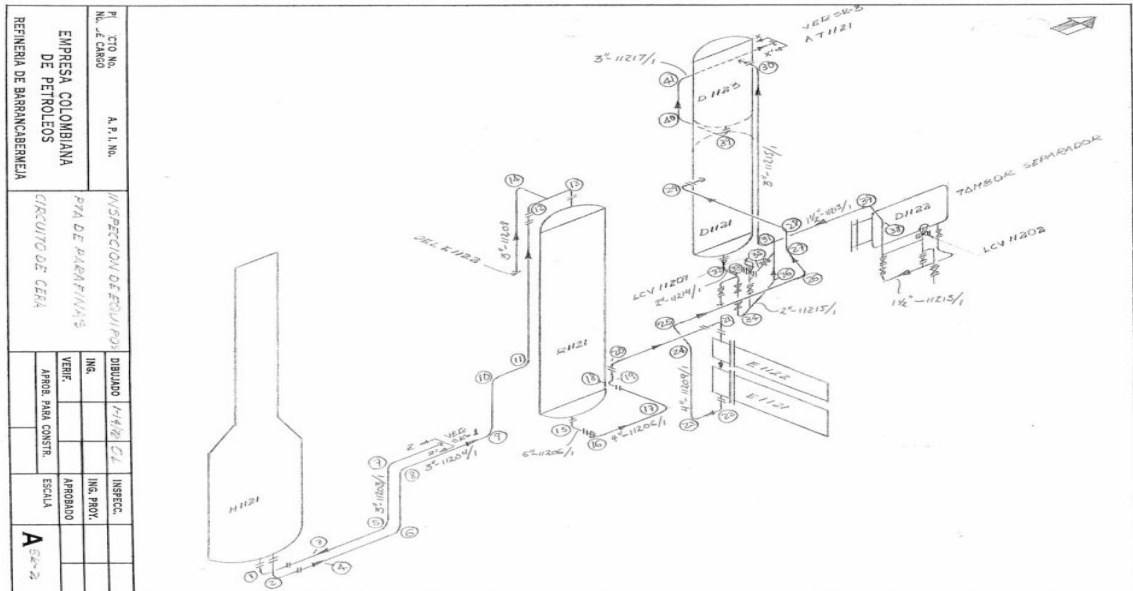
Tabla 1. Listado líneas del lazo de corrosión LC-1120-01.¹¹⁶

LAZO CORROSION	NOMBRE DEL LAZO	EQUIPO ASOCIADO	SERVICIO	TAG DE LA LÍNEA	MATERIAL	ESPECIFICACION DEL MATERIAL	AÑO CONSTRUCCIÓN	TEMP. DISEÑO (F)	TEMP. OPERACIÓN (F)	PRESION DISEÑO (Psig)	PRESION OPERACIÓN (Psig)	RATING	DIAMETRO NOMINAL (in)	DIAMETRO EXTERIOR (in)	SCHEDULE	CORROSION ALLOWANCE (in)
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	P-1121-A/B	CERA	3°-0-A01-9B-11201/1	CS	API-5L Gr. B	1968	175	190	2100	1600	900#	3	3,5	160	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	K-1292/95	CERA	6°-0-A01-1A-12774/1	CS	API-5L Gr. B	1968	195	190	25	15	150#	6	6,625	40	0,0625
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	CABEZAL DE ALC	ALC	2°-0-A01-1B-10599	CS	API-5L Gr. B	1989	190	150	350	300	300#	2	2,375	40	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	E-1121	CERA	3°-0-A01-15B-11202/1	CS	API-5L Gr. B	1968	415	290	2100	1600	1500#	3	3,5	160	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	D-1123	CERA	2°-0-A11-1B-11217/1	CS	API-5L Gr. B	1968	500	200	90	60	150#	2	2,375	80	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	E-1121	CERA	3°-0-A01-15B-11203/1	CS	API-5L Gr. B	1968	415	290	1900	1600	900#	3	3,5	160	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	E-1121	CERA	3°-0-A01-15B-11203/1	CS	API-5L Gr. B	1968	415	290	1900	1600	900#	3	3,5	160	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	E-1127-AB	CERA HIDROTRATADA	3°-0-A01-1B-11236/1	CS	API-5L Gr. B	1968	200	210	190	120	150#	3	3,5	80	0,125
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	F-1121-AB	CERA HIDROTRATADA	3°-0-A01-1A-11237/1	CS	API-5L Gr. B	1968	200	210	190	120	150#	3	3,5	40	0,0625
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	F-1121-AB	CERA HIDROTRATADA	2°-0-A01-1A-11238/1	CS	API-5L Gr. B	1968	200	210	190	120	150#	2	2,375	40	0,0625
LC-1120-01	Cto. Aceite T<450F	F-1121-AB	CERA HIDROTRATADA	2°-0-A01-1A-11239/1	CS	API-5L Gr. B	1968	200		190		150#	1	1,315	40	0,0625

¹⁶ Tabla del formato de Excel donde se consignó la información de las líneas de tubería. Fuente: Autor

4.4. FASE 4: HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN

Figura 20. Sk del circuito de cera de la unidad U-1120.



Fuente: Archivo CIT de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

En esta fase se identificaron los TML's (Thickness Monitoring Location – Puntos monitoreados por espesor) que se encontraban en los SK's en los planos de inspección de las líneas de tubería de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol (ver figura 20). Adicionalmente se asignaron los valores de históricos de inspección desde la construcción de las líneas hasta la fecha a cada TML del formato en Excel estándar asignado para cada línea en el respectivo lazo de corrosión de la unidad de proceso a la que pertenece. En la tabla 2, se muestra un ejemplo del lazo de corrosión LC-1120-03.

Tabla 2. Históricos de inspección por TML del lazo de corrosión LC-1120-03¹⁷.

TML PLANO INSPECCIÓN	PLANO INSPECCIÓN	LAZO CORROSION	NOMBRE DEL LAZO	EQUIPO ASOCIADO	SERVICIO	TAG DE LA LÍNEA	MATERIAL	ESPECIFICACION DEL MATERIAL	AÑO CONSTRUCCIÓN	DIAMETRO NOMINAL (in)	SCHEDULE	CORROSION ALLOWANCE	ESPEORES DE DISEÑO		ESPEORES MEDIDOS POR INSPECCION				
													ESPESOR ORIGINAL [mils]	ESPESOR DE RETIRO [mils]	oct-90 [mils]	sep-97 [mils]	sep-05 [mils]	oct-06 [mils]	may-11 [mils]
1	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	D-1121	MEZCLA H2 - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	410	380	440	357	409
2	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	D-1121	MEZCLA H2 - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	420	410	410	-	
3	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	D-1121	MEZCLA H2 - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	430	-	420	403	
4	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	D-1121	MEZCLA H2 - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	560	-	600	500	
5	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	D-1121	MEZCLA H2 - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	410	540	520	519	
6	LC-1120-03 1/6	LC-1120-03	Circuito Mezcla Hidrógeno-Carga de Cera	P1104 Y D-1121	MEZCLA AGUA DE LAVADO - CERA	3"-0-B03-15B-11210	C-MO	ASTM A335 Gr. P1	1968	3	160	0,125	438	313	410	380	440	357	

¹⁷ Tabla del formato de Excel donde se consignó la información de las líneas de tubería. Fuente: Autor

4.5. FASE 5: CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A CÓDIGOS API570 Y ASME B31.3

Se identificó cada uno de los fluidos que transportan las líneas de tubería de las 3 unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol. Se asignó a cada línea de tubería la clasificación de los códigos API570 (2009) y ASME B31.3 (2008), en el formato de Excel estándar donde se consignó toda la información de las líneas de tubería. En la tabla 3 y 4, se presentan respectivamente los fluidos que corresponden a la unidad U-1120 clasificados de acuerdo con API 570 y ASME B31.3 y la ubicación en el formato de Excel de los que corresponden al LC-1120-05.

