

**PLAN DE INSPECCIÓN ON STREAM Y EN TURN AROUND EN LAS LÍNEAS
DE LAS CINCO UNIDADES DE CRUDO DEL DEPARTAMENTO DE
REFINACIÓN DE CRUDOS. GRB DE ECOPETROL S.A.**

MARLYN NAYITH BECERRA TORRES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2011

**PLAN DE INSPECCIÓN ON STREAM Y EN TURN AROUND EN LAS LÍNEAS
DE LAS CINCO UNIDADES DE CRUDO DEL DEPARTAMENTO DE
REFINACIÓN DE CRUDOS. GRB DE ECOPETROL S.A.**

MARLYN NAYITH BECERRA TORRES

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Mecánico

Director

CARLOS BORRÁS PINILLA

Ingeniero Mecánico

Codirector

ARVEY QUILINDO VALENCIA

Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2011

*A Dios por llenarme de tantas bendiciones y permitirme alcanzar este logro,
A mi madre, Ana Mercedes, una mujer que siempre me ha brindado su compañía
y apoyo incondicional y ha logrado el equilibrio perfecto entre la bondad, la ternura
y el carácter,*

*A mi padre, Carlos Alberto, un hombre maravilloso de magnífica inteligencia, que
ha luchado incansablemente por brindarme y enseñarme lo mejor, y que nunca se
ha rendido ante ningún obstáculo ni adversidad.*

*Ambos han luchado día a día para brindarme lo mejor, ofreciéndome siempre su
ayuda sin importar los sacrificios necesarios. Ellos han creído en mí y en mis
capacidades y siempre han celebrado mis triunfos como si fueran suyos, a ellos
les debo todo lo que tengo y todo lo que soy, y sin ellos nada de esto hubiera sido
posible.*

*Finalmente, a mi hermana, Maryuri Lisseth, quien siempre ha estado ahí para
brindarme su compañía, su apoyo, alegrías y enseñanzas para la vida.*

Marlyn Nayith Becerra Torres

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a las personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este proyecto y que sin su ayuda nada de esto hubiera sido posible.

Agradezco a Arvey Quilindo, Ingeniero Líder del Depto. De Refinación de Crudos de Equipo Estático ECOPETROL S.A por su orientación y compromiso con el proyecto.

Jorge Iván Carreño y Wilmer Pinzón, Ingenieros de Equipo Estático ECOPETROL S.A por su constante apoyo durante todo el proceso.

Carlos Humberto Loza, Ingeniero de Equipo Estático ECOPETROL S.A por su ayuda técnica y disposición constante.

Carlos Borrás Pinilla, profesor de la Universidad Industrial de Santander, por su acompañamiento e instrucción.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS	21
1.1. OBJETIVO GENERAL	21
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
2. JUSTIFICACIÓN	23
3. INTEGRIDAD DE EQUIPOS	29
3.1. INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y PLANTAS	30
3.1.1. Inspección de Equipos	30
3.1.2. Integridad Mecánica	31
4. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)	33
4.1. INTRODUCCIÓN	33
4.2. SEGURIDAD	34
4.2.1. Consecuencias de un Accidente	35
4.2.2. Probabilidad de un Accidente	36
4.2.3. Riesgo	38
4.3. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADO EN EL RIESGO	40
5. APLICACIONES DEL SOFTWARE RRM “RISK AND RELIABILITY MANAGEMENT” EN INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)	42
5.1 DEFINICIÓN Y FUNCIONES PRINCIPALES DEL RRM	42
5.2 MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL RIESGO	43

5.2.1 Consecuencias	44
5.2.1.1 Consecuencias Económicas	44
5.2.1.2 Consecuencias Referentes a la Salud y Seguridad	45
5.2.1.3 Consecuencias Referentes al Medio Ambiente	47
5.3 INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI)	48
5.3.1 Análisis de Criticidad	50
5.3.2 Análisis de Confianza	52
5.3.3 Plan de Inspección	53
 6. MECANISMOS DE DAÑO EN TUBERÍA SEGÚN LA NORMA API 571	 55
6.1. CORROSIÓN: CONCEPTOS BÁSICOS	55
6.1.1. Definición de Corrosión	55
6.1.2. Naturaleza Electroquímica de la Corrosión	56
6.1.3. Protección contra la Corrosión	59
6.2. PRINCIPALES MECANISMOS DE DAÑO EN TUBERIA SEGÚN LA NORMA API 571	60
6.2.1. Corrosión Bajo Aislamiento (CUI)	61
6.2.1.1 Descripción de los daños	62
6.2.1.2 Materiales a los que afecta	62
6.2.1.3 Factores Críticos	62
6.2.1.4 Unidades o equipos afectados	63
6.2.1.5 Aspecto o morfología de los daños	64
6.2.1.6 Prevención y Mitigación	64
6.2.2. Sulfidación	66
6.2.2.1 Descripción de los daños	66
6.2.2.2 Materiales a los que afecta	66
6.2.2.3 Factores críticos	67
6.2.2.4 Unidades y equipos afectados	68
6.2.2.5 Aspecto o morfología de los daños	68
6.2.2.6 Prevención y mitigación	68

6.2.2.7 Inspección y Monitoreo	69
6.2.3. Corrosión por Ácidos Nafténicos (NAC)	69
6.2.3.1 Descripción de los daños	69
6.2.3.2 Materiales a los que afecta	70
6.2.3.3 Factores críticos	70
6.2.3.4 Unidades y equipos afectados	71
6.2.3.5 Aspecto o morfología de los daños	71
6.2.3.6 Prevención y Mitigación	72
6.2.3.7 Inspección y Monitoreo	72
6.2.3.8 Mecanismos relacionados	72
6.2.4. Stress Corrosion Cracking por Cloruro	73
6.2.4.1 Descripción de los daños	74
6.2.4.2 Materiales a los que afecta	74
6.2.4.3 Factores críticos	74
6.2.4.4 Unidades y equipos afectados	75
6.2.4.5 Aspecto o morfología de los daños	75
6.2.4.6 Prevención y Mitigación	76
6.2.4.7 Inspección y Monitoreo	76
6.2.5. Vibración Inducida por Fatiga	77
6.2.5.1 Descripción de los daños	78
6.2.5.2 Materiales a los que afecta	78
6.2.5.3 Factores críticos	78
6.2.5.4 Unidades y equipos afectados	78
6.2.5.5 Aspecto o morfología de los daños	79
6.2.5.6 Prevención y Mitigación	79
6.2.5.7 Inspección y Monitoreo	79
6.3 PRINCIPALES MECANISMOS DE DAÑO ANALIZADOS	80
 7. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END) SEGÚN NORMA ASME	
SECCIÓN V	86

7.1. DEFINICIÓN END	86
7.2. PRINCIPALES ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS APLICADOS EN TUBERÍA SEGÚN NORMA ASME SECCIÓN V	87
7.2.1. Inspección Visual	87
7.2.2. Prueba de Líquidos Penetrantes	88
7.2.2.1 Requisitos de la inspección por líquidos penetrantes	89
7.2.2.2 Ventajas generales de los líquidos penetrantes	91
7.2.2.3 Limitaciones generales de los líquidos penetrantes	91
7.2.2.4 Aplicaciones	91
7.2.3. Ultrasonido	92
7.2.3.1 Requisitos por la inspección por ultrasonido	93
7.2.3.2 Ventajas del ultrasonido	95
7.2.3.3 Limitaciones generales del ultrasonido	95
7.2.4. Radiografía Industrial	95
7.2.4.1 Requisitos de la inspección por radiografía	98
7.2.4.2 Ventajas de la radiografía industrial	100
7.2.4.3 Limitaciones generales de la radiografía	100
7.2.4.4 Aplicaciones	100
7.2.5. Partículas Magnéticas	101
7.2.5.1 Requisitos de la inspección por partículas magnéticas	102
7.2.5.2 Ventajas de la inspección por partículas magnéticas	102
7.2.5.3 Limitaciones generales de las partículas magnéticas	102
7.2.5.4 Aplicaciones	103
7.2.6. Termografía	104
7.2.6.1 La Termografía en el Mantenimiento Industrial Preventivo	104
7.2.6.2 Ventajas del Mantenimiento Preventivo por Termografía	105
7.2.6.3 Aplicaciones de la Termografía en Mantenimiento Preventivo	105
7.2.7. Corrientes de Eddy	106
7.2.7.1 Definición de corrientes de Eddy	106
7.2.7.2 Aplicaciones de las corrientes de Eddy en Ensayos No Destructivos	106

7.2.7.3 Ventajas de realizar Corrientes de Eddy	106
7.2.7.4 Limitaciones	107
7.3 TABLA DE IMPERFECCIONES Vr. TIPO DE ENSAYO NO DESTRUCTIVO	107
8. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL PLAN DE INSPECCIÓN	109
8.1. FASE DE RECOLECCIÓN Y ESTUDIO DE LA INFORMACIÓN	109
8.2. FASE DE CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN: BASE DE DATOS	110
8.3. FASE DE CARGA DE GRUPO DE LÍNEAS AL SOFTWARE RRM	113
8.4. FASE DE CARGA DE LOS HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN AL SOFTWARE RRM	116
8.5 ASIGNACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO A CADA SISTEMA DE TUBERÍA	118
8.6 EVALUACIÓN DE CONFIANZA	121
8.7 EVALUACIÓN DE CRITICIDAD	123
8.8 DETERMINACIÓN DEL INTERVALO DE INSPECCIÓN	126
8.9 PLAN DE INSPECCIÓN	128
8.10 ANALISIS Y RESULTADOS	132
9. CONCLUSIONES	135
10. RECOMENDACIONES Y TRABAJO A FUTURO	139
BIBLIOGRAFÍA	140
ANEXOS	141

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Unidad 200 (Departamento de Refinación de Crudos)	25
Figura 2. Plan de Integridad de Equipos	29
Figura 3. Gestión y administración de integridad mecánica	32
Figura 4. Consecuencias principales de un accidente	36
Figura 5. Matriz de Riesgo (RBI)	39
Figura 6. Resumen de la inspección que debe hacerse en cada nivel de la Matriz de Riesgo RBI	41
Figura 7. Esquema para el Diseño de un Plan de Inspección Basado en Riesgo	41
Figura 8. Matriz de Criticidad. Contiene 6 niveles de criticidad: insignificante (N), bajo (L), medio (M), alto (H), extremo (E) e intolerable (X).	43
Figura 9. Definición de las Consecuencias Económicas de la Matriz RAM	45
Figura 10. Definición de las Consecuencias de Salud/Seguridad de la Matriz RAM	46
Figura 11. Definición de las Consecuencias Referentes al Medio Ambiente de la Matriz RAM	47
Figura 12. Principales Pasos de la Metodología RBI	49
Figura 13. Esquema del Desarrollo del Plan de Inspección	51
Figura 14. Puntuaciones Totales de la Evaluación de Confianza	52
Figura 15. Valoración de la Confianza para mecanismos de degradación que dependen de la edad	53
Figura 16. Valoración de la Confianza para mecanismos de degradación que no dependen de la edad	53
Figura 17. Esquema de la corrosión de un metal, Zn, que se oxida a Zn ⁺² mientras que sus electrones reaccionan con el H ⁺ del medio produciendo H ₂	57
Figura 18. Presencia de CUI en una brida de CS	65
Figura 19. Presencia de Corrosión por Picadura	66

Figura 20. Curva del efecto de la temperatura en la sulfidación en aceros al carbono y aceros inoxidable.	67
Figura 21. Falla por Sulfidación en codo de tubería	69
Figura 22. Corrosión – Erosión en un codo de 5 Cr debido a NAC	73
Figura 23. Agrietamiento externo en tubería de 304SS de servicio de instrumentos, bajo aislamiento.	77
Figura 24. Agrietamiento de tubos de SS 316L de servicio de vapor a 450°F (232°C)	77
Figura 25. Tabla de Requerimientos Esenciales para un PLP	90
Figura 27. Tabla de Requerimientos Esenciales para un UT	94
Figura 28. Tabla de Imperfecciones Vr. Tipo de Ensayo No Destructivo	108
Figura 29. Tabla del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000	112
Figura 30. Tabla de Facilidades menores a 2 pulgadas del Lazo de Corrosión No. 1 de la Unidad 2000	112
Figura 31. Tabla de descripción de cada subgrupo del lazo de corrosión No. 1 de la Unidad 2000 para cargar o exportar al software RRM	113
Figura 32. Ingreso al Software RRM, al sistema de Análisis de RBI	114
Figura 33. Software RRM, ingreso al Análisis por Lazos de Corrosión	115
Figura 34. Ventana del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000	116
Figura 35. Ventana del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000, icono de “Equipment History”	117
Figura 36. Información de los Históricos de Inspección del sistema de tubería: LC-2000-02-02 en el RRM	118
Figura 37. Ventana del RRM, (“ <i>RBI Analysis</i> ”), icono que indica la entrada a la ventana de asignación de los modos de falla a cada sistema de tubería: “ <i>Failure Modes</i> ”	119
Figura 38. Ventana de asignación de los modos de falla a cada sistema de tubería dependiendo del rango de temperatura en el cual operan.	120
Figura 39. Ventana del RBI Analysis indicando el icono de Análisis de Confianza	122

Figura 40. Análisis de Confianza del sistema de tubería LC-2000-02-02, con sus respectivos puntajes: cuantitativo y cualitativo.	123
Figura 41. Calificación de la probabilidad del mecanismo de daño: Corrosión Interior, para el sistema de tubería: LC-2000-02-02.	125
Figura 42. Matriz de Evaluación de Riesgo para el sistema LC-2000-02-02 correspondiente a corrosión interior.	126
Figura 43. Ventana “ <i>RBI Analysis</i> ” indicando el icono de intervalo de inspección o “ <i>Inspection Interval</i> ”	127
Figura 44. Cuadro de resultados del análisis RBI basado en el análisis de confianza y criticidad.	127
Figura 45. Ventana “ <i>RBI Analysis</i> ” indicando el icono de plan de inspección o “ <i>Task Planning</i> ”	129
Figura 46. Plan de Inspección en el RRM para el sistema de tubería LC-2000-02-02, correspondiente a los mecanismos de daño: corrosión interior y vibración inducida por fatiga.	131

GLOSARIO

“Line list”: Hace referencia al listado de líneas de una unidad en donde se define el nombre de la línea, diámetro, servicio, presión y temperatura (de operación y diseño), material, rating, corrosion allowance, clase y Schedule o cedula.

RBI: Inspección Basada en Riesgo.

Vida Remanente: Hace referencia a la vida útil de un equipo.

Lazo de corrosión: Se define como una corriente con características mecánicas de operación (presión y temperatura), metalurgia y servicio similar.

Velocidad de Corrosión: Hace referencia a la velocidad con la que se corroe un equipo o tubería; esta se puede calcular por medio de cupones de corrosión los cuales se introducen en la línea o equipo y después con la masa y la densidad del cupón y el tiempo de exposición de este dentro del equipo o tubería, se calcula una velocidad de corrosión cuyas unidades están dadas por [milipulgadas/año, o mpy]; asimismo esta puede ser velocidad de corrosión corta o larga,

✓ Velocidad de corrosión corta: se calcula mediante la toma de espesores con ultrasonido; por ejemplo si una línea es fabricada en el año 1990, y se inspecciona en este año, pero luego se le realiza otra inspección en el año 2006 y otra en el año 2009; entonces la velocidad corta de corrosión se calcula con el delta de espesores tomados entre el año 2006 y 2009:

$$vel.corta = \frac{t_{2006} - t_{2009}}{2009 - 2006}$$

✓ Y la velocidad larga de corrosión, se calcula entre la primera y la ultima fecha de inspección:

$$vel.larga = \frac{t_{1990} - t_{2009}}{2009 - 1990}$$

“Corrosion Allowance”: O tolerancia a la corrosión, es la disminución del espesor del acero, debido a la corrosión permisible medida a lo largo de una dimensión específica del elemento.

RESUMEN

TÍTULO: PLAN DE INSPECCIÓN ON STREAM Y EN TURN AROUND EN LAS LÍNEAS DE LAS CINCO UNIDADES DE CRUDO DEL DEPARTAMENTO DE REFINACIÓN DE CRUDOS. GRB DE ECOPETROL S.A.

AUTOR:
MARLYN NAYITH BECERRA TORRES**

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto parte de la necesidad de elaborar un plan de inspección preventivo y confiable de las líneas de las unidades de destilación primaria del departamento de refinación de crudos de la Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. Teniendo en cuenta las técnicas actuales de inspección que ha implementado la GRB basándose en las normas API 570, API 571 y ASME SECCIÓN V; con el fin de determinar el estado actual de las líneas y prever su comportamiento a futuro y de esta manera optimizar las estrategias de mantenimiento e inspección.

Así pues, el análisis de cada sistema de tubería, se realiza por medio del software "*Risk and Reliability Management*" de la "*Shell*" orientado a la parte de Inspección Basada en Riesgo o análisis RBI; el cual determina la frecuencia o el intervalo de inspección basándose en parámetros como la vida remanente del equipo, el análisis de confianza y de criticidad del mismo; y estableciendo las técnicas de inspección necesarias para evaluar el estado del equipo y de esta manera evitar que este falle.

Finalmente, el resultado es un plan de inspección con las características mecánicas de operación y diseño de cada sistema de tubería; asimismo se determina la frecuencia de inspección, la valoración de criticidad y confianza de la misma. A demás se establece si la inspección de cada sistema de tubería puede hacerse "*on stream*" (en servicio) o debe realizarse únicamente en "*turn around*" (parada de planta). Cabe decir que el plan de inspección garantiza la confiabilidad, la disponibilidad y la reducción de costos en inspecciones innecesarias con el fin de ubicar a ECOPETROL S.A como una empresa de energía de clase mundo y altamente competitiva.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: CARLOS BORRÁS PINILLA, Codirector: ARVEY QUILINDO VALENCIA

ABSTRACT

TITLE:

ON STREAM AND TURN AROUND INSPECTION SCHEDULE OF THE LINES OF THE FIVE PRIMARY DISTILLATION UNITS BELONGING TO THE CRUDE REFINING DEPARTMENT. GRB OF ECOPETROL S.A.*.

AUTHOR:

MARLYN NAYITH BECERRA TORRES**

DESCRIPTION:

This project departs from the need to develop a preventive and reliable inspection schedule of the lines of the primary distillation units belonging to The Crude Refining Department in the Barrancabermeja's Refinery of ECOPETROL S.A. Given the current inspection techniques that the GRB has been implemented basing on the API 570, API 571 and ASME Section V standards, in order to determine the current status of the lines and predict their future behavior to optimize the maintenance and the inspection strategies.

The methodology of piping systems analysis is performed using the Risk and Reliability Management software (from Shell) oriented to the Risk Based Inspection or RBI analysis; which determines the frequency or maximum interval inspection based on parameters such as the equipment remaining life, confidence and criticality analysis, and at the same time it allows to establish the inspection techniques that are required to assess the equipment status and thereby prevent its failure.

Finally, the result is an inspection schedule with the mechanical, operation and design characteristics of each piping system. It also determines the frequency of inspections, and the confidence and criticality assessment. In fact, this plan establishes if the inspection of each line can be on stream or has to be in turn around (shutdown). In addition, the inspection plan ensures the reliability, availability and cost reduction in unnecessary inspections, so ECOPETROL SA can be locate as an energy company with world-class practices and highly competitiveness.

* Work Degree.

** Faculty of Physics Mechanical Engineerings. School of Mechanical Engineering. Director: CARLOS BORRÁS PINILLA, Codirector: ARVEY QUILINDO VALENCIA.

INTRODUCCIÓN

Para salvaguardar la integridad física de las líneas del departamento de refinación de crudos de la GRB de ECOPETROL S.A. Se requiere de un mantenimiento predictivo y preventivo que garantice la confiabilidad de las líneas de la planta ya sea por medio de inspección por ultrasonido, monitoreo de variables como presión, temperatura y velocidad de corrosión y análisis de comportamientos (vibraciones y fatiga térmica producida por facilidades menores a 2 pulgadas en las tuberías). Ya que un daño o rotura en alguna de estas podría conllevar hasta al desabastecimiento de combustible generando pérdidas económicas no solo en la empresa sino en todo el país; a demás puede comprometer la integridad física de la planta y de los trabajadores.

Desde el punto de vista de operación, el departamento de refinación de crudos es el más importante de la refinería ya que este se encarga de destilar y fraccionar el crudo que viene de los diferentes pozos del país y asimismo de cargar otras unidades de la refinería como parafinas, aromáticos, cracking, etc. En la actualidad, el mantenimiento de estas líneas, se realiza de forma preventiva con una frecuencia establecida. Sin embargo, a pesar de que los mantenimientos se llevan a cabo oportunamente, se cuenta con evidencia de incidentes de algunas líneas de las unidades de crudo del departamento, por lo tanto se deduce que es importante particularizar la frecuencia establecida de mantenimiento con relación a la metalurgia, edad y condiciones de operación (presión y temperatura) de cada una de las líneas.

Entre los mecanismos de daño más comunes en las líneas está la corrosión bajo aislamiento (CUI), la cual puede presentarse bajo diversas circunstancias y puede ser originada principalmente por agua líquida o fluidos que ingresan a los

aislamientos, por fallas en el montaje o en la chaqueta metálica exterior, corrosión interior y corrosión por ácidos nafténicos. Los ácidos nafténicos son de origen orgánico y de tipo carboxílico; estos ácidos están presentes en el crudo y han sido usados ampliamente como materia prima de varios productos, sin embargo al momento de procesar crudos con altas concentraciones de estos, se convierten en un problema debido a la alta corrosividad que presentan a temperaturas elevadas. Debido a esto, se observa que las líneas presentan riesgos elevados y que por ende es necesario mitigarlos y limitarlos con programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

Con el objeto de cumplir con la misión de la Universidad Industrial de Santander y de la Escuela de Ingeniería Mecánica, se lleva a cabo este proyecto de grado de diseñar un plan de inspección “*on stream*”¹ y en “*turn around*”² en las líneas de las unidades de crudo del departamento de refinación de crudos de la GRB, con el fin de garantizar la operación dentro de las condiciones de diseño y la integridad tanto de la personas que laboran en la planta como de los activos de la empresa. Así pues, incrementar la confiabilidad y la mantenibilidad del sistema y del proceso, permitiendo disminuir las pérdidas en la producción y del mismo modo tender a sistemas altamente efectivos.

¹ *On Stream*: en operación.

² *Turn around*: en parada de planta.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Cumplir con la misión y los lineamientos de la Universidad Industrial de Santander, prestando soporte de ingeniería al área de Inspección e Integridad de Equipo Estático de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A., contribuyendo al mismo tiempo con el desarrollo económico y social de la región.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Desarrollar un Plan de Inspección “*on stream*” y en “*turn around*” de las líneas de las cinco unidades de crudo del Departamento De Refinación de Crudos de la Refinería de Barrancabermeja que comprende:

- Elaborar la base de datos en Microsoft Excel de las líneas de cada unidad con las características de diseño mecánico y condición operacional.
- Agrupar las líneas de cada unidad de acuerdo a su temperatura, metalurgia y edad (tiempo de servicio). E identificar los mecanismos de daño que puede sufrir cada sistema de tubería.
- Identificar las líneas que se puede inspeccionar en operación “*on stream*” y las que se deben hacer únicamente en parada de planta “*turn around*” de acuerdo a la clasificación realizada en el ítem anterior.

- Realizar la priorización de intervención de las líneas para inspección y actividades de mantenimiento correctivo – preventivo – predictivo.
- Elaborar un plan detallado de intervención, inspección y mantenimiento para cada unidad de crudo en Microsoft Excel de acuerdo a los mecanismos de daño identificados, al RBI ³ de dichas líneas y teniendo en cuenta las técnicas actuales de inspección que ha implementado la GRB basándose en las normas API 570 Y API 571.

³ RBI: Inspección Basada en Riesgo.

2. JUSTIFICACIÓN

Este proyecto de grado busca implementar en la Gerencia de Refinería de Barrancabermeja de ECOPETROL S.A. un plan de inspección de las líneas de las cinco unidades de crudo del Departamento de Refinación de Crudos con el fin de garantizar la confiabilidad de las mismas y limitar el riesgo en la planta; al mismo tiempo, permitir que el ingeniero mecánico se involucre en otros campos de acción importantes como lo son la inspección y la integridad de equipos.

Es necesario conocer el proceso de refinación que recibe el crudo para entender la importancia de realizar un plan de inspección para las líneas que transportan este tipo de fluido; este proceso se describe a continuación.

El departamento de refinación de crudos está compuesto por 8 unidades:

- 5 unidades de crudo: U 150/130, U 200, U 250, U 2000 y U 2100
- 2 unidades debutanizadoras: U 170 y U 650
- Planta de soda: U 4600

En general, el proceso comienza con la carga de crudo, el cual está almacenado en tanques y viene de los diferentes pozos que hay en país. El crudo va a un primer tren de precalentamiento en donde pasa por varios intercambiadores de calor, los cuales le elevan la temperatura aproximadamente a 515°F, luego, este pasa al desalador en donde se le retiran las sales lavándolo con agua, esto con el fin de purificar el crudo para evitar corrosión excesiva, sin embargo después de este proceso, al crudo se le inyecta soda caustica para neutralizar las sales que hayan quedado en el. Después de esto, el crudo pasa a un segundo tren de precalentamiento, este entra a un horno, el cual le incrementa la temperatura hasta 710°F y el crudo pasa a una torre atmosférica en la cual se destila

(controlando puntos de ebullición) y se obtienen gases como butano y propano, nafta, jet, diesel, gasóleo y crudo reducido.

El crudo reducido sale de la torre atmosférica aproximadamente a 670°F, este se calienta en otro horno hasta 730°F y va a una torre de vacío con vapor (con una presión de -27inHg); allí los eyectores contribuyen a la creación de vacío por medio de la inyección del vapor, entonces el vacío permite partir las moléculas de este tipo de crudo, obteniéndose gasóleo liviano, gasóleo pesado y fondos de vacío o asfalto.

A continuación se realiza una breve descripción de cada una de las unidades del departamento:

- Unidad 130/150: esta unidad carga todo tipo de crudo (parafínicos y nafténicos), está compuesta por un lado de destilación atmosférica del cual se extrae nafta, jet, ACPM y crudo reducido; y otro de vacío del cual se obtiene gasóleo y asfalto, a demás distribuye carga a todas las unidades de refinería.
- Unidad 200: carga crudo mezclado, es la unidad más grande con una producción de 80 mil bpd. Está compuesta por una viscorreductora (destilación a alta temperatura) la cual carga asfalto y un compresor que toma los gases de “topping” y los envía a otra planta de la refinería en este caso a UOPI.
- Unidad 250: es una de las unidades más estables del departamento, esta carga crudo mezclado: mezcla liviana y crudo nafténico o LCT y tiene una producción de 42 mil bpd.
- Unidad 2000: carga crudo liviano, compuesta por un lado atmosférico y uno de vacío; es una planta de destilación normal (se obtiene nafta, jet, diesel y crudo reducido). Aprovechan el calor de los productos para la generación de vapor y produce asfalto para la venta.
- Unidad 4600 o planta de tratamiento de soda: en esta planta se purifican los productos que se obtienen por destilación atmosférica y está compuesta por:

- o Tren de nafta virgen: esta se lava con soda para retirar mercaptanos (contaminantes que vienen en el crudo) y también para el control de corrosión de la misma.
- o Tren de jet: este combustible recibe un tratamiento un poco más riguroso debido a su aplicación. Al jet se le inyecta soda cáustica, estos dos componentes se mezclan en un “drum”⁴; luego en otro “drum” se le retira la soda con agua. El jet se seca con sal para retirar el agua que queda del lavado y luego con arcilla para retirar las impurezas.
- o Tren de nafta craqueada: esta nafta viene de dos plantas: cracking modelo IV y orthoflow; a esta nafta se le inyecta soda con catalizadores para retirar impurezas y mercaptanos.
- Unidad 170 (debutanizadora): en esta unidad se carga nafta liviana en una torre y se obtiene butano y nafta debutanizada; los butanos se envían a una unidad de cracking y se utilizan para producir etileno, metano, etc.
- Unidad 650 (especialidades): en esta planta se carga nafta y se obtienen disolventes y hexano.

Figura 1. Unidad 200 (Departamento de Refinación de Crudos)



⁴ Drum: Tambor.

Como se pudo observar, el departamento de refinación de crudos es una de las plantas más importantes ya que allí se da inicio al proceso del crudo y este da carga al resto de plantas de la refinería. Por esta razón es de suma importancia corregir antes de que fallen los equipos; ya que como se había mencionado antes, si llegara a ocurrir un daño en una línea o en un equipo no solo se generaría pérdidas económicas sino también se pondría en riesgo la integridad física de los trabajadores de la planta.

Pero para poder evitar una falla en un equipo, es necesario inspeccionarlo y monitorear las variables de operación que intervengan en el. Sin embargo se ha visto que en la planta existen líneas a las cuales nunca se les ha inspeccionado, esto hace que se incremente el grado de incertidumbre del estado de estas, que no haya confiabilidad y a demás se aumente el riesgo en la planta. Entonces, para evitar la rotura o daño de una línea es necesario elaborar un plan de inspección basado en el riesgo; dejando claro que la acción de inspeccionar no reduce el riesgo como tal; no obstante, reduce la incertidumbre y es la mejor forma de cuantificar el daño del componente.

Así pues, el propósito de este plan de inspección es definir las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de las líneas antes de que se produzcan fallas.

Los mecanismos de daño que se presentan con mayor frecuencia en tubería son:

- Adelgazamiento
- Daños externos
- Revestimientos internos
- Agrietamiento por corrosión
- Fatiga mecánica
- Fractura frágil

Los cuales a su vez pueden generar consecuencias como daño a equipos vecinos, daños al personal, pérdidas en la producción e impactos ambientales indeseables.

Por estas razones se debe elaborar un plan de inspección en el que se determine:

- El procedimiento de inspección
- La actividad de mantenimiento preventivo y monitoreo de condición
- Frecuencia de inspección
- Mecanismo de deterioro de activos: que tipos de daños se producen
- Manifestación
- Actividades de inspección a ejecutar
- Tiempo y fecha

De esta manera, se espera que con la elaboración de este plan, se obtengan los siguientes beneficios:

- Direccionamiento del esfuerzo de mantenimiento hacia los equipos que realmente lo necesitan, es decir hacia los equipos críticos.
- Reducción de costos por la eliminación de las inspecciones ineficientes, extendiendo los intervalos de inspección y mejorando la disponibilidad de la planta.
- Base para tomar decisiones que mejoren la rentabilidad, definir alcance de las paradas programadas y reducir la ocurrencia de eventos no deseados.
- Mejoras en la parte de HSE y otros riesgos asociados a fallas en la planta.
- Efectiva herramienta de mejoramiento de la confiabilidad.

Finalmente, es fundamental realizar este plan de inspección, en el cual se propondrá un conjunto de actividades que deben ser llevadas a cabo para evaluar las capacidades actuales de las líneas en términos de su confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y criticidad. A demás establecer las actividades necesarias para aplicar las prácticas de mantenimiento más apropiadas para que

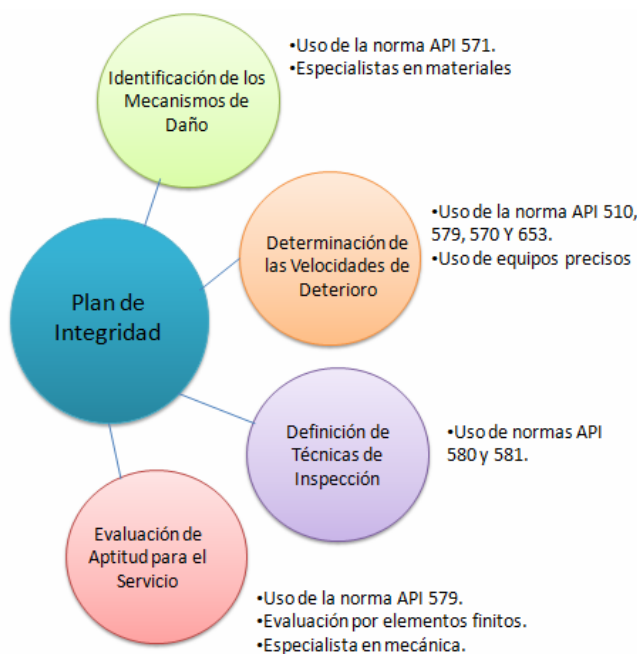
el equipo y el proceso logre o continúe desplegando las capacidades para las que fueron creados de la manera más segura y costo-efectiva posible.

3. INTEGRIDAD DE EQUIPOS

El análisis de integridad de equipos de proceso se ha vuelto muy importante como herramienta de gestión de riesgo de la mayoría de las industrias que poseen equipos sometidos a presión tales como recipientes y tanques de almacenamiento de productos peligrosos ya que una falla en uno de ellos puede generar consecuencias graves.

Un buen plan de integridad aplicado, consiste en diferentes metodologías de estudio y/o análisis tendientes a detectar los mecanismos de falla probables y los activos, determinar la velocidad de avance de los mismos, determinar las técnicas de inspección que detectan dichos mecanismos de falla y establecer las metodologías de reparación como así también las evaluaciones de aptitud para el servicio de los equipos de planta.

Figura 2. Plan de Integridad de Equipos



Los mecanismos de daño pueden ser varios y todo depende del fluido de trabajo, las condiciones de operación (presión, temperatura, PH etc.) y del material con el cuál fue construido el equipo. Los defectos y/o discontinuidades pueden ser generados durante la construcción del equipo, durante el traslado del equipo y durante la fase de operación. Por ello es muy importante conocer los posibles modos de falla y durante que fase se pueden producir y cómo interactúan con los mecanismos de daño.

El Plan de integridad de equipos de proceso también reduce costos por inspecciones excesivas y por consecuencia de falla.

3.1. INTEGRIDAD DE EQUIPOS Y PLANTAS

La implementación de sistemas de manejo de la integridad en una planta es fundamental para asegurar confiablemente la capacidad de operación de los equipos y especialmente, controlar que no existan riesgos previsibles de falla que pongan en peligro la seguridad del personal, el medio ambiente y la infraestructura.

3.1.1. Inspección de Equipos

El aseguramiento de la integridad mecánica está definida por el grado de confiabilidad en que se encuentran los componentes de las plantas o equipos y para su evaluación se utilizan tecnologías y metodologías como:

- Inspección Basada en el Riesgo. (API 580 / 581)
- Desarrollo de Programas y Planes de Integridad. (API 580 / 581)
- Análisis de Aptitud para el Servicio. (API RP 579)
- Ensayos No Destructivos:
 - ✓ Medición de Espesores

- ✓ Mediciones de Dureza
- ✓ Réplicas Metalográficas
- ✓ Inspección de Soldaduras por Ultrasonido
- ✓ Radiografía.
- Evaluación de Vida Residual y Gestión de Vida Remanente.
- Evaluación del impacto del cambio de las condiciones de operación sobre la integridad de equipamiento. (variaciones de presión, temperatura, etc.).
- Selección y Especificación de Materiales.
- Evaluación de daño por Fatiga, Creep y corrosión.

De esta manera, estas tecnologías permiten la determinación de la probabilidad de falla en los equipos y las eventuales medidas correctivas a ejecutar mediante el análisis de los posibles mecanismos de daño.

Así pues, se establece el estado actual del equipo, con la finalidad de prever su comportamiento futuro y establecer planes de inspección, monitoreo, mantenimiento o reparación a corto, mediano y largo plazo.

3.1.2. Integridad Mecánica

Un sistema de Integridad mecánica (SIM) está compuesto por unos elementos claves, que se interrelacionan y que hacen parte de un sistema integrado para asegurar que los materiales, los equipos y si las estructuras son adecuadas para el propósito; busca evitar la pérdida de contención, asegurar su integridad mecánica a lo largo del ciclo de vida y de esta manera, mantener el riesgo dentro de límites tolerables.

En la siguiente figura se puede observar los elementos claves para mantener la integridad de una planta y para mitigar o limitar los riesgos que comprometan la integridad de la misma y de las personas que operen en ella.

Figura 3. Gestión y administración de integridad mecánica



4. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)

4.1. INTRODUCCIÓN

El área de actividad del mantenimiento es muy importante en el ámbito de la ejecución de las operaciones en la industria. De un buen mantenimiento, depende el funcionamiento eficiente de las instalaciones, por lo que es preciso llevarlo a cabo con el mayor rigor para conseguir otros objetivos como el control del ciclo de vida de la planta sin disparar los costos destinados a mantenerlas.

Así pues, los objetivos del mantenimiento industrial pueden resumirse en el siguiente listado:

- Evitar, reducir y en su caso, reparar, las fallas de los bienes.
- Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Evitar detenciones inútiles o paradas de máquinas.
- Evitar accidentes.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.
- A lo largo de la historia, el mantenimiento ha sufrido multitud de cambios en su filosofía y forma de llevar a cabo. Las distintas etapas por las que se ha pasado son las siguientes:
 - ✓ Mantenimiento Correctivo: es aquel que se ocupa de la reparación, una vez se ha producido la falla y el paro súbito de la máquina o instalación.
 - ✓ Mantenimiento Preventivo: este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de rebajar el correctivo y todo lo que representa. Pretende

reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados.

- ✓ **Mantenimiento Predictivo:** este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que esta se produzca. Trata de adelantarse al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto, se utilizan herramientas y técnicas de monitorización de parámetros físicos.

La gestión del mantenimiento supone no solo una parte importante del presupuesto de las compañías, sino que a demás se hace fundamental para conseguir la eficiencia requerida a los equipos para la realización del proceso productivo. A demás, la creciente competitividad hace que las empresas necesiten disponer de gran flexibilidad y cortos tiempos de respuesta. Del mismo modo, se plantea la necesidad de crear nuevas herramientas de trabajo que contribuyan a la optimización del mantenimiento.

4.2. SEGURIDAD

La seguridad se ha convertido en un factor importante en las empresas, las cuales buscan mitigar el riesgo o cualquier suceso que pueda afectar la seguridad en ellas. Así pues, el riesgo se define como la probabilidad de que ocurra un accidente por las consecuencias que tendría el mismo.

En muchas instalaciones industriales, ocurre que un gran porcentaje del riesgo se encuentra focalizado en un porcentaje relativamente pequeño de equipos. En esta premisa es en la que se basa la herramienta RBI que más adelante se describe. Estos componentes de gran riesgo potencial pueden requerir una gran atención, por lo que el costo de un mayor esfuerzo en los mismos puede verse

compensado, reduciendo esfuerzos excesivos en áreas que no lo requieren, identificadas como de bajo riesgo.

Sin embargo, el riesgo de una instalación no puede reducirse hasta cero. Siempre existen factores inesperados que pueden llevar a las instalaciones a una situación peligrosa. Estos factores pueden ser:

- Errores humanos.
- Desastres naturales.
- Sucesos externos (como colisiones o caída de objetos).
- Errores de diseño no identificados.

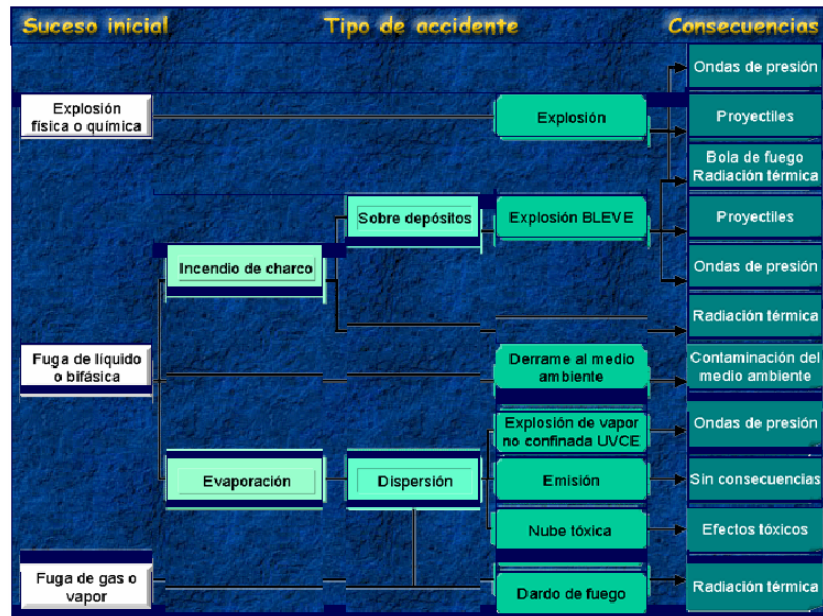
4.2.1. Consecuencias de un Accidente

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en los establecimientos en los que haya sustancias peligrosas que puedan producir fenómenos dañinos en las personas, el medio ambiente y los bienes materiales, son:

- Fenómenos de tipo mecánico: producidos generalmente por explosiones, por fenómenos de deformación, vibración, fatiga, impactos, esfuerzos, etc.
- Fenómenos de tipo térmico: provocados por la oxidación rápida, no explosiva de sustancias inflamables, produciendo llama. Esta, a su vez puede ser estacionaria o progresiva. La radiación generada por las sustancias en combustión puede afectar a seres vivos e instalaciones a cierta distancia.
- Fenómenos de tipo químico: los fenómenos peligrosos de origen químico proceden de las características de toxicidad de las sustancias peligrosas cuando se produce una fuga o derrame incontrolado de este tipo de sustancias. Estas sustancias pueden ser tóxicas, irritantes, cancerígenas, corrosivas y peligrosas para el medio ambiente.

Lo relatado anteriormente, se puede ver de forma más sencilla en el siguiente esquema:

Figura 4. Consecuencias principales de un accidente



4.2.2. Probabilidad de un Accidente

La probabilidad de un accidente puede ser determinada en términos precisos en función de las probabilidades del suceso inicial que lo genera y de los siguientes sucesos desencadenantes. De esta manera, la probabilidad del accidente será más compleja de determinar cuánto más larga sea la cadena causal, ya que habría que conocer todos los sucesos que intervienen, así como las probabilidades de los mismos, para efectuar el correspondiente producto. No obstante, los métodos complejos de análisis ayudan a llevar a cabo esta tarea.

La probabilidad de que ocurra un accidente en una planta depende de varios factores, entre los que cabe destacar:

- Características de Proceso: se refiere a las operaciones anormales o a las alteraciones de las condiciones normales de proceso que pueden dar lugar a acontecimientos que podrían conducir a situaciones peligrosas. Esto puede referirse a las paradas de emergencia o las paradas de mantenimiento, en las cuales todos los sistemas de control y protección se ponen en tipo manual y la planta queda “desprotegida”.

Los riesgos más comunes durante las paradas, pueden ser:

- Incorrecto aislamiento del equipo que se va a intervenir.
- No eliminación de riesgos potenciales.
- Incumplimiento de procedimientos de mantenimiento.
- Baja calidad en los trabajos de mantenimiento.
 - ✓ Explosividad de las Sustancias: esto se debe a la formación de atmósferas explosivas y a la posible existencia de fuentes de ignición efectivas.
 - ✓ Efecto Dominó: se entiende por este fenómeno, la sucesión de efectos que multiplica las consecuencias de un accidente, debido a que los fenómenos peligrosos que este provoca (radiación térmica, sobrepresión, proyectiles, etc.) pueden causar accidentes secundarios y de orden superior en otras unidades del mismo establecimiento.
 - ✓ Sistema de Prevención de Accidentes: son aquellos elementos existentes para evitar la ocurrencia de accidentes/incidentes en las instalaciones. Los principales aspectos que deben cumplir estos dispositivos de seguridad son:
 - Ser eficientes y duraderos.
 - Que un dispositivo no limite inadvertidamente a otro.

Entre estos sistemas de prevención están los procedimientos de operación y seguridad, el sistema de control de proceso, sistema de enclavamientos, elementos mecánicos (discos de ruptura, válvulas de alivio), etc.

- Efectividad del Sistema de Inspección: los programas de inspección (la combinación de métodos no destructivos como visual, ultrasónico, etc., usados para determinar la condición del equipo) varían en su efectividad para la localización y evaluación del daño, y por lo tanto, para determinar coeficientes de daño. Las limitaciones en la capacidad de un programa para mejorar la confianza en el nivel de daño resultan de la incapacidad de inspeccionar el 100% de las áreas sujetas a daño y de las limitaciones de algunos métodos de prueba para detectar y cuantificar daños.
- Gestión de la Seguridad: el cumplimiento de las políticas y objetivos de seguridad es de suma importancia, ya que la mayoría de los accidentes ocurridos en las plantas industriales se deben a fallas directas o indirectas en los sistemas de gestión de los riesgos.

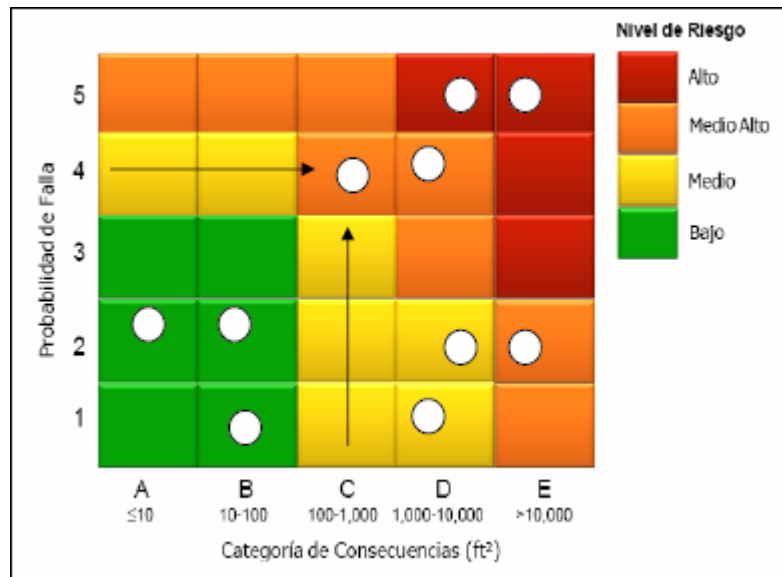
4.2.3. Riesgo

Como ya se ha comentado anteriormente, el riesgo es la combinación entre la probabilidad de que un suceso tenga lugar durante un periodo de tiempo dado y las consecuencias, normalmente negativas, que se derivan de ese suceso. En términos matemáticos, el riesgo se calcula mediante la siguiente ecuación:

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

Una vez obtenido el valor del riesgo, se pueden expresar los resultados de formas muy diferentes. Sin embargo, la representación y la herramienta más utilizada es la matriz de riesgos. La herramienta proporciona la ubicación del nivel de riesgo mediante una matriz de 5 x 5, diferenciada en su nivel de impacto en cuatro a niveles de riesgo que van desde el riesgo más bajo hasta el más crítico o alto, pasando por un nivel medio y otro medio alto, en los cuales se puede encontrar cada equipo de una instalación.

Figura 5. Matriz de Riesgo (RBI)



Así pues, la matriz de riesgo es una forma gráfica de expresar el riesgo sin necesidad de recurrir a valores numéricos. Cada punto de esta matriz representa un valor de riesgo caracterizado por una consecuencia y una probabilidad. Como se pudo observar en la figura anterior, ambas categorías se discretizan en cinco niveles cada una. A cada uno de estos niveles se les asigna una fila de la matriz, en el caso de las probabilidades de falla; y una columna en el caso de las consecuencias. El orden de esta asignación se hace de la siguiente forma:

- Aumentando el nivel de la consecuencia de izquierda a derecha.
- Aumentando la probabilidad de falla de abajo hacia arriba.

De esta forma la cadena de la matriz en la que se encuentran los puntos con mayor riesgo es la situada arriba y a la derecha.

4.3. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN BASADO EN EL RIESGO

Una vez situado el equipo sobre la matriz a través del riesgo que lleva asociado, se debe enlazar tanto el cálculo del riesgo como la elaboración de un plan de inspección.

Del mismo modo, en la matriz de riesgos, se distinguen cuatro niveles de riesgos:

- Nivel verde: riesgo bajo.
- Nivel amarillo: riesgo medio.
- Nivel anaranjado: riesgo medio alto.
- Nivel rojo: riesgo alto.

A continuación, se indica que tipo de inspecciones que se deben llevar a cabo dependiendo del nivel en que se haya ubicado el punto que representa el equipo bajo estudio.

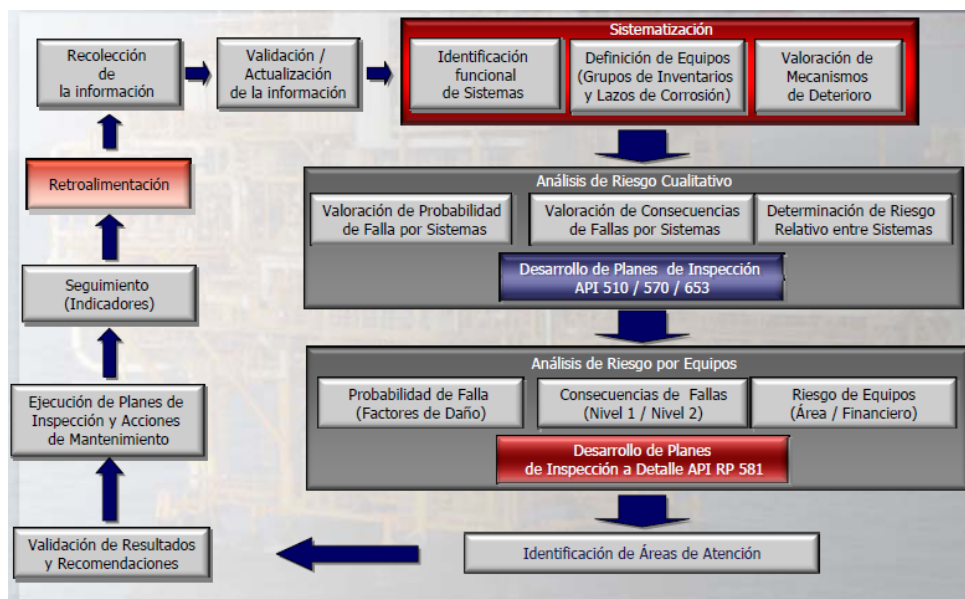
- Nivel verde: se debe realizar el tipo de inspección y la periodicidad exigida por la legislación vigente.
- Nivel amarillo: se debe realizar las inspecciones asignadas al nivel verde, es decir, las exigidas por la legislación vigente, y las inspecciones externas del equipo en servicio con una periodicidad anual.
- Nivel rojo: se debe realizar cuanto antes una inspección tanto externa como interna del equipo fuera de servicio.
- En la siguiente tabla se resume lo dicho anteriormente:

Figura 6. Resumen de la inspección que debe hacerse en cada nivel de la Matriz de Riesgo RBI

Nivel de riesgo	Tipo de inspección	Periodicidad de las inspecciones	Efecto sobre el cálculo del riesgo
Nivel verde	Exigida por legislación	Exigida por legislación	Ninguno
Nivel amarillo	Exigida por legislación	Exigida por legislación	Ninguno
	Externa del equipo en servicio	Anual	
Nivel rojo	Externa e interna del fuera de servicio	Cuanto antes	Reducción del riesgo

Finalmente, en la siguiente figura, se observa un esquema asociado al diseño de planes de inspección basándose, no solo en el RBI del equipo, sino también en las normas que se requieren para realizar dicho plan:

Figura 7. Esquema para el Diseño de un Plan de Inspección Basado en Riesgo



5. APLICACIONES DEL SOFTWARE RRM “RISK AND RELIABILITY MANAGEMENT” EN INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)

5.1 DEFINICIÓN Y FUNCIONES PRINCIPALES DEL RRM

La toma de decisiones basándose en el riesgo, para llevar a cabo un procedimiento se ha convertido en una herramienta muy importante para la gestión de las diferentes actividades y procesos en la industria.

El RRM es una herramienta creada por “*Shell*”, basada en el riesgo la cual permite determinar el mantenimiento preventivo y el monitoreo de variables críticas para optimizar la disponibilidad de la planta.

El RRM puede ser aplicado a diferentes equipos en la industria (refinerías, plantas de gas, de aceite, etc.). A demás, este posee tres funciones importantes:

- S-RCM: “*Shell Reliability Centred Maintenance*”⁵ o mantenimiento centrado en confiabilidad; es una herramienta para optimizar el mantenimiento preventivo y predictivo.
- S-RBI: “*Shell Risk Based Inspection*”⁶ o inspección basada en riesgo. Esta metodología permite optimizar la inspección y monitoreo de variables, con el fin de garantizar la integridad de los equipos.
- IPF: “*Instrumented Proactive Functions*”⁷, metodología para implementar la seguridad en la planta a través de estrategias de diseño y mantenimiento.

⁵ *Shell Reliability Centred Maintenance*: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – Shell.

⁶ *Shell Risk Based Inspection*: Inspección Basada en el Riesgo – Shell.

⁷ *Instrumented Proactive Functions*: Implementación de Funciones Proactivas.

El RRM, brinda una metodología para la evaluación del riesgo en la parte de mantenimiento, inspección y seguridad, por ejemplo, estableciendo en RCM, un programa de mantenimiento proactivo con una serie de tareas específicas basándose en un análisis costo-beneficio; y en RBI, determinando la frecuencia o el intervalo de inspección basándose en parámetros como la vida remanente del equipo, análisis de confianza, y de criticidad del mismo. Asimismo, establece las técnicas de inspección necesarias para evaluar el estado del equipo y de esta manera evitar que falle o corregir antes de que falle.

5.2 MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL RIESGO

La matriz RAM “*Risk Assessment Matrix*”⁸ o matriz de evaluación del riesgo, se basa en el sistema HSE “*Health-Safety-Environment*”⁹ (salud-seguridad-medio ambiente), y esta se utiliza para evaluar la criticidad del equipo.

Figura 8. Matriz de Criticidad. Contiene 6 niveles de criticidad: insignificante (N), bajo (L), medio (M), alto (H), extremo (E) e intolerable (X).¹⁰

		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

⁸ *Risk Assessment Matrix*: Matriz de Evaluación del Riesgo.

⁹ *Health-Safety-Environment*: Salud-Seguridad-Medio Ambiente

¹⁰ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Entonces, para cada modo de falla es necesario determinar las probabilidades y consecuencias que puede acarrear el equipo en la planta o entorno, si este llegase a fallar.

5.2.1 Consecuencias

Existen tres categorías de consecuencias que se consideran en la matriz: consecuencias de tipo económico, salud/seguridad y medio ambiente.

Es importante realizar una descripción de la planta y de las funciones de cada equipo antes de determinar las consecuencias que puedan ocasionar cada uno de ellos.

A continuación, se describe los tipos de consecuencias utilizadas en la matriz RAM.

5.2.1.1 Consecuencias Económicas. Esta consecuencia, básicamente considera el efecto financiero debido a la falla del equipo: costos de material, de reparación y mantenimiento del equipo, si es el caso, de compra del equipo, costos de producción debido a paradas no programadas y costos asociados a las otras dos categorías: seguridad y medio ambiente, ya que la falla de un equipo puede atentar contra la integridad de las personas que laboran en la planta, a demás, se puede generar contaminación y emisiones de gases tóxicos, debido a la falla de este, y esto a su vez puede traer consigo sanciones de tipo económico.

Figura 9. Definición de las Consecuencias Económicas de la Matriz RAM¹¹

Class	Potential Impact	Description
N	Slight damage < 10 kUSD	No disruption to operation
L	Minor damage 10-100 kUSD	Brief disruption
M	Local damage 0.1-1 MUSD	Partial shutdown that can be restarted
H	Major damage 1 - 10 MUSD	Partial operation loss (2 weeks shutdown)
E	Extensive damage > 10 MUSD	Substantial or total loss of operation

En la figura anterior se observa las clases de consecuencia económica:

- N: Insignificante, representa un daño leve y no hay interrupción en la operación del equipo.
- L: Bajo, representa un daño menor y hay una breve interrupción en la operación.
- M: Medio, representa daños locales y se genera una parada parcial del equipo, no obstante, este puede reiniciarse.
- H: Alto, representa daños mayores y se visualizan en 2 semanas de parada del equipo.
- E: Extremo, daño severo, representando una pérdida total o substancial en la operación del equipo.

5.2.1.2 Consecuencias Referentes a la Salud y Seguridad. La falla de un equipo en una refinería, puede tener consecuencias graves a nivel de salud y

¹¹ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

seguridad, debido a la exposición de sustancias peligrosas y tóxicas a altas presiones y temperaturas.

Asimismo, se debe tener en cuenta la frecuencia y tiempo de exposición de los trabajadores en zonas de alto riesgo y la posibilidad de evitar un evento peligroso.

Figura 10. Definición de las Consecuencias de Salud/Seguridad de la Matriz RAM¹²

Class	Potential Impact	Description
N	No/Slight injury	First aid case and medical treatment case. Not affecting work performance or causing disability.
L	Minor injury	Lost time injury. Affecting work performance, such as restriction to activities or a need to take a few days to fully recover (maximum one week).
M	Major injury	Including permanent partial disability. Affecting work performance in the longer term, such as prolonged absence from work. Irreversible health damage without loss of life, e.g. noise induced hearing loss, chronic back injuries.
H	Single fatality	Also includes the possibility of multiple fatalities (maximum 3) in close succession due to the incident, e.g. explosion.
E	Multiple fatalities	May include 4 fatalities in close succession due to the incident, or multiple fatalities (4 or more) each at different points and/or with different activities.

En la figura anterior, se describe las cuatro clases de consecuencia a nivel de salud y seguridad:

- N: Insignificante, lesión leve, hace referencia a un caso de primeros auxilios con tratamiento médico, sin afectar el desempeño en el trabajo o causar alguna incapacidad.
- L: Bajo, lesión menor, afecta su desempeño en el trabajo, ya que puede haber restricción para realizar algunas actividades y se puede presentar incapacidad por algunos días para su total recuperación (máximo una semana).

¹² Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

- M: Medio, lesión mayor, se puede presentar una discapacidad, afecta el desempeño laboral, incapacidad por varias semanas e incluso meses; desarrollo de enfermedades crónicas.
- H: Alto, representa una fatalidad, sin embargo esta representar hasta tres fatalidades dependiendo del incidente.
- E: Extremo, representa múltiples fatalidades, mayores a cuatro.

5.2.1.3 Consecuencias Referentes al Medio Ambiente. Dentro de estas consecuencias, se consideran dos factores:

- Líquidos o sólidos que puedan contaminar el agua.
- Gases que puedan contaminar la atmósfera.

Figura 11. Definición de las Consecuencias Referentes al Medio Ambiente de la Matriz RAM 13

Class	Potential Impact	Description
N	No/Slight effect	Local environmental damage. Within the fence and within systems. Negligible financial consequences.
L	Minor effect	Contamination; damage sufficiently large to attack the environment; single exceedance of statutory or prescribed criterion; single complaint. No permanent effect on the environment.
M	Localised effect	Limited loss of discharges of known toxicity; repeated exceedance of statutory or prescribed limits. Affecting neighbourhood beyond the fence.
H	Major effect	Severe environmental damage. The company is required to take extensive measures to restore the contaminated environment to its original state. Extended exceedance of statutory or prescribed limits.
E	Massive effect	Persistent severe environmental damage or severe nuisance extending over a large area. In terms of commercial or recreational use or nature conservancy, a major loss for the company. Constant, high exceedance of statutory or prescribed limits.

En el cuadro se observan los diferentes niveles de consecuencias ambientales:

¹³ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

- N: Insignificante, impacto leve, daño local en el ambiente, sin consecuencias financieras significativas.
- L: Bajo, impacto menor, se presenta contaminación en el ambiente; pero no es un efecto permanente en el mismo.
- M: Medio, efecto localizado, emisiones o descargas de sustancias tóxicas superando los límites establecidos y contaminando los sectores cercanos.
- H: Alto, impacto mayor, daño ambiental severo, la contaminación supera los límites establecidos, y puede seguir extendiéndose.
- E: Extremo, efecto masivo, daño severo en el ambiente y pérdida importante de la compañía en lo referente a la preservación del medio ambiente por sanciones económicas.

Finalmente, se debe tener en cuenta que el RRM no evalúa el riesgo de manera cuantitativa, por lo tanto no requiere un modelo físico, asimismo, esta metodología no debe utilizarse en casos donde se tengan consecuencias que no se encuentren en la matriz de riesgo.

5.3 INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI)

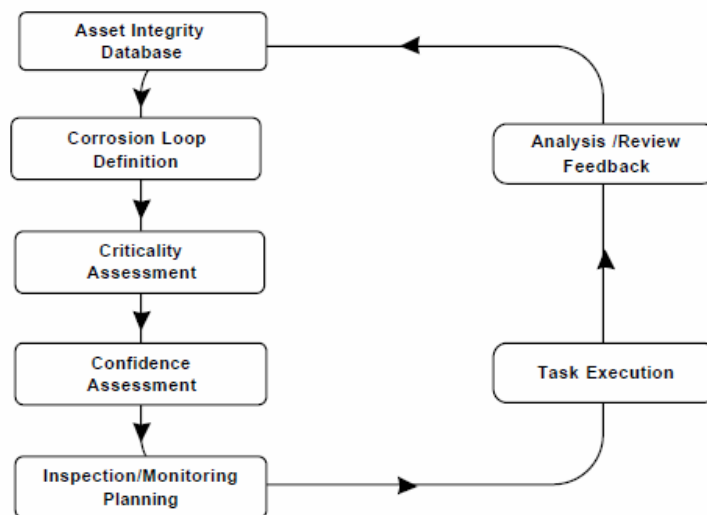
Esta metodología busca mejorar la disponibilidad de los activos de la empresa, de la manera costo-efectivo posible, al mismo tiempo, busca garantizar la integridad y seguridad de los equipos, y enfocar su atención a aquellos equipos críticos que deben ser inspeccionados de manera inmediata.

Así pues, la valoración dada por el análisis de criticidad busca optimizar los programas de inspección y mantenimiento, enfocándose a los equipos más críticos.

De esta manera, el programa de RBI, se basa en condiciones operacionales, material, construcción y parámetros actuales del equipo para determinar la frecuencia de inspección. Además, este software puede enfocarse a diferentes procesos industriales, pero más específicamente a la parte de refinación y petroquímica; orientado a equipo estático, recipientes a presión y tubería basándose en la norma API 580.

El análisis RBI de la “Shell”¹⁴, permite incrementar la confiabilidad y por ende, la seguridad y disponibilidad de los equipos ya que esta herramienta identifica los equipos críticos y reduce inspecciones innecesarias, haciendo que el inspector se enfoque en los equipos críticos y al mismo tiempo se reduzcan costos de inspección y mantenimiento.

Figura 12. Principales Pasos de la Metodología RBI¹⁵



En la figura anterior se muestra el proceso RBI, en donde se parte de una base de datos, siguiendo con la definición y clasificación del equipo en el lazo de corrosión,

¹⁴ Compañía: Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

¹⁵ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

realizando la evaluación de criticidad y de confianza del equipo de acuerdo a su respectivo mecanismo de daño y finalmente se obtiene la frecuencia o intervalo de inspección (Plan de Inspección). Del mismo modo, se realiza la inspección con ayuda de las técnicas y herramientas adecuadas, evaluando, comparando y corrigiendo para así realizar la retroalimentación del ciclo.

Cabe decir, que el método RBI, tiene en cuenta solo los mecanismos de degradación que afectan los recipientes a presión y que al mismo tiempo están relacionados con la condición de operación como la corrosión y la fatiga.

5.3.1 Análisis de Criticidad

La criticidad se define como la combinación de dos parámetros: la susceptibilidad de la falla y las consecuencias de esta; y en el RRM se presenta en forma de una matriz de 4x5.

- Susceptibilidad a la falla: esta se subdivide en cuatro clases: insignificante, baja, media y alta; y se evalúa por medio de cuestionarios que dependen del mecanismo de daño que se esté evaluando.

Por otra parte, es importante tener en cuenta, que existen mecanismos de degradación que dependen de la edad o tiempo de servicio y otros que no dependen de esta.

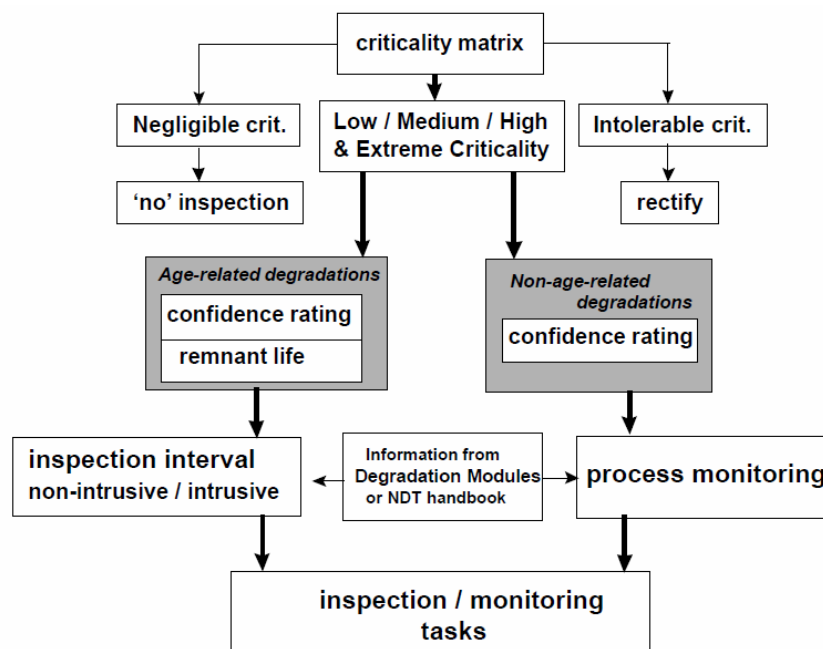
Entonces, en los mecanismos de degradación que dependen de la edad, la combinación del análisis de confianza y criticidad, permite determinar el factor de intervalo de inspección:

$$\text{Máximo intervalo de inspección} = \text{Factor de intervalo de inspección} \cdot \text{Vida remanente}$$
$$\text{Vida remanente} = f(\text{espesor, vel. corrosión})$$

Mientras que en los mecanismos de degradación que no dependen de la edad, no es posible estimar la vida remanente; esta depende de las condiciones de proceso; sin embargo, el análisis de criticidad y confianza determina si el equipo está operando de manera segura o es necesario de alguna inspección o mantenimiento.

En la siguiente figura, se muestra el proceso de evaluación de criticidad descrito anteriormente, es decir, al realizar la evaluación de criticidad, esta puede ser insignificante (no requiere inspección), intolerable (acción inmediata) o baja, media, alta o extrema, las cuales puede proceder de mecanismos de daño que dependen de la edad o que no dependen de esta; a los que dependen de esta, se les puede calcular la frecuencia de inspección con la ecuación descrita anteriormente; mientras que los que no, la frecuencia de inspección es estimada monitoreando la variables mecánicas de operación y de proceso.

Figura 13. Esquema del Desarrollo del Plan de Inspección ¹⁶



¹⁶ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

5.3.2 Análisis de Confianza

Esta refleja la confianza que el inspector debe tener en la evaluación de la susceptibilidad de la falla y en la vida remanente del equipo (si este presenta un mecanismo de daño que depende de la edad).

El análisis de confianza depende de tres factores:

- Si el mecanismo de daño es estable y se puede controlar.
- Del número de inspecciones que se hayan llevado a cabo.
- Si se lleva a cabo un control fiable de los parámetros de proceso.

En la tabla siguiente se muestra las puntuaciones totales de la evaluación de confianza y su correspondiente valor cualitativo:

- VH: Muy alto
- H: Alto
- M: Medio
- L: Bajo
- VL: Muy bajo

Figura 14. Puntuaciones Totales de la Evaluación de Confianza¹⁷

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

¹⁷ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Y a continuación, se muestra la valoración para cada uno de los tres factores descritos anteriormente; para mecanismos de daño que dependen de la edad y para aquellos que no.

Figura 15. Valoración de la Confianza para mecanismos de degradación que dependen de la edad¹⁸

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

Figura 16. Valoración de la Confianza para mecanismos de degradación que no dependen de la edad¹⁹

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

5.3.3 Plan de Inspección

Este plan se realiza ya sea para inspeccionar el equipo en servicio “*on stream*” o en parada de planta “*turn around*”, e incluye:

- Intervalo o frecuencia de inspección.
- Técnicas de inspección que deben usarse.
- Equipo.

¹⁸ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

¹⁹ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

- Cobertura de inspección (medición/inspección visual)

Cabe decir que las técnicas de inspección a usarse dependen del modo de falla del equipo que va a ser inspeccionado.

6. MECANISMOS DE DAÑO EN TUBERÍA SEGÚN LA NORMA API 571

A continuación se explicaran algunos conceptos básicos acerca corrosión y de los principales mecanismos de daño que se presentan en sistemas de tubería.

6.1. CORROSIÓN: CONCEPTOS BÁSICOS

6.1.1. Definición de Corrosión

La corrosión es un fenómeno espontáneo que se presenta prácticamente en todos los materiales procesados por el hombre. Es común describir la corrosión como una oxidación acelerada y continua que desgasta, deteriora y que incluso puede afectar la integridad física de los equipos o estructuras. Este fenómeno tiene implicaciones industriales muy importantes; la degradación de los materiales provoca interrupciones en actividades fabriles, pérdida de productos, contaminación ambiental, reducción en la eficiencia de los procesos, mantenimientos y sobre diseños costosos.

Así pues, la corrosión es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. De manera más general, es la tendencia que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción electroquímica (oxidación), la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, de la salinidad del fluido en contacto con el metal y de las propiedades de los metales en cuestión. Otros materiales no metálicos también sufren corrosión mediante otros mecanismos.

Entonces, la corrosión puede ser mediante una reacción química (oxidorreducción) en la que intervienen tres factores:

- La pieza manufacturada
- El ambiente
- El agua

O por medio de una reacción electroquímica.

Los factores más conocidos, son las alteraciones químicas de los metales a causa del aire, como la herrumbre del hierro y el acero o la formación de pátina verde en el cobre y sus aleaciones (bronce, latón).

Sin embargo, la corrosión es un fenómeno mucho más amplio que afecta a todos los materiales (metales, cerámicas, polímeros, etc.) y todos los ambientes, (medios acuosos, atmósfera, alta temperatura, etc.).

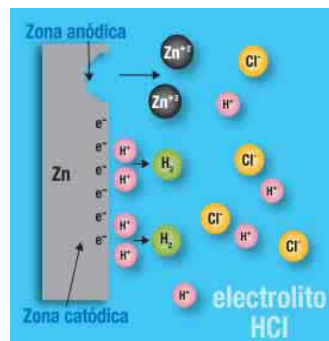
Es un problema industrial importante, pues puede causar accidentes (ruptura de una pieza) y, además, representa un costo importante en lo referente al mantenimiento del equipo y producción de la empresa.

6.1.2. Naturaleza Electroquímica de la Corrosión

La corrosión es un fenómeno de naturaleza electroquímica que cumple con las características fundamentales de una pila o batería. Para que se forme una celda electroquímica, o celda de corrosión, se requiere la presencia de un material que cede electrones en contacto con otro que los acepta, y de un medio conductor de iones. El material que pierde electrones se conoce como ánodo y es el que experimenta la reacción de oxidación, mientras que el material que acepta los electrones se reduce y se le llama cátodo; el medio en el que se encuentran el ánodo y el cátodo y que permite el flujo de iones se conoce como electrolito. La

oxidación, a pesar de la etimología de la palabra, no necesariamente involucra el oxígeno; la definición química es una pérdida de electrones. El mecanismo de la corrosión puede ilustrarse a través de un material metálico inmerso en una solución de HCl (ácido clorhídrico). En el caso del zinc, los átomos metálicos Zn ceden electrones convirtiéndose en cationes (Zn^{++}) mientras que los iones H^+ aceptan estos electrones formando moléculas de H_2 . Las reacciones involucradas son la disolución del zinc para formar ZnCl_2 y la producción de gas H_2 .

Figura 17. Esquema de la corrosión de un metal, Zn, que se oxida a Zn^{++} mientras que sus electrones reaccionan con el H^+ del medio produciendo H_2



Todos los metales presentan una tendencia a perder electrones (oxidarse) cuantificada a través de su potencial de oxidación. Entre más alto sea este potencial se dice que el metal es más noble, es decir, se oxida con mayor dificultad. La tabulación de la resistencia de los materiales metálicos a la corrosión se conoce como serie galvánica. Las series galvánicas son particulares al medio corrosivo; por ejemplo, hay series galvánicas en solución salina, en solución ácida, etc., y son de gran utilidad a la hora de seleccionar un material para una aplicación específica.

La corrosión se suele clasificar de acuerdo a la forma en que se manifiesta, es decir, a la apariencia del material corroído. La corrosión uniforme es la más común y la que genera mayores pérdidas de material. Sin embargo, al ser de tipo

superficial es también la más fácil de controlar y por tanto la que menos accidentes provoca. Por otro lado, la corrosión por picaduras es un fenómeno localizado que se manifiesta por anomalías que crecen rápidamente hacia el interior del material y que pueden generar daños catastróficos. El desarrollo de un mecanismo determinado se relaciona con la naturaleza del ambiente corrosivo y con las características composicionales y micro estructurales del material. Todos estos factores, incluyendo la selección de los materiales, deberán ser tenidos en cuenta al diseñar el método de protección del sistema. Por ejemplo, la corrosión galvánica se presenta por el contacto entre dos metales con potenciales de oxidación diferentes. El material menos noble (con menor potencial de oxidación) tenderá a corroerse. Esto lo vemos muy a menudo en algunos tornillos que remachan estructuras más nobles que ellos. Por otro lado, la corrosión intergranular está directamente relacionada con la micro estructura del material. Los metales o aleaciones están formados por granos; en este tipo de corrosión se presenta un ataque localizado en las fronteras de grano y está generalmente asociado a impurezas que tienden a acumularse en dichas fronteras.

La manera de corrosión de los metales es un fenómeno natural que ocurre debido a la inestabilidad termodinámica de la mayoría de los metales. En efecto, salvo raras excepciones (el oro, el hierro de origen meteorítico) los metales están presentes en la Tierra en forma de óxido. La corrosión, de hecho, es el regreso del metal a su estado natural, el óxido.

A menudo se habla del acero inoxidable. A continuación se exponen algunas características:

- Este tipo de acero contiene elementos de aleación (cromo, níquel) que se oxidan; a esta capa de óxido se debe la protección del acero.
- No está protegido más que en ciertos tipos de ambiente, y se corroerá en ambientes distintos.

Existen múltiples variedades de aceros llamados "inoxidables", que llevan nombres como "304", "304L", "316N", etc., correspondientes a distintas composiciones y tratamientos. Cada acero corresponde a ciertos tipos de ambiente; su uso en ambientes distintos será catastrófico. Además, el material del que está hecha la pieza no es el único parámetro. La forma de la pieza y los tratamientos a los que se la somete (conformación, soldadura, atornillado); ya que un montaje de dos metales diferentes (por ejemplo, dos variedades de acero, o el mismo acero con tratamientos diferentes) puede dar pie a una corrosión acelerada; igualmente, a menudo se ven trazas de herrumbre en las tuercas. Asimismo, si la pieza presenta un intersticio (por ejemplo, entre dos placas), puede formarse un medio confinado que evolucionará de un modo diferente al del resto de la pieza y, por lo tanto, podrá llegar a una corrosión local acelerada. De hecho, toda heterogeneidad puede desembocar en una corrosión local acelerada como, por ejemplo, en los cordones de soldadura.

6.1.3. Protección contra la Corrosión

✓ **Elección del Material:** La primera idea es escoger todo un material que no se corroa en el ambiente considerado. Se pueden utilizar aceros inoxidables, aluminios, cerámicas, polímeros (plásticos), etc. La elección también debe tomar en cuenta las restricciones de la aplicación (masa de la pieza, resistencia a la deformación, al calor, capacidad de conducir la electricidad, etc.). Cabe recordar que no existen materiales absolutamente inoxidables; hasta el aluminio se puede corroer. Además, en la concepción, hay que evitar las zonas de confinamiento, los contactos entre materiales diferentes y las heterogeneidades en general. Hay que prever también la importancia de la corrosión y el tiempo en el que habrá que cambiar la pieza (mantenimiento preventivo).

✓ **Dominio del Ambiente:** Cuando se trabaja en ambiente cerrado (por ejemplo, un circuito cerrado de agua), se pueden dominar los parámetros que

influyen en la corrosión; composición química (particularmente la acidez), temperatura, presión. Se puede agregar productos llamados "inhibidores de corrosión". Un inhibidor de corrosión es una sustancia que, añadida a un determinado medio, reduce de manera significativa la velocidad de corrosión. Las sustancias utilizadas dependen tanto del metal a proteger como del medio, y un inhibidor que funciona bien en un determinado sistema puede incluso acelerar la corrosión en otro sistema. Sin embargo, este tipo de solución es inaplicable cuando se trabaja en medio abierto (atmósfera, mar, cuenca en contacto con el medio natural, circuito abierto, etc.)

✓ **Inhibidores de Corrosión:** Los inhibidores de corrosión, son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos, fosfatos o etanolaminas, o bien entregando sus electrones al medio. Por lo general los inhibidores de este tipo son azoles modificados que actúan sinérgicamente con otros inhibidores tales como nitritos, fosfatos y silicatos. La química de los inhibidores no está del todo desarrollada aún. Su uso es en el campo de los sistemas de enfriamiento o disipadores de calor tales como los radiadores, torres de enfriamiento, calderas y "chillers". El uso de las etanolaminas es típico en los algunos combustibles para proteger los sistemas de contención (como tuberías y tanques). A demás se han realizado muchos trabajos acerca de inhibidores de corrosión como alternativas viables para reducir la velocidad de la corrosión en la industria.

6.2. PRINCIPALES MECANISMOS DE DAÑO EN TUBERIA SEGÚN LA NORMA API 571

A continuación, se exponen los mecanismos de daño más comunes que se presentan en sistemas de tubería, los materiales a los que afecta y como se pueden mitigar para evitar que la tubería falle:

6.2.1. Corrosión Bajo Aislamiento (CUI)

La corrosión bajo aislamiento (CUI) es un problema prevalente en todas las industrias donde los equipos y tuberías operan a temperaturas elevadas y éstos tienen que ser protegidos por aislamientos para mantener la temperatura de los procesos; conservar energía y maximizar los sistemas de eficiencia; y a su vez por seguridad de los trabajadores.

Los aislamientos son generalmente de lana de roca, espuma de vidrio y silicato de calcio. Estos materiales tienen la habilidad de absorber agua y por lo tanto requieren ser sellados, convencionalmente con revestimientos metálicos o cintas adhesivas especiales para prevenir la entrada de humedad y fugas de los alrededores de la tubería y del equipo.

Lamentablemente, en casi todos los casos, los revestimientos tradicionales una vez instalados aunque inicialmente son impermeables, se pueden dañar por el mal uso y los impactos físicos. Estos daños pueden ser causados por trabajadores caminando sobre las tuberías, dañando los revestimientos protectores, permitiendo así el ingreso de agua o humedad. En el caso de las tuberías, generalmente se presentan defectos como agujeros o juntas mal adheridas que también permiten que el agua o humedad ingrese. En todos los casos, una vez que la contaminación (bien sea derrames, agua de lluvia, fugas de vapor o líquidos, etc.) penetre la protección externa, y entre en contacto con la superficie; corrosión en general y picaduras de corrosión localizada pueden ocurrir, ocasionando la falla de los equipos.

Para solucionar este problema las propiedades que un recubrimiento debe tener para ser exitoso incluye; proveer resistencia química, a la corrosión y a temperaturas elevadas, ofrecer una adhesión excelente, ser térmicamente estable

al aplicarse directamente a superficies calientes, y deben poseer un bajo contenido de compuestos orgánicos volátiles y efectos en el ambiente.

6.2.1.1 Descripción de los daños. La corrosión bajo aislamiento afecta principalmente las tuberías, recipientes a presión y componentes estructurales como resultado de agua atrapada bajo el aislamiento.

6.2.1.2 Materiales a los que afecta. Acero al carbono, aceros de baja aleación, de la serie 300 de las SS y los aceros inoxidables dúplex.

6.2.1.3 Factores Críticos

- Los factores críticos más importantes son el diseño del sistema de aislamiento, el tipo de aislamiento, la temperatura, el medio ambiente (lluvia, humedad y cloruros del medio marino, los ambientes industriales que contienen alto contenido de dióxido de azufre SO₂).
- El mal diseño y / o instalaciones que permiten que el agua quede atrapada, esto hará que aumente la posibilidad de que se genere CUI
- Aumentar las tasas de corrosión con el aumento de la temperatura del metal hasta el punto donde el agua se evapora rápidamente.
- La corrosión se vuelve más grave en las temperaturas de metal entre el punto de ebullición, 212°F (100 ° C) y 250°F (121 ° C), donde el agua es menos probable que se evapore completamente y el aislamiento se mantiene húmedo por más tiempo.
- En los ambientes marinos o áreas donde hay grandes cantidades de humedad, el rango de temperatura donde se puede producir CUI se puede ampliar de manera significativa por encima de 250°F (121 ° C).
- La operación térmica cíclica o intermitente puede aumentar la corrosión.
- El equipo que opera por debajo del punto de rocío tiende a condensar el agua en la superficie de metal proporcionando un ambiente húmedo y aumentando el riesgo de corrosión.

- El daño es agravado por los contaminantes que pueden ser lixiviados del aislamiento, tales como los cloruros.
- Los entornos que generan contaminantes en el aire, tales como los cloruros, ambiente marino o SO₂ (emisiones de chimenea) pueden acelerar la corrosión.

6.2.1.4 Unidades o equipos afectados

- El acero al carbono y aceros de baja aleación están sujetos a picadura y a pérdida de espesor.
- De la serie 300 SS, 400 SS y SS dúplex están sujetos a picaduras y a corrosión localizada.
- De la serie 300 SS están sujetos a “*stress corrosión cracking*”²⁰ (SCC), en el caso que haya presencia de cloruros, mientras que el dúplex SS son menos susceptibles a este tipo de corrosión.
- Ubicación: Las áreas comunes de preocupación en las unidades de proceso son las zonas de alta humedad, como las áreas de la dirección del viento desde las torres de refrigeración, cerca de respiraderos de vapor, sistemas de diluvio, vapores ácidos, o cerca de refrigeración adicional con salpicaduras de agua.
- Diseño
- La corrosión bajo aislamiento se puede encontrar en el equipo con daños en el aislamiento, las barreras de vapor, resistencia a la intemperie, o salientes a través del aislamiento o en los puntos de terminación de este, tal como bridas.
- La tubería o el equipo con vapor de agua dañada o con fugas.
- Los daños localizados en la pintura y / o sistemas de recubrimiento.

²⁰ *Stress Corrosion Cracking for Cl*: Corrosión bajo esfuerzo por cloruros

6.2.1.5 Aspecto o morfología de los daños

- Después de que el aislamiento se retira de la tubería de acero carbono o aceros de baja aleación, el CUI aparece a menudo como una capa de óxido que cubre el componente corroído. (Figura 9).
- En algunos casos puede haber corrosión localizada y de tipo picadura y por lo general se encuentra bajo el sistema de revestimiento.
- En el caso de la serie 300 SS, específicamente en aislamientos de silicato de calcio, los cuales contienen cloruros; es más probable que se genere picadura y stress corrosión cracking por cloruros.

6.2.1.6 Prevención y Mitigación

- Dado que la mayoría de los materiales de construcción utilizados en las plantas son susceptibles a la degradación del CUI, la mitigación se logra mediante el uso de pinturas de recubrimiento adecuadas y mantener el aislamiento sellado para impedir la entrada de humedad.
- Si los revestimientos de alta calidad, se aplican adecuadamente, puede proporcionar protección a largo plazo.
- Es importante, realizar una selección cuidadosa de materiales de aislamiento.
- En general no es posible modificar las condiciones de funcionamiento. Sin embargo, debe considerarse la posibilidad de eliminar el aislamiento en los equipos donde la conservación de calor no es tan importante.
- Un plan de inspección de corrosión bajo aislamiento debe ser un enfoque estructurado y sistemático comenzando con la predicción y el análisis, continuando con los procedimientos y prácticas invasivas. El plan de inspección debe considerar la temperatura de funcionamiento, el tipo, la edad y el estado del revestimiento, asimismo el tipo y la edad o condición del material de aislamiento. Además, se debe hacer una priorización partiendo de una inspección física del equipo, en busca de daños en el aislamiento o en el

sellante y de señales de penetración de agua y óxido en áreas de drenaje por gravedad de todo el equipo.

- Las siguientes técnicas de inspección permiten mitigar el riesgo de CUI:
 - ✚ Retirar parcial o totalmente el aislamiento para el examen visual.
 - ✚ Ultrasonido (UT) para la verificación de espesor.
 - ✚ El perfil en tiempo real de rayos X (para tuberías de diámetro pequeño).
 - ✚ Técnicas de retro dispersión de neutrones para la identificación de aislamiento mojado.
 - ✚ Termografía de infrarrojos que buscan aislamiento húmedo y / o daños en el mismo.
 - ✚ Ultrasonido UT onda guiada.

Figura 18. Presencia de CUI en una brida de CS²¹



²¹ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

Figura 19. Presencia de Corrosión por Picadura



6.2.2. Sulfidación

6.2.2.1 Descripción de los daños. Este tipo de corrosión se da principalmente en materiales de acero al carbono y otras aleaciones como resultado de su reacción con los compuestos de azufre a alta temperatura. La presencia de hidrógeno acelera la corrosión, y en el material se presenta como una forma de fragilización.

6.2.2.2 Materiales a los que afecta

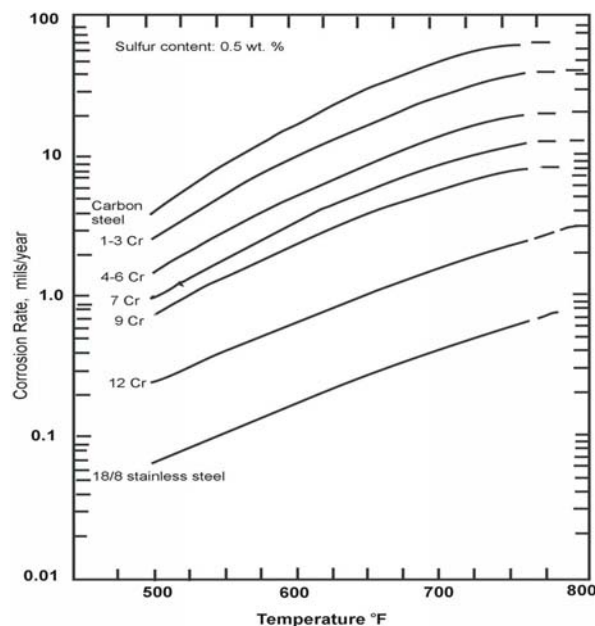
- Todos los materiales a base de hierro como acero al carbono y aceros de baja aleación, 300 y 400 de la serie SS ("*stainless steel*"²² o acero inoxidable)
- Las aleaciones a base de níquel también se ven afectadas en diversos grados dependiendo de la composición, especialmente de cromo contenido.
- Este mecanismo afecta las aleaciones de cobre a temperaturas más bajas que el acero al carbono.

²² *Stainless steel*: Acero Inoxidable

6.2.2.3 Factores críticos

- Los factores a tener en cuenta son principalmente el material, especialmente si es aleado, la temperatura y la concentración de azufre que lleve el fluido.
- La sulfidación en las aleaciones a base de hierro por lo general comienza cuando el metal alcanza temperaturas por encima de 500°F (260°C).
- En general, el aumento del contenido de cromo, aumenta significativamente la resistencia a la sulfidación. En la serie 300 SS, tales como tipos 304, 316, 321 y 347, son muy resistentes en la mayoría de entornos del proceso de refinación.
- La sulfidación es causada principalmente por H₂S (sulfuro de hidrógeno) y otras especies reactivas de azufre como resultado de la descomposición térmica de compuestos de azufre a altas temperaturas.

Figura 20. Curva del efecto de la temperatura en la sulfidación en aceros al carbono y aceros inoxidable.²³



²³ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

6.2.2.4 Unidades y equipos afectados

- La sulfidación, se produce más que todo en tuberías y equipos en entornos de alta temperatura con fluidos con altas concentraciones de azufre.
- Las áreas de mayor riesgo de presentar sulfidación son principalmente, las unidades de crudo, de vacío, viscorreductora (destilación a alta temperatura) y unidades de hidrotratamiento.
- Calentadores alimentados con petróleo, gas, coque y otros tipos de combustible, pueden ser afectados, dependiendo del nivel de azufre en el combustible.
- Calderas y equipos de alta temperatura que son expuestos a gases con contenido de azufre, pueden verse afectados.

6.2.2.5 Aspecto o morfología de los daños

- Dependiendo de las condiciones de servicio, la corrosión se presenta a menudo como adelgazamiento uniforme, no obstante se puede presentar como daños localizados como corrosión – erosión.
- Normalmente, se forma una capa de sulfuro de hierro que cubre la superficie de los componentes, estos depósitos pueden ser gruesos o delgados dependiendo de la aleación del material, la corrosividad y velocidad del fluido, y la presencia de contaminantes en el mismo.

6.2.2.6 Prevención y mitigación

- La utilización de materiales aleados con alto contenido de cromo permiten obtener resistencia a la sulfidación.
- Tuberías y equipos contruidos con revestimientos de la serie SS 300 o SS 400 pueden ofrecer una importante resistencia a la corrosión.

6.2.2.7 Inspección y Monitoreo

- Se debe monitorear las condiciones de operación como el aumento de la temperatura y los cambios en los niveles de azufre durante el proceso.
- La temperatura puede ser monitoreada por medio de termocuplas o realizando termografías para determinar puntos calientes en el equipo.
- Prueba de medición de espesores por ultrasonido externo y perfil de radiografía (comprobar adelgazamiento de espesores).
- Realización de PMI proactivo y retroactivo (pruebas de identificación de material) para verificar el tipo de aleación en el material y de esta manera prever la sulfidación.

Figura 21. Falla por Sulfidación en codo de tubería ²⁴



6.2.3. Corrosión por Ácidos Nafténicos (NAC)

6.2.3.1 Descripción de los daños. Es una forma de corrosión a alta temperatura y ocurre principalmente en las unidades de crudo, de vacío, y de corrientes abajo que procesan ciertos cortes de hidrocarburo o fracciones que contienen ácidos nafténicos. Los ácidos nafténicos son de origen orgánico y de tipo carboxílico;

²⁴ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

estos ácidos están presentes en el crudo y han sido usados ampliamente como materia prima de varios productos, sin embargo al momento de procesar crudos con altas concentraciones de estos, se convierten en un problema debido a la alta corrosividad que presentan a temperaturas elevadas.

6.2.3.2 Materiales a los que afecta

- Tubería de acero al carbono, aceros de baja aleación, SS serie 300 y SS serie 400 y aleaciones a base de níquel.

6.2.3.3 Factores críticos

- NAC es función del contenido de ácido nafténico (número de neutralización), la temperatura, contenido de azufre, velocidad y composición de la aleación.
- La corrosión aumenta con el incremento de la acidez en el fluido (hidrocarburo).
- El número de neutralización o número de ácido total (TAN), es una medida de la acidez (contenido de ácidos orgánicos). Sin embargo la corrosión por ácidos nafténicos es asociada a corrientes calientes y secas de hidrocarburo sin contenido de agua.
- El número total de acidez (TAN) del crudo puede ser engañoso ya que esta familia de ácidos posee un rango de temperaturas de ebullición y tiende a concentrarse en ciertos cortes; por lo tanto la corrosión por ácidos nafténicos es determinada por la acidez de la corriente actual o real; y no la de la carga de crudo.
- El azufre permite la formación de sulfuro de hierro, el cual tiene un efecto inhibitor sobre la corrosión por ácidos nafténicos hasta cierto punto.
- La corrosión por ácidos nafténicos se presenta normalmente en corrientes calientes por encima de 425°F (218°C); sin embargo esta se ha reportado a

partir de 350°F (177°C). La corrosión se incrementa con el aumento de temperatura hasta los 750°F (400°C).

- Las aleaciones que contienen mayores cantidades de molibdeno, muestran mayor resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos.
- La corrosión por ácidos nafténicos es severa cuando el fluido está en fase líquida y gaseosa, en zonas de alta velocidad y turbulencia y en torres de destilación donde los vapores calientes tienden a condensarse.

6.2.3.4 Unidades y equipos afectados

- Líneas de transferencia (carga de horno a torre); circuitos de gasóleo pesado de vacío y de gasóleo liviano de vacío.
- Sistemas de tubería con zonas de alta velocidad y turbulencia; en cambios de la dirección del flujo como válvulas, codos, té y reducciones, así como aéreas de perturbación como los cordones de soldadura.
- La corrosión por ácidos nafténicos se puede encontrar en corrientes calientes de hidrocarburo aguas abajo en unidades de crudo y de vacío.

6.2.3.5 Aspecto o morfología de los daños

- Este tipo de corrosión se caracteriza por ser de tipo localizada como la corrosión por picadura.
- En condiciones de baja velocidad de condensación; aleaciones como acero al carbono, aceros de baja aleación y SS de serie 400 pueden presentar pérdida de espesor uniforme y/o picadura.

6.2.3.6 Prevención y Mitigación

- Para unidades y componentes de sistemas que no han sido diseñados para la resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos; la solución es cambiar la metalurgia y la utilización de inhibidores de corrosión.
- La utilización de aleaciones con alto contenido de molibdeno mejora la resistencia a la corrosión.
- Utilizar inhibidores de corrosión a alta temperatura monitoreando cuidadosamente sus condiciones operativas.
- En condiciones críticas, es necesario utilizar acero inoxidable de tipo 317L o aceros con alto contenido de molibdeno.

6.2.3.7 Inspección y Monitoreo

- Realizar medición de espesores con ultrasonido (UT) y radiografía (RT). Sin embargo, la erosión localizada puede ser difícil de localizar; por lo tanto se debe realizar primero un RT seguida de medición de espesores por UT.
- Monitoreo del número de acidez (TAN) de la carga de crudo y las corrientes de esta, para determinar la distribución de ácidos en los diferentes cortes.
- Utilización de cupones para evaluar la velocidad y el tipo de corrosión.
- Medición del contenido de hierro y níquel en las corrientes; para evaluar la corrosión en el sistema, ya que si el fluido presenta partículas de hierro quiere decir que muy probablemente hay corrosión en la línea.

6.2.3.8 Mecanismos relacionados

- La sulfidación es un mecanismo que va ligado y debe ser considerado en la mayoría de situaciones donde se presente corrosión por ácidos nafténicos; ya que en los casos en los que se está produciendo adelgazamiento es difícil distinguir entre NAC y sulfidación.

Figura 22. Corrosión – Erosión en un codo de 5 Cr debido a NAC ²⁵



6.2.4. Stress Corrosion Cracking por Cloruro

La corrosión bajo tensión o bajo esfuerzo (SCC) es la falla súbita de metales normalmente dúctiles sometidos a una tensión de tracción en un ambiente corrosivo, sobre todo en temperaturas elevadas. SCC es químicamente muy específico, es decir, ciertas aleaciones son propensas a sufrir SCC sólo cuando se exponen a un pequeño número de ambientes químicos. El ambiente químico que causa la SCC para una aleación dada es a menudo uno que es sólo ligeramente corrosivo para el metal de otra manera. Por lo tanto, las piezas de metal con graves SCC pueden aparecer brillantes, mientras que se llena de grietas microscópicas. Este factor hace que sea común para SCC no detectarse antes de falle. El SCC se desarrolla rápidamente, y es más común entre las aleaciones de metales puros. El entorno específico es de vital importancia, y sólo concentraciones muy pequeñas de ciertos productos químicos altamente activos se necesitan para producir grietas catastróficas y generar fallas inesperadas.

²⁵ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

6.2.4.1 Descripción de los daños

- Este tipo de corrosión inicia con la formación de grietas en la superficie del metal, especialmente SS de la serie 300 y algunas aleaciones a base de níquel; debido a la acción combinada de la resistencia a la tensión, la temperatura y la presencia de cloruros. A demás la evidencia de oxígeno disuelto hace que el material tienda a agrietarse más rápido.

6.2.4.2 Materiales a los que afecta

- Los aceros inoxidable de la serie 300 son susceptibles a este tipo de corrosión
- Las aleaciones de níquel son más resistentes.

6.2.4.3 Factores críticos

- Los factores críticos para tener en cuenta son el contenido de cloruro, el pH, la temperatura, la resistencia a la tensión, la presencia de oxígeno y la composición de la aleación.
- El aumento de temperatura, aumenta la susceptibilidad a las fisuras.
- El aumento de los niveles de cloruro, aumenta el riesgo de agrietamiento.
- Las condiciones de la transferencia de calor aumentan significativamente la susceptibilidad de agrietamiento debido a que permite la concentración de cloruros; a demás la exposición alternativa a condiciones mojado – seco ó vapor – agua permiten la creación de grietas en el material.
- SCC ocurre a valores de pH por encima de 2. En valores de pH más bajos, predomina la corrosión general uniforme. Por otra parte, SCC tiende a decrecer en la medida en que el pH es alcalino.

- Este tipo de corrosión por lo general ocurre a temperaturas alrededor de 140°F (60°C), sin embargo existen casos en los que se puede dar a temperaturas menores.
- El contenido de níquel es muy importante, ya que una aleación con 8% a 12% de níquel se considera resistente; por encima de 35% es de alta resistencia y a partir del 45% son casi inmunes al SCC.
- Los aceros inoxidable de baja aleación de níquel como el dúplex (ferrita-austenita) han mejorado su resistencia respecto a los SS de la serie 300; más no son inmunes.
- Los aceros al carbono, de baja aleación y los SS de la serie 400, no son susceptibles a SCC por Cl.

6.2.4.4 Unidades y equipos afectados

- En las unidades de proceso, las tuberías de SS de la serie 300, y componentes para recipientes a presión, son susceptibles a este tipo de corrosión.
- Los drenajes de unidades de hidrotratamiento son susceptibles a agrietarse.
- Tuberías de calderas.
- Se han producido problemas de SCC en aislamientos, en especial cuando estos se mojan.

6.2.4.5 Aspecto o morfología de los daños

- Las grietas en la superficie del material, pueden aparecer por el lado proceso o externamente, bajo el aislamiento.
- El material por lo general no presenta signos visibles de corrosión.
- Las superficies agrietadas, suelen tener un aspecto quebradizo.

6.2.4.6 Prevención y Mitigación

- Seleccionar materiales adecuados y resistentes.
- Al realizar pruebas hidrostáticas; se debe utilizar agua con bajo contenido de cloruros y se debe secar rápidamente.
- Aplicar correctamente la pintura bajo el aislamiento.
- Evitar diseños que permitan la creación de depósitos en los cuales los cloruros se puedan estancar o concentrar.
- Un alivio de temperatura en materiales como SS de la serie 300 después de su fabricación, puede aliviar tensiones residuales.

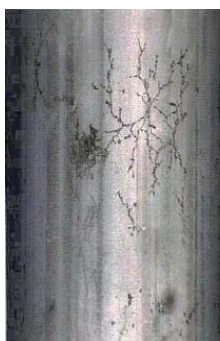
6.2.4.7 Inspección y Monitoreo

- El agrietamiento puede ser detectado en algunos casos por inspección visual.
- El método de corrientes de Eddy, se ha utilizado en tuberías y recipientes a presión.
- Algunas grietas muy finas pueden ser difíciles de encontrar con PT (análisis de fase); por esto, en algunos casos es necesario pulir muy bien la superficie o utilizar chorros de alta presión de agua, especialmente para servicios de alta presión.
- Ultrasonido (UT), para medición de espesores.
- Radiografía (RT)

Figura 23. Agrietamiento externo en tubería de 304SS de servicio de instrumentos, bajo aislamiento. ²⁶



Figura 24. Agrietamiento de tubos de SS 316L de servicio de vapor a 450°F (232°C) ²⁷



6.2.5. Vibración Inducida por Fatiga

Este mecanismo de daño, se debe más que todo a los accesorios o facilidades como válvulas de compuerta, instrumentos, drenajes, etc., menores a 2 pulgadas que son las que generan mayor vibración y fatiga térmica.

²⁶ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

²⁷ Tomado de La norma API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, 1ra Ed. Diciembre 2003.

6.2.5.1 Descripción de los daños. Este mecanismo de daño, se produce por fatiga mecánica, en donde las grietas, se producen como resultado de la carga dinámica debido a la vibración, golpe de ariete o flujo de fluidos inestables.

6.2.5.2 Materiales a los que afecta

- Todos los materiales de ingeniería.

6.2.5.3 Factores críticos

- La amplitud y frecuencia de la vibración, así como la resistencia a la fatiga de los componentes.
- La resonancia del sistema: se debe tener cuidado en que la frecuencia de la carga no se iguale con la frecuencia natural del componente ya que esto aumenta la probabilidad de rotura en el componente.
- La falta o exceso de apoyos o rigidez en el sistema aumenta los problemas de vibración y la aparición de posibles grietas.

6.2.5.4 Unidades y equipos afectados

- Tuberías con diámetro pequeño, o cerca a bombas o compresores que generan alta vibración.
- Líneas de derivación o bypass que se encuentran alrededor de equipo recíprocante y rotativo.
- Válvulas de control de alta caída de presión y estaciones de vapor.
- Los tubos de intercambiadores de calor pueden ser susceptibles a la formación de remolinos.

6.2.5.5 Aspecto o morfología de los daños

- El daño normalmente es una grieta que inicia en una zona de alta discontinuidad como una unión soldada.
- Daño por vibración en materiales refractarios debido a la falla del refractario o del sistema de anclaje, a demás las altas temperaturas influyen en el daño del refractario.

6.2.5.6 Prevención y Mitigación

- Las vibraciones inducidas por fatiga pueden ser eliminadas o reducidas a través del diseño, soportes y sistemas de amortiguación; ya que mejorar el material no suele ser una solución.
- Instalar refuerzos y soportes en conexiones de diámetros pequeños, eliminar conexiones innecesarias e inspeccionar las instalaciones en campo.
- Eliminar o desplazar fuente de vibración.

6.2.5.7 Inspección y Monitoreo

- Buscar signos de vibración, movimiento de la tubería o golpe de ariete.
- Verificar los sonidos de vibración que emanan componentes de tubería como válvulas de control y accesorios.
- Realizar inspección visual en condiciones transitorias como arranques y paradas; para determinar condiciones de vibración.
- Verificar los soportes de la tubería.
- Si existen daños en la camisa de aislamiento; esto puede indicar una excesiva vibración lo cual puede ocasionar que ingrese agua al aislamiento y se genere CUI.
- Inspección con métodos como PT, MT.

6.3 PRINCIPALES MECANISMOS DE DAÑO ANALIZADOS

A continuación se muestra una tabla – resumen de los principales mecanismos de degradación y corrosión a alta y baja temperatura; allí se muestra el rango de temperatura en el cual operan, los materiales afectados, elementos químicos influyentes, morfología, otros factores y observaciones generales.

MECANISMOS DE DEGRADACION Y CORROSION								
TIPO	NOMBRE	CONDICIONES						
	SIGLA	TEMPERATURA	MATERIALES AFECTADOS	ELEMENTOS QUIMICOS INFLUYENTES	OTROS FACTORES	MORFOLOGIA	OBSERVACIONES	
CORROSION A ALTA TEMPERATURA	CORROSION SULFIDICA	SULFIDACION (S; H ₂ S)	T > 450°F (230°C) T >500°F x API 571	CS; aleados ; Serie 300; Serie 400 ; Ni alloys CS es el mas atacado (450-625°F); Aceros Calmados (Si: 0.3%) > R Aleaciones Cr-Mo y Cr-Ni, > Resistencia SS 304/16/21> Resistencia(T<850°F) Aleaciones de Cobre (T< 450°F)	Mercaptanos Di-Poli-Sulfuros, Tiofenoles la presencia de coque ↓la rata de corrosion	Altas Temperaturas ↑ %Cr ↓el efecto; [H ₂ S] y H2 ↑	Corrosion uniforme Capa de FeS	Curvas de Mc-CONOMY Usualmente se presenta en combinacion con el acido Naftenico, siendo la condicion mas severa cuando tenemos altos valores de TAN y los mas bajos contenidos de S .
	CORROSION POR ACIDOS NAFTENICOS	NAFTENICOS	450°F< T < 750°F T : 230-400°C	Acero Carbono (atacado) Cromados del 5-12% (vulnerables) SS 304 (poca resistencia) SS 316/317 (Mo) mas Resistentes	Acidos Organicos (Acidos carboxilicos) (Ciclopentanos)	% S; TAN > 0.3 Temperatura Alta velocidad	Picaduras Ranuras, surcos Muecas	Los aceros inoxidables austeniticos requieren un minimo de 2.5%Mo para tener buena resistencia. El 12%Cr puede tener mayor corrosion que el CS
	CORROSION SULFIDICA EN PRESENCIA DE HIDROGENO	SULFIDACION H ₂ S/H ₂	T > 240°C (> 465°F)	C.S y Alloy Steel < 5% Cr baja Res. 5%-9%Cr modesta Resistencia. 12% Cr minimo requerido para Res. SS 304/316/321 > Resistencia Aleaciones de Cobre	Presencia de azufre Presencia de H2	Altas Temp. > (H2S) , %H2 Ciclos termicos Erosión/Abrasi ó n	Corrosion uniforme Capa de FeS	Curvas de COUPER - GOLDMAN
	FRAGILIZACION POR HIDROGENO	HTHA Fisuracion por H2	T > 500°F p.p.H2 > 100 Psig T > 800°F p.p.H2 > 1800 Psig	CS; C-Mo; low alloy steel 2 1/4 Cr-1 Mo	pp {H2} Fe3C +H -->CH4	Cr y Mo son elementos estabilizadores de los carburos y evitan la formacion de metano	Decarburizacion superficial (900°F y baja presion de H) para el CS; Decarburizacion intena y Fisuracion (430-900°F y pp[>100 psi])	Curvas Nelson API 941 Reduccion en la resistencia y dureza y aumento en la ductilidad
	FRAGILIZACION POR REVENIDO	Temper Embrtlement; Fragilización 885°F	600°F < T < 1070°F 885°F (475°C)	Aceros Cr - Mo ; Más susceptibles : 2-1/4 Cr-1/2 Mo y 3% Cr-1%Mo Menos susceptibles serie 400, serie 300, Aleaciones Duplex	S, Sb, As, Sn %Cr; % de ferrita	Presencia de una fase intermetalica fragil. Limite el uso de aceros ferriticos	Cambio de metalurgia en aceros con presencia de fase ferrita sostenidos a una temperatura entre 600-1000°F	Los aceros de baja aleacion (1%Cr, 1-1/4%Cr) y alta aleacion (<5%Cr) son menos susceptibles Temperatura critica 885°F
	DECARBURIZACION		T>700°F	CS; C-Mo; low alloy steel	Temperatura y tiempo de exposicion El Cr y Mo estabilizan el "C" formando carburos	Atmosferas ricas en H2 a alta temperatura pueden afectar los aceros	Decapado fragil. Perdida de resistencia	Reacción del C del acero con un gas del ambiente a alta temperatura , durante un T.T. o en contacto con el fuego

MECANISMOS DE DEGRADACION Y CORROSION							
TIPO	NOMBRE	CONDICIONES					
	SIGLA	TEMPERATURA	MATERIALES AFECTADOS	ELEMENTOS QUIMICOS INFLUYENTES	OTROS FACTORES	MORFOLOGIA	OBSERVACIONES
TERMOFLUENCIA	Creep - Overheating Long Time	T > 770°F	Todos Los aceros 1.25% Cr- 1/2% Mo son los mas susceptibles a fragilizacion por termofluencia	Mo y Cr aumentan la resistencia Precipitación secundaria de carburos (2.25%Cr-1Mo y HP cast)	Los códigos de diseño (ASME;BS; API RP 530) admiten 100.000 horas (11.4 años) Temperatura, Carga, tiempo, CQ	microgrietas- macrogrietas en los limites de grano	A.C. > 770°F ; 1/2 Mo >920°F ; 1-1/4%Cr-1/2% Mo >930°F ; 2-1/4%Cr-1% Mo >900°F ;5% Cr >880°F ;9%Cr-1%Mo >960°F ;12%Cr >800°F; SS304/H >1080°F ;SS316/H >1120°F; SS321 >1010°F ; SS321H >1040°F; SS347/H > 1100°F
SENSITIZACION		750°F < T <1300°F	Aceros Inoxidables austeniticos Serie 300 Soldaduras	El "C" lo toma del mismo acero		precipitación de carburos de cromo en los limites de grano; perdida de resistencia a la corrosion; Zonas ZAC mas afectadas	
OXIDACION A ALTA TEMPERATURA	Oxidación	T > 1050°F para CS	C.S mas atacado Aceros al Cr y Cr-Ni producen capas protectoras Ver Tabla de temperaturas vs material	O2 Si y Al en el acero incrementan la Resistencia.		Capa homogenea de oxido metalico	La oxidacion tiende a decrecer con el tiempo por la cinetica de difusion controlada
SOBRECALENTAMIENTO	Overheating short time	Calentamientos localizados T >750°F	Tubos de hornos y calderas, Recipientes con refractario caido	Direccionamiento de llama; caída de refractario;Temperaturas muy elevadas	Temperatura Tiempos cortos Condiciones de Operación	Deformacion permanente; rotura Reduccion de la resistencia Mca	Comun en tubos de calderas y hornos por problemas de combustion; tratamiento quimico inadecuado
FRAGILIZACION POR FASE SIGMA	Fase [Fe-Cr]	1000°F < T < 1750°F	Aceros austeniticos; Alloys HK y HP Duplex SS SS400 Marten y Ferriticos (>17%Cr) (aceros con %ferrita 10-40)	Elementos formadores de ferrita (Cr,Mo,Si,Nb); La cantidad de Ferrita residual. Si la fase Sigma es >25% se debe cambiar totalmente el componente	Tiempos prolongados Aceros trabajados en frio son mas susceptibles Los aceros SS316 y SS347 presentan > susceptibilidad que el SS 304	Fase Sigma, no magnetica, contiene aprox 50% Cr; La fase sigma no desaparece, a menos que se haga un Revenido a T>1600°F; En las soldaduras se debe controlar el N° ferrita 3- 10%	Presenta perdida de ductilidad y tenacidad a bajas temperaturas (200-500°F) Las aleaciones de alto niquel son practicamente inmunes a este mecanismo {Formation of sigma phase in austenitic stainless steels can also occur in a few hours, as evidenced bythe known tendency for sigma to form if an austenitic stainless steel is subjected to a postweld heat treatment at 1275°F (690°C)}.
FATIGA TERMICA	Fatiga	Ciclos T > 90°F	CS (Delta T> 225°F) SS (Delta T> 90°F)	Soldaduras bimetalicas	Esfuerzos ciclicos causados por variaciones de temperatura	Grietas superficiales que se propagan transgranularmente en la direccion perpendicular. (Longitudinales ó	Los aceros austeniticos generan mas altos esfuerzos que los aceros ferriticos Las grietas pueden iniciar en cualquiera de los lados (int; ext.) y sobre la superficie exterior

MECANISMOS DE DEGRADACION Y CORROSION								
TIPO	NOMBRE	CONDICIONES						
	SIGLA	TEMPERATURA	MATERIALES AFECTADOS	ELEMENTOS QUIMICOS INFLUYENTES	OTROS FACTORES	MORFOLOGIA	OBSERVACIONES	
						transversales)		
	ESFEROIDIZACION	Esferoidizacion	850°F < T < 1400°F	CS; C-Mo Low alloy steel (1Cr hasta 9% Cr- 1% Mo,...)	Composicion quimica del acero; microestructura; Aceros calmados con Si	Inestabilidad de las fases de C en el acero; tiempo y temperatura de exposicion	Perlita laminar se descompone y forma esferas de grafito	Perdida de resistencia; menor dureza; menor resistencia al Creep
	CARBURIZACION	Carburacion	T > 1100°F (595°C)	CS; low alloy steel Serie 300 y 400 ↓ Alloy 600, 800; HK, HP ↓↓	Tiempo, temperatura y actividad del C %Ni y Cr ↓carburizacion	Concentracion atmosferas, Coque; CO/CO2, gas Ausencia de oxigeno	capa superficial de carburos fragil (Fe+CO/CO2 --> Fe3C	El decoquizado favorece la carburizacion. El azufre inhibe la carburizacion Entre mayor contenido de cromo y niquel mayor es su resistencia.
		METAL DUSTING	900°F <T< 1500°F	Low alloy steel Serie 300 Ni alloys	Atmosferas carburantes y/o con C e H2	Composicion de la corriente; Temperatura; Tipo de material	Picaduras localizadas, redondas y profundas; depositos de grafito	Ocurre despues de presentarse la primera fase de carburizacion, en forma rapida
	FRAGILIZACION POR ENVEJECIMIENTO	Strain Aging	T>700°F	CS; C-Mo; low alloy steel fabricados antes de los 80's	Tamaño de grano grueso la favorece. Aceros trabajados en frio sin TT son mas susceptibles	Efecto combinado de Deformacion + Envejecimient o a temperaturas intermedias	Puede ocurrir cuando se suelda en la vecindad de grietas en un material susceptible	Reduccion de tenacidad y ductilidad el alivio termico reduce la susceptibilidad Aumento en la dureza y resistencia mca
	GRAFITIZACION		800°F < T < 1100°F	Algunos aceros al carbono y Aceros C-Mo	Formacion de grafito : Fe3C --> 3Fe + C(g); Adicion de 0.7% Cr elimina este fenomeno	largo Tiempo de exposicion	Nodulos de grafito en la microestructura	Spheroidization and graphitization are competing mechanisms which occur at overlapping temperature ranges. At temperatures above about 1025oF (552oC), graphitization may occur after spheroidization. Below 1025oF (552oC), graphitization occurs before the steel is fully spheroidized.
CORROSION A BAJA TEMPERATURA	CORROSION POR HALUROS	CORROSION POR HCl (ACIDA)	T < 200°F (Critico Dew Point)	CS y Alloy Steel son atacados SS austeniticos ofrecen minima Resist. Alloy 20/400/625/825 tienen limitada Resist. Aleaciones de Niquel (C276/B2) mejor Resist.	Presencia de agua, Cloro, Fluor	pH < 5	Corrosion uniforme	En presencia de Amoniaco,en los condensados de HCl disminuye la corrosividad
	CORROSION POR ACIDO SULFURICO	CORROSION POR H2SO4	T < 140°F	C.S : Solo si [H2SO4]>65%w ; T<65°F y V < 3p/s Aleaciones de niquel y SS son mas resistentes	Un agente oxidante presente puede reducir su agresividad (pasivacion)	Concentracion Temperatura Velocidad Impurezas	Capas de sulfato ferroso	El acido es Higroscopico, absorbe agua del ambiente, entre mas diluido es mas corrosivo

MECANISMOS DE DEGRADACION Y CORROSION							
TIPO	NOMBRE	CONDICIONES					
	SIGLA	TEMPERATURA	MATERIALES AFECTADOS	ELEMENTOS QUIMICOS INFLUYENTES	OTROS FACTORES	MORFOLOGIA	OBSERVACIONES
CORROSION POR HIDROSULFURO DE AMONIO	CORROSION POR AGUAS AGRIAS	T < 140°F	CS hasta 2%w de [NH4HS] SS austeniticos ofrecen minima Resist. Alloy 20/400/625/825 tienen limitada Resist. Aleaciones de Niquel (C276/B2) mejor Resist.	H ₂ S y NH ₃ Cl ₂ ; F ₂ ; CN;O ₂	pH : 4-8 Bajas Temperaturas Altas Presiones	Formacion de capa de F ₂ S (4<pH<8) Formacion de Sales de [NH ₄ HS];NH ₄ Cl; NH ₄ F (pH de 8) Zonas de alta velocidad y turbulencia	Se conoce como " Corrosion por Biosulfuro de Amonio " cuando los se manejan PH alrededor de 8 El Oxigeno y los Cianuros destruyen la capa de Sulfuros de Fe
AGRIETAMIENTO POR H2S HUMEDO	SSC (Sulfide Stress Corrosion)		Aceros al carbono.	H ₂ S + H ₂ O	pH >6 Cl=; FI=; CN= aumentan la corrosion		No aplica para los aceros inoxidable, ocurre en la cima de los equipos en un ambiente de H2S + Agua
	HIC (Corrosión Inducida por Hidrógeno)			H ₂ S + H ₂ O			
	Blistering (Ampollamiento por H2)			H ₂ S + H ₂ O			
	SOHIC (Corrosión Inducida por Hidrógeno con Orientacion de Esfuerzos)			H ₂ S + H ₂ O			
CORROSION POR ACIDOS POLITIONICOS (Intergranular)		Temperaturas bajas	Aceros inoxidables austeniticos, Esfuerzos residuales, Acidos politiónicos	Azufre, Aire, Agua	Requiere neutralizacion con soda		Ocurre durante el proceso de paradas y arrancadas de planta.
STRESS CORROSION CARCKING POR CLORUROS	Cl-SCC	T > 140°F (60°C) y medio acuoso	Aceros Inoxidables	Cl-			
STRESS CORROSION CARCKING POR AMONIACO	SCC-NH3	CUALQUIER TEMPERATURA	Aleaciones base Cobre CS	H2O; NH3 acuoso; compuestos de amonio	pH < 8.5 Zonas esforzadas	Intergranular ó transgranular	
CORROSION BAJO AISLAMIENTO	CUI	T < 350°F (175°C)	Aceros al carbono	H2O			
		T < 300°F	Acero Inoxidable	H2O	Cl=		
CORROSION POR AMINAS	AMINE CORROSION	T < 300°F	Aceros al Carbono (mas atacados) Aceros Inoxidables (menor grado)	MEA (20%w) DEA (30-35%w) DIPA (35%w) MDEA (40-50%) DGA (35-50%w)	pH : 10.5-11usualmente pH : 8.5-9.5 (tipo Amina) Impurezas (sales HSAS, sulfuros,etc) Temperatura;	Capa de oxido ferroso	Aminas puras no son corrosivas Son Corrosivas en presencia de H ₂ S y CO ₂ .

MECANISMOS DE DEGRADACION Y CORROSION							
TIPO	NOMBRE	CONDICIONES					
	SIGLA	TEMPERATURA	MATERIALES AFECTADOS	ELEMENTOS QUIMICOS INFLUYENTES	OTROS FACTORES	MORFOLOGIA	OBSERVACIONES
					Velocidad [H ₂ S + CO ₂]; [Amina]		
AGRIETAMIENTO POR AMINAS	S.C.C.	T >140°F (60°C)		MEA-DEA-DIPA			Proceso lento.
CORROSION POR CO ₂ EN FASE ACUOSA	Corrosion acuosa o por CO ₂	T <180 °F T = 300°F dew point del CO ₂	Acero Carbono Aceroa de baja aleacion	CO ₂ + H ₂ O	↓pH ↑ ↑Velocidades	CO ₂ + H ₂ O --> H ₂ CO ₃ Forma FeCO ₃ Mesetas	El CO ₂ puro y seco no es corrosivo los Aceros inoxidables son muy resistentes al ataque por CO ₂
CORROSION POR CARBONATOS			Acero Carbono	Esfuerzos Carbonatos >200ppm			
AGRIETAMIENTO CAUSTICO	NaOH or KOH	T > 175°F (200°F severa corrosion)	Acero Carbono carbon steel, low alloy steels and 300 Series SS.	El alivio termico	Concentracion de NaOH; Soplados con vapor en apagadas	Agrietamiento	Es material puede ser susceptible tambien en apadgadas cuando se sopla con vapor
CORROSION POR PICADURA	PITTING						
CORROSION MICROBIOLOGICA	MIC	T = 0°F - 235°F	CS, low alloy steels, SS 300/400 Aluminio; Cobre y some nickel base alloys.	Agua ; salinidad, O ₂ , pH 0-12	generada por algas, bacterias, tuberculos ó sustancias organicas		

7. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END) SEGÚN NORMA ASME SECCIÓN V

7.1. DEFINICIÓN END

Se denomina ensayo no destructivo (END) a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Los ensayos no destructivos implican un daño imperceptible o nulo. Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos tales como ondas electromagnéticas, acústicas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño considerable a la muestra examinada.

En general los ensayos no destructivos proveen datos menos exactos acerca del estado de la variable a medir que los ensayos destructivos. Sin embargo, suelen ser más baratos para el propietario de la pieza a examinar, ya que no implican la destrucción de la misma. En ocasiones los ensayos no destructivos buscan únicamente verificar la homogeneidad y continuidad del material analizado, por lo que se complementan con los datos provenientes de los ensayos destructivos.

La amplia aplicación de los métodos de ensayos no destructivos en materiales se encuentra resumida en los tres grupos siguientes:

- Defectología: Permite la detección de discontinuidades, evaluación de la corrosión y deterioro por agentes ambientales; determinación de tensiones; detección de fugas.

- Caracterización: Evaluación de las características químicas, estructurales, mecánicas y tecnológicas de los materiales; propiedades físicas (elásticas, eléctricas y electromagnéticas); transferencia de calor y trazado de isotermas.
- Metrología: Control de espesores; medidas de espesores por un solo lado, medidas de espesores de recubrimiento; niveles de llenado.

7.2. PRICIPALES ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS APLICADOS EN TUBERÍA SEGÚN NORMA ASME SECCIÓN V

7.2.1. Inspección Visual

La técnica de Inspección Visual es una técnica de prueba no destructiva que detecta una variedad de defectos como: corrosión, contaminación, conexiones de soldadura y discontinuidades de superficies.

Es el método más utilizado para detectar reventaduras de la superficie, el cual es particularmente importante por su relación con mecanismos de fallas estructurales.

La inspección visual y óptica es aquella que utiliza la energía de la porción visible del espectro electromagnético. Los cambios en las propiedades de la luz, después de entrar en contacto con el objeto inspeccionado, pueden ser detectados por el ojo humano o por un sistema de inspección visual. Es considerado el método de prueba no destructiva original, y más antiguo, y sus siglas en inglés son VT= visual testing.

La inspección visual es el primer paso de cualquier evaluación. En general, las Pruebas no Destructivas establecen como requisito previo realizar una inspección visual.

Las inspecciones con energía luminosa son utilizadas primeramente para dos propósitos:

- 1) La inspección de superficies expuestas o accesibles de objetos opacos (incluyendo la mayoría de ensambles parciales o productos terminados), y
- 2) La inspección del interior de objetos transparentes (tales como vidrio, cuarzo, algunos plásticos, líquidos y gases).

En la industria de la energía, petroquímica, transporte y de infraestructura, donde existen ambientes corrosivos, temperatura o donde es contenida presión, se requieren comprobaciones visuales.

7.2.2. Prueba de Líquidos Penetrantes

La inspección por Líquidos Penetrantes es empleada para detectar e indicar discontinuidades que afloran a la superficie de los materiales que son examinados.

En términos generales, esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco, que absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa de revelador se delinea el contorno de ésta.

Actualmente existen 18 posibles variantes de inspección empleando este método; cada una de ellas ha sido desarrollada para una aplicación y sensibilidad específica. Así por ejemplo, si se requiere detectar discontinuidades con un tamaño de aproximadamente medio milímetro (0.012" aprox.), debe emplearse un penetrante fluorescente, removible por post-emulsificación y un revelador seco. Por otra parte, si lo que se necesita es detectar discontinuidades mayores a 2.5

mm (0.100" aprox.), conviene emplear un penetrante contrastante, lavable con agua y un revelador en suspensión acuosa.

7.2.2.1 Requisitos de la inspección por líquidos penetrantes. Antes de iniciar las pruebas de Líquidos Penetrantes, es conveniente tener en cuenta la siguiente información:

- Es muy importante definir las características de las discontinuidades y el nivel de sensibilidad con que se las quiere detectar, ya que si son relativamente grandes o se quiere una sensibilidad entre baja y normal, se recomienda emplear penetrantes visibles; pero si la discontinuidad es muy fina y delgada o se requiere de una alta o muy alta sensibilidad, es preferible emplear los penetrantes fluorescentes.
- Otro factor de selección es la condición de la superficie a inspeccionar; ya que si es una superficie rugosa o burda, como sería el caso de una unión soldada o una pieza fundida, se debe emplear un penetrante líquido removible con agua. Pero si la superficie es tersa y pulida, es preferible emplear un penetrante removible con solvente. Finalmente cuando se requiere una inspección de alta calidad o con problemas de sensibilidad, se puede emplear un penetrante post-emulsificable.
- Si el material a examinar es acero inoxidable, titanio o aluminio (para componentes aeronáuticos, por ejemplo) o aleaciones de níquel (monel), entonces los penetrantes deberán tener un control muy rígido de contaminantes, como son los compuestos halogenados (derivados del flúor, cloro, bromo, yodo) o de azufre (sulfatos o sulfuros), ya que si quedan residuos de ellos, pueden ocasionar fracturas o fragilidad del material. Por esto es necesario conocer el certificado de pureza de los productos ofrecidos por proveedores confiables.

Figura 25. Tabla de Requerimientos Esenciales para un PLP ²⁸

**TABLE T-621
REQUIREMENTS OF A LIQUID PENETRANT EXAMINATION PROCEDURE**

Requirement	Essential Variable	Nonessential Variable
Identification of and any change in type or family group of penetrant materials including developers, emulsifiers, etc.	X	...
Surface preparation (finishing and cleaning, including type of cleaning solvent)	X	...
Method of applying penetrant	X	...
Method of removing excess surface penetrant	X	...
Hydrophilic or lipophilic emulsifier concentration and dwell time in dip tanks and agitation time for hydrophilic emulsifiers	X	...
Hydrophilic emulsifier concentration in spray applications	X	...
Method of applying developer	X	...
Minimum and maximum time periods between steps and drying aids	X	...
Decrease in penetrant dwell time	X	...
Increase in developer dwell time (Interpretation Time)	X	...
Minimum light intensity	X	...
Surface temperature outside 40°F to 125°F (5°C to 52°C) or as previously qualified	X	...
Performance demonstration, when required	X	...
Personnel qualification requirements	...	X
Materials, shapes, or sizes to be examined and the extent of examination	...	X
Post-examination cleaning technique	...	X

Figura 26. Tabla de tiempos Requeridos para realizar un PLP ²⁹

TABLE T-672 MINIMUM DWELL TIMES

Material	Form	Type of Discontinuity	Dwell Times [Note (1)] (minutes)	
			Penetrant	Developer
Aluminum, magnesium, steel, brass and bronze, titanium and high-temperature alloys	Castings and welds	Cold shuts, porosity, lack of fusion, cracks (all forms)	5	10
	Wrought materials — extrusions, forgings, plate	Laps, cracks (all forms)	10	10
Carbide-tipped tools	...	Lack of fusion, porosity, cracks	5	10
Plastic	All forms	Cracks	5	10
Glass	All forms	Cracks	5	10
Ceramic	All forms	Cracks	5	10

NOTE:

(1) For temperature range from 50°F to 125°F (10°C to 52°C). For temperatures from 40°F (5°C) up to 50°F (10°C), minimum penetrant dwell time shall be 2 times the value listed.

²⁸ Tomado de La norma ASME SECCIÓN V: ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Nondestructive Examination. 2009b addenda, Julio 2009.

²⁹ Tomado de La norma ASME SECCIÓN V: ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Nondestructive Examination. 2009b addenda, Julio 2009.

7.2.2.2 Ventajas generales de los líquidos penetrantes

- La inspección por Líquidos Penetrantes es extremadamente sensible a las discontinuidades abiertas a la superficie.
- La configuración de las piezas a inspeccionar no representa un problema para la inspección.
- Son relativamente fáciles de emplear.
- Brindan muy buena sensibilidad.
- Son económicos.
- Son razonablemente rápidos en cuanto a la aplicación, además de que el equipo puede ser portátil.
- Se requiere de pocas horas de capacitación de los Inspectores.

7.2.2.3 Limitaciones generales de los líquidos penetrantes

- Sólo son aplicables a defectos superficiales y a materiales no porosos.
- Requiere de una buena limpieza previa a la inspección.
- No se proporciona un registro permanente de la prueba no destructiva.
- Una selección incorrecta de la combinación de revelador y penetrante puede ocasionar falta de sensibilidad en el método.
- Es difícil quitarlo de roscas, ranuras, huecos escondidos y superficies ásperas.

7.2.2.4 Aplicaciones

- Las aplicaciones de los Líquidos Penetrantes son amplias y por su gran versatilidad se utilizan desde la inspección de piezas críticas, como son los componentes aeronáuticos, hasta los cerámicos como las vajillas de uso doméstico.

- Muchas de las aplicaciones descritas son sobre metales, pero esto no es una limitante, ya que se pueden inspeccionar otros materiales, por ejemplo cerámicos vidriados, plásticos, porcelanas, recubrimientos electroquímicos, etc.

7.2.3. Ultrasonido

Las ondas ultrasónicas son generadas por un cristal o un cerámico piezoeléctrico dentro del palpador; este elemento, que llamaremos transductor, tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa.

Al ser excitado eléctricamente, y por el efecto piezoeléctrico, el transductor vibra a altas frecuencias (lo que genera ultrasonido); estas vibraciones son transmitidas al material que se desea inspeccionar.

Durante el trayecto en el material, la intensidad de la energía sónica sufre una atenuación, que es proporcional a la distancia del recorrido. Cuando el haz sónico alcanza la frontera del material, dicho haz es reflejado. Los ecos o reflexiones del sonido son recibidos por otro (o por el mismo) elemento piezoeléctrico y su señal es filtrada e incrementada para ser enviada a un osciloscopio de rayos catódicos, en donde la trayectoria del haz es indicada por las señales de la pantalla; también puede ser transmitida a un sistema de graficado, donde se obtiene un perfil acústico de la pieza a una pantalla digital, donde se leerá un valor o a una computadora, para el análisis matemático de la información lograda.

En muchos aspectos la onda de ultrasonido es similar a las ondas de luz; ambas son ondas y obedecen a una ecuación general de onda.

7.2.3.1 Requisitos por la inspección por ultrasonido. Antes de iniciar una inspección por UT, es necesario definir los siguientes parámetros, a fin de hacer una correcta selección del equipo de trabajo:

- Cuál es el tipo de discontinuidad que puede encontrarse.
- Qué extensión y orientación puede tener en la pieza.
- Qué tolerancias se pueden aplicar para aceptar o rechazar la indicación.

A continuación se deben seleccionar el palpador y el cable coaxial a ser empleados:

Los cables son del tipo coaxial para prevenir problemas de interferencia eléctrica y sus conexiones deben ser compatibles con las del instrumento y el palpador a emplear.

Los factores a ser tomados en cuenta para la selección de un palpador son:

- Número de cristales piezoeléctricos.
- El tipo de inspección (contacto, inmersión, alta temperatura).
- El diámetro del elemento piezoeléctrico.
- La frecuencia de emisión.
- En su caso, el ángulo de refracción.
- El tipo de banda.
- El tipo de protección de antidesgaste.

Por lo común, la norma establece las condiciones mínimas que deben cumplir los palpadores.

En la inspección por ultrasonido se utiliza por lo general ondas longitudinales (haz recto) u ondas transversales (haz angular). Las frecuencias más comúnmente utilizadas son de 1 a 5 Mhz con haces de sonido o ángulos de 0°, 45°, 60° y 70°.

En la inspección con haz recto; el sonido es transmitido perpendicularmente a la superficie de entrada del este.

Utilizando un block de referencia el cual cuenta con una discontinuidad artificial o natural de tamaño conocido, es posible calibrar el equipo y así calcular aproximadamente el tamaño de las discontinuidades detectadas.

Es frecuente su empleo para la medición de espesores, detección de zonas de corrosión, detección de defectos en piezas que han sido fundidas forjadas, roladas o soldadas; en las aplicaciones de nuevos materiales como son los metal cerámicos y los materiales compuestos, ha tenido una gran aceptación, por lo sencillo y fácil de aplicar como método de inspección para el control de calidad. Las nuevas tendencias indican que su campo de aplicación se mejorará con el apoyo de las computadoras para el análisis inmediato de la información obtenida.

Figura 27. Tabla de Requerimientos Esenciales para un UT ³⁰

TABLE T-522 VARIABLES OF AN ULTRASONIC EXAMINATION PROCEDURE		
Requirement	Essential Variable	Nonessential Variable
Material types and configurations to be examined, including thickness dimensions and product form (castings, forgings, plate, etc.)	X	...
Personnel qualification requirements	...	X
Personnel performance requirements, when required	X	...
The surfaces from which the examination shall be performed	X	...
Surface condition (examination surface, calibration block)	...	X
Couplant: brand name or type	...	X
Technique(s) (straight beam, angle beam, contact, and/or immersion)	X	...
Angle(s) and mode(s) of wave propagation in the material	X	...
Search unit type(s), frequency(ies), and element size(s) shape(s)	X	...
Special search units, wedges, shoes, or saddles, when used	X	...
Ultrasonic instrument(s)	X	...
Calibration [calibration block(s) and technique(s)]	X	...
Directions and extent of scanning	X	...
Automatic alarm and/or recording equipment, when applicable	...	X
Scanning (manual vs. automatic)	X	...
Method for sizing indications	X	...
Computer enhanced data acquisition, when used	X	...
Records, including minimum calibration data to be recorded (e.g., instrument settings)	...	X
Scan overlap (decrease only)	X	...

³⁰ Tomado de La norma ASME SECCIÓN V: ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Nondestructive Examination. 2009b addenda, Julio 2009.

7.2.3.2 Ventajas del ultrasonido

- Se detectan discontinuidades superficiales y subsuperficiales.
- Puede delinear claramente el tamaño de la discontinuidad, su localización y su orientación.
- Sólo se requiere acceso por un lado del material a inspeccionar.
- Tiene alta capacidad de penetración y los resultados de prueba son conocidos inmediatamente.

7.2.3.3 Limitaciones generales del ultrasonido

- Está limitado por la geometría, estructura interna, espesor y acabado superficial de los materiales sujetos a inspección.
- Localiza mejor aquellas discontinuidades que son perpendiculares al haz de sonido.
- Las partes pequeñas o delgadas son difíciles de inspeccionar por este método.
- El equipo puede tener un costo elevado, que depende del nivel de sensibilidad y de sofisticación requerido.
- El personal debe estar calificado y generalmente requiere de mucho mayor entrenamiento y experiencia para este método que para cualquier otro de los métodos de inspección.
- La interpretación de las indicaciones requiere de mucho entrenamiento y experiencia de parte del operador.
- Requiere de patrones de referencia y generalmente no proporciona un registro permanente.

7.2.4. Radiografía Industrial

El caso de la Radiografía Industrial, como prueba no destructiva, es muy interesante; pues permite asegurar la integridad y confiabilidad de un producto; además, proporciona información para el desarrollo de mejores técnicas de producción y para el perfeccionamiento de un producto en particular.

La inspección por RT se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material.

Al aplicar RT, normalmente se obtiene una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, debido a que este método emplea radiación de alta energía, que es capaz de penetrar materiales sólidos, por lo que el propósito principal de este tipo de inspección es la obtención de registros permanentes para el estudio y evaluación de discontinuidades presentes en dicho material. Por lo anterior, esta prueba es utilizada para detectar discontinuidades internas en una amplia variedad de materiales.

Dentro de los END, la Radiografía Industrial es uno de los métodos más antiguos y de mayor uso en la industria. Debido a esto, continuamente se realizan nuevos desarrollos que modifican las técnicas radiográficas aplicadas al estudio no sólo de materiales, sino también de partes y componentes; todo con el fin de hacer más confiables los resultados durante la aplicación de la técnica.

El principio físico en el que se basa esta técnica es la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, siendo esta última de una longitud de onda muy corta y de alta energía.

Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos X o gamma es absorbida o atenuada al atravesar un material. Esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

La radiación ionizante que logra traspasar el objeto puede ser registrada por medio de la impresión en una placa o papel fotosensible, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada; o bien, por medio de una pantalla fluorescente o un tubo de video, para después analizar su imagen en una pantalla de televisión o grabarla en una cinta de video. En términos generales, es un proceso similar a la fotografía, con la diferencia principal de que la radiografía emplea rayos X o rayos Gamma y no energía luminosa.

En la actualidad, dentro del campo de la industria existen dos técnicas comúnmente empleadas para la inspección radiográfica:

- Radiografía con rayos X.
- Radiografía con rayos gamma.

La principal diferencia entre estas dos técnicas es el origen de la radiación electromagnética; ya que, mientras los rayos X son generados por un alto potencial eléctrico, los rayos gamma se producen por desintegración atómica espontánea de un radioisótopo.

Los rayos X son generados por dispositivos electrónicos y los rayos gamma por fuentes radioactivas naturales o por isótopos radioactivos artificiales producidos para fines específicos de Radiografía Industrial, tales como: iridio 192, cobalto 60, cesio 137 y tulio 170.

La fuente de rayos X es el ánodo en un tubo eléctrico de alto voltaje. Cuando se prende, el haz de electrones generado en el cátodo impacta sobre el ánodo y esto provoca la emisión de los rayos X en todas direcciones; la capa de blindaje alrededor del tubo absorbe los rayos X, excepto aquellos que escapan a través de un orificio o ventana que existe para tal fin. Los rayos que pasan se emplean para

producir la radiografía. Cuando se apaga la máquina de rayos X, la radiación cesa y la pieza inspeccionada no conserva radioactividad.

Aunque existen arreglos especiales, diseñados para casos determinados, el equipo que se emplea con más frecuencia para la inspección radiográfica es el siguiente:

- Fuente de radiación (rayos X o rayos gamma).
- Controles de la fuente.
- Película radiográfica.
- Pantallas intensificadoras.
- Indicadores de calidad de la imagen.
- Accesorios.

7.2.4.1 Requisitos de la inspección por radiografía. El procedimiento que normalmente se sigue para obtener una radiografía se describe de la siguiente forma:

Inicialmente, deben conocerse algunas características del material que se va a examinar, como son: tipo del metal, su configuración, el espesor de la pared a ser radiografiada, etc. Todo ello con el fin de seleccionar el radioisótopo o el kilovoltaje más adecuados.

Una vez establecida la fuente de radiación, se deben calcular las distancias entre ésta, el objeto y la película, para así poder obtener la nitidez deseada. Igualmente, se selecciona la película con ciertas características que permitan una exposición en un tiempo razonable y una calidad de imagen óptima. Esta se coloca dentro de un porta película que sirve como protección para evitar que la luz dañe la emulsión fotográfica, y que además contiene las pantallas intensificadoras que sirven para reducir el tiempo de exposición, mejorando con esto la calidad de la imagen. Este último proceso se efectúa en el laboratorio.

Una vez realizado lo anterior, se procede a poner en práctica las medidas de seguridad radiológica en la zona en la que se va a efectuar la radiografía con el fin de evitar una sobredosis al personal que pueda estar laborando cerca de la zona de inspección.

A continuación, se hace el arreglo para colocar la fuente a la distancia calculada con respecto al objeto y se coloca la película radiográfica del otro lado de éste para registrar la radiación que logre atravesar al material sujeto a inspección.

Esta radiación provoca la impresión de la película radiográfica, que corresponde al negativo de una fotografía. Entre mayor sea la cantidad de radiación que incida sobre la película, más se ennegrecerá ésta. Con el objeto de determinar la sensibilidad y la calidad de una radiografía, se emplean indicadores de calidad de imagen, mal llamados penetrámetros. Al realizar la inspección, los indicadores de calidad de imagen se eligen normalmente de manera que el espesor de éstos represente aproximadamente el 2% del espesor de la parte a inspeccionar y, siempre que sea humanamente posible, se colocarán del lado de la fuente de radiación.

La exposición se realiza, bien sea sacando la cápsula que contiene al radioisótopo o encendiendo al aparato de rayos X; esto se lleva a cabo durante el tiempo previamente calculado para realizar la exposición. Una vez terminada la exposición, se recupera la cápsula o se apaga el instrumento de rayos X y la película se lleva a revelar.

Si se comprueba que la imagen es satisfactoria, entonces se interpreta para conocer qué tipo de indicaciones están presentes; las cuales posteriormente serán evaluadas para conocer su nivel de severidad y su posible efecto en el material que se inspecciona.

7.2.4.2 Ventajas de la radiografía industrial

- Es un excelente medio de registro de inspección.
- Su uso se extiende a diversos materiales.
- Se obtiene una imagen visual del interior del material.
- Se obtiene un registro permanente de la inspección.
- Descubre los errores de fabricación y ayuda a establecer las acciones correctivas.

7.2.4.3 Limitaciones generales de la radiografía

- No es recomendable utilizarla en piezas de geometría complicada.
- No debe emplearse cuando la orientación de la radiación sobre el objeto sea inoperante, ya que no es posible obtener una definición correcta.
- La pieza de inspección debe tener acceso al menos por dos lados.
- Su empleo requiere el cumplimiento de estrictas medidas de seguridad.
- Requiere personal altamente capacitado, calificado y con experiencia.
- Requiere de instalaciones especiales como son: el área de exposición, equipo de seguridad y un cuarto oscuro para el proceso de revelado.
- Las discontinuidades de tipo laminar no pueden ser detectadas por este método.

7.2.4.4 Aplicaciones

- Aplicaciones en las cuales se emplean los efectos físicos, como son la difracción (determinación de estructuras cristalográficas), fluorescencia (determinación de composición química) y la ionización (detección de la radiación), etc.

- Aplicaciones en las que se mide la atenuación de la radiación, como es el caso de la medición de espesores en procesos de alta temperatura; la medición de niveles de fluidos; la determinación de densidades en procesos de producción continua y la Radiografía Industrial.
- Finalmente, resta aclarar que la corta longitud de onda de la radiación que emplea la radiografía le permite penetrar materiales sólidos, que absorben o reflejan la luz visible; lo que da lugar al uso de esta técnica en el control de calidad de productos soldados, fundiciones, forjas, etc.; para la detección de defectos internos microscópicos tales como grietas, socavados, penetración incompleta en la raíz, falta de fusión, etc.

7.2.5. Partículas Magnéticas

La inspección por Partículas Magnéticas permite detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales en materiales ferromagnéticos. Se selecciona usualmente cuando se requiere una inspección más rápida que con los líquidos penetrantes.

El principio del método es la formación de distorsiones del campo magnético o de polos cuando se genera o se induce un campo magnético en un material ferromagnético; es decir, cuando la pieza presenta una zona en la que existen discontinuidades perpendiculares a las líneas del campo magnético, éste se deforma o produce polos. Las distorsiones o polos atraen a las partículas magnéticas, que fueron aplicadas en forma de polvo o suspensión en la superficie sujeta a inspección y que por acumulación producen las indicaciones que se observan visualmente de manera directa o bajo luz ultravioleta.

Actualmente existen 32 variantes del método, que al igual que los líquidos penetrantes sirven para diferentes aplicaciones y niveles de sensibilidad. En este caso, antes de seleccionar alguna de las variantes, es conveniente estudiar el tipo

de piezas a inspeccionar, su cantidad, forma y peso, a fin de que el equipo a emplear sea lo más versátil posible; ya que con una sola máquina es posible efectuar al menos 16 de las variantes conocidas.

7.2.5.1 Requisitos de la inspección por partículas magnéticas. Antes de iniciar la inspección por partículas magnéticas, es conveniente tener en cuenta que la planificación de este tipo de inspecciones se inicia al conocer cuál es la condición de la superficie del material y el tipo de discontinuidad a detectar. Así mismo deben conocerse las características metalúrgicas y magnéticas del material a inspeccionar; ya que de esto dependerá el tipo de corriente, las partículas a emplear y, en caso necesario, el medio de eliminar el magnetismo residual que quede en la pieza.

7.2.5.2 Ventajas de la inspección por partículas magnéticas. Con respecto a la inspección por líquidos penetrantes, este método tiene las siguientes ventajas:

- Requiere de un menor grado de limpieza.
- Generalmente es un método más rápido y económico.
- Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie.
- Tiene una mayor cantidad de alternativas.

7.2.5.3 Limitaciones generales de las partículas magnéticas

- Son aplicables sólo en materiales ferromagnéticos.
- No tienen gran capacidad de penetración.
- El manejo del equipo en campo puede ser caro y lento.
- Generalmente requieren del empleo de energía eléctrica.
- Sólo detectan discontinuidades perpendiculares al campo.

7.2.5.4 Aplicaciones

- Tipo de partículas: Por término general, se prefieren las partículas secas cuando se requiere detectar discontinuidades relativamente grandes. Las partículas en suspensión se emplean preferentemente para detectar discontinuidades muy pequeñas y cerradas.
- Color de las partículas: Dependerá de contraste de fondo. De este modo se emplearán partículas de color oscuro (negras o azules) para piezas recién maquinadas y partículas de colores claros (grises o blancas) para piezas con superficies oscuras.

Las partículas de color rojo están en un punto intermedio y fueron desarrolladas para que su observación se facilite empleando una tinta de contraste blanco; esta tinta tiene un color y consistencia parecidos al del revelador no acuoso de los PT, pero con mayor poder de adherencia.

Cuando se desea una mayor sensibilidad en un método, es necesario emplear las partículas fluorescentes.

Las partículas se aplican conforme se realiza la inspección, para lo que existen dos prácticas comunes que son:

- Si se emplean partículas secas, primero se hace pasar la corriente de magnetización y al mismo tiempo se rocían las partículas.
- Si se emplean partículas en suspensión, primero se aplica la solución sobre la superficie a inspeccionar e inmediatamente se aplica la corriente de magnetización.

Generalmente se recomienda que la corriente de magnetización se mantenga durante el tiempo de aplicación de las partículas, ya que es cuando el campo magnético es más intenso y permite que las partículas sean atraídas hacia

cualquier distorsión o fuga de campo, para así indicar la presencia de una posible discontinuidad.

7.2.6. Termografía

La Termografía Infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión.

El principio físico por el que se rige es el de convertir las mediciones de la radiación infrarroja en medición de temperatura, esto se logra midiendo la radiación emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético desde la superficie del objeto, convirtiendo estas mediciones en señales eléctricas.

Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas, o de termovisión, son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para "ver" en estas longitudes de onda. Esto nos permite medir la energía radiante emitida por objetos, y por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

La radiación infrarroja es la señal de entrada que la cámara termográfica necesita para generar una imagen de un espectro de colores, en el que cada uno de los colores, según una escala determinada, significa una temperatura distinta.

7.2.6.1 La Termografía en el Mantenimiento Industrial Preventivo. La gran mayoría de los problemas y averías en el entorno industrial - ya sea de tipo mecánico, eléctrico y de fabricación - están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema de Termovisión por Infrarrojos. La implementación de programas de inspecciones termográficas en instalaciones, maquinaria, cuadros

eléctricos, etc es posible minimizar el riesgo de un falla de equipos y sus consecuencias, a la vez que también ofrece una herramienta para el control de calidad de las reparaciones efectuadas.

El análisis mediante Termografía infrarroja debe complementarse con otras técnicas y sistemas de ensayo conocidos, como pueden ser el análisis de aceites lubricantes, el análisis de vibraciones, los ultrasonidos pasivos y el análisis predictivo en motores eléctricos. Pueden añadirse los ensayos no destructivos clásicos: ensayos radiográficos, el ultrasonido activo, partículas magnéticas, etc.

7.2.6.2 Ventajas del Mantenimiento Preventivo por Termografía

- Método de análisis sin detención de procesos productivos, ahorra gastos.
- Baja peligrosidad para el operario por evitar la necesidad de contacto con el equipo.
- Determinación exacta de puntos deficientes en una línea de proceso.
- Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la Falla.
- Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.
- Ayuda al seguimiento de las reparaciones previas.

7.2.6.3 Aplicaciones de la Termografía en Mantenimiento Preventivo. El análisis mediante Cámaras Termográficas Infrarrojas, está recomendado para:

- Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos.
- Instalaciones y líneas eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- Cuadros, conexiones, bornes, transformadores, fusibles y empalmes eléctricos.
- Motores eléctricos, generadores, bobinados, etc.
- Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos.
- Hornos, calderas e intercambiadores de calor.
- Instalaciones de Frío industrial y climatización.

7.2.7. Corrientes de Hedí

7.2.7.1 Definición de corrientes de Hedí. Está basada en los principios de la inducción electromagnética y es utilizada para identificar o diferenciar entre una amplia variedad de condiciones físicas, estructurales y metalúrgicas en partes metálicas ferromagnéticas y no ferromagnéticas, y en partes no metálicas que sean eléctricamente conductoras.

Las corrientes de Eddy son creadas usando la inducción electromagnética, este método no requiere contacto eléctrico directo con la parte que está siendo inspeccionada.

7.2.7.2 Aplicaciones de las corrientes de Eddy en Ensayos No Destructivos

- Medir o identificar condiciones o propiedades tales como: conductividad eléctrica, permeabilidad magnética, tamaño de grano, condición de tratamiento térmico, dureza y dimensiones físicas de los materiales.
- Detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales, como costuras, traslapes, grietas, porosidades e inclusiones.
- Detectar irregularidades en la estructura del material.
- Medir espesores de un recubrimiento no conductor sobre un metal conductor, o el espesor de un recubrimiento metálico no magnético sobre un metal magnético.

7.2.7.3 Ventajas de realizar Corrientes de Eddy

- Se aplica a todos los metales, electroconductores y aleaciones.
- Alta velocidad de prueba.
- Medición exacta de la conductividad.
- Indicación inmediata.

- Detección de áreas de discontinuidades muy pequeñas. (0.0387 mm² – 0.00006in²)
- La mayoría de los equipos trabajan con baterías y son portátiles.
- La única unión entre el equipo y el artículo bajo inspección es un campo magnético, no existe posibilidad de dañar la pieza.

7.2.7.4 Limitaciones

- La capacidad de penetración está restringida a menos de 6 mm.
- En algunos casos es difícil verificar los metales ferromagnéticos.
- Se aplica a todas las superficies formas uniformes y regulares.
- Los procedimientos son aplicables únicamente a materiales conductores.
- No se puede identificar claramente la naturaleza específica de las discontinuidades.
- Se requiere de personal calificado para realizar la prueba.

7.3 TABLA DE IMPERFECCIONES Vr. TIPO DE ENSAYO NO DESTRUCTIVO

A continuación se muestra una tabla con los diferentes mecanismos de daño y el ensayo no destructivo que debe realizarse ya sea superficial, sub-superficial o volumétrico:

Figura 28. Tabla de Imperfecciones Vr. Tipo de Ensayo No Destructivo³¹

	Surface [Note (1)]		Sub-surf. [Note (2)]		Volumetric [Note (3)]				UTT
	VT	PT	MT	ET	RT	UTA	UTS	AE	
Service-Induced Imperfections									
Abrasive Wear (Localized)	●	○	○	...	●	○	○	...	○
Baffle Wear (Heat Exchangers)	●	...	...	○	...	...	...	...	...
Corrosion-Assisted Fatigue Cracks	○	○	●	...	○	●	...	●	...
Corrosion -Crevice	●	...	...	...	...	...	...	...	○
-General / Uniform	...	...	...	○	○	...	○	...	○
-Pitting	●	●	○	...	●	○	○	○	○
-Selective	●	●	○	...	...	...	...	...	○
Creep (Primary) [Note (4)]	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Erosion	●	...	...	...	●	○	○	...	○
Fatigue Cracks	○	●	●	○	○	●	...	●	...
Fretting (Heat Exchanger Tubing)	○	...	...	○	...	...	...	...	○
Hot Cracking	...	○	○	...	○	○	...	○	...
Hydrogen-Induced Cracking	...	○	○	...	○	○	...	○	...
Intergranular Stress-Corrosion Cracks	...	...	...	...	...	○	...	...	...
Stress-Corrosion Cracks (Transgranular)	○	○	●	○	○	○	...	○	...
Welding Imperfections									
Burn Through	●	...	...	...	●	○	...	...	○
Cracks	○	●	●	○	○	●	○	●	...
Excessive/Inadequate Reinforcement	●	...	...	...	●	...	○	...	○
Inclusions (Slag/Tungsten)	...	...	○	○	○	○	○	○	...
Incomplete Fusion	○	...	○	○	○	●	○	○	...
Incomplete Penetration	○	●	●	○	●	●	○	○	...
Misalignment	●	...	...	...	●	○	...	...	...
Overlap	○	●	●	○	...	○	...	...	...
Porosity	●	●	○	...	●	○	○	○	...
Root Concavity	●	...	...	...	●	○	○	○	○
Undercut	●	○	○	○	●	○	○	○	...
Product Form Imperfections									
Bursts (Forgings)	○	●	●	○	○	○	○	●	...
Cold Shuts (Castings)	○	●	●	○	●	○	○	○	...
Cracks (All Product Forms)	○	●	●	○	○	○	○	○	...
Hot Tear (Castings)	○	●	○	○	○	○	○	○	...
Inclusions (All Product Forms)	...	...	○	○	●	○	○	○	...
Lamination (Plate, Pipe)	○	○	○	...	...	○	●	○	●
Laps (Forgings)	○	●	●	○	○	...	○	○	...
Porosity (Castings)	●	●	○	...	●	○	○	○	...
Seams (Bar, Pipe)	○	○	●	○	○	○	○	○	...
Legend: AE – Acoustic Emission ET – Electromagnetic (Eddy Current) MT – Magnetic Particle PT – Liquid Penetrant RT – Radiography UTA – Ultrasonic Angle Beam UTS – Ultrasonic Straight Beam UTT – Ultrasonic Thickness Measurement VT – Visual									
● – All or most standard techniques will detect this Imperfection under all or most conditions. ○ – One or more standard technique(s) will detect this Imperfection under certain conditions. ○ – Special techniques, conditions, and/or personnel qualifications are required to detect this Imperfection.									

³¹ Tomado de La norma ASME SECCIÓN V: ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Nondestructive Examination. 2009b addenda, Julio 2009.

8. PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR EL PLAN DE INSPECCIÓN

Para llevar a cabo el Plan de Inspección de las líneas del Departamento de Refinación de Crudos, se siguieron una serie de pasos que se describen a continuación; a demás se utilizó el software RRM (*“Reliability Risk Management”*) para realizar los análisis de confianza y criticidad de cada sistema de tubería con el fin de establecer un plan de intervención para cada uno de ellos.

8.1. FASE DE RECOLECCIÓN Y ESTUDIO DE LA INFORMACIÓN

Se recopiló y estudio la información, acerca de las líneas del Departamento de Refinación de Crudos, específicamente de las unidades U-150/130, U-200, U-250, U-2000 y U-2100. La información se obtuvo de los *“Line List”*³² de cada unidad en los que se puede encontrar las condiciones operacionales como presión y temperatura (de operación y diseño), diámetro de la línea, material, clase, rating, servicio, cedula y *“corrosion allowance”*³³.

A demás, se adquirió información de los *“P&ID”*³⁴ de cada unidad acerca de la clasificación de las líneas según el lazo de corrosión definido por RBI, e información de las facilidades menores a 2 pulgadas que contiene cada línea. Así pues, en esta fase se estudiaron los principales mecanismos de daño que tienden a sufrir los sistemas de tubería como CUI, corrosión interior, SCC, sulfidación, NAC, vibración inducida por fatiga, entre otros, según la norma API 571; los factores importantes estudiados, fueron su definición, como se manifiesta el

³² *Line List*: Listado de Líneas con sus respectivas condiciones mecánicas de operación y diseño.

³³ *Corrosion Allowance*: Tolerancia de corrosión.

³⁴ *P&ID*: Planos de líneas, equipos e instrumentos de cada planta.

mecanismo de daño, que materiales afecta y como se puede mitigar. Del mismo modo, se adquirió conocimientos acerca de las técnicas de inspección (ensayos no destructivos) más utilizadas en la refinería, para mitigar y vigilar los riesgos ocasionados por los diferentes mecanismos de daño; entre las técnicas estudiadas está la inspección visual, los líquidos penetrantes, ultrasonido, radiografía, termografía, corrientes de Eddy y partículas magnéticas; asimismo, se realizaron algunas prácticas en campo de toma de espesores con ultrasonido y termografía.

8.2. FASE DE CLASIFICACIÓN DE INFORMACIÓN: BASE DE DATOS

Una vez teniendo la información de las líneas y sus características de diseño mecánico y condición operacional, y al mismo tiempo, clasificada según los lazos de corrosión definidos por RBI, en Excel; se identificó, los mecanismos de daño que puede sufrir este tipo de tubería utilizada en procesos de refinación. A demás se determinaron las líneas de cima de cada una de las torres de destilación atmosférica de cada unidad y las líneas de transferencia que se componen de dos líneas: una que va del horno a la torre de destilación atmosférica y la otra que va de un segundo horno a la torre de destilación al vacío, también para cada unidad.

Después de esto, se tomo cada lazo de corrosión y las líneas pertenecientes a este lazo se agruparon según la temperatura, entonces se clasifican las líneas con temperatura de operación entre 100°F y 300°F; líneas entre 300°F y 400°F y líneas con temperaturas superiores a 400°F.

Ya estando agrupadas por temperatura, se clasifican de acuerdo al servicio, luego de acuerdo a la metalurgia, teniendo en cuenta el “*corrosion allowance*” y dependiendo si la línea se encuentra en lado atmosférico o en lado vacío.

Todo esto con el fin de determinar y asignar los mecanismos de daño a cada grupo o sistema de líneas, es decir:

- Líneas con $100^{\circ}\text{F} < T^{\circ} < 300^{\circ}\text{F}$ → Este grupo de líneas, tiende a sufrir corrosión interior y CUI, pues en este rango de temperatura puede haber presencia de agua en forma líquida o de vapor generando humedad y por ende, corrosión bajo aislamiento; a demás pueden sufrir corrosión bajo esfuerzo (SCC) y vibración inducida por fatiga debido a los accesorios que lleve la línea.
- Líneas con $300^{\circ}\text{F} < T^{\circ} < 400^{\circ}\text{F}$ → Este sistema de líneas no es tan propenso a sufrir CUI ya que es probable que el agua a estas temperaturas ya se haya evaporado, sin embargo, sufren corrosión interior, SCC y vibración inducida por fatiga.
- Líneas con $T^{\circ} > 400^{\circ}\text{F}$ → Estas, tienden a sufrir corrosión interior, corrosión por ácidos nafténicos, sulfidación, dependiendo del servicio que lleve la línea y vibración inducida por fatiga.

Así pues, las líneas se clasifican según el material para identificar sistemas de tubería que son más susceptibles a determinados mecanismos de daño, ya que estos tipos de corrosión tienden a afectar algunos materiales más que a otros y al mismo tiempo permite conocer rápidamente el material del sistema de tubería y se pueda tomar decisiones de manera efectiva acerca del cambio o no de metalurgia dependiendo del mecanismo de daño que lo esté atacando.

Finalmente, se realizó un inventario de facilidades menores a dos pulgadas de cada unidad con información del diámetro de la facilidad, en nombre de la línea en la cual se encuentra, el tipo de facilidad, la edad y material de la línea, el servicio y la temperatura de operación. A demás se clasificaron de acuerdo a los lazos de corrosión definidos por RBI. Ya que la presencia de estos accesorios generan vibración en la línea.

Figura 29. Tabla del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000

GRUPO	CODIGO	NOMBRE LAZO DE CORROSIÓN	AÑO	NOMBRE LINEA	SERVICIO	Press Oper/Dis.	Temp Oper/Dis.	MATERIAL	RATING	Corr. Allow	Schedule
1	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04005-11A-H	CRUDO	353/525	394/437	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	10"-CRD-04001-11A-H	CRUDO	353/525	394/437	CARBON STEEL	300	1/8"	40
2	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04002-11A-H	CRUDO	340/525	495/540	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04006-11A-H	CRUDO	340/525	495/540	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04003-11A-H	CRUDO	330/525	535/580	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04008-11A-H	CRUDO	315/525	579/624	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04008-11A-H	CRUDO	315/525	579/624	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-05001-11A-H	CRUDO	160/525	579/624	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04004-11A-H	CRUDO	315/525	579/624	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-04007-11A-H	CRUDO	535/580	710/850	CARBON STEEL	300	1/8"	40
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	1"-CRD-04033-39A-H	CRUDO	5/(10)	579/624	CARBON STEEL	150	1/8"	80
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	1"-CRD-04018-39A-H	CRUDO	5/(10)	579/624	CARBON STEEL	150	1/8"	80
	LC-2000-02	SEGUNDO TREN DE PRECALENTAMIENTO	1998	8"-CRD-05002-11A-H	CRUDO	160/525	579/624	CARBON STEEL	300	1/8"	40

En la figura anterior se puede observar el nombre de las líneas pertenecientes al segundo lazo de corrosión el cual corresponde al segundo tren de precalentamiento de crudo, en la tabla se especifica el número del lazo, el nombre del lazo, el nombre de la línea, el año de fabricación, el servicio, la presión (de operación y diseño), temperatura (de operación y diseño), material, rating, corrosion allowance y Schedule o cedula de cada una de las líneas. A demás, se clasifican de acuerdo al rango de temperatura, al material y la edad como se especifico anteriormente. Finalmente se observan algunas líneas resaltadas con color morado; esto indica que estas líneas ya han sido inspeccionadas y se les ha realizado medición de espesores con ultrasonido.

Figura 30. Tabla de Facilidades menores a 2 pulgadas del Lazo de Corrosión No. 1 de la Unidad 2000

CODIGO	NOMBRE DEL CIRCUITO	P&ID	CIRCUITO	TIPO	Ø	EDAD	MATERIAL	T OPER.	SERVICIO
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF199	8" CRD-102-002	DRENAJE	3/4"	1977	AC	550	VAPOR 50#
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF199	8" CRD-102-002	DRENAJE	3/4"	1977	AC	550	VAPOR 50#
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF199	8" CRD-102-002	INSTRUMENTO PI20009B	1/2"	1977	AC	450	VAPOR 50#
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF199	8" CRD-102-002	DRENAJE	3/4"	1977	AC	450	VAPOR 50#
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF197	8" CRD-101-002	DRENAJE	3/4"	1977	AC	500	MPS
LC-2000-01	PRIMER TREN DE PRECALENTAMIENTO	EF198	3" CRD-102-021	DRENAJE	3"	1977	AC	350-230	CRUDO

En la figura anterior se establecen las facilidades del lazo de corrosión número uno, el cual corresponde al primer tren de precalentamiento de crudo; estas facilidades fueron extraídas de los P&ID de cada una de las unidades del

departamento de refinación de crudos. En esta tabla se determina el lazo de corrosión, el nombre del P&ID en donde se encuentra la facilidad, el nombre de la línea, el tipo de facilidad y su diámetro, la edad de la línea, material de esta, temperatura de operación y servicio.

8.3. FASE DE CARGA DE GRUPO DE LÍNEAS AL SOFTWARE RRM

Teniendo las bases de datos de cada unidad y divididas por grupos definidos en el ítem anterior; se asigna un tag o nombre a cada sistema de tubería; y en una tabla realizada en Excel, se escribe el nombre del tag, la descripción del mismo, es decir, el nombre del lazo de corrosión, el rango de temperaturas y servicio. También se da información acerca del material, el “*corrosion allowance*” y el año de fabricación, es importante tener en cuenta que si en un sistema de tubería existen dos líneas con diferente año de fabricación, se debe colocar el año más crítico, es decir, el más antiguo.

Así pues, habiendo realizado esta tabla en Excel, para cada unidad con la descripción de cada sistema de tubería, se exportan al RRM (al archivo de RBI de cada unidad) y después se asigna cada tag al lazo de corrosión correspondiente que se encuentra descrito en el RRM.

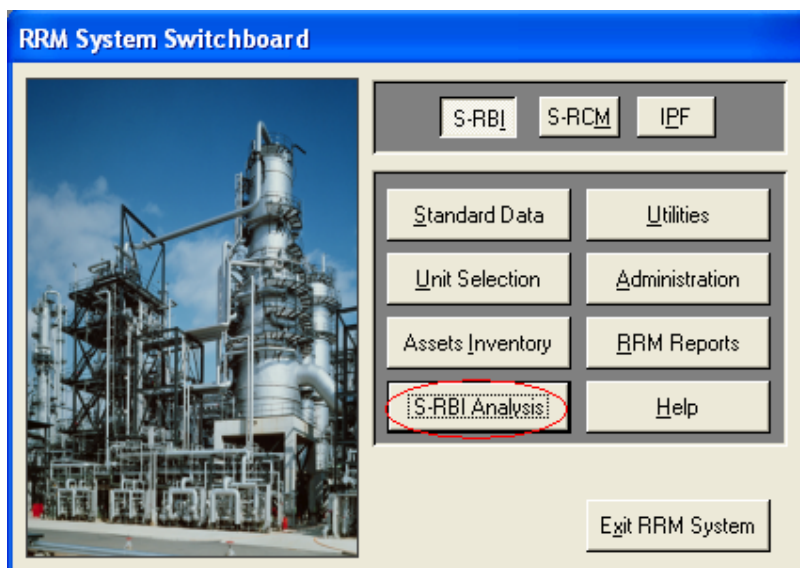
Figura 31. Tabla de descripción de cada subgrupo del lazo de corrosión No. 1 de la Unidad 2000 para cargar o exportar al software RRM

Tag number	Tagnumber p1	Tagnumber p2	Tagnumber p3	Tagnumber p4	AssetDescription	Equipment Type	Material	Drawing	InstalledD ate	Equipment number	Design Cor. Allow
LC-2000-01-01					Primer tren de precalentamiento de carga (100<T<300; 1/16)	PIPE	CS		1979		1.6 mm
LC-2000-01-02					Primer tren de precalentamiento de carga (100<T<300; 1/8)	PIPE	CS		1979		3.2 mm
LC-2000-01-03					Primer tren de precalentamiento de carga (300<T<400)	PIPE	CS		1979		3.2 mm
LC-2000-01-04					Primer tren de precalentamiento de carga (300<T<400)	PIPE	CS		1989		3.2 mm

En la figura anterior se observa la descripción de cada subgrupo del lazo, en la cual se establece el nombre del lazo, el rango de temperatura que maneja, si se encuentra en la parte de destilación atmosférica o al vacío y el servicio. A demás se describe información acerca del material del subgrupo, la edad y el corrosion allowance. Todo esto con el fin de exportar esta información al software y de esta manera, analizar cada uno de estos subgrupos de líneas ya sea especificando los históricos de inspección, realizando el análisis de confianza y de criticidad de cada sistema, para al final obtener la frecuencia con la que se debe llevar a cabo la inspección en cada grupo de líneas.

Inicialmente, se abre el programa RRM de la Shell; se escoge “*S-RBI Analysis*”³⁵, y luego se selecciona “*Corrosion Loop Analysis*”³⁶ o análisis del lazo de corrosión; a continuación se observa los pasos que se deben seguir:

Figura 32. Ingreso al Software RRM, al sistema de Análisis de RBI³⁷

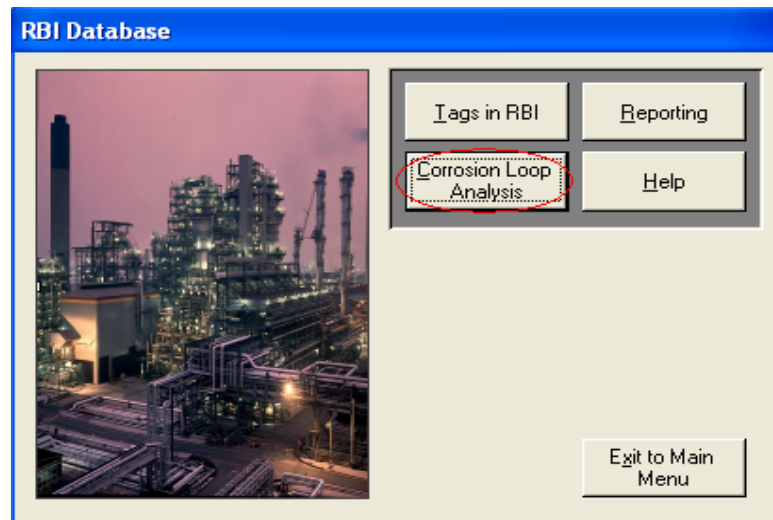


³⁵ S-RBI Analysis: Análisis de RBI.

³⁶ Corrosion Loop Analysis: Análisis de Lazos de Corrosión

³⁷ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 33. Software RRM, ingreso al Análisis por Lazos de Corrosión ³⁸



Después de cargar las líneas al software, se entra a un lazo de corrosión como por ejemplo el que vemos en la figura; el lazo de corrosión No. 2 de la unidad 2000: segundo tren de precalentamiento de carga, se selecciona en el menú de la derecha: “*Select Tag*” ³⁹ (seleccionar tag), se ingresa allí y se selecciona los sistemas de tubería que hacen parte de este lazo de corrosión; en este caso vemos que LC-2000-02-01 y que LC-2000-02-02 hacen parte del lazo de corrosión No. 2.

³⁸ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

³⁹ *Select Tag*: Seleccionar tag o nombre de equipo.

Figura 34. Ventana del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000 ⁴⁰

Corrosion Loop Analysis (S-RBI) Unit: U2000

Corrosion loop Data

Number of the loop: LC-2000-02

Name of the loop: 2do tren de Precalentamiento de Carga

Loop Description: Este lazo comprende desde la descarga de las P2002CDE y el segundo tren de precaliente, donde el crudo alcanza una temperatura desde 400°F hasta 570°F.

Process description: Los fondos de crudo pre-flasheado de la T-2005 van a la succión de las P-2002CDE y la descarga se dirige al E-2005A por el lado casco donde el crudo intercambia temperatura con fondos de vacío (asfalto) y sale a una temperatura de (450°F). A la salida del E2005A se divide en dos circuitos: 1. Circuito el crudo sale del E2005A y entra al E-2009 BC por el lado tubos donde intercambia temperatura con Gasoleo pesado de vacío y

Corrosion Description: "La metalurgia de la tubería de proceso de este lazo es Acero al Carbono en su totalidad con un "" Corrosion allowance de 3.2 mm"" por diseño (existen líneas de los años 78, 86 y 98). Las canales de los intercambiadores E-2009 A/B/C/D y E-2007 son de acero al carbono, lo

Operating Parameters

Operating Parameters	Min/Max
Flujo (BPD)	40K/60K
Gravedad API	22/42

* = to be monitored

25 Tags/ Tag Groups

Tags
E-2009D TI
E-2010A SH
E-2010A TD
E-2010B SH
E-2010B TD
E-2010C SH
E-2010C TD
E-2010D SH
E-2010D TD
LC-2000-02-01
LC-2000-02-02
LIN-SK-2000-02

Registro: 1 de 26

Es importante tener en cuenta que el análisis RBI y plan de inspección ya se había realizado para los equipos de cada lazo de corrosión, de cada unidad. Es por esta razón, que este proyecto va enfocado a líneas; de esta manera se observa que los tags de los equipos ya se encuentran asignados a cada lazo de corrosión como se pudo observar en la figura anterior.

8.4. FASE DE CARGA DE LOS HISTÓRICOS DE INSPECCIÓN AL SOFTWARE RRM

A cada tag o sistema de tubería, por ejemplo al LC-2000-02-02, se asigna la información de inspección de las líneas que se ha realizado en las paradas de planta anteriores; esto se realiza en una ventana que el programa abre al dar clic en el icono de "equipment history" ⁴¹:

⁴⁰ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

⁴¹ Equipment History: Históricos de Inspección Del Equipo.

Figura 35. Ventana del Lazo de Corrosión No. 2 de la Unidad 2000, icono de “Equipment History”⁴²

Y allí se carga la siguiente información:

- “corrosion allowance”
- Año de inspección de la línea, nombre de la línea y espesor máximo y mínimo obtenido de dicha inspección.
- Velocidad de corrosión de cada línea (en este caso se toma la velocidad más alta entre la velocidad de corrosión corta y larga).
- Velocidad de corrosión teórica, la cual corresponde a:

$$v_{corr.teorica} = \frac{corrosion\ allowance[mm]}{30 [años]}$$

⁴² Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 36. Información de los Históricos de Inspección del sistema de tubería: LC-2000-02-02 en el RRM ⁴³

Tag Inspection History

Tag/Group: LC-2000-02-02 Theoretical Corrosion Rate [mm/y]: 0,11
 Installed date: Ene-1998 Historical Corrosion Rate [mm/y]: 0,118

Insp. date	Results of inspection	CR mm/y	L
Abr-2010	8" CRD-05002-11A-H Espesor [306 - 206] INST. 1998	0,118	
Abr-2010	8" CRD-04004-11A-H Espesor [383 - 308] INST. 1998	0,029	
Abr-2010	8" CRD-04003-11A-H Espesor [289 - 279] INST. 1998	0,09	
Abr-2010	8" CRD-04002-11A-H Espesor [328 - 322] INST. 1998		
Abr-2010	8" CRD-05001-11A-H Espesor [343 - 265] INST. 1998	0,069	
Abr-2010	8" CRD-04008-11A-H Espesor [306 - 292] INST. 1998	0,063	
Abr-2010	8" CRD-04006-11A-H Espesor [324 - 308] INST. 1998	0,029	
Abr-2010	8" CRD-04007-11A-H Espesor [464 - 301] INST. 1998	0,044	

Registro: 8 de 8

Actual Corrosion Allowance [mm]: 3,2 at Last inspection: Abr-2010
 Selected Corrosion Rate [mm/y]: 0,118 (for Internal Corrosion) **Recomm.**
 Corrosion Rate Explanation: Entre el año 1998 y 2010 (vel. respecto al espesor nomi) **Close**

Se debe aclarar que la información y los datos de los históricos de inspección de cada unidad ya existía; por lo tanto esta se asigno o cargo al RRM.

8.5 ASIGNACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO A CADA SISTEMA DE TUBERÍA

Después de cargar los tags de las líneas y asignárselos a su lazo de corrosión correspondiente, se ingresa al icono de “*Failure Modes*” ⁴⁴ (modos de falla), se asigna a cada sistema de tubería sus correspondientes mecanismos de daño dependiendo de las condiciones mecánicas de operación como presión y

⁴³ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

⁴⁴ *Failure Modes*: Modos de Falla.

temperatura, metalurgia y servicio, así pues, el orden de asignar los mecanismos de falla, es asignando primero el modo de falla al lazo de corrosión y luego al sistema de tubería, como se puede observar en la figura:

Figura 37. Ventana del RRM, (“RBI Analysis”), incono que indica la entrada a la ventana de asignación de los modos de falla a cada sistema de tubería:

“Failure Modes”⁴⁵

⁴⁵ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 38. Ventana de asignación de los modos de falla a cada sistema de tubería dependiendo del rango de temperatura en el cual operan.⁴⁶

Por ejemplo, el lazo de corrosión LC-2000-02-02 opera en un rango de temperatura de $495^{\circ}\text{F} < T < 710^{\circ}\text{F}$, por lo tanto tiende a estar expuesta a corrosión interior y vibración inducida por fatiga debido a las facilidades presentes en la línea. Este sistema no presenta corrosión exterior ni corrosión bajo aislamiento debido a que opera a alta temperatura y ya no hay presencia de agua.

Entonces en la figura se aprecia los diferentes mecanismos de falla y de acuerdo a esto y a las condiciones operativas del sistema de tubería se le asigna los correspondientes modos de falla.

⁴⁶ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

8.6 EVALUACIÓN DE CONFIANZA

Después de asignar los diferentes mecanismos de daño a cada sistema de tubería; se realiza el análisis y evaluación de confianza. Se ingresa al icono de “*Confidence Rating*” o evaluación de la confianza; aparece una ventana con tres factores anteriormente nombrados:

- Si el mecanismo de degradación es estable y se puede controlar o no.
- Si se han llevado a cabo múltiples inspecciones en el equipo.
- Si se lleva a cabo un control fiable de los parámetros de proceso.

A cada uno de estos factores se les da una valoración contestando sí, no o intermedio; cabe decir que para el factor de múltiples inspecciones realizadas se contesta intermedio si la línea ha sido inspeccionada más de tres veces, esto se determina o se abstrae de los históricos de inspección del equipo, anteriormente cargados al RRM. Este análisis se realiza para cada mecanismo de daño que sufre el sistema de tubería.

Figura 39. Ventana del RBI Analysis indicando el icono de Análisis de Confianza⁴⁷

Corrosion Loop Analysis (S-RBI) Unit: U2000

Corrosion loop Data

Number of the loop: LC-2000-02

Name of the loop: 2do tren de Precalentamiento de Carga

Loop Description: Este lazo comprende desde la descarga de las P2002CDE y el segundo tren de precaliente, donde el crudo alcanza una temperatura desde 400°F hasta 570°F.

Process description: Los fondos de crudo pre-flasheado de la T-2005 van a la succión de las P-2002CDE y la descarga se dirige al E-2005A por el lado casco donde el crudo intercambia temperatura con fondos de vacío (asfalto) y sale a una temperatura de (450°F). A la salida del E2005A Se divide en dos circuitos: 1.Circuito el crudo sale del E2005A y entra al E-2009 BC por el lado tubos donde intercambia temperatura con Gasoleo pesado de vacío y

Corrosion Description: "La metalurgia de la tubería de proceso de este lazo es Acero al Carbono en su totalidad con un "" Corrosion allowance de 3.2 mm"" por diseño (existen líneas de los años 78, 86 y 98). Las canales de los intercambiadores E-2009 A/B/C/D y E-2007 son de acero al carbono, lo

Reference Drawings: Browse Delete

2 Operating Parameters

Operating Parameters	Min/Max
Flujo (BPD)	40K/60K
Gravedad API	22/42

* = to be monitored

25 Tags/ Tag Groups

Tags
E-2009D TI
E-2010A SH
E-2010A TO
E-2010B SH
E-2010B TO
E-2010C SH
E-2010C TO
E-2010D SH
E-2010D TO
LC-2000-02-01
LC-2000-02-02
LIN-SK-2000-02

Confidence Rating

Criticality Analysis

Inspection Interval

Task Planning

Recommendations

Close

Registro: 1 2 de 26

⁴⁷ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 40. Análisis de Confianza del sistema de tubería LC-2000-02-02, con sus respectivos puntajes: cuantitativo y cualitativo.⁴⁸

Allocation of Confidence Rating

Tag/Group number: LC-2000-02-02

Failure Mode: Internal corrosion

Degradation mechanism is stable and can be properly controlled	☐ Yes ☒ Intermediate ☐ No	0
Multiple reliable inspections have been carried out	☒ Yes ☐ Intermediate ☐ No	0.1
Relevant process parameters are reliably monitored	☐ Yes ☒ Intermediate ☐ No	0

Notes:

View History

Confidence Rating total score: 0.1

Rating: H - High

Recomm.

Cancel

OK

Como se observa en la figura anterior, para el subgrupo dos del lazo número dos de la unidad 2000, y para el mecanismo de daño correspondiente a corrosión interior, según las respuestas seleccionadas se obtiene un puntaje de 0.1 de confianza, el cual corresponde a un grado de confianza H o alto; de acuerdo a las tablas vistas en el capítulo 5 en la sección 5.3.2

8.7 EVALUACIÓN DE CRITICIDAD

La criticidad, se evalúa por medio de la matriz de riesgo. Para determinar las consecuencias del sistema de tubería, se determina el equipo ya sea

⁴⁸ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

intercambiador, tambor, torre, etc., con las consecuencias más críticas y se le asignan al sistema de tubería.

Con respecto a la probabilidad, esta depende del mecanismo de daño que se esté analizando, por ejemplo en la siguiente figura se observa la evaluación de la probabilidad para el subgrupo dos del lazo número dos de la unidad 2000, referente a corrosión interior; este es un mecanismo de daño que depende de la edad; por lo tanto la probabilidad de que este falle, se relaciona con la velocidad de corrosión del sistema; entonces se plantean las siguientes cuatro probabilidades que corresponden a una calificación cualitativa ya sea insignificante, bajo, medio o alto:

- N: Insignificante, en donde la velocidad de corrosión está por debajo de 0.5 veces la velocidad de corrosión de diseño.
- L: Bajo, la velocidad de corrosión está entre 0.5 y 1 veces la velocidad de corrosión de diseño.
- M: Medio, la velocidad de corrosión se encuentra entre 1 y 4 veces la velocidad de corrosión de diseño.
- H: Alto, la velocidad de corrosión está por encima de 4 veces la velocidad de corrosión de diseño o teórica.

A continuación se muestra la evaluación de la probabilidad de que el sistema de tubería en mención falle por corrosión interior:

Figura 41. Calificación de la probabilidad del mecanismo de daño: Corrosión Interior, para el sistema de tubería: LC-2000-02-02. ⁴⁹

StF Questionnaire

Failure Mode:

Note:

Probability Class: Low

H	The actual corrosion rate is very high ($> 4 \times \text{CRd}$)
M	The actual corrosion rate is higher than design ($1 - 4 \times \text{CRd}$)
L	The actual corrosion rate is as per design ($0.5 - 1.0 \times \text{CRd}$)
N	The actual corrosion rate is lower than design ($< 0.5 \times \text{CRd}$)

☒ Analysed

Ahora se observa la matriz de evaluación de riesgo para el lazo en mención con las consecuencias económicas, de salud/seguridad y de medio ambiente que corresponden a: daño local, lesión menor e impacto menor; asimismo, se evaluó la probabilidad de falla como se observó en la figura anterior, dando como respuesta una probabilidad baja, por lo tanto, se obtiene como resultado una criticidad de tipo M o media.

⁴⁹ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Figura 42. Matriz de Evaluación de Riesgo para el sistema LC-2000-02-02 correspondiente a corrosión interior. ⁵⁰

Criticality Matrix - RBI

Analysis type: Tag
Item: LC-2000-02-02
Failure mode: Internal corrosion

Notes:

Shell standard matrix

		StF	RRM Criticality Class				
Probability Class	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 Class			N	L	M	H	E

All criticalities of tags for this loop

View History

Close

8.8 DETERMINACIÓN DEL INTERVALO DE INSPECCIÓN

Después de asignar los diferentes modos de falla a cada sistema de tubería y realizar el correspondiente análisis de confianza y criticidad, el programa realiza una serie de cálculos dando como resultado, la vida remanente del equipo, el factor de intervalo de inspección, el máximo intervalo de inspección y la fecha en la que se debe realizar la siguiente inspección, esto se puede observar en la siguiente figura: se ingresa por el icono de “*inspection interval*” ⁵¹ o intervalo de inspección, y a continuación se despliega una ventana con los resultados nombrados anteriormente:

⁵⁰ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

⁵¹ *Inspection Interval*: Intervalo de Inspección.

Figura 43. Ventana “RBI Analysis” indicando el icono de intervalo de inspección o “Inspection Interval” ⁵²

The screenshot shows the 'Corrosion Loop Analysis (S-RBI) Unit: U2000' window. It contains several sections: 'Corrosion loop Data' with fields for 'Number of the loop' (LC-2000-02) and 'Name of the loop' (2do tren de Pre calentamiento de Carga); 'Loop Description' with a text area; 'Process description' with a text area; and 'Corrosion Description' with a text area. On the right, there are 'Operating Parameters' (Flujo, Gravedad API), 'Drawing' buttons, and a list of 'Tags' (E-2009D TI, E-2010A SH, etc.). The 'Inspection Interval' button is highlighted with a red circle in the right-hand menu.

Figura 44. Cuadro de resultados del análisis RBI basado en el análisis de confianza y criticidad. ⁵³

The screenshot shows the 'Inspection Interval / Monitoring requirements' window. It contains a 'Tag/Group' dropdown (LC-2000-02-02) and a 'Failure Mode' dropdown (Internal corrosion). Below these are two columns of data: 'Design Corr. Allowance [mm]: 3,2', 'Actual Corr. Allowance [mm]: 3,2', 'Selected Corrosion rate [mm/y]: 0,118', 'Calculated Remnant life [y]: 27,1', 'Criticality rating: M', and 'Confidence rating: H' on the left; and 'Interval factor: 0,5', 'Maximum Inspection interval [y]: 13,55', 'Legally Required Interval? [y]', 'Last legal Insp.: Ene-1998', 'Last Inspection: Abr-2010', 'Next Inspection: Oct-2023', and 'legally determined' on the right. At the bottom, there are 'View History', 'Recomm.', and 'Close' buttons.

⁵² Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

⁵³ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

Entonces se puede observar que para el subgrupo dos del lazo número dos de la unidad 2000:

- Corrosion allowance: 3.2 mm
- Velocidad de corrosión: 0.118 mm/año
- Vida remanente: 27,1 años
- Evaluación de criticidad: M
- Evaluación de confianza: H
- Factor de intervalo de inspección: 0.5
- Máximo intervalo de inspección: 13.55 años
- Fecha de última inspección: abril de 2010
- Fecha de próxima inspección: octubre de 2023

De esta manera se deduce que el sistema de tubería es confiable y permite que sea inspeccionado dentro de aproximadamente 13 años, no obstante es importante el monitoreo de variables mecánicas de operación como presión y temperatura y variables de integridad como velocidad de corrosión.

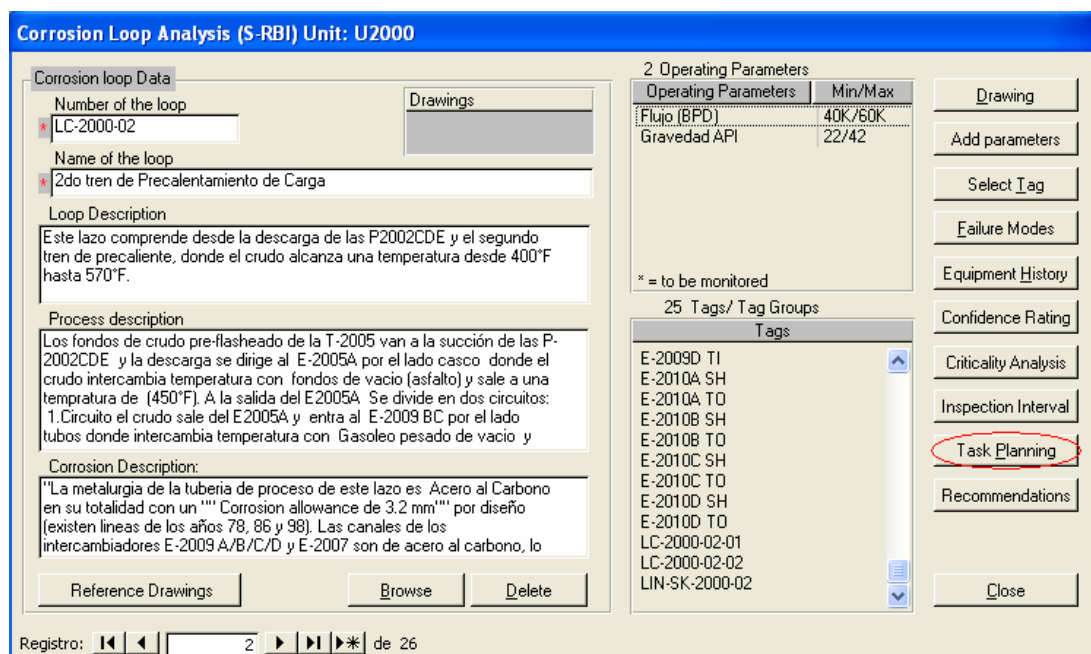
8.9 PLAN DE INSPECCIÓN

Finalmente, el programa de RBI, basándose en la descripción de cada lazo de corrosión de cada una de la unidades de crudo, consolida toda la información histórica del equipo, y la conecta con la parte de mecanismos de daño que puede sufrir el sistema tubería, y asocia parámetros como velocidad de corrosión, material, temperatura, evaluación de confianza y criticidad para evaluar el nivel de riesgo de la tubería. Asimismo, con el nivel de riesgo, de confianza y criticidad, este calcula la máxima frecuencia de inspección para así obtener el plan de inspección de cada unidad; en el cual para cada mecanismo de daño, se determina el equipo, la técnica de inspección que se debe llevar a cabo para evaluar el avance de la degradación, la frecuencia de inspección; no obstante, es

importante aclarar que para la realización de este proyecto, teniendo en cuenta que se realiza un plan de inspección para líneas de unidades de destilación primaria, la frecuencia de inspección para líneas del lado de destilación atmosférica es de 6 años, mientras que para las líneas del lado de destilación al vacío es de tres años; cabe decir que la frecuencia que calcula el programa es el Máximo Intervalo de Inspección. Así pues, se determina la fecha de la próxima inspección y si esta técnica de inspección es intrusiva o no.

En la siguiente figura se observa cómo se accede al plan de inspección por medio del icono “*task planning*” o planificación de tareas o actividades:

Figura 45. Ventana “RBI Analysis” indicando el icono de plan de inspección o “Task Planning” ⁵⁴



Y finalmente se muestra el plan de inspección en el RRM por cada mecanismo de daño; en las siguientes figuras se puede observar el plan de inspección para el

⁵⁴ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

lazo LC-2000-02-02, cabe decir que este sistema de tubería sufre dos mecanismos de daño: corrosión interior y vibración inducida por fatiga; de esta manera se muestra que para corrosión interior, se debe realizar ultrasonido de espesores, ya que este es un mecanismo de daño que depende de la edad y por ende la medición de espesores con UT permite calcular la velocidad de adelgazamiento de la línea o la velocidad de corrosión; se establece una frecuencia de inspección de 6 años, se determina la próxima fecha de inspección que en este caso es en abril del 2016 y se especifica que la técnica de inspección es no intrusiva; a demás el plan muestra datos de la vida remanente de la tubería, el máximo intervalo de inspección y la última fecha de inspección. Para la vibración inducida por fatiga producida por facilidades menores a dos pulgadas, se establece como técnicas de monitoreo, la inspección visual y la realización de partículas magnéticas húmedas fluorescentes (PMHF); se establece la frecuencia (6 años), la fecha de la próxima inspección que en este caso es en abril del 2016 y se especifica como técnicas no intrusivas; no obstante, para este mecanismo de daño no se calcula vida remanente ya que es un mecanismo que no depende de la edad.

vibración inducida por fatiga. ⁵⁵

All Items previously defined (View Only):

All Items previously defined (View Only):

⁵⁵ Tomado de Shell International Oil Products B.V; Shell Global Solutions, The Hague.

8.10 ANALISIS Y RESULTADOS

Después de realizar el plan de inspección para cada sistema de tubería, el programa tiene la opción de generar un reporte en Excel (ver anexos); en este reporte se observa el listado de cada sistema de tubería con su respectivo modo de falla, valoración de criticidad y confianza, factor de intervalo de inspección, máximo intervalo de inspección y las fechas de la última y la próxima inspección. Además se especifica si la técnica de inspección es intrusiva o no y si la inspección del sistema de tubería está al día o se encuentra atrasada. De la misma manera este sistema de líneas se clasifica según las fechas de inspección en:

- Líneas atrasadas: es decir, líneas que no se inspeccionaron en la fecha prevista y necesitan ser inspeccionadas.
- Líneas para inspeccionar en el año 2011, 2012, 2013, etc.

Y para cada plan de inspección (líneas atrasadas, plan 2011, plan 2012, etc.) (Ver anexos), se determina el rango de temperatura de operación para cada sistema de tubería y en base a este rango se establece si la inspección se puede realizar “*on stream*” o en servicio (para líneas con $T < 300^{\circ}\text{F}$); o la inspección se debe realizar en “*turn around*” o en parada de planta (para líneas con $T > 300^{\circ}\text{F}$).

Finalmente se realizó un análisis para las líneas que se encuentran con atrasos en inspección; entonces se hizo el siguiente estudio (ver anexo):

1. Se determinó el porcentaje de líneas atrasadas con respecto a las líneas de toda la unidad, en este caso, la unidad 2000.
2. De este porcentaje de líneas atrasadas se calculó el porcentaje de líneas con servicio de hidrocarburo.
3. Por último, de este porcentaje de líneas con servicio de hidrocarburo, se determina el porcentaje de aquellas con temperatura de operación por encima de 300°F ($T > 300^{\circ}\text{F}$) y con criticidad media-alta.

Todo esto con el fin de determinar los sistemas de tubería críticos y sobre los cuales se debe realizar una acción inmediata con el fin de garantizar la integridad, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. Finalmente, cabe decir que este análisis se realizó para cada una de las unidades de crudo: U-2000, U-250, U-200 y U-150/130.

A continuación se muestran los porcentajes de líneas atrasadas y líneas críticas (servicio hidrocarburo, temperatura superior a 300°F y criticidad media-alta-extrema) de cada unidad:

U-2000:

ANÁLISIS DE RESULTADOS PLAN DE INSPECCIÓN U-2000			
	SISTEMA DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE LINEAS [%]	PLAN DE INSPECCIÓN
LINEAS TOTALES ANALIZADAS	186	100,00	P.InspecciónU2000IA1
LINEAS ATRASADAS	119	63,98	LíneasAtrasadasIA1
LINEAS DE HIDROCARBURO	53	28,49	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F	29	15,59	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=L	4	2,15	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=M	23	12,37	P.Insp.Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=H	1	0,54	P.Insp.Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=E	1	0,54	P.Insp.Análisis result.'IA1

U-250:

ANÁLISIS DE RESULTADOS PLAN DE INSPECCIÓN U-250			
	SISTEMA DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE LINEAS [%]	PLAN DE INSPECCIÓN
LINEAS TOTALES ANALIZADAS	224	100,00	P.InspecciónU250IA1
LINEAS ATRASADAS	196	87,50	Líneas Atrasadas'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO	72	32,14	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F	72	32,14	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=L	0	0,00	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=M	55	24,55	P.Insp. Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=H	15	6,70	P.Insp. Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=E	2	0,89	P.Insp. Análisis result.'IA1

U-200:

ANÁLISIS DE RESULTADOS PLAN DE INSPECCIÓN U-200			
	SISTEMA DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE LINEAS	PLAN DE INSPECCIÓN
LINEAS TOTALES ANALIZADA	114	100,00	P.InspecciónU200LíneasIA1
LINEAS ATRASADAS	25	21,93	LíneasAtrasadasIA1
LINEAS DE HIDROCARBURO	7	6,14	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F	4	3,51	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=L	0	0,00	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=M	2	1,75	P.Insp.Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=H	2	1,75	P.Insp.Análisis result.'IA1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=E	0	0,00	

U-130/150:

ANÁLISIS DE RESULTADOS PLAN DE INSPECCIÓN U-150/130			
	SISTEMA DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE LINEAS [%]	PLAN DE INSPECCIÓN
LINEAS TOTALES ANALIZADAS	152	100,00	P.InspecciónU150-130!A1
LINEAS ATRASADAS	91	59,87	LíneasAtrasadas!A1
LINEAS DE HIDROCARBURO	62	40,79	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F	26	17,11	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=N	4	2,63	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=L	4	2,63	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=M	18	11,84	P.Insp.Análisis result.!A1
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=H	0	0,00	
LINEAS DE HIDROCARBURO CON T>300°F Y CRITICIDAD=E	0	0,00	

Así pues, se analizaron 676 sistemas de tubería correspondientes a las unidades: U2000, U250, U200 y U150/130; de las cuales se obtuvo un porcentaje total de 63,75% (431 sistemas de tubería) de líneas atrasadas en inspección. Y un porcentaje total de 17,60% (119 sistemas de tubería) de líneas con servicio de hidrocarburo y temperatura de operación superior a 300°F con criticidad media-alta-extrema las cuales deben ser intervenidas de inmediato en paradas programadas debido a su temperatura de operación.

9. CONCLUSIONES

- Se desarrollo y entrego a ECOPETROL S.A un Plan de Inspección de líneas (ver anexos), de las siguientes unidades del Departamento de Refinación de Crudos: U-150/130, U-200, U-250 y U-2000. En el cual se especifica el nombre del lazo de corrosión, el código del lazo de corrosión, el nombre o tag del sistema de tubería, la descripción del sistema de tubería (temperatura de operación, servicio, CA, si se encuentra en zona de destilación atmosférica o en lado vacio), el modo de falla o mecanismo de daño, la valoración de criticidad y confianza, el factor de intervalo de inspección, el máximo intervalo de inspección y las fechas de la última y la próxima inspección. A demás se especifica si la técnica de inspección es intrusiva o no y si la inspección del sistema de tubería se encuentra al día o está atrasada. Del mismo modo, se clasificaron en tablas las líneas atrasadas y las líneas que requieren inspección en el año 2011, 2012, 2013, etc. El plan de inspección se entrego en libros de Microsoft Excel, junto con la información recopilada, es decir, cada archivo de Excel de cada unidad contiene:
 - ✓ La base de datos general de todas las líneas de la unidad, con sus respectivas condiciones mecánicas de operación y diseño.
 - ✓ La descripción de cada uno de los lazos de corrosión de cada unidad analizada.
 - ✓ La clasificación de las líneas según los lazos de corrosión definidos por RBI, y agrupadas de acuerdo al rango de temperaturas de operación, metalurgia, servicio y edad.
 - ✓ Especificación detallada de las líneas de cima de las torres atmosféricas de cada unidad de crudo.
 - ✓ Especificación de las piernas barométricas de la unidad.

- ✓ Especificación de las líneas de transferencia, las cuales van de los hornos a las torres ya sean atmosféricas o de vacío.
 - ✓ Clasificación de facilidades menores a dos pulgadas de acuerdo a los lazos de corrosión definidos por RBI.
 - ✓ Plan de inspección general de líneas, especificando al mismo tiempo las líneas atrasadas, y los planes para el 2011, 2012, 2013, etc. A demás estableciendo para cada sistema de tubería, si la inspección puede realizarse “*on stream*” o en servicio, o en “*turn around*” o parada de planta.
 - ✓ Información acerca de históricos de inspección: datos de espesores tomados en diferentes inspecciones realizadas, velocidades de corrosión, vida remanente.
- Se realizó un estudio de los principales mecanismos de daño que afectan sistemas de tubería dependiendo de sus condiciones operativas ya sea a alta temperatura o a temperaturas por debajo de 300°F basándose en la norma API 571. A demás, se realizó el estudio de las principales técnicas de inspección y ensayos no destructivos que se deben aplicar a cada mecanismo de daño para evaluar el avance de la degradación o daño en la línea, de acuerdo a las recomendaciones de la norma ASME SECCIÓN V.
 - A la fecha se realizaron los estudios y planes de inspección de las líneas de cuatro unidades de crudo (U-150/130, U-200, U-250 y U-2000) con un total de 676 sistemas de tubería analizados. No obstante, se presentaron inconvenientes con la información mecánica de operación y diseño de las líneas de la unidad 2100, ya que el “*line list*” se encontraba incompleto, por lo tanto, no fue posible realizar el análisis de RBI y el plan de inspección para esta unidad.
 - Se documentó y analizó 676 sistemas de tubería correspondientes a las unidades: U2000, U250, U200 y U150/130; de las cuales se obtuvo un

porcentaje total de 63,75% (431 sistemas de tubería) de líneas atrasadas en inspección. Y un porcentaje total de 17,60% (119 sistemas de tubería) de líneas con servicio de hidrocarburo y temperatura de operación superior a 300°F con criticidad media-alta-extrema las cuales deben ser intervenidas de inmediato en paradas programadas debido a su temperatura de operación.

- Se realizó un plan de inspección (ver anexo), de las cuatro unidades de crudo del departamento de refinación de la GRB, el cual determina la frecuencia de inspección, y las fechas de la última y próxima inspección de cada sistema de tubería basándose en un estudio de criticidad y confianza realizado por el software RRM específicamente por la sección de Análisis de RBI, teniendo en cuenta las normas API 580, API 571, ASME SECCIÓN V y prácticas de mantenimiento preventivo e inspección (históricos de inspección: toma de espesores y cálculo de velocidades de corrosión). Así pues, de este plan de inspección se puede concluir:
 - ✓ Plan de Inspección U-150/130: la unidad comprende de 57 sistemas de tubería; sin embargo en el plan de inspección aparece que se analizaron 152 debido a que un sistema de tubería puede sufrir dos o tres mecanismos de daño; entonces de los 152 sistemas de tubería, el 59,86% de las líneas están atrasadas, y el 11,84% de las líneas, son aquellas que llevan servicio de hidrocarburo a temperaturas por encima de los 300°F y con criticidad grado M, por ende, requieren acción inmediata.
 - ✓ Plan de inspección U-200: Se analizaron 114 sistemas de tubería, el 21,92% de las líneas presenta inspección retrasada, y el 3,5% de estas, requieren intervención inmediata debido a que son líneas de hidrocarburo con $T > 300^{\circ}\text{F}$ y criticidad grado M-H.
 - ✓ Plan de inspección U-250: Se analizaron 224 sistemas de tubería y el 87,5% de las líneas presenta inspección retrasada, y el 32,14% de estas, requieren intervención inmediata debido a que son líneas de hidrocarburo con $T > 300^{\circ}\text{F}$ y criticidad grado M-H y E.

- ✓ Plan de inspección U-2000: Se analizaron 186 sistemas de tubería y el 63,97% de las líneas presenta inspección retrasada, y el 13,44% de estas, requieren intervención inmediata debido a que son líneas de hidrocarburo con $T > 300^{\circ}\text{F}$ y criticidad grado M-H y E.

10. RECOMENDACIONES Y TRABAJO A FUTURO

- Implementar planes de educación, acerca del buen manejo del software “*Risk and Reliability Management*”, pues las bondades de este, están siendo desaprovechadas, a demás, los programas de mantenimiento e inspección clase mundo, utilizan estudios del comportamiento de los equipos cuya eficacia radica en la calidad y cantidad de la información. Es decir, es de suma importancia que el análisis RBI tanto de equipos como de líneas, se extienda a todas las plantas de la GRB y de ECOPETROL en general, ya que con esto se garantiza la operación dentro de las condiciones de diseño, la integridad, confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, Norma Técnica API 571. 1ra Ed. Diciembre 2003.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME Boiler & Pressure Vessel Code, Nondestructive Examination, Norma Técnica ASME SECCIÓN V. Julio 1, 2009.

MUÑOZ AGUILAR, Miguel Ángel. Gestión de Mantenimiento Basado en Riesgo, UNIVERSIDAD DE SEVILLA. [Disponible en:]
http://www.aloj.us.es/notas_tecnicas/Inspeccion_Basada_en_el_Riesgo.pdf

ECOPETROL S.A., Información Técnica acerca de las Líneas del Departamento de Refinación de Crudos de la Gerencia Refinería Barrancabermeja. Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos de la GRB.

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

ANEXOS

Anexo: Plan de Inspección de unidades U-2000, U-250, U-200 y U-130/150; ver carpeta de *anexos*