

**EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS
DE PROCESO DE LA REFINERÍA DE ORITO- ECOPETROL S.A.**

SILVIA JULIANA TARAZONA ALVARADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2008**

**EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS
DE PROCESO DE LA REFINERÍA DE ORITO-ECOPETROL S.A.**

SILVIA JULIANA TARAZONA ALVARADO

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Metalúrgico

Director:

Ing M.Sc.. Iván Uribe Pérez.

Codirectores:

Ing M.Sc Ph.D. José Aníbal Serna Gil

Ing M.Sc.. Luis Eduardo Zabala Capacho

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

2008

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

Ing Msc Ph.D.. José Aníbal Serna Gil. Codirector del proyecto. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A., por su confianza, colaboración y enseñanzas.

Ing Msc.. Luis Eduardo Zabala. Líder del área de integridad. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A., por su apoyo, colaboración y enseñanzas.

Ing Msc.. Iván Uribe Pérez. Director de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales de la Universidad Industrial de Santander.

Ing Msc Ph.D Darío Yesid Peña Ballesteros. Grupo de investigaciones en corrosión GIC Convenio de Cooperación 006 de 2006 UIS-ICP.

Ing José Martín Lizcano Contreras. Líder Laboratorio Ingeniería de Materiales. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A.

Ing. Alexander Pérez Quiroga. Laboratorio Ingeniería de Materiales. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A.

Ing. Viviana Páez. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A.

Ing. Guillermo Latorre. Instituto Colombiano del Petróleo ICP-ECOPETROL S.A.

Ing. Andrea Juliana Rondón. Refinería de Orito - Putumayo ECOPETROL S.A.

Ing. Jon Hernández. Estudiante de la escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad Industrial de Santander.

A los docentes y técnicos de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales de la Universidad Industrial de Santander.

Al Grupo de investigaciones en corrosión GIC Convenio de Cooperación 006 de 2006 UIS-ICP.

A todos aquellos cuyo interés, colaboración y participación hicieron realidad este proyecto.

CONTENIDO

1	JUSTIFICACIÓN.....	3
2	OBJETIVOS.....	5
2.1	Objetivo general.....	5
2.2	Objetivos específicos.....	5
3	MARCO DE REFERENCIA.....	6
3.1	Evaluación de Integridad estructural.....	6
3.2	Inspección Basada en Riesgo.....	7
3.2.1	<i>Descripción de la Metodología RBI.....</i>	8
3.2.2	<i>Enfoque y Tipos de evaluación RBI.....</i>	8
3.2.3	<i>Equipo de RBI.....</i>	9
3.2.4	<i>Planeación de RBI.....</i>	11
3.2.5	<i>Probabilidad de falla.....</i>	13
3.2.6	<i>Consecuencia de falla.....</i>	17
3.2.7	<i>Riesgo.....</i>	21
3.2.8	<i>Administración de riesgos.....</i>	22
3.2.9	<i>Elementos claves y productos del RBI.....</i>	23
3.3	Metodología ECOPETROL- RBI.....	24
3.4	Mecanismos de daño que afectan el equipo estático en la industria de refinación	28
3.4.1	<i>Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por carbonatos.....</i>	29
3.4.2	<i>Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por ácidos poliónicos.....</i>	30
3.4.3	<i>Carburación.....</i>	32
3.4.4	<i>Choque Térmico.....</i>	33
3.4.5	<i>Corrosión bajo aislamiento CUI.....</i>	34
3.4.6	<i>Corrosión inducida Microbiológicamente MIC.....</i>	35
3.4.7	<i>Corrosión por ácido clorhídrico.....</i>	37
3.4.8	<i>Corrosión por ácido sulfúrico.....</i>	38
3.4.9	<i>Corrosión por aguas agrias.....</i>	39
3.4.10	<i>Corrosión por Bisulfato de amonio.....</i>	40
3.4.11	<i>Daño por H₂S Húmedo.....</i>	41
3.4.12	<i>Erosión / Erosión – Corrosión.....</i>	43

3.4.13	<i>Fatiga Térmica</i>	45
3.4.14	<i>Fragilización por fase sigma</i>	46
3.4.15	<i>Fragilización por revenido</i>	47
3.4.16	<i>Oxidación</i>	49
3.4.17	<i>Sulfidación</i>	50
3.4.18	<i>Termofluencia o Creep</i>	52
3.5	Vida útil remanente.....	53
3.6	Confiabilidad	55
4	DESCRIPCIÓN DE LA REFINERÍA SOR.....	57
4.1	Horno F1	60
4.1.1	<i>Descripción del equipo</i>	60
4.1.2	<i>Susceptibilidad a Mecanismos de daño</i>	61
4.2	Torre de destilación atmosférica D1.	64
4.2.1	<i>Descripción del equipo</i>	64
4.2.2	<i>Susceptibilidad a mecanismos de daño</i>	67
4.3	Torres despojadoras D2 Y D3.....	68
4.3.1	Susceptibilidad al daño.....	69
4.4	Desalador de crudo D5.....	69
4.4.1	<i>Descripción del equipo</i>	69
4.4.2	Susceptibilidad al daño.....	71
4.5	Tambor acumulador D4	71
4.5.1	<i>Descripción de equipo</i>	71
4.5.2	<i>Susceptibilidad al daño</i>	72
4.6	Tambor de balance D6.	72
4.7	Tanques de Almacenamiento.....	73
4.8	Histórico de inspecciones.....	74
4.8.1	<i>Visita técnica Febrero 1992</i>	74
4.8.2	<i>Inspección Julio 1993 (Ing. Rafael Merchán)</i>	74
4.8.3	<i>Inspección Noviembre 1995 (Ing. Rafael Merchán)</i>	77
5	RESULTADOS.....	79
5.1	Aplicación de RBI	79
5.1.1	<i>Lazos de corrosión</i>	79
5.1.2	<i>Evaluación de criticidad</i>	82

5.1.3	<i>Plan de inspección</i>	88
5.1.4	<i>Ventanas operativas</i>	89
5.1.5	<i>Recomendaciones de integridad</i>	89
5.2	Resultados y recomendaciones obtenidos de la Inspección.....	89
5.2.1	<i>Horno F1</i>	90
5.2.2	<i>Torre de destilación atmosférica D1.</i>	101
5.2.3	<i>Torres despojadoras D2 Y D3.</i>	108
5.2.4	<i>Desalador de crudo D5.</i>	113
5.2.5	<i>Tambor acumulador D4.</i>	116
5.2.6	<i>Tambor de balance D6.</i>	120
5.2.7	<i>Tanques de almacenamiento</i>	122
5.3	Estimación de vida útil remanente	127
5.3.1	<i>Horno F1</i>	127
5.3.2	<i>Torre de destilación atmosférica D1.</i>	127
5.3.3	<i>Tambor acumulador D4.</i>	128
5.4	Estudio de confiabilidad.....	129
5.4.1	<i>Horno F1</i>	129
5.4.2	<i>Torre de destilación atmosférica D1</i>	129
5.4.3	<i>Tambor acumulador D4.</i>	130
6	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	131
7	CONCLUSIONES	135
	BIBLIOGRAFÍA	138

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Probabilidad de falla de acuerdo con la relación de la velocidad real y la velocidad teórica o asumida	56
Tabla 2 Listado de tanques inspeccionados en la Refinería de Orito Putumayo.....	73
Tabla 3. Relación de lazos de corrosión.	79
Tabla 4. Categoría de probabilidad de acuerdo a los valores del cuestionario propuesto para fatiga térmica	86
Tabla 5. Estrategia de inspección	88
Tabla 6. Identificación del tipo de material (según Magnetismo) de los platos de la torre D1	105
Tabla 7 Datos de espesor medidos y datos usados para el cálculo de % de espesor perdido y espesor mínimo permisible.....	122
Tabla 8. Datos utilizados para el cálculo de vida útil remanente del horno F1	127
Tabla 9 Datos usados para el cálculo de vida útil remanente de la torre de destilación.	128
Tabla 10. Datos usados para el cálculo de vida útil remanente del tambor acumulador de cima D4.....	128
Tabla 11. Datos usados para el cálculo de la criticidad real del horno F1	129
Tabla 12 Datos utilizados para el cálculo del MII del horno F1	129
Tabla 13 Datos utilizados para el cálculo de la criticidad real de la torre D1	129
Tabla 14 Datos usados para el cálculo del MII de la torre D1	130
Tabla 15. Datos usados para el cálculo de la criticidad real del tambor D4.....	130
Tabla 16 Datos usados para el cálculo del MII del tambor D4.	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Matriz Cualitativa de Riesgo.....	21
Figura 2. Diagrama de Riesgo.....	22
Figura 3 Metodología ECOPETROL-RBI	25
Figura 4. Matriz de Riesgo para cálculo de criticidad	27
Figura 5. Diagrama de proceso de la refinería de Orito-Putumayo	59
Figura 6 Horno Dual Tipo Cabina (Refinería Orito-Putumayo).....	60
Figura 7 Torre de destilación Atmosférica.....	64
Figura 8 Esquema de la torre de destilación D1	66
Figura 9 Despojadora de Queroseno D3 y Despojadora de ACPM D2.	68
Figura 10 Desalador de crudo D5.	70
Figura 11 Tambor Acumulador D4.	71
Figura 12 Tambor de Balance D6.....	72
Figura 13. Tanques de Almacenamiento	73
Figura 14. Diagrama del lazo de corrosión LC-REF-05 “Producto Bencina”	80
Figura 15 Distribución de Criticidad de las combinaciones entre Tags y Modos de Falla para la refinería de la SOR	83
Figura 16 Distribución de criticidades en los lazos de corrosión. Refinería SOR	83
Figura 18 (a) y (b). Tubos de la zona de radiación parte superior por fuera de su soporte	91
Figura 19. Soportes y Cuñas con Presencia de Sulfidación.....	91
Figura 20 Entalla en tubo 28 pared sur.	92
Figura 21. (a) residuos de refractario en el piso y superficie de olla deteriorada; (b). Pared lateral con refractario resquebrajado.	93
Figura 22. Termopozo en pared de zona de radiación.	93
Figura 23. (a) Pared lateral de la zona de convección, presencia de refractario quemado y depositado. (b). Tubería interna.	94
Figura 24. Sistema de Deshollinado.....	95
Figura 25. Vista externa del domo de vapor D7.....	95
Figura 26. (a) y (b) Superficie del piso del domo de vapor, presenta socavadura y picado.....	96