Tabla 3. Listado de Fluidos de la unidad U-1120 Clasificados de acuerdo a API 570 y ASME B31.3.

DEPARTAMENTO DE PARAFINAS Y FENOL			
UNIDAD	SERVICIOS	CLASIFICACIÓN SEGÚN	
		ASME B31.3 (2008)	API 570 (3º ed 2009)
1120 - TTO. CERAS	CERA (Carga)	NORMAL	CLASE 2
	GASES A TEA	NORMAL	CLASE 2
	CERA (Para Ventas)	NORMAL	CLASE 2
	VAPOR	NORMAL	CLASE 4
	GAS COMBUSTIBLE	NORMAL	CLASE 2
	MEZCLA CERA - H ₂	NORMAL	CLASE 2
	HIDROGENO FRESCO	NORMAL	CLASE 2
	H ₂ S	CATEGORÍA M	CLASE 1
	AGUA DE ENFRIAMIENTO	CATEGORÍA D	CLASE 4
	VAPOR RECALENTADO	NORMAL	CLASE 4
	SLOPS	NORMAL	CLASE 2
AGUA AGRIA	NORMAL	CLASE 3	

Fuente: Autor.

Tabla 4. Clasificación por API570 y ASME B31.3 de los fluidos del lazo LC-1120-05.

LAZO CORROSION	NOMBRE DEL LAZO	SERVICIO	CLASIFICACION ASME B31.3	CLASIFICACION API 570	TAG DE LA LÍNEA	MATERIAL	AÑO CONSTRUCCIÓN
LC-1120-05	Circuito de Agua Agría e Hidrógeno de Reciclo	AGUA AGRIA	NORMAL	CLASE 3	1 1/2"-0-A01-9B-11213/1	CS	1968
LC-1120-05	Circuito de Agua Agría e Hidrógeno de Reciclo	H2 RECICLO	NORMAL	CLASE 2	3"-0-A03-9B-11211/1	CS	1968
LC-1120-05	Circuito de Agua Agría e Hidrógeno de Reciclo	H2S	CATEGORÍA M	CLASE 1	3"-0-A01-1B-11275/1	CS	1968
LC-1120-05	Circuito de Agua Agría e Hidrógeno de Reciclo	VAPOR CON TRAZAS DE H2S	CATEGORÍA M	CLASE 1	2"-0-A01-1B-11275/2	CS	1968

Fuente: Autor.

4.6. FASE 6: INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – RBI

Como se indicó en la metodología, se asignaron los mecanismos de degradación a cada línea de tubería, de acuerdo a esto se agruparon las líneas que dentro de un mismo lazo tengan similares mecanismos de daño y condiciones de operación, asignándole un tag para identificarlo y analizarlo de manera conjunta en el software RRM. Un ejemplo de esto se muestra en la tabla 5. Posteriormente se llenó el formato de Excel dispuesto por el software RRM en donde se consignó la información básica de las líneas de tubería y luego se cargó en dicho software. En la tabla 6, se muestra el formato en Excel correspondiente al LC-1120-03.

En el desarrollo de esta fase se utilizó el software RRM y en las figuras 21 a la 23 se presentan imágenes de las ventanas generadas en la matriz RRM para análisis de lazos de corrosión y asignación de los mecanismos de falla a los grupos de los lazos de corrosión.

Tabla 5. Listado de grupos de líneas de lazo LC-1120-04 con sus mecanismos de degradación.¹⁸

GRUPO	LAZO CORROSION	NOMBRE DEL LAZO	MECANISMOS DEGRADACIÓN DEL LAZO	MECANISMOS DEGRADACIÓN DEL GRUPO	SERVICIO	CLASIFICACIÓN ASME B31.3	CLASIFICACIÓN API 570	TAG DE LA LÍNEA	MATERIAL	AÑO CONSTRUCCIÓN	TEMP. OPERACIÓN (F)	PRESION OPERACIÓN (P=lig)
LC-1120-04 GRUPO 01	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin High Temp. Hydrogen attack	MEZCLA H2 - CERA - H2S	NORMAL	CLASE 2	2"-0-A01-15B-11214/1	CS	1968	445	1600
LC-1120-04 GRUPO 02	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion	MEZCLA H2 - CERA - H2S	NORMAL	CLASE 2	1 1/2"-0-A01-1B-11215/1	CS	1968	445	65
LC-1120-04 GRUPO 03	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion External Corrosion	CERA HIDROTRATADA	NORMAL	CLASE 2	1/2"-0-A11-1B-11221/1	CS	1968	190	5,4
LC-1120-04 GRUPO 04	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion External Corrosion Other (NAR) - HIC/SOHIC SSC - WET H2S	CERA HIDROTRATADA	NORMAL	CLASE 2	1 1/2"-0-A11-1B-11223/1	CS	1968	150	120
LC-1120-04 GRUPO 05	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion	CERA HIDROTRATADA	NORMAL	CLASE 2	4"-0-A11-1B-11232	CS	1968	415	5,4
LC-1120-04 GRUPO 06	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion Other (NAR) - MIC	CONDENSADO	CATEGORÍA D	CLASE 4	1 1/2"-0-A01-9B-11072	CS	1968	80	1600
LC-1120-04 GRUPO 07	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion Erosion	H2 RECICLO	NORMAL	CLASE 2	10"-0-A11-1B-11225	CS	1968	370	5,4
LC-1120-04 IP-01	LC-1120-04	Circuito de Cera Hidrotratada	Internal corrosion Other (NAR) - Strain Agin Other (NAR) - MIC Other (NAR) - HIC/SOHIC Fatigue - Thermal High Temp. Hydrogen attack SSC - WET H2S External Corrosion Erosion	Internal corrosion Erosion Fatigue - Thermal	GASES H2 Y H2S	NORMAL	CLASE 2	3"-0-A03-1B-11023	CS	1968	445	65

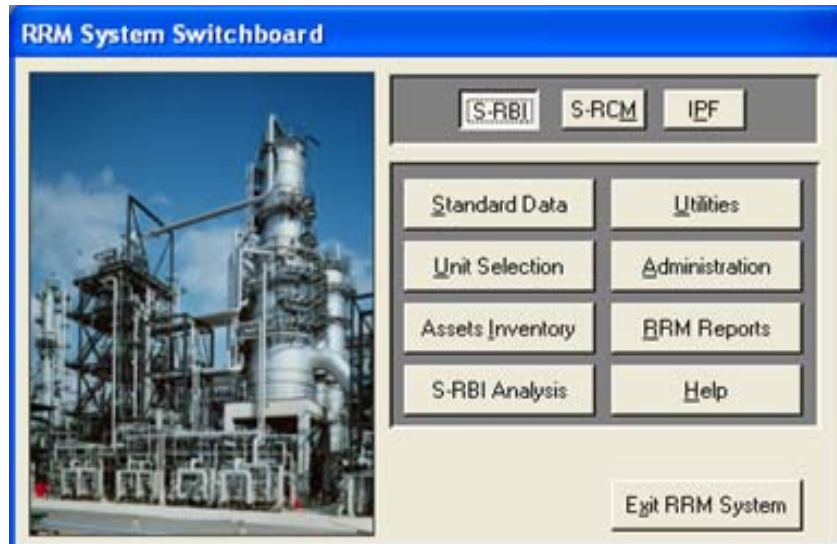
¹⁸ Tabla del formato de Excel donde se consignó la información de las líneas de tubería. Fuente: Autor.

Tabla 6. Formato de Excel para cargar información de los grupos del lazo LC-1120-03 a RRM.¹⁹

Tag number	AssetDescription	Equipment Type	Material	InstalledDate	Design Cor. Allow	Note	Fluid
LC-1120-03 GRUPO 01	CERA DE H1121/R1121 A E1122TI	PIPE	A 335 P5	01/03/1968	3,2	Líneas P&ID 11204/1, 11206/1.	MEZCLA H2 - CERA - H2S
LC-1120-03 GRUPO 02	CERA HIDROTRATADA E INYECCIÓN DE H2 FRESCO	PIPE	A 335 Gr P1	01/03/1968	3,2	Líneas P&ID 11208, 11209/1, 11210.	MEZCLA H2 - CERA - H2S Y H2 FRESCO
LC-1120-03 GRUPO 04	AIRE DE PLANTA	PIPE	API 5L Gr B	01/03/1968	1,6	Líneas P&ID 11148, 11252.	AIRE DE PLANTA
LC-1120-03 GRUPO 05	H2 FRESCO DESCARGA C1101 A/B	PIPE	API 5L Gr B	01/03/1968	3,2	Líneas P&ID 11085.	H2 FRESCO
LC-1120-03 IP-01	PUNTO DE INYECCION H2 A CARGA R1121	PIPE	A 335 P5	01/03/1968	3,2	Líneas P&ID 11204/1, 11208.	MEZCLA H2 FRESCO CON CERA
LC-1120-03 IP-02	PUNTO DE INYECCION AGUA DE LAVADO	PIPE	A 335 Gr P1	01/03/1968	3,2	Líneas P&ID 11210.	MEZCLA AGUA DE LAVADO - CERA

¹⁹ Formato de Excel utilizado para cargar la información de las líneas de tubería al software RRM. Fuente: Autor

Figura 21. Ventana de ingreso al software RRM.



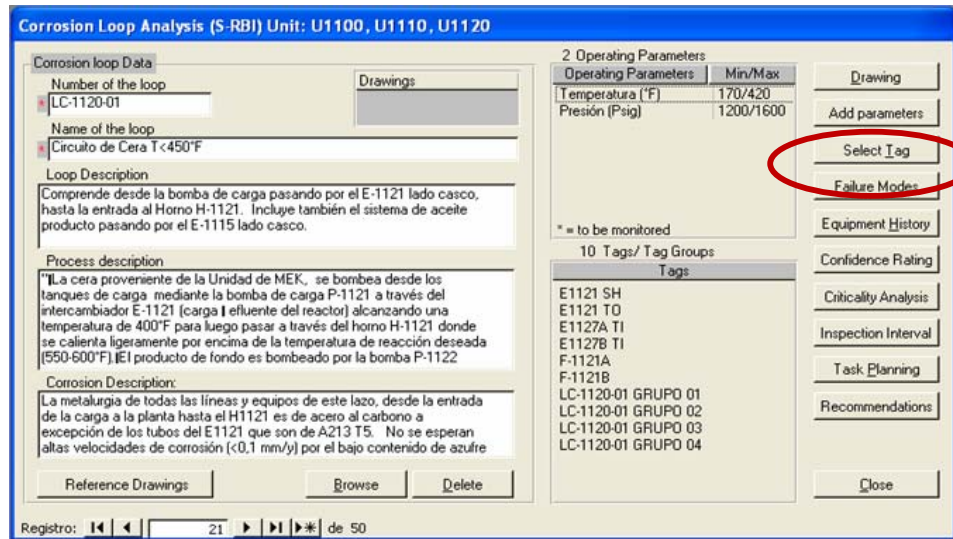
Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 22. Ventana de ingreso al análisis de los lazos de corrosión en el software RRM.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

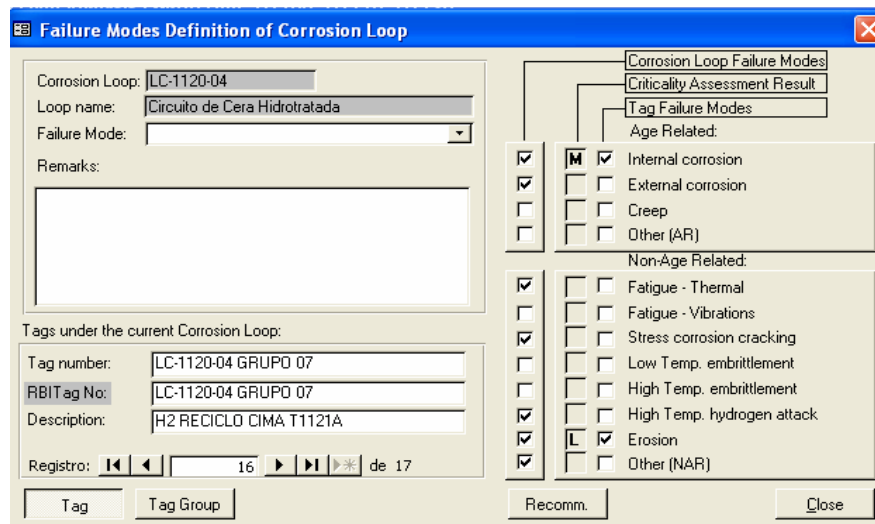
Figura 23. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

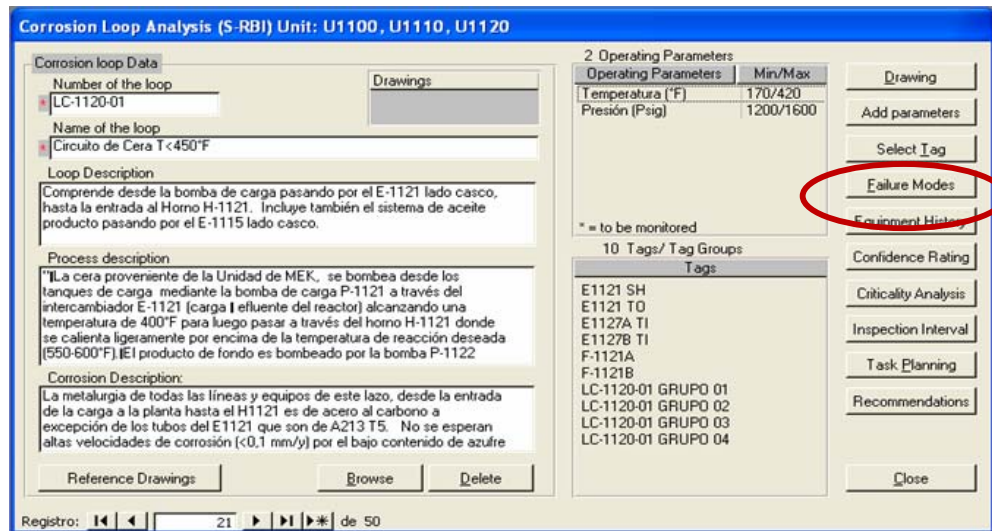
También se asignó el respectivo mecanismo de degradación a los grupos de líneas de cada lazo de corrosión en el software RRM. (Ver figura 24 y 25).

Figura 24. Ventana de asignación de mecanismos de falla a los grupos de los lazos de corrosión.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 25. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Equipment History”.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

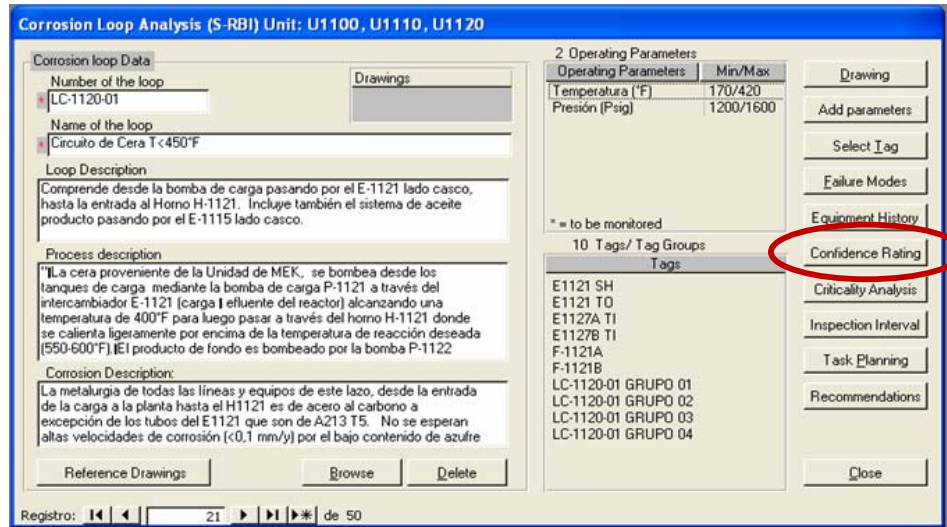
Además se ingresó en el software RRM los históricos de inspección y anotaciones encontradas a través del historial de las líneas para los grupos de cada lazo de corrosión. (figura 26 y 27).

Figura 26. Ventana de ingreso de la historia de inspecciones.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

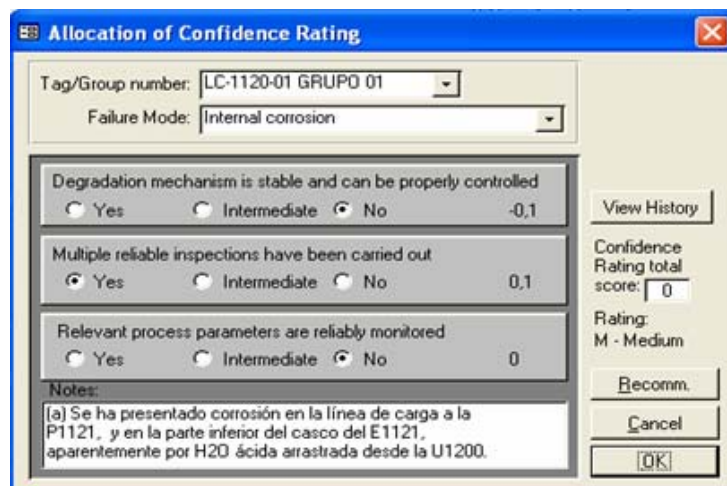
Figura 27. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Confidence Rating”.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

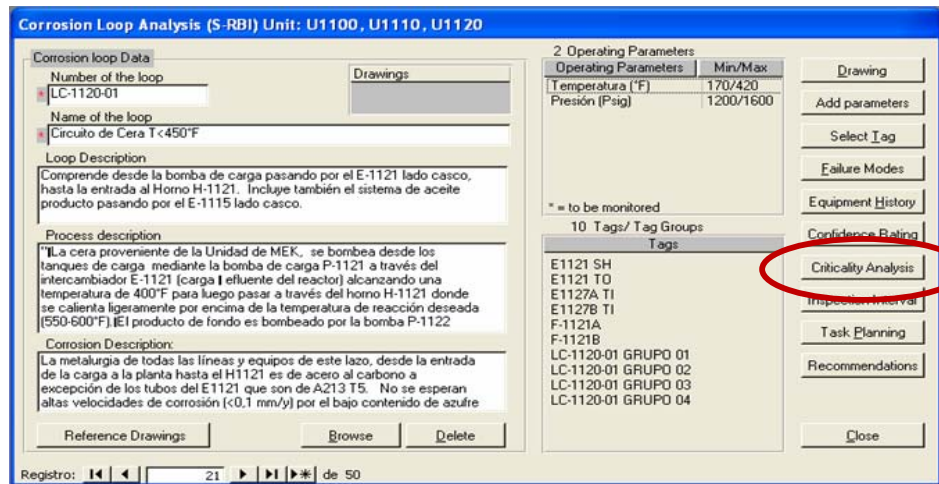
Adicionalmente se evaluó la confianza de cada grupo de líneas de acuerdo a cada mecanismo de degradación en el software RRM. (Ver figura 28 y 29)

Figura 28. Ventana de análisis de confianza para “Internal corrosion” del grupo 1 del lazo LC-1120-01.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 29. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Criticality Analysis”.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Finalmente se evaluó la criticidad de cada grupo de líneas de acuerdo a cada mecanismo de degradación utilizando la matriz RAM del software RRM. (Figura 30).

Figura 30. Matriz RAM de análisis de criticidad para “internal Corrosion” en el grupo 1 del lazo LC-1120-01.

Criticality Matrix - RBI

Analysis type: Tag
 Item: LC-1120-01 GRUPO 01
 Failure mode: Internal corrosion

Notes: Consecuencias copiadas del E1121SH

Shell standard matrix		RRM Criticality Class				
Probability Class	SIF	L	H	E	X	X
	H High	L	H	E	X	X
	M Medium	L	M	H	E	X
	L Low	N	L	M	H	E
N Negligible	N	N	L	M	H	
Economics (USD)	Slight Damage <10k	Minor Damage 10-100k	Local Damage 0.1 - 1M	Major Damage 1-10M	Extensive Damage >10M	
Health and Safety	Slight injury	Minor injury	Major injury	Single Fatality	Multiple Fatalities	
Environment	Slight Effect	Minor Effect	Localised Effect	Major Effect	Massive Effect	
Consequence Classes	N	L	M	H	E	

All criticalities of tags for this loop
 View History [Close]

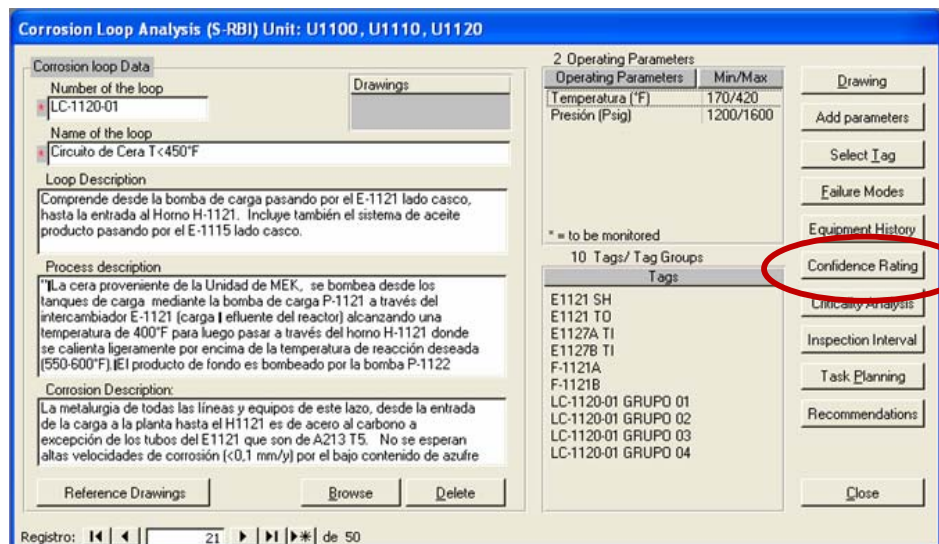
Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

47. FASE 7: CORROSION BAJO AISLAMIENTO – CUI

Durante la realización de esta fase, se llevo a cabo una visita de seguridad al Departamento de Parafinas y Fenol con el fin de revisar los posibles escapes de solvente y propileno en drenajes y venteos, los cuales son puntos críticos para CUI. Luego, se hizo la respectiva recomendación con el alcance para mantenimiento que surgió de la visita de seguridad y que tiene como fin reparar los problemas encontrados así como valorar a través de ensayos no destructivos las condiciones actuales de las líneas de tubería de los circuitos con problemas críticos de CUI. Para esto se emitió la recomendación identificada como **PIM-Z2-31462**, que corresponde a un documento interno de ECOPETROL S.A.

4.8. FASE 8: PLAN DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Figura 31. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Inspection Interval”.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Para cumplir con esta fase, se revisaron los intervalos de inspección que el software RRM calculó de acuerdo al análisis que hizo teniendo en cuenta la confianza y criticidad de cada mecanismo de degradación. En las figuras 31 y 32 se muestran imágenes de este ejercicio utilizando el software RRM.

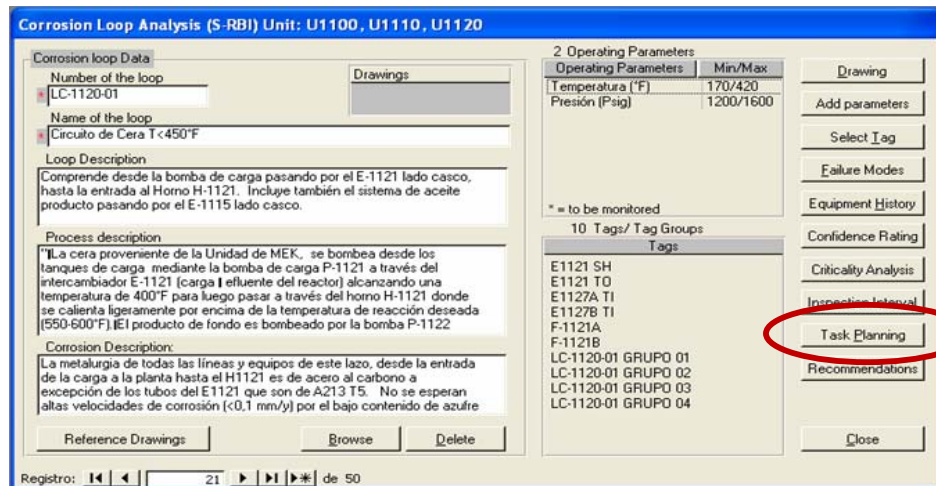
Figura 32. Ventana de resultados de acuerdo al análisis de confianza y criticidad hecho por el software RRM.

Inspection Interval / Monitoring requirements	
Tag/Group:	C-1120-01 GRUPO 01
Failure Mode:	Internal corrosion
Design Corr. Allowance [mm]:	3,2
Actual Corr. Allowance [mm]:	2,1
Selected Corrosion rate [mm/y]:	0,08
Calculated Remnant life [y]:	26,2
Criticality rating:	H
Confidence rating:	M
Interval factor:	0,3
Maximum Inspection interval [y]:	7,860
<input type="checkbox"/> Legally Required Interval? [y]	
Last legal Insp.:	Mar-1968
Last Inspection:	Oct-2006
Next Inspection:	Ago-2014
<input type="checkbox"/> legally determined	
Monitoring requirements:	
<input type="button" value="View History"/>	<input type="button" value="Recomm."/> <input type="button" value="Close"/>

Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

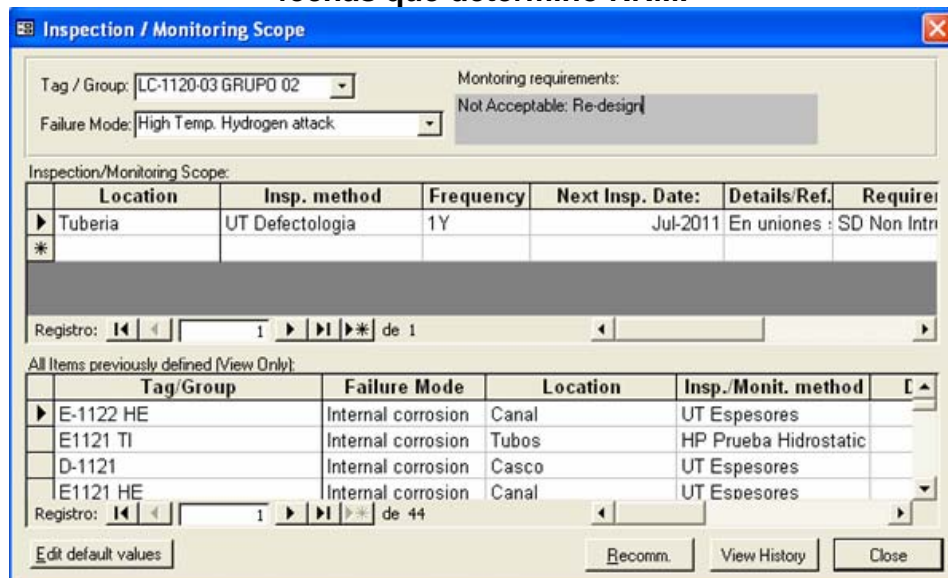
Posteriormente, se determinó el respectivo ensayo no destructivo necesario para monitorear cada mecanismo de degradación en las fechas que de acuerdo a la confianza y criticidad el software RRM estableció. (Ver figura 33 y 34).

Figura 33. Ventana de análisis de lazos de corrosión en RRM, selección “Task Planning”.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 34. Ventana de planeación de los ensayos no destructivos en las fechas que determinó RRM.



Fuente: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Como resultado de la elaboración de las anteriores actividades se desarrolló el plan de inspección y mantenimiento de los sistemas de tubería de las unidades de proceso del departamento de parafinas y fenol, que como se mencionó anteriormente es un programa en el que están debidamente estructuradas las diferentes acciones así como las fechas en las cuales ejecutarlas para monitorear los mecanismos de degradación.

Para el desarrollo de este plan de inspección y mantenimiento se tuvieron en cuenta entre otras, un estudio de susceptibilidad a los mecanismos de degradación de las líneas de tubería, el historial de inspección, la metodología RBI y el código API 570, produciendo esto una serie de documentos internos de ECOPETROL S.A. llamados "Recomendaciones" en los que se definen de manera muy específica las acciones a realizar para prevenir una pérdida de contención que pueda generar daños a las personas, al medio ambiente y a los activos de la empresa.

A continuación se presenta de manera resumida el plan de inspección y mantenimiento de los sistemas de tubería de las unidades de proceso del departamento de parafinas y fenol, el cual contiene de acuerdo a cada unidad la información de las técnicas de ensayos destructivos y no destructivos, las fechas e intervalos en el que se debe inspeccionar los grupos de líneas en cada lazo de corrosión.

4.8.1. Unidad de Tratamiento de Aceite Parafínico U-1100

A continuación en las tablas 7 a la 15 cuya fuente es el autor, se presenta información relacionada con lo indicado anteriormente para los lazos LC-1100-01 al LC-1100-10 de la unidad de tratamiento parafínico U-1100.

Tabla 7. Lazo LC-1100-01.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1100-01	1	Internal corrosion	01/07/2021	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	2	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
		Fatigue - Vibrations	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
	4	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	5	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año

Tabla 8. Lazo LC-1100-03.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1100-03	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Stress corrosion cracking - Acidos politiónicos	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	5	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	6	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
	IP-02	Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
		Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Strain Aging	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año

Tabla 9. Lazo LC-1100-04.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1100-04	1	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
		Erosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
	5	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años

Tabla 10. Lazo LC-1100-05.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1100-05	1	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	2	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año

Tabla 11. Lazo LC-1100-06.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1100-06	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Corrosion por ácidos carbónicos	01/07/2011	UT espesores	5 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Corrosion por ácidos carbónicos	01/07/2011	UT espesores	5 años

Tabla 12. Lazo LC-1100-07.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCION	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCION
LC-1100-07	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	5 años

Tabla 13. Lazo LC-1100-08.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCION	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCION
LC-1100-08	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Corrosion por agua de enfriamiento	01/07/2011	UT espesores	10 años

Tabla 14. Lazo LC-1100-09.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCION	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCION
LC-1100-09	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años

Tabla 15. Lazo LC-1100-10.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCION	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCION
LC-1100-10	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años

4.8.2. Unidad de Tratamiento de Aceite Nafténico U-1110

De igual manera que para el ítem anterior, a continuación se presentan en las tablas 16 a la 20, la información respectiva de los lazos LC-1110-01 al LC-1110-05 de la unidad de tratamiento nafténico U-1110.

Tabla 16. Lazo LC-1110-01.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1110-01	1	Internal corrosion	01/07/2021	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2016	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	4	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	5	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años

Tabla 17. Lazo LC-1110-03.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1110-03	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	3	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		Stress corrosion cracking - Acidos politiónicos	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	5	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	6	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	IP-02	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año

Tabla 18. Lazo LC-1110-04.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1110-04	1	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2017	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	10 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
	5	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2017	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años

Tabla 19. Lazo LC-1110-05.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1110-05	1	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2014	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	2	Internal corrosion	01/07/2017	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2017	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2014	UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año

Tabla 20. Lazo LC-1110-06.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1110-06	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años

4.8.3. Unidad De Tratamiento De Ceras U-1120

Y por último como en los ítems anteriores, se presentan en las tablas 21 a la 24, la información respectiva de los lazos LC-1120-01 al LC-1120-05 de la unidad de tratamiento de ceras U-1120.

Tabla 21. Lazo LC-1120-01.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1120-01	1	External corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Internal corrosion	01/08/2014	UT espesores	7 años
	2	External corrosion	01/07/2010	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
		Fatigue - Vibrations	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	4	External corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años

Tabla 22. Lazo LC-1120-03.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1120-03	1	Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
	2	Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	3	External corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	5	External corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año
	IP-02	Internal corrosion	01/07/2010	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2010	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año

Tabla 23. Lazo LC-1120-04.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1120-04	1	Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
		Strain Agin	01/07/2011	Replicas Metalográficas	5 años
		High Temp. Hydrogen attack	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	2	Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
	3	Internal corrosion	01/07/2021	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2016	Inspección Visual, UT espesores	5 años

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	5	Internal corrosion	01/07/2015	UT espesores	10 años
	6	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		MIC	01/07/2011	UT espesores	10 años
	7	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
	IP-01	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	10 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Fatigue - Thermal	01/07/2011	Líquidos penetrantes en soldaduras	1 año

Tabla 24. Lazo LC-1120-05.

LAZO DE CORROSION	GRUPO	MECANISMOS DE DAÑO	PROXIMA INSPECCIÓN	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	INTERVALO DE INSPECCIÓN
LC-1120-05	1	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	2	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		Erosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
	3	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año
	4	Internal corrosion	01/07/2011	UT espesores	5 años
		External Corrosion	01/07/2011	Inspección Visual, UT espesores	5 años
		HIC/SOHIC, SSC - WET H2S	01/07/2011	UT defectología en soldaduras	1 año

4.9. FASE 9: INFORME

Como un resultado adicional producto del desarrollo de este proyecto de grado, se elaboró un programa estructurado y/o metodología que facilita la elaboración de un plan de inspección y mantenimiento de cualquier unidad de proceso de la GRB, este programa se encuentra de manera resumida en el diagrama de flujo que se muestra en la figura 35 a la 37.

Con la información obtenida de las diferentes fases se elaboró el informe final de la práctica.

Figura 35. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (A). Fuente: Autor.

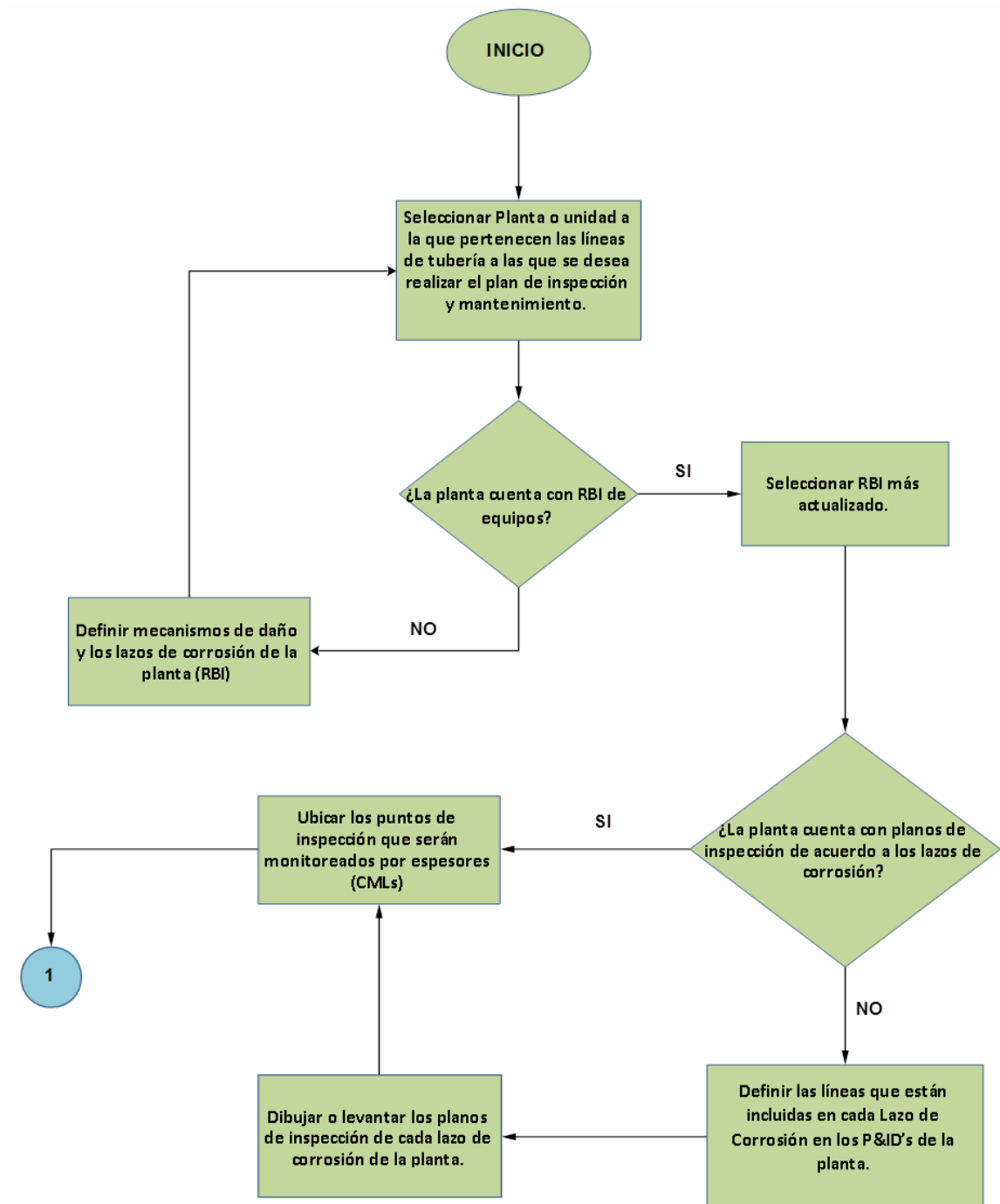


Figura 36. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (B). Fuente: Autor.

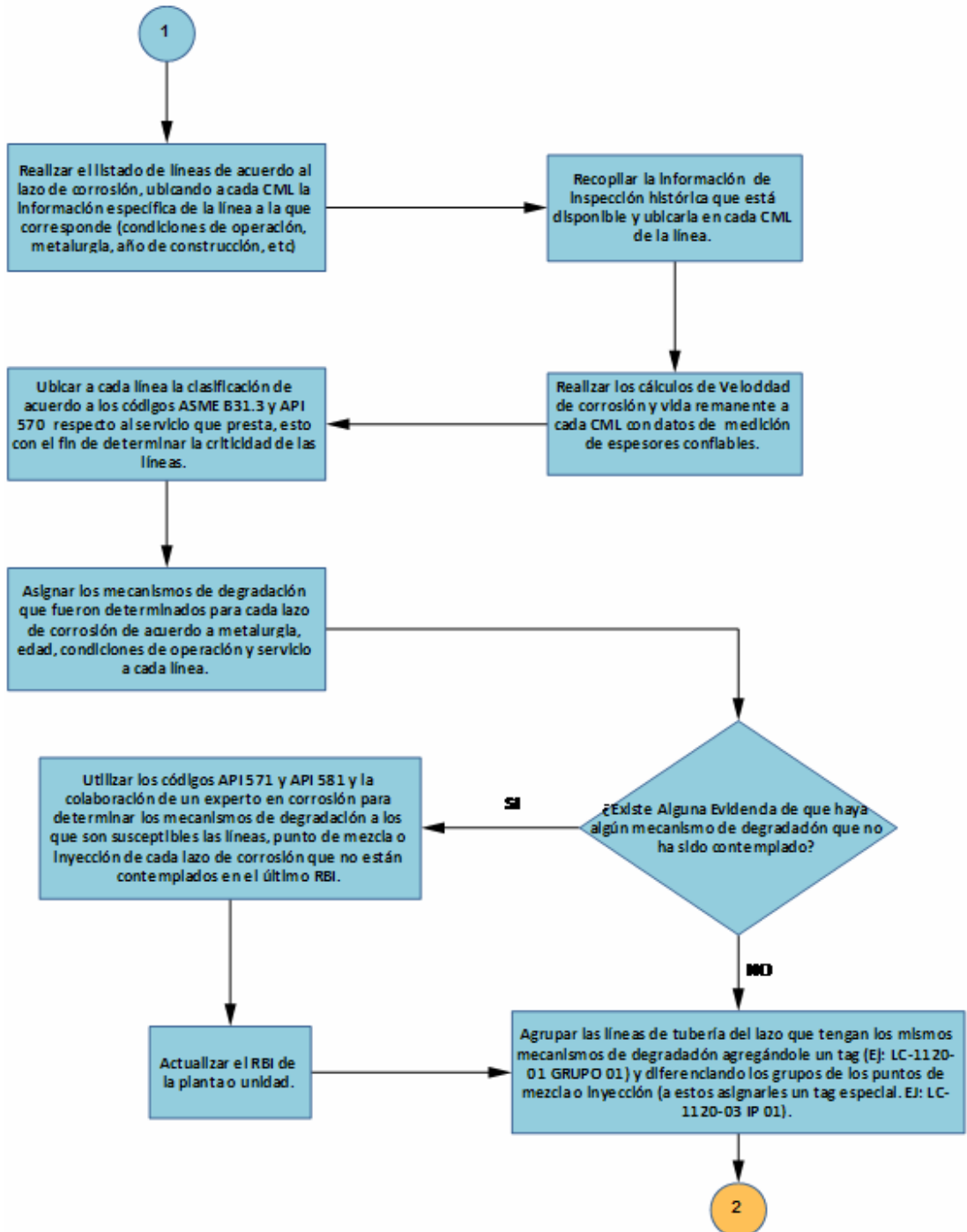
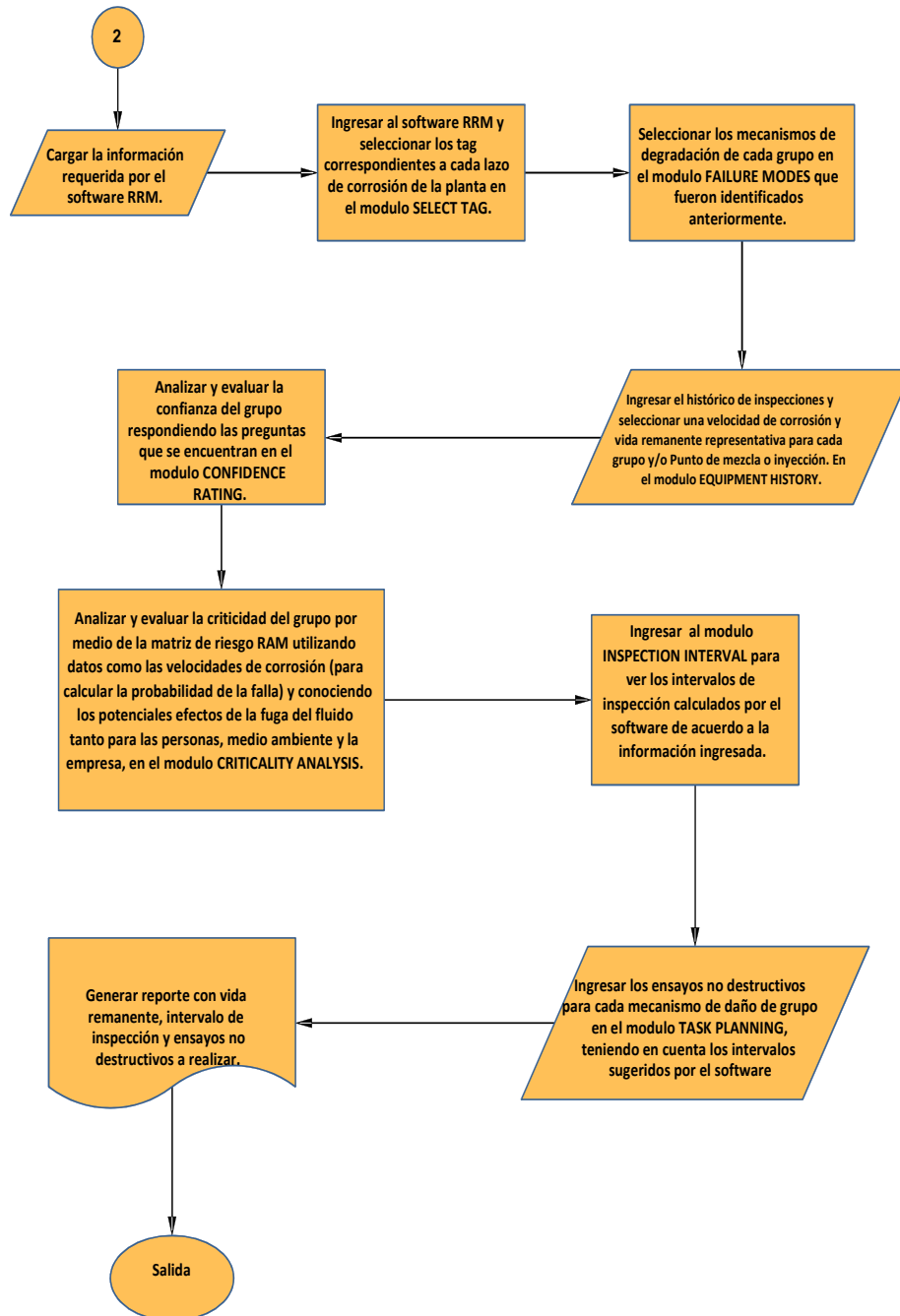


Figura 37. Instructivo de cómo realizar un plan de inspección y mantenimiento de sistemas de tubería en la GRB. Parte (C). Fuente: Autor.



CONCLUSIONES

- Se desarrolló el Plan de Inspección y Mantenimiento de los Sistemas de Tubería de las Unidades de Proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB, el cual determina la frecuencia de inspección, los ensayos destructivos y no destructivos, y las fechas de la próxima inspección a realizar para cada grupo de líneas, basándose en un estudio de criticidad y confianza realizado a través de la metodología de RBI, teniendo en cuenta los códigos API 570 y ASME B31.3, y el historial de inspección.
- Se desarrolló el programa estructurado y/o metodología que facilita la elaboración de un plan de inspección y mantenimiento de cualquier unidad de proceso de la GRB, en él se indican los requerimientos y se describe paso a paso cada una de las actividades para realizarlo; estas van desde la recolección de información hasta los análisis de integridad exigidos por el código API 570 y la metodología RBI.
- Se verificó, organizó y analizó los planos de inspección, históricos de inspección y de espesores de los sistemas de tubería de las plantas de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB, utilizando un formato de Excel diseñado para centralizar toda la información de construcción, condiciones de operación, mecanismos de falla, históricos de inspección y de espesores, etc. de cada uno de los sistemas de tubería de acuerdo a los planos de inspección realizados para cada lazo de corrosión de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol.
- Se clasificaron los sistemas de tubería de las Unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de acuerdo a los códigos ASME B31.3

(Código de Construcción de Tubería a Presión) y API 570 (Código de Inspección de Tubería), esta clasificación refleja el grado de criticidad de cada uno de los fluidos presentes en las líneas de tubería estudiados en el proyecto, con esto se identificaron los circuitos que representan un mayor riesgo para la seguridad, la salud y el medio ambiente.

- Se preparó, presentó y justificó la información existente de cada uno de los sistemas de tubería de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol de la GRB en el taller de Inspección Basado en el Riesgo (RBI), la cual fue presentada en el formato de Excel destinado para tal fin, facilitando el manejo y mejorando no solo la presentación y sino el acceso a ella en las siguientes etapas de la elaboración del proyecto.
- Se determinaron los mecanismos de degradación a los que son susceptibles las líneas de tubería de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol, teniendo en cuenta parámetros enunciados en la práctica recomendada API 571, tales como la metalurgia, condiciones de operación, entre otros.
- Se estableció el alcance requerido por inspección de los sistemas de tubería de las unidades de proceso del Departamento de Parafinas y Fenol que son susceptibles a corrosión bajo aislamiento – CUI, emitiendo un compendio de recomendaciones necesarias para eliminar las condiciones sub-estándar encontradas en estos circuitos de tubería.

RECOMENDACIONES

- Implementar el plan de inspección y mantenimiento de los sistemas de tubería desarrollado en este proyecto de grado, aplicarlo en todas las unidades de proceso de la Gerencia Refinería Barrancabermeja; lo cual busca garantizar la integridad y confiabilidad de las líneas de tubería, consiguiendo la contención de fluidos, la continuidad en la operación y la seguridad de personas e instalaciones que hacen parte de la Gerencia Refinería Barrancabermeja. Para esto utilizar como guía el programa estructurado y/o metodología indicado en las figuras 35, 36 y 37.

BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. Third Edition. Washington D.C.: API; 2009. 57p. API 570.
- AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First Edition. Washington D.C.: API; 2003. 270p. Recommended Practice API 571.
- AMERICAM SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Process Piping, ASME Code for Pressure Piping. New York: ASME; 2008. 386p. ASME B31.3.
- DUARTE HERRERA, Diego Alexander; Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en el riesgo (RBI) para la GCB. Bucaramanga, 2006, 202p. Tesis (Ingeniero Metalúrgico) – Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales.
- ECOPETROL S.A., Información Técnica de líneas de Tubería del Departamento de Parafinas y Fenol de la Gerencia Refinería Barrancabermeja. Archivo técnico CIT.
- PATIÑO VILLAMIZAR, Carlos Hernando. Inspección Basada en Riesgo Aplicada a las Tuberías de Proceso de la Refinería de Barrancabermeja. Valencia, España, 2010, 37p. Tesis (Especialización en Gestión Integral de Activos y Proyectos Asset & Project Management). Universidad de Valencia.

- SHELL INTERNATIONAL OIL PRODUCTS B.V; Shell Global Solutions, The Hague. Manual Del software "*Risk and Reliability Management*". Septiembre, 1999.