Figura 27 Grieta encontrada en el interior del domo, esquina sur de la unión entre el domo y accesorio interno.....	96
Figura 28. Vista externa de la carcasa del horno F1.	97
Figura 29 Diferencia de tamaños de los orificios de los quemadores usados para la combustión.....	98
Figura 30. (a) y (b)Estado del refractario en las mirillas.	98
Figura 31. (a) y (b) Domo Superior de la Torre de destilación Atmosférica	102
Figura 32 (a) y (b) Brida interna del tubo de reciclo. Torre de destilación Atmosférica	102
Figura 33. Estado del soporte del plato número 20. Torre de destilación Atmosférica.	103
Figura 34(a) y (b) Estado del lining en el domo inferior de la Torre de destilación Atmosférica	104
Figura 35. Manhole superior de la Torre de destilación Atmosférica.	105
Figura 36. (a) y (b) Platos internos torre de destilación atmosférica.	106
Figura 37. (a) y (b)Deformación y pérdida del recubrimiento de la parte inferior del foie.....	109
Figura 38. Estado del la brida de la Despojadora D2.	109
Figura 39. Estado interno de la Despojadora D2.	110
Figura 40. (a) y (b) Estado de los internos de la despojadora D2.	110
Figura 41. Estado de la brida en la despojadora D3.....	111
Figura 42. Estado interno de la Despojadora D3.	112
Figura 43. (a) y (b) Estado de los internos Despojadora D3.....	112
Figura 44. Estado del Foil de Aluminio en el desalador D5.....	114
Figura 45.(a) Estado de las. Bridas. (b). Manholes.....	114
Figura 46. (a) y (b) Vista interna del desalador D5.	114
Figura 47. Estado de las uniones soldadas en el Desalador D5.	115
Figura 48. (a) y (b) Estado de parrillas; (c) Estado de boquillas.....	115
Figura 49. (a) y (b) Corrosión generalizada en las boquillas superiores.	116
Figura 50 Estado del tubo de entrada.	117
Figura 51. Estado del Parche soldado en Cap occidental	117
Figura 52. (a) y (b) Estado interno de la bota.....	118
Figura 53 (a) y b) Estado del cuerpo del cilindro en zona superior.	118

Figura 54. (a), (b) y (c) Estado externo de la bota.	119
Figura 55. Estado de la brida.....	119
Figura 56 (a) Estado del interior del tambor. (b) Estado de la brida.....	120

LISTA DE ANEXOS

- Anexo 1. “Distribución de Criticidad y Confianza”
- Anexo 2. “Plan de Inspección”
- Anexo 3. “Ventanas Operativas de Integridad”.
- Anexo 4. “Recomendaciones de Integridad”.

TITULO: EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE PROCESO DE LA REFINERÍA DE ORITO- ECOPETROL S.A.*

Autor: TARAZONA ALVARADO, Silvia Juliana.†

RESUMEN

Palabras clave: Integridad estructural, RBI, inspección, vida útil remanente, confiabilidad, equipo estático, refinería.

El proyecto EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE PROCESO DE LA REFINERÍA DE ORITO- ECOPETROL S.A. tiene por objeto evaluar la integridad estructural y determinar la vida útil remanente y confiabilidad de los equipos estáticos de proceso de la refinería de Orito-Putumayo, mediante la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo RBI.

El RBI es una herramienta que permite hacer la evaluación de integridad estructural de una planta de manera óptima en los aspectos de costos, tiempo y efectividad, al mismo tiempo que asegura la confiabilidad de los equipos.

La metodología RBI se desarrolló mediante un análisis de todos los componentes de los equipos estáticos agrupados en lazos de corrosión. Este análisis permitió determinar la criticidad de los equipos de acuerdo a la clasificación por riesgo hecha mediante la combinación de la probabilidad de falla referida a los mecanismos de daño probables y la consecuencia de falla por pérdida de contención desde los aspectos económicos, de seguridad, salud y ambiente.

Como resultados se obtuvo una clasificación por criticidad de todos los componentes, la identificación de lazos, equipos y componentes críticos; las ventanas operativas de integridad, el plan de inspección, y las recomendaciones para aseguramiento de la integridad.

Se llevaron a cabo las tareas de inspección para conocer el estado actual de los equipos, e identificar y confirmar los mecanismos de daño activos.

La estimación de vida útil remanente se realizó de acuerdo con la velocidad de corrosión ajustada a partir de los resultados de la inspección y la confiabilidad del equipo se estableció como el máximo intervalo de inspección calculado de acuerdo a la vida útil remanente, y el factor de intervalo en función de la criticidad y confianza de cada componente.

* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de materiales. Ing M.Sc. Iván Uribe Pérez (Director). Instituto Colombiano del Petróleo ICP- ECOPETROL S.A. Ing M.Sc. Ph.D. José Aníbal Serna Gil. Y Ing. M.Sc. Luis Eduardo Zabala. (Codirectores)

† Trabajo de grado en modalidad Práctica empresarial

**TITLE: EVALUATION OF STRUCTURAL INTEGRITY OF FIXED EQUIPMENTS OF
PROCESS OF REFINERY ORITO ECOPETROL S.A. ***

Author: TARAZONA ALVARADO, Silvia Juliana.†

SUMMARY

Key words: Structural integrity, RBI, inspection, remmaining life, reliability, static equipment, refinery.

The project “EVALUATION OF STRUCTURAL INTEGRITY OF FIXED EQUIPMENT OF PROCESS OF THE REFINERY OF ORITO - ECOPETROL S.A.” evaluates the structural integrity and determine the useful remaining life and reliability of the equipments of process of the refinery of Orito-Putumayo, by mean of the implementation of the methodology of risk based inspection RBI.

The RBI is a tool that allows doing the evaluation of structural integrity of a plant of an ideal way in the aspects of costs, time and efficiency, and at the same time, assures the reliability of the equipments. From the results of the RBI methodology, the condition of the equipments and components; and their reliability were determinate.

The RBI methodology was developed by analysis of all the components of static equipments grouped by corrosion loops. This analysis allowed determining if the equipments have a critical condition according to the risk classification by combination of failure probability related to probable mechanisms of damage and the consequence of failure for loss of containment from the economic, safety, health and environment aspects.

As results a classification by risks of all the components was obtained, the identification of loops, equipments and critical components; the operative windows of integrity, the plan of inspection, and the recommendations of integrity. Additional tasks of inspection were executed to know the current state of the equipments, and to identify and confirm the active mechanisms of damage.

The estimation of useful remaining life was done by adjusting the corrosion rate from the results of the inspection and the reliability of the equipment was established as the maximum interval of inspection calculated according to the useful remaining life, and the factor of interval depending on the risk and confidence of every component.

* Faculty of physicochemical engineerings. School of Metallurgical Engineering and Science of materials. M.SC. Ing. Iván Uribe Pérez (Director). Colombian institute of the Oil ICP - ECOPETROL S.A. Ph. D M.SC. Ing. José Aníbal Serna Gil. Y Msc. Eng. Luis Eduardo Zabala (Codirectors).

† Work of degree in Practical managerial modality.

INTRODUCCIÓN

ECOPETROL S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia, pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica. De la cual hace parte el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Actualmente ECOPETROL S.A. tiene como visión ser una empresa internacional de petróleo y gas, altamente competitiva, con talento humano de clase mundial y socialmente responsable; para lo cual ha emprendido el desarrollo de proyectos que le permitan aumentar su productividad y confiabilidad al igual que disminuir los costos de sus procesos y operaciones. El área de integridad como respuesta a este enfoque tiene como objeto asegurar la integridad de todos los activos a su cargo. El proyecto EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE PROCESO DE LA REFINERÍA DE ORITO-ECOPETROL S.A., surge como respuesta a la necesidad de asegurar la integridad de los equipos estáticos durante la corrida de la planta, además de obtener beneficios económicos por la prevención paradas no programadas, efectividad y menor duración de la parada de planta.

El presente trabajo, hace parte de la implementación de un análisis de integridad en los equipos estáticos de la refinería de Orito, para así determinar el estado mecánico de los mismos y consecuentemente su vida útil remanente en operación confiable. Algunos de los beneficios asociados con la implementación de programas de evaluación de integridad, estimación y extensión de la vida residual son:

- Extensión de la vida útil de diseño del equipo.
- Reparación o reemplazo planeado del componente estructural con daños acumulados.

- Satisfacción de las reglamentaciones de seguridad operacional.
- Disminución de la probabilidad de falla imprevista y de su frecuencia.
- Disminución de costos de operación, mantenimiento e inspección.
- Mejoramiento de prácticas de mantenimiento proactivo centrado en la confiabilidad.
- Aumento de la eficiencia y productividad.¹

El RBI es una herramienta que permite hacer la evaluación de integridad estructural de una planta de manera óptima en los aspectos de costos, tiempo y efectividad, al mismo tiempo que asegura la confiabilidad de los equipos.

¹ **DIVISIÓN DE TECNOLOGÍAS COMPLEMENTARIAS.** Departamento de refinación ECOPETROL. *Evaluación de integridad, estimación y extensión de la vida útil del horno H-2801 A/B fases I, II, y III.* Piedecuesta, mayo de 2001.

1 JUSTIFICACIÓN

ECOPETROL S.A ha enfocado sus esfuerzos en alcanzar los parámetros internacionales en todas sus áreas operativas para cual requiere incrementar su productividad, reducir tiempos perdidos y aumentar las utilidades. En el área de Refinación y Petroquímica, estos factores se miden por los indicadores de Margen bruto de refinación y de paradas no programadas. El indicador de Margen bruto de refinación es el que asume los costos de fallas, perdidas y accidentes, y el indicador de paradas no programadas define la confiabilidad operacional de las unidades de proceso. Es necesario contar con programas que permitan tener equipos y operaciones confiables en los aspectos de economía, salud, seguridad y ambiente.

La refinería de Orito es una planta que opera para atender el suministro de combustibles a través del oleoducto Trasandino, realizando esta operación de forma no continua. Esta condición implica que los equipos estén sometidos constantemente a riesgos operacionales debido a las constantes paradas/arrancadas con todas las implicaciones que ello acarrea: cambios constantes de presión, temperaturas y esfuerzos; se requiere por lo tanto, conocer el estado mecánico y metalúrgico de los equipos estáticos de proceso que operan en dicha planta.

Estudios de integridad y estimación de la vida residual se realizan a instalaciones que han sobrepasado el 80% de su vida útil de diseño (generalmente 100.000 horas) o que se presume han superado las condiciones máximas de operación normal. En la actualidad no se conoce el estado de la vida útil remanente en la refinería de Orito debido a su condición no continua, por esto es necesario realizar la evaluación de la misma para asegurar la seguridad y confiabilidad de cada uno de los equipos involucrados en el proceso, para así poder determinar si pueden continuar en servicio, si deben repararse o si definitivamente es necesario reemplazarlos.

Los puntos que justifican la solución a este problema son:

- Establecer la vida útil remanente de los equipos estáticos de la refinería.
- Rendir informe de las situaciones encontradas en el proceso de inspección.
- Realizar las recomendaciones pertinentes de acuerdo a los resultados arrojados en el análisis de los datos.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

- Evaluar la integridad estructural de los equipos estáticos de proceso de la refinería de Orito.

2.2 Objetivos específicos

- Asistir el proceso de verificación de daños y mecanismos de daño considerados en el análisis de inspección basada en riesgo RBI, estudio de la confiabilidad y la vida útil remanente de los componentes críticos de los equipos analizados.
- Generar el plan de inspección.
- Realizar un informe de los procedimientos y herramientas utilizadas para desarrollar la evaluación de integridad de los equipos estáticos de la refinería de Orito-Putumayo, que sirva de guía para futuros trabajos en este campo.

3 MARCO DE REFERENCIA

3.1 Evaluación de Integridad estructural

La evaluación de integridad es un procedimiento por el medio del cual se puede conocer en determinado momento en que condiciones mecánicas y metalúrgicas se encuentra un componente de un equipo o sistema de equipos. A partir de los resultados de la evaluación de integridad se puede calcular la vida útil remanente del componente, lo cual sirve para aumentar la confiabilidad operacional del equipo de estudio y determinar periodos de inspección programados y en que momento es prudente hacer una reposición.

Los equipos de proceso de la industria de refinación y petroquímica que trabajan a alta temperatura, por encima de $1/3$ de la temperatura absoluta de la fusión de los elementos metálicos que los componen están expuestos a sufrir daños irreversibles acumulados en servicio, daños de tipo mecánico o deterioro por contacto con ambientes agresivos. La evaluación de integridad es también necesaria en casos donde hay evidencia de desviación de las condiciones máximas de operación consideradas en el diseño original, sobrecalentamiento, sobre presión, o cuando las condiciones de operación cambian para corresponder a otros esquemas de producción, mayor severidad operacional, ó cuando durante las inspecciones se encuentren daños acumulados que afecten la estabilidad de la estructura en estudio.

La evaluación de integridad y estimación de la vida útil remanente esta enfocada al análisis de los componentes críticos y esfuerzos predominantes; en los cuales, están basados los códigos de diseño. Debido a la fluctuación de la gran cantidad de variables que influyen sobre la vida residual de un componente es imposible pensar que existe la seguridad de determinarla con exactitud, solo es posible una estimación en función de las condiciones de servicio actuales y futuras.

Existe una extensa cantidad de documentos, normas, códigos, métodos, y guías, para llevar a cabo la evaluación de la integridad estructural de un equipo o componente, cada uno con un enfoque y beneficios particulares. En los últimos años se han conseguido avances significativos que han aumentado tanto la precisión como el alcance de dichos procedimientos permitiendo un correcto balance entre seguridad y economía.

3.2 Inspección Basada en Riesgo

La metodología de inspección basada en riesgo RBI es una herramienta para el aseguramiento de la integridad y de la confiabilidad mediante el desarrollo de un programa rentable de inspección y mantenimiento. Claramente, tiene un papel importante en el ambiente de negocio competitivo de hoy, donde los recursos técnicos y financieros son limitados y tienen que ser optimizados.

La metodología RBI consiste en la evaluación del riesgo de los componentes estáticos de una planta, mediante la determinación de qué incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de la falla de un equipo y que tan probable (probabilidad) es que este falle. La combinación de probabilidad y consecuencia (riesgo) permite jerarquizar los componentes de manera que se puedan enfocar las acciones y recursos a los equipos de alto riesgo, determinar la contribución de cada componente al riesgo global, e identificar las áreas de oportunidad donde un plan de inspección tenga un mayor impacto en el nivel de riesgo.

Los programas RBI han crecido en popularidad debido a que permiten:

- Proporcionar un análisis de riesgo desde varios enfoques: Seguridad, Salud, Economía y Medio ambiente.
- Identificar los equipos críticos sobre los cuales hay que enfocar las tareas de inspección, control y mitigación.

- Aumentar la confiabilidad y seguridad operacional de una planta al hacer que las tareas de inspección, control y mitigación sean más acertadas.
- Eliminar inspecciones innecesarias mejorando la relación costo-beneficio de la inspección.
- Optimizar el tiempo, la frecuencia y los beneficios de la parada de planta.
- Reducir las paradas no programadas.

3.2.1 Descripción de la Metodología RBI

La implementación de esta metodología se contempla en la norma **API RP-580 Risk based inspection**. Recommended Practice, First Edition, May 2000. El resultado esperado de la aplicación de esta metodología debe ser el vínculo de los riesgos con la inspección adecuada u otras actividades de mitigación para administrar riesgos.

3.2.2 Enfoque y Tipos de evaluación RBI

Es posible realizar varios tipos de evaluación RBI cualitativa, cuantitativa o utilizando aspectos de ambas a diversos niveles. La elección del enfoque depende de múltiples variables tales como:

- Objetivo del estudio
- Número de instalaciones y equipos a estudiar
- Recursos disponibles
- Estructura del tiempo de estudio
- Complejidad de las instalaciones y procesos
- Naturaleza y calidad de la información disponible

Cada enfoque proporciona una forma sistemática para monitorear el riesgo, identificar las áreas de interés potencial y desarrollar una lista priorizada para inspección o análisis más detallado. Cada una desarrolla una medición de riesgo que se utilizará para evaluar por separado la probabilidad de falla y la consecuencia potencial de la falla. Entiéndase como riesgo la combinación entre la probabilidad y la consecuencia de un evento, numéricamente se expresa:

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

La opinión del experto generalmente se incluye en la mayoría de evaluaciones de riesgo sin importar el tipo o nivel.

El enfoque cualitativo se basa en la experiencia ingenieril para analizar la probabilidad y la consecuencia de la falla dando resultados cualitativos en términos de alto, medio, bajo; este enfoque hace posible culminar la evaluación de riesgo cuando no se dispone de información cuantitativa detallada. El enfoque cuantitativo utiliza modelos lógicos que muestran combinaciones de eventos que podrían ocasionar incidentes graves, los resultados que arroja se presentan como números de riesgo (costos por año).

Sin embargo una RBI generalmente utiliza aspectos de ambos enfoques de manera que se complementen. Aunque el riesgo presentado como un valor numérico implica un nivel mayor de exactitud cuando se compara con una matriz de riesgo; sin embargo existe implícitamente una incertidumbre inherente a las probabilidades y las consecuencias, entonces la exactitud de la metodología RBI depende del uso de una buena metodología, información de calidad y personal calificado.

3.2.3 Equipo de RBI

La evaluación RBI depende del conocimiento, juicio y experiencia del personal o equipo que realiza el análisis, por lo tanto se requiere que este personal conozca e

la metodología RBI y los procedimientos utilizados de manera que comprenda los factores críticos que afectan el resultado final.

Los miembros del equipo de RBI son:

- Líder: Es un miembro involucrado con la operación de la planta que se analiza, dedicado a tiempo completo al RBI; este tiene la responsabilidad de garantizar que el RBI se lleve a cabo adecuadamente para lo cual debe verificar: que el equipo de RBI cuenta con los conocimientos, destrezas, y habilidades necesarias; que la información reunida es confiable, que las hipótesis planteadas son lógicas y documentadas, y que los resultados y análisis son validos. Adicionalmente debe realizar y distribuir el informe final del RBI, además de hacer el seguimiento del plan de acción para mitigar los riesgos.
- Inspector: Es una especialista encargado de reunir la información sobre el estado actual, condiciones de diseño e histórico de la planta, e implementar el plan de inspección recomendado por RBI.
- Especialista en Materiales y Corrosión: tiene la responsabilidad de evaluar la existencia, método de inspección y gravedad de los mecanismos de daño, considerando las condiciones del proceso, metalurgia, ambiente, edad y otros. Este debe comparar la condición real con la esperada y determinar la razón de las diferencias y proporcionar el plan de acción que incluya mitigación y monitoreo de los mecanismos de daño.
- Especialista en procesos: es quien tiene a su cargo la información del proceso tales como los rangos de las variables operativas y sus modificaciones, composición y variabilidad de las corrientes, inflamabilidad y toxicidad de los fluidos. Debe recomendar acciones de mitigación desde el enfoque operacional.
- Personal de Operaciones y Mantenimiento: Son quienes monitorean que la planta opere dentro de los parámetros establecidos en el manual de operación,

en casos donde la operación se desvíe por fuera de estos parámetros deben proporcionar esta información al igual que verificar que las reparaciones y modificaciones del equipo sean incluidas en los datos suministrados por el inspector. Tiene la responsabilidad de implementar las recomendaciones pertinentes a modificaciones y monitoreo del equipo o el proceso.

- Administración: Proporciona la direcciones y los recursos para RBI. Tiene la responsabilidad de la toma de decisiones, la administración del riesgo, y proporcionar recursos y seguimiento al plan de acción.
- Personal de Evaluación de Riesgo: Son quienes reúnen toda la información y llevan a cabo el análisis. Es su tarea que la información, las hipótesis, y el producto tengan el nivel de exactitud y calidad requeridas; calcular el riesgo manualmente o por medio de un software, y mostrar los resultados en informes comprensibles.
- Personal de seguridad y ambiente: proporcionan información sobre sistemas y regulaciones ambientales y de seguridad, y recomiendan acciones de mitigación de consecuencias.
- Personal de finanzas y negocios: proporciona información sobre el impacto financiero del equipo o la planta, y recomiendan métodos para mitigar la consecuencia financiera de la falla.

3.2.4 Planeación de RBI

Una evaluación RBI debe ser emprendida con objetivos y metas claras como:

- Entender los riesgos involucrados en la operación y los efectos de las acciones de mitigación sobre estos.

- Determinar el riesgo asociado a los elementos evaluados, y en caso de que no existan establecer criterios de aceptabilidad.
- Administrar los riesgos para obtener una seguridad mejorada, evadir pérdidas de contención, y evitar pérdidas comerciales.
- Reducir costos eliminando actividades innecesarias.
- Ajustarse a los requerimientos de administración ambiental y de seguridad.
- Identificar riesgos que pueden ser administrados mediante acciones alternativas de mitigación.
- Desarrollar estrategias para obtener el máximo beneficio económico de instalaciones que se acercan al final de su vida útil sin riesgo financiero, ambiental, y de seguridad.

Los recursos y el tiempo requeridos para la evaluación RBI dependen de factores como: estrategia, planes de implementación, conocimiento y capacitación de quienes lo emplean, disponibilidad y calidad de la información y datos necesarios, disponibilidad y costo de los recursos que se necesitan para implementarlo, cantidad del equipo incluido en cada nivel de análisis RBI, grado de complejidad del análisis de RBI seleccionado, grado de exactitud requerido.

Para culminar la estimación del alcance y costo de una evaluación RBI incluye: números de instalaciones, unidades, equipos, y componentes, tiempo y recursos necesarios para reunir información, tiempo de entrenamiento para quienes la van aplicar, tiempo y recursos requeridos para la evaluación RBI de datos e información, tiempo y recursos para evaluar los resultados y desarrollar planes.

Para un estudio RBI se puede utilizar varios tipos de enfoque, la diferencia entre estos son: la cantidad y el detalle de los elementos, cálculo y resultados. Los datos típicos y fundamentales que se pueden incluir para un análisis RBI son: tipo de equipo, materiales de construcción, registro de inspección, reparación y reemplazo, composición de los fluidos del proceso, inventarios de fluidos, condiciones de operación, sistemas de seguridad, sistemas de detención, mecanismos de daño, promedio y gravedad del deterioro, densidades de personal, información de las

paredes (revestimiento exterior y del aislamiento), costo de interrupción del negocio, costo del reemplazo del equipo, costo del remedio ambiental.

La calidad de la información tiene una relación directa con la exactitud del análisis RBI. Se debe asegurar que los datos sean válidos y actualizados por personas expertas, la validación enfatiza la comparación de datos, la precisión de información debe ajustarse a la complejidad del método RBI utilizado. Es ventajoso combinar la recolección de información RBI con otras recolecciones de información de análisis de riesgos.

Las fuentes de información potenciales son: registros, diagramas, de diseño y construcción, (Diagramas isométricos de tuberías, hojas de especificaciones de ingeniería, registros de materiales de construcción, registros de construcción, códigos y estándares utilizados, sistemas de instrumentos protectivos, sistema de detección y monitoreo de fugas, sistemas de aislamiento, registro de inventarios, sistemas de alivio y despresurización de emergencia, sistema de seguridad, sistemas de prueba de incendios y contra incendios, planos, otros), registros de inspección, información de proceso, información de áreas aledañas al sitio (si la consecuencia puede afectar áreas externas), información de fallas, frecuencia de fallas, fallas específicas de la industria, fallas específicas de la planta y equipo, registros de confiabilidad y monitoreo de las condiciones, información de fugas, condiciones del sitio, costos de reemplazo de equipos, información de riesgos, investigación de incidentes.

3.2.5 Probabilidad de falla

La probabilidad de falla es una función de cuatro factores:

- Tipo y mecanismo de daño
- Promedio de daño

- Probabilidad de identificar y detectar el daño y predecir estados de daño futuros con técnicas de inspección.
- Tolerancia del equipo al tipo de daño.

Los mecanismos de daño, los promedios y las susceptibilidades son los principales elementos de la evaluación de las probabilidades de falla. El modo de falla es un elemento clave para determinar la consecuencia de falla. La identificación de las susceptibilidades, de los mecanismos de daño y de los modos fallas para todos los equipos deben ser hecha por un especialista en corrosión o metalurgia para definir los mecanismos de daño, la susceptibilidad y los modos de falla potencial.

La falla puede ser definida como la terminación de capacidad de realizar una función requerida. La metodología RBI tiene que ver con un tipo de falla denominada pérdida de contención a causa del deterioro. Sin embargo podría incluir otras fallas diferentes de la pérdida de contención como: falla de dispositivo de alivio de presión, falla en los intercambiadores de calor, fallas en la bomba, y en los recubrimientos internos.

La metodología RBI estima la probabilidad de una consecuencia adversa específica resultante de una pérdida de contención que ocurre debido al mecanismo de daño. Se debe abarcar todos los mecanismos de daño a los cuales es susceptible el equipo que se está estudiando, el análisis debe ser creíble, repetible, y estar bien documentado, también debe incluir otras causas que pueden tener impacto en la probabilidad de falla como: actividad sísmica, climas extremos, sobrepresión debido a la falla en el dispositivo de presión, error del operario, sustitución inadecuada de materiales de construcción, error de diseño, y sabotaje.

La probabilidad de falla generalmente se expresa en términos de frecuencia (numero de eventos que ocurren durante un marco de tiempo específico) y se determina mediante dos consideraciones: mecanismos de daño y promedios de deterioro del material de construcción del equipo, resultante de su ambiente de operación, y efectividad del programa de inspección para identificar y monitorear los

mecanismos de daño de modo que el equipo pueda ser reparado o reemplazado antes de la falla.

El análisis del efecto del deterioro en servicio y de la inspección sobre la falla implica identificar mecanismos de daño activos, determinar la susceptibilidad y el promedio de deterioro, cuantificar la efectividad del programa de inspección y mantenimiento, determinar la probabilidad de que con la condición actual y el deterioro promedio esperado, se excederá la tolerancia de daño del equipo y se producirá una falla. También se debe determinar el modo de falla en base en el mecanismo de daño, además determinar la probabilidad de mas de un modo de falla y combinar los riesgos.

El promedio de deterioro puede expresarse en términos de promedios de corrosión para adelgazamiento o susceptibilidad para los mecanismos donde el promedio del deterioro es desconocido o imposible de medir, el promedio de daño se ve afectado por la complejidad del equipo, las variaciones metalúrgicas y del proceso, la inaccesibilidad para inspección, limitación de métodos de prueba e inspección y la pericia del inspector.

Las fuentes de información del promedio de deterioro incluyen: datos publicados, prueba de laboratorio, prueba In-situ y monitores en servicio, experiencia con equipos similares, y datos de inspecciones anteriores. La mejor información proviene de experiencias de operación donde la condiciones que llevaron al promedio de daño observado podrían ocurrir en el equipo en consideración.

El análisis de probabilidad de falla se utiliza para evaluar el modo de falla y la probabilidad de que ocurra cada modo de falla se debe vincular el mecanismo de daño con el modo de falla más probable resultante. El modo de falla afecta principalmente la magnitud de las consecuencias por ello los análisis de probabilidad y consecuencia deben ser trabajadas interactivamente.

3.2.5.1 Efectividad del programa de inspección

Los programas de inspección se establecen para detectar y evaluar el deterioro debido a la operación en servicio. Su objetivo final es la seguridad y la confiabilidad de las instalaciones de operación. La metodología RBI, como enfoque basado en riesgo; enfoca su atención específicamente en el equipo y los mecanismos de daño asociados que representan la mayor cantidad de riesgos para las instalaciones para encontrar la combinación óptima de métodos y frecuencias de inspección para reducir dichos riesgos.

Los programas de inspección varían en su efectividad para localizar y dimensionar el daño, determinar promedios de daño, después de haber identificado los mecanismos de daño probables, se debe evaluar el programa de inspección para determinar la efectividad para encontrar los mecanismos identificados.

Las limitaciones son: falta de cubrimiento de un área sometida a deterioro, limitaciones inherentes a algunos métodos de inspección para determinar y cuantificar ciertos tipos de daño, selección de métodos de inspección y herramientas inapropiadas, aplicación de métodos y herramientas por parte del personal de inspección entrenado inadecuadamente, procedimientos de inspección inadecuados, el promedio de daño bajo algunas condiciones extremas es tan alto que la falla puede ocurrir dentro de muy poco tiempo. Aunque no se encuentre daño durante una inspección, la falla podría ocurrir por como resultado de un cambio o anomalía de las condiciones.

La determinación de la efectividad de la inspección debe considerar lo siguiente: tipo de equipo, mecanismo de daño activos y creíbles, promedio de daño o susceptibilidad, método END, cubrimiento y frecuencia, accesibilidad a áreas de daño esperadas.

La efectividad de inspecciones futuras puede ser optimizada mediante la utilización de métodos END mas apropiados para el mecanismo de daño activo, ajustado el cubrimiento de la inspección y la frecuencia de inspección.

Combinando el mecanismo de deterioro esperado, el promedio o la susceptibilidad, los datos de inspección y la efectividad de la inspección, se puede determinar ahora la probabilidad de falla para cada tipo de deterioro y modo de falla. La probabilidad de falla puede ser determinada para periodos de tiempo o condiciones al futuro y actuales. Es importante validar que el método utilizado para calcular la probabilidad de falla es completo y adecuado para las necesidades de los usuarios.

3.2.6 Consecuencia de falla

El análisis de consecuencia debe ser un cálculo repetible, simplificado y creíble de lo que podría esperarse si ocurriera una falla en el equipo evaluado.

Los efectos de la consecuencia por pérdida de contención pueden ser de: impacto a la seguridad y a la salud, impacto ambiental, pérdidas de producción, y costos de mantenimiento y reconstrucción. Aunque la metodología RBI está principalmente relacionada con fallas por pérdida de contención, se podrían incluir otras fallas funcionales como: falla mecánica o funcional de componentes internos de equipos presurizados, falla en tubos intercambiadores de calor, falla en el dispositivo de alivio de presión, y otras.

Los diferentes tipos de consecuencias se pueden describir mejor por medio de medidas diferentes.

Las consecuencias de seguridad se expresan como un valor numérico o se caracterizan por una categoría asociada con la gravedad de heridas potenciales pueden resultar de un evento indeseable.

El costo se utiliza como indicador de las consecuencias potenciales como: pérdida de producción debido a reducción del promedio o paradas, empleo de equipo y personal de emergencia, producto perdido por una fuga, degradación de la calidad del producto, reemplazo o reparación del equipo dañado, daño en la propiedad

circundante, limpieza de derrames y fugas, costos por interrupción del negocio (utilidades perdidas), pérdida de participación en el mercado, heridas o muertes, litigios, multas y otros.

El costo generalmente requiere de información más detallada para su evaluación completa y en ocasiones los costos de una consecuencia pueden ser difíciles de determinar. Sin embargo, el costo tiene la ventaja de permitir una comparación directa de varios tipos de pérdidas sobre una base común.

El área afectada representa la cantidad de área superficial que experimenta un efecto superior que el valor limitante predefinido. Cualquier elemento (personal, equipo, ambiente) dentro del área será afectado por las consecuencias del riesgo.

Para clasificar las consecuencias de acuerdo con el área afectada, generalmente se asume que el equipo o personal en riesgo están distribuidos uniformemente por toda la unidad. Un enfoque más riguroso asignaría una densidad de población con densidad de equipo o tiempo a diferentes áreas de la unidad.

Se expresa en unidades de área (pies cuadrados o metros cuadrados) y tiene la característica de poder comparar consecuencias tóxicas e inflamables relacionando el área física impactada por un escape.

Los parámetros típicos utilizados para proporcionar una medida indirecta del grado de daño ambiental son: acres de tierra afectados por año, millas de costa afectadas por año, y número de recursos biológicos o de uso humano consumidos.

Un elemento clave para determinar la magnitud de la consecuencia es el volumen de fluido escapado que será el mismo que el volumen disponible para escape si no existen protecciones y procedimientos en el lugar para aislar la pérdida de contención, en caso contrario el volumen escapado será menor que el volumen disponible para escape.

Los factores mas importantes para evaluar las consecuencias de falla se relacionan con los efectos de estas, los cuales pueden clasificarse en seis tipos:

- **Eventos inflamables:** ocurren cuando ocurre fuga e ignición, pueden causar daño de dos formas: radiación térmica y explosión, y su consecuencia es una combinación de la tendencia inherente a encender, volumen del fluido escapado, capacidad de encender un vapor, posibilidad de auto ignición, efectos de operaciones a una presión o temperatura superiores, protecciones de ingeniería, y personal y equipo expuestos al daño.
- **Emisiones Toxicas:** sólo son tenidas en cuenta cuando afectan personal, causan efectos a distancias mayores que los eventos inflamables. El programa RBI se enfoca en riesgos tóxicos agudos que crean un peligro inmediato y no riesgos crónicos de exposiciones de bajo nivel. La consecuencia tóxica se relaciona con: el volumen y toxicidad del fluido escapado, capacidad de dispersión bajo condiciones ambientales y típicas del proceso, sistemas de detección y mitigación y población en cercanías del escape.
- **Emisiones de fluidos peligrosos:** es el factor de mayor importancia para evaluaciones RBI cuando afectan al personal. Estos materiales pueden ocasionar quemaduras térmicas o químicas. La consecuencia de este tipo de escape es significativamente menor que para los escapes tóxicos o inflamables porque el área afectada probablemente es mucho más pequeña y la magnitud del riesgo es más baja.
- **Consecuencias ambientales:** son un componente importante en cualquier consideración de riesgo general en una planta de procesamiento. La consecuencia ambiental se deriva de los siguientes elementos: volumen de fluido escapado, capacidad de encender un vapor, protecciones de contención de fugas, recursos ambientales afectados, consecuencias reguladoras.

Los escapes de líquidos pueden producir contaminación del suelo, del agua subterránea o del agua superficial. Los escapes gaseosos son igualmente importantes pero más difíciles de evaluar ya que la consecuencia normalmente se relaciona con las restricciones reguladoras y la sanción por exceder las restricciones.

- Consecuencias en la producción: ocurren con alguna pérdida de contención del fluido del proceso y a menudo con una pérdida de fluido de servicios varios. Estas consecuencias en la producción pueden ser adicionales o independientes de consecuencias inflamables, tóxicas, peligrosas o ambientales. Las principales consecuencias en la producción son financieras y pueden incluir el valor del fluido del proceso perdido y la interrupción del negocio.
- Impacto de mantenimiento y reconstrucción: representa el esfuerzo requerido para corregir la falla y reparar o reemplazar el equipo dañado en los eventos subsiguientes. El impacto se mide en términos monetarios e incluye reparaciones y reemplazo del equipo.

Una vez que se han determinado las probabilidades de falla y los modos de falla para los mecanismos de deterioro más relevantes, se debe determinar la probabilidad de cada escenario de consecuencia creíble. La falla de pérdida de contención puede ser únicamente el primer evento en una serie que conllevan a una consecuencia específica.

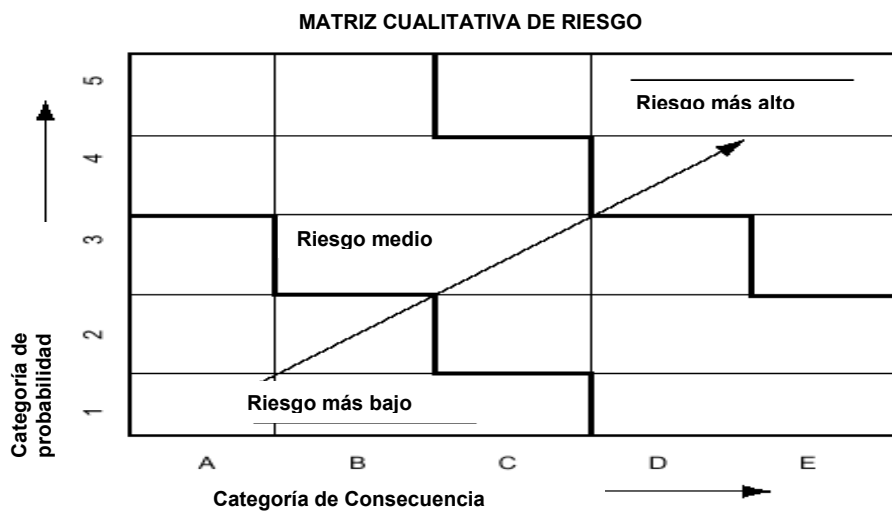
La probabilidad de una consecuencia específica está ligada a la gravedad de la consecuencia; para cada mecanismo de deterioro específico, se debe tener en cuenta el modo de falla esperado al considerar la probabilidad de incidentes y se debe utilizar el juicio ingenieril y la experiencia para eliminar casos triviales.

3.2.7 Riesgo

Las combinaciones probabilidad y consecuencia pueden ser graficados para determinar el riesgo.

Una matriz de riesgo es una forma efectiva de comunicación de la distribución de riesgos en toda una planta o unidad de proceso sin valores numéricos, las categorías de consecuencia y probabilidad están organizadas de tal forma que la clasificación más alta está en la parte superior derecha. Generalmente, es mejor asociar valores numéricos con las categorías para ofrecer una guía a las personas que realizan la evaluación.

Figura 1 Matriz Cualitativa de Riesgo²

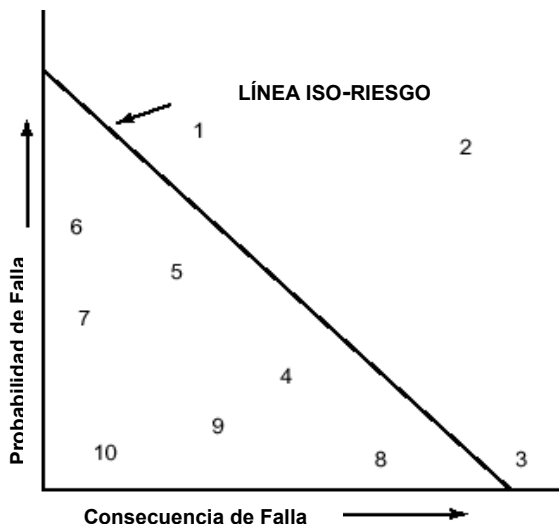


Cuando se utiliza más información cuantitativa de consecuencia y probabilidad, y donde es más significativo para los analistas presentar valores de riesgo numéricos, se utiliza un diagrama de riesgo el cual se dibuja utilizando escalas logarítmica para una mejor comprensión de los riesgos relativos de los elementos evaluados e incluyendo una línea de iso- riesgo (línea de riesgo constante) que es el umbral de riesgo aceptable, los equipos sobre la línea deben ser mitigados para que los niveles de riesgo sean aceptables.

² Tomada de la norma **API RP-580 Risk based inspection**. Recommended Practice, First Edition, May 2000

Para los riesgos catalogados como aceptables, puede no ser necesaria la mitigación, ni cualquier otra acción posterior. Mientras que para los riesgos considerados inaceptables y que por tanto requieren mitigación, existen varias categorías de mitigación que se deben considerar: retiro, inspección, mitigación de la consecuencia, y mitigación de la probabilidad.

Figura 2. Diagrama de Riesgo³



3.2.8 Administración de riesgos

La administración de riesgos es un proceso de evaluación para determinar si se requiere una reducción de riesgo y desarrollar un plan para mantener los riesgos en un nivel aceptable según unos criterios de aceptabilidad establecidos reconociendo que no todas las fallas llevan a un incidente indeseable con consecuencias graves.

La evaluación RBI genera planes de administración de riesgos desde una perspectiva de seguridad, salud, ambiente y economía, y la implementación de

³ Tomada de la norma **API RP-580 Risk based inspection**. Recommended Practice, First Edition, May 2000

dichos planes proporciona la reducción general del riesgo y un entendimiento del riesgo actual además de que permiten identificar el equipo que no requiere inspección o alguna otra forma de mitigación debido al nivel de riesgo aceptable reduciendo significativamente la cantidad de datos de inspección que se recolectan; Aunque la inspección no reduce el riesgo directamente si no que influye en la incertidumbre del riesgo actuando sobre la probabilidad de falla.

El producto principal de una RBI es un plan de inspección para cada equipo evaluado que detalle el riesgo no mitigado el cual se utiliza para evaluar la urgencia para realizar la inspección. Existen riesgos que no pueden ser administrados mediante la inspección por lo que se requiere de acciones de mitigación de no inspección para reducir el riesgo a niveles aceptables como en el caso de equipos próximos al retiro, mecanismos de falla que dependen de las condiciones de operación, y los riesgos dominados por las consecuencias y otros.

El riesgo sin embargo no puede ser reducido a cero, siempre existe un riesgo residual producto de factores difícilmente controlables como errores humanos, desastres naturales, eventos externos, actos deliberados, limitaciones fundamentales del método de inspección, errores de diseño, mecanismos de daño desconocidos y otros.

3.2.9 Elementos claves y productos del RBI

Los elementos claves que deben cumplir cualquier programa de RBI son:

- Un sistema de administración de información para mantener la documentación necesaria, calificaciones de personal, y actualizaciones del análisis.
- Método documentado para la determinación de consecuencias de falla.
- Metodología documentada para administrar la inspección de riesgos y otras actividades de mitigación.

Desde estos puntos la metodología RBI puede generar:

- Una clasificación por riesgo de todo el equipo evaluado.
- Una descripción detallada del plan de inspección que incluye:
 - Métodos de inspección que deben ser utilizados.
 - Extensión de la aplicación de los métodos de inspección.
 - Tiempos de inspección.
 - Administración de riesgos lograda mediante la implementación del plan de inspección.
- Una descripción de cualquier otra actividad de mitigación de riesgos.
- Los niveles de riesgo esperados de todo el equipo después de implementar el plan de inspección y otras actividades de mitigación de riesgos

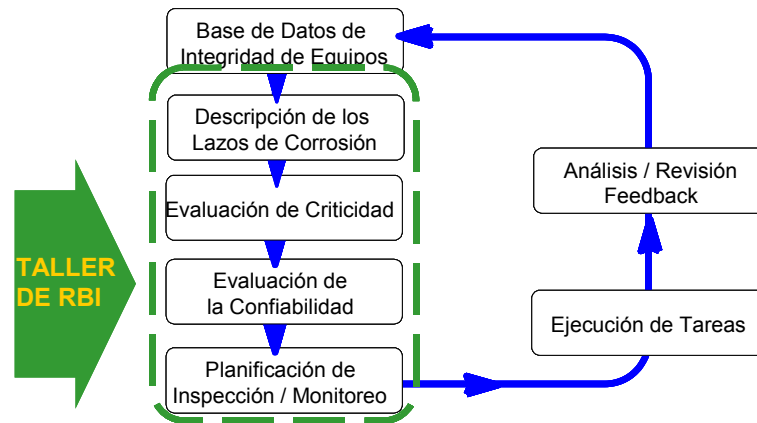
3.3 Metodología ECOPETROL- RBI

En el marco del proyecto de Optimización de Refinerías la empresa “Shell Global Solutions” transfirió al Instituto Colombiano del petróleo ICP, una metodología para RBI , que consiste en desarrollar paso a paso cada actividad hasta obtener el Plan de inspección y de monitoreo para los equipos de la planta, tal como se representa en la Figura 3. Una vez ejecutado el plan se debe realizar una etapa de revisión y análisis de resultados con el fin de retroalimentar el estudio y mantenerlo actualizado.⁴

El objetivo principal de la metodología es asegurar la integridad de los equipos estáticos durante la corrida de la planta, además de obtener beneficios económicos por la prevención paradas no programadas, efectividad y menor duración de la parada de planta.

⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS. Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR. 2007*

Figura 3 Metodología ECOPETROL-RBI⁵



La metodología ECOPETROL-RBI permite obtener tres productos claves:

- Plan de inspección para la parada de planta programada
- Ventanas operativas de integridad
- Recomendación para mejoramiento de la integridad.

Estos productos se obtienen mediante el análisis detallado de los posibles modos de falla de cada uno de los componentes de la planta dividida en lazos de corrosión. En este análisis se evalúa el riesgo y el impacto que tiene una posible falla en los aspectos Económico, Salud, Seguridad y Medio Ambiente.

En una planta de proceso esta involucrada cierta cantidad de equipos y líneas, que a su vez están formados de cierto número de componentes o “Tag”, evaluar cada componente en particular puede resultar muy poco práctico; una manera de facilitar el análisis de la planta es agrupar los equipos y la tubería en *Lazos de Corrosión*.

⁵ Tomada de **INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS**. Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR*. 2007

“un lazo de corrosión es una agrupación de equipos o componentes que operan en similares condiciones, contruidos en materiales semejantes y afectados por los mismos mecanismos de daño”.

El conocimiento de los lazos de corrosión permite determinar condiciones operacionales dentro de las cuales es posible prevenir fallas controlando las variables operacionales, lo que se conoce como *ventanas operativas*.

Para determinar la criticidad se debe hacer el análisis de la información de las condiciones de proceso, materiales, balance de materia y energía, permite identificar cuáles son los mecanismos de daño que contribuyen como factor de riesgo para cada equipo. El riesgo es la combinación de la probabilidad de algún evento que ocurre durante un periodo de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con el evento. En términos matemáticos, el riesgo puede ser calculado por la ecuación:

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

La probabilidad, se determinada por la susceptibilidad a la falla y las consecuencias de tipo Económico, Salud, Seguridad y Medio Ambiente. Con la aplicación de la inspección basada en riesgo se evalúa el nivel de riesgo actual de los equipos, obteniéndose una jeraquización del nivel de riesgo de cada uno de los componentes estáticos. Para la evaluación se utilizan cuestionarios detallados que permiten definir a un nivel semicuantitativo cada uno de los escenarios a evaluar. Si la combinación de probabilidad y consecuencia (riesgo) es lo suficientemente alta para ser inaceptable, entonces se recomienda una acción de mitigación.

En la Figura 4 se observa la matriz de Riesgo con la que se realiza la evaluación de criticidad para todos los tags y potenciales modos de falla. A mayor sea la criticidad (esquina superior derecha) mayor deben ser las acciones de inspección y control de

corrosión, a diferencia de los equipos con menor criticidad que pueden ser operados con un nivel mínimo de control ⁶

Figura 4. Matriz de Riesgo para cálculo de criticidad⁷

		SIF	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 Classes			N	L	M	H	E

Donde X=Intolerable, E= Extrema, H= Alta, M= Media, L= Baja, y N= Despreciable.

La evaluación de confianza consiste en determinar el nivel de control de cada modo de falla analizado desde tres puntos de vista: Monitoreo de variables (ventanas operativas), calidad y cantidad de inspecciones realizadas, y Estabilidad del mecanismo de daño

A partir del trabajo de la evaluación RBI se puede diseñar un programa de inspección que optimice el uso de los recursos de inspección y mantenimiento de la planta, desde una perspectiva de seguridad, salud y ambiente o desde un punto de vista económico.

La combinación del mecanismo de daño activo, la criticidad, la confianza y las facilidades de inspección determinan si la inspección se realiza de manera invasiva o no invasiva. Las tareas programadas antes de la parada se denominan “On Stream No Intrusive” (OS/NI) y las que se deben realizar durante la parada se dividen en dos: las que requieren abrir el equipo “Shut Down Intrusive” (SD/I) y las que no requieren abrir el equipo “Shut Down No Intrusive” (SD/NI).

⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS. Área de integridad técnica e infraestructura. Informe final taller RBI refinería SOR. 2007

⁷ Tomada de INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS. Área de integridad técnica e infraestructura. Informe final taller RBI refinería SOR. 2007

El efecto del plan de inspección en el nivel de riesgo de cada componente es evaluado a través de la disminución en la probabilidad de falla de cada equipo, si la acción de inspección no presenta un efecto tal en la probabilidad de falla de manera que el riesgo sea reducido hasta un nivel razonablemente aceptable, entonces es necesario proponer escenarios de inspección alternos hasta lograr la mejor administración del riesgo posible.

El *Plan de Inspección* contiene la definición de los equipos que se requieren inspeccionar y las tareas a realizar para la estrategia de inspección definida.

3.4 Mecanismos de daño que afectan el equipo estático en la industria de refinación

El primer paso para el cumplimiento de una inspección basada en riesgo es la correcta identificación de los mecanismos de daño para un componente deteriorado, es muy importante determinar las causas del deterioro observado, o anticipado; y la probabilidad y el daño adicional que podría ocurrir en el futuro.

Los daños o defectos descubiertos durante la inspección pueden ser resultado de una condición preexistente antes de la entrada en servicio del componente y/o pueden haber sido inducidos por el servicio. Un factor propio de la industria de refinación y petroquímica es la interacción del material de las diferentes unidades de procesamiento con la condición ambiental que es extremadamente variada, dando gran número de combinaciones de materiales, condiciones de proceso (presión/temperatura), y corrientes agresivas.

Los mecanismos de daño pueden clasificarse en cuatro categorías generales:

- Mecanismos de falla mecánicos y metalúrgicos
- Pérdidas de espesor uniformes y localizadas
- Corrosión a alta temperatura (440°F (204°C))

- Agrietamiento asistido por el ambiente

Cada uno de estos tipos generales de daño puede ser causado por un mecanismo de daño simple o múltiple, los cuales ocurren para una combinación específica de materiales, procesos ambientales y condiciones operacionales.

Otra manera en que pueden clasificarse los mecanismos de daño de acuerdo a su relación con el tiempo.

- Relacionados con la edad: son aquellos mecanismos relacionados al tiempo de servicio del equipo o componente, en este caso la probabilidad de falla aumenta con el tiempo de servicio.
- No relacionados con la edad: se refiere a aquellos mecanismos de daño cuyo comportamiento y probabilidad de falla no dependen del tiempo.

Para facilitar el desarrollo del plan de inspección; se puede obtener información desde los aspectos de descripción de daño, materiales afectados, factores críticos, unidades y equipos afectados, morfología o apariencia del daño, prevención y mitigación, e inspección y monitoreo según la norma **API RP 571. "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry"** Recommended Practice. First edition. December 2003, para cada uno de los posibles mecanismos de daño determinados en el taller RBI, a continuación se describen individualmente los mecanismos de daño para la refinería de Orito:

3.4.1 Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por carbonatos

Frecuentemente referido como agrietamiento por carbonatos, es un término aplicado para el agrietamiento que ocurre en la superficie de soldaduras de aceros al carbono bajo la acción combinada de esfuerzos tensiles y corrosión en sistemas que contienen carbonatos, es una forma agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por alcalinos ASCC.

Los factores críticos son el nivel de esfuerzos y la química del agua; puede ocurrir a niveles relativamente bajos de esfuerzos, pero usualmente ocurre en áreas soldadas o trabajadas en frío que no tienen alivio de tensiones.

La susceptibilidad al agrietamiento aumenta con el aumento del pH y los carbonatos (CO_3^{-2}) si: el acero no tiene alivio de tensiones, el pH es mayor a 9 y la concentración de CO_3^{-2} es mayor a 100 ppm, o el pH se encuentra entre 8 y 9 y la concentración de CO_3^{-2} es mayor a 400 ppm. Otras condiciones que aumentan la susceptibilidad al agrietamiento son: el contenido de H_2S mayor a 50 ppm en peso a pH 7.6 o superior, la presencia de cianuros, y el contenido de CO_2 por encima del 2% a temperaturas que excedan los 200°F (93°C).

El agrietamiento por carbonatos se propaga típicamente paralelo a la soldadura en el metal base adyacente, pero también puede ocurrir en el metal de soldadura o la zona afectada térmicamente, el patrón observado se describe como una telaraña de pequeñas grietas que se interconectan e inician en defectos de la soldadura y concentradores de esfuerzo. Para la detección de grietas las técnicas más efectivas son WFMT y ACFM, y para grietas ramificadas y profundas puede utilizarse técnicas de ensayo por ultrasonido UT.

Para la prevención del daño se utilizan tratamientos de alivio de tensiones por encima de 1150°F(621°C), y tratamiento térmico en reparaciones de soldaduras internas y externas. El agrietamiento puede eliminarse usando recubrimientos de barrera, y clad o componentes completos de acero inoxidable serie 300.

3.4.2 Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por ácidos poliónicos

Es una forma de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos que puede ocurrir durante paradas apagadas o durante operación, cuando el aire y la humedad están presentes. El agrietamiento es causado por los ácidos sulfúricos formados a partir de la capa de sulfato, aire y humedad que sensibilizan aceros inoxidables

austeníticos. Usualmente en áreas adyacentes a soldaduras o zonas de altos esfuerzos, el agrietamiento puede propagarse rápidamente a través del espesor de la pared de la tubería y los componentes en minutos u horas.

Para que ocurra se requiere de una combinación de condiciones: componentes metálicos que formen una película de sulfato al exponerse a compuestos de azufre, que la película pueda reaccionar con el aire (oxígeno), que exista humedad disponible para formar ácidos politiónicos, que el material se encuentre en condición sensible, y que existan esfuerzos residuales o aplicados.

Las aleaciones afectadas pueden sensibilizarse durante la exposición a elevadas temperaturas durante la fabricación, la soldadura o el servicio. Sensibilización se refiere a la formación de carburo de cromo en los límites de grano del metal lo cual depende de composición/tiempo/temperatura, ocurre en el rango de 750°F a 1500°F (400°C a 815°C). El contenido de carbono y el historial térmico de la aleación tienen un efecto significativo sobre la sensibilización, se debe regular y controlar el contenido de carbono en aceros inoxidable de los tipos 304/304H y 316/316H que son particularmente susceptibles a la sensibilización en la zona afectada térmicamente de la soldadura, los grados L bajos en carbono (menos de 0.03% C) son menos susceptibles por lo que pueden soldarse sin sensibilización y proveen largo tiempo de operación si no exceden los 750°F (399°C).

Los esfuerzos residuales pueden ser suficientes para promover el agrietamiento, por lo que típicamente ocurre en áreas cercanas a la soldadura, las grietas se propagan intergranularmente y son difíciles de detectar, y la corrosión y la pérdida de espesor son insignificantes, por lo que la inspección puede ser un reto, se puede usar líquidos o tintas penetrantes PT sensibles.

Para prevenir el daño si el equipo ha sido abierto o expuesto al aire, se puede enjuagar el equipo con neutralizantes para ácido sulfúrico, o purgar con nitrógeno seco durante la pagada para prevenir la exposición al aire

3.4.3 Carburación

El carbono es absorbido dentro del material a elevadas temperaturas cuando esta en contacto con materiales o ambientes carburantes, afecta a aceros al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidables de las series 300 y 400, aleaciones base níquel con contenidos significativos de hierro y aleaciones HK y HP.

Para que la carburación tome lugar deben cumplirse tres condiciones: la exposición a un ambiente o material carburante, alta temperatura que permita la difusión del carbono dentro del material (típicamente por encima de 1100°F (593°C)), y un material susceptible a la carburación. Las condiciones que favorecen la carburación incluyen una alta actividad del carbono en la fase gaseosa (hidrocarburos, coque, gases ricos en CO, CO₂, metano y etano) y bajo potencial de oxígeno.

Inicialmente el carbono se difunde dentro el componente a alta velocidad y luego disminuye mientras aumenta la profundidad de la carburación; en aceros al carbono y de baja aleación, el carbono reacciona formando una estructura dura y frágil sobre la superficie que puede agrietarse durante el enfriamiento; los aceros inoxidables de la serie 300 son mas resistentes que los aceros al carbono y aceros de baja aleación por su alto contenido de cromo y níquel.

La carburación puede generar una perdida de ductilidad a altas temperaturas, una perdida de propiedades mecánicas a temperatura ambiente, baja soldabilidad y resistencia a la corrosión.

La carburación se puede confirmar por el aumento sustancial de la dureza y la pérdida de ductilidad, incremento de ferromagnetismo en algunas aleaciones, la profundidad se puede confirmar con metalografía, y en etapas avanzadas se incrementa el volumen del componente afectado.

Para prevenir la carburación se deben seleccionar aleaciones con una resistencia adecuada incluyendo aleaciones con superficies fuertes oxidadas o formadoras de películas de sulfatos, reducir la actividad del carbono en el ambiente disminuyendo

la temperatura o aumentando la presión parcial de oxígeno/azufre, el azufre inhibe la carburación por lo que generalmente se añade en pequeñas cantidades en el flujo.

3.4.4 Choque Térmico

Es una forma de agrietamiento por fatiga térmica que puede ocurrir cuando se desarrollan esfuerzos altos y no uniformes en corto tiempo sobre un equipo o pieza por la expansión o contracción diferencial, que si además esta restringida genera esfuerzos de fluencia. El choque térmico puede ocurrir cuando un líquido frío contacta la superficie caliente del metal.

Los factores críticos son la magnitud de la diferencia de temperaturas y el coeficiente de expansión térmica del material; que determinan la magnitud del esfuerzo. Los ciclos de esfuerzo generados por los ciclos térmicos pueden causar la iniciación de grietas de fatiga.

Los materiales con poca ductilidad tales como Cr-Mo son particularmente susceptibles. Los aceros inoxidable tienen mayores coeficientes de expansión térmica que los aceros al carbono, aleados, y base níquel; por lo que están sometidos a mayores esfuerzos. Las secciones gruesas desarrollan altos gradientes térmicos.

Las grietas inician en la superficie y pueden aparecer como una moda de grietas, el daño es altamente localizado y difícil de detectar, se pueden usar técnicas PT y partículas magnéticas MT para confirmar el agrietamiento.

Para prevenir el daño hay que evitar la interrupción del flujo en líneas de alta temperatura, instalar mangas térmicas para prevenir la penetración de líquidos sobre el límite de presión de los componentes, minimizar las situaciones que requieran agua o lluvia contrafuego, y revisar la inyección calor/frío en puntos potenciales de choque térmico.

3.4.5 Corrosión bajo aislamiento CUI

Es la corrosión de tuberías, recipientes a presión y componentes estructurales como resultado del agua atrapada bajo el aislamiento o la protección contra incendios. Los materiales afectados incluyen aceros al carbono y aceros de baja aleación que están sujetos a picado y pérdida de espesor, aceros inoxidables de la serie 300 que están sujetos a picado, corrosión localizada y agrietamiento bajo esfuerzos (en presencia de cloruros), y aceros inoxidables serie 400 y duplex sujetos a corrosión localizada y picado.

Los factores críticos son el diseño del sistema de aislamiento, tipo de aislamiento, temperatura, ambiente (humedad, lluvia, cloruros, ambiente marino, ambiente industrial con alto contenido de SO₂).

Los problemas de corrosión bajo aislamiento se localizan en áreas de alta humedad, los equipos que trabajan por debajo del punto de rocío del agua tienden a condensar agua en la superficie metálica provocando un ambiente húmedo que incrementa el riesgo de corrosión. La corrosión se vuelve mas severa a temperaturas del metal entre el punto de ebullición 212°F (100°C) y 250°F (121°C), donde el agua es menos propensa a vaporizarse y el aislamiento permanece húmedo mayor tiempo.

El ciclo térmico de operación o servicio intermitente pueden incrementar la corrosión, al igual que ambientes calidos con alta pluvimetria, localizaciones marinas, y ambientes que proporcionan contaminantes transportados por el aire.

Daños en la pintura y el recubrimiento suelen acompañar al CUI, al remover el aislamiento el daño por CUI en aceros al carbono y de baja aleación aparece como un a pérdida que puede ser altamente localizada y escamas cubiertas de oxido, en algunos casos aparece como un tipo de picadura; para la serie 300 de aceros inoxidables, especialmente bajo recubrimientos de calcio (contienen cloruros) se suele encontrar picado y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.

Desde su construcción la mayoría de los materiales usados en una planta son susceptibles al CUI, la mejor manera de mitigación se logra con el uso de pinturas y recubrimientos adecuados y de alta calidad que deben ser mantenidos en buenas condiciones para prevenir el ingreso de humedad. En el caso de los aceros inoxidable hay que verificar que el recubrimiento utilizado sea bajo en cloruros y en todos los casos se debe remover el aislamiento cuando la conservación de calor no sea importante.

Una inspección de CUI debe: ser estructurada y sistemática, considerar la temperatura de operación, tipo, edad y estado del material aislante, y buscar daños en el aislamiento, la masilla, y signos de penetración de agua y oxido. Se pueden utilizar múltiples técnicas: inspección visual parcial o total del aislamiento, UT para la verificación del espesor, perfiles en tiempo real de rayos X, IR termográfico para localizar daños en el recubrimiento, y técnicas de identificación de humedad, entre otros.

3.4.6 Corrosión inducida Microbiológicamente MIC

Es una forma de corrosión causada por organismos vivientes tales como bacterias, algas u hongos, esta frecuentemente asociada a la presencia de tubérculos y sustancias orgánicas viscosas. Afecta la mayoría de materiales comunes de construcción incluyendo aceros al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidable de las series 300y 400, aleaciones base aluminio, base cobre y algunas base níquel.

El MIC se encuentra usualmente en ambientes acuosos o servicios donde el agua esta presente siempre o algunas veces, especialmente en condiciones de estancamiento o de bajo flujo que promueven el crecimiento de microorganismos. Existen diversos tipos de microorganismos que para sobrevivir deben estar bajo unas condiciones rigurosas, que incluyen: carencia de oxígeno, luz o oscuridad, alta salinidad, rangos de pH de 0 a 12, temperaturas de 0°F a 235°F (-17°C a 113°C),

nutrientes (sustancias inorgánicas como sulfuros, amoníaco y H_2S , y sustancias orgánicas como hidrocarburos y ácidos orgánicos), y fuentes de carbono, nitrógeno y fósforo.

Es frecuente en intercambiadores de calor, fondos de tanques de almacenamiento, tuberías de bajo flujo o estancadas, y tuberías en contacto con algunos suelos, también puede encontrarse en equipos después de una prueba hidrostática a los que no se les removió el agua o equipos fuera de servicio y sin protección, y muy probable en los equipos de plantas donde al agua no es tratada adecuadamente.

El daño por MIC se caracteriza por la presencia de hongos y tubérculos que al ser removidos muestran la superficie metálica con picaduras y hoyos.

Los sistemas que contienen agua pueden ser tratados con biocidas como cloruro, bromuro, ozono, luz ultravioleta, o compuestos apropiados, si embargo estos tratamientos solo controlan los microbios, por lo que se requiere de un tratamiento continuo. Para una mitigación efectiva de organismos establecidos es necesaria la remoción completa de organismos y depósitos, usando una combinación de pigs, blasting, limpieza química y tratamientos con biocida.

Para equipos cuyo servicio no implique contener agua se deben mantener limpios y secos, en el caso de ensayos hidrostáticos se debe eliminar el agua tan pronto como este termine y soplar en seco, además se debe evitar la intrusión de humedad.

En sistemas de enfriamiento de agua se debe monitorear el biocida residual y el contenido de microbios, usualmente la pérdida de eficiencia de los intercambiadores de calor y la evidencia de suciedad y mal olor son indicativos de un daño por MIC potencial.

3.4.7 Corrosión por ácido clorhídrico

El ácido clorhídrico causa tanto corrosión localizada como uniforme y es muy agresivo para la mayoría de materiales comunes de construcción a través de un amplio rango de concentraciones, el daño en refinerías se asocia frecuentemente con el punto de rocío de corrosión en el cual los vapores que contienen agua y cloruro de hidrogeno condensan, las primeras gotas que condensan pueden ser altamente ácidas (bajo pH) y promover altas velocidades de corrosión.

Los factores críticos son la concentración de ácido HCl, la temperatura y la composición de la aleación. La severidad de la corrosión se incrementa con el aumento de la concentración de HCl y el aumento de la temperatura, el cloruro de hidrogeno no es corrosivo normalmente en flujos de proceso seco, pero se convierte en muy corrosivo cuando hay agua disponible para formar ácido clorhídrico, el HCl acuoso puede formar depósitos de cloruro de amonio que absorben rápidamente el agua del proceso o la inyección.

Los aceros al carbono y los aceros e baja aleación están sujetos a corrosión excesiva cuando se exponen a cualquier concentración e HCl que produzca pH por debajo de 4.5, la presencia de agentes oxidantes (oxígeno, iones férricos y cúpricos) incrementará la velocidad de corrosión. El ataque puede ser localizado, uniforme o bajo depósitos.

Los aceros inoxidable de las series 300 y 400 no son usualmente resistentes al HCl para cualquier concentración y temperatura, están sujetos a picado y a agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.

La evidencia del adelgazamiento puede detectarse con UT y perfiles radiográficos, uno de los aspectos mas importantes para minimizar los efectos de la corrosión por HCl es el monitoreo del proceso y la corrosión, el pH debe monitorearse regularmente al igual que las fases acuosas de las unidades susceptibles, también pueden emplearse cupones estratégicamente localizados para obtener información adicional de la velocidad y extensión del daño.

Para prevenir el daño se puede optimizar la separación de agua en los tanques y en el desalador para reducir el alimento de cloruros, implementar operaciones de limpieza con agua para diluir el ácido condensado, el uso de aminas filmicas en torres de crudo y la inyección cáustica es otro método común pero en este caso hay que tener especial cuidado de no provocar corrosión cáustica bajo esfuerzos.

3.4.8 Corrosión por ácido sulfúrico

El ácido sulfúrico promueve la corrosión general y localizada de aceros al carbono y otras aleaciones, las zonas afectadas térmicamente de aceros al carbono pueden experimentar corrosión severa. Los factores críticos son la concentración del ácido, temperatura, contenido de aleantes, velocidad, contaminación y presencia de oxidantes.

La velocidad de corrosión del acero al carbono incrementa significativamente si la velocidad del flujo excede alrededor de 2 a 3 fps (0.6 a 0.9 m/s) o si la concentración del ácido esta por debajo del 65%; en puntos mixtos con agua puede ocurrir calentamiento y altas velocidades de corrosión donde el ácido se diluye y la presencia de oxidantes puede incrementar enormemente la velocidad de corrosión.

El daño en la mayoría es de naturaleza general, pero en aceros al carbono ataca rápidamente la zona afectada térmicamente de la soldadura, si la velocidad de corrosión y del fluido son altas podría no haber herrumbre, y en el caso de aceros con ácidos diluidos la forma de la pérdida del metal puede ser general o picado y se vuelve mas agresiva con el incremento de la velocidad y la temperatura. Para la inspección se pueden emplear técnicas de UT o radiografía RT en zonas turbulentas y áreas calientes, y la corrosión puede monitorearse con cupones.

La corrosión puede minimizarse con la selección apropiada de materiales, operación conveniente de acuerdo a las velocidades de diseño, también pueden lavarse postrayectos de productos acidificados con cáusticos o neutralizantes de ácido.

3.4.9 Corrosión por aguas agrias

Es la corrosión del acero debido a aguas agrias que contienen H_2S y pH entre 4.5 y 7, puede también estar presente el dióxido de carbono CO_2 . Las aguas agrias pueden tener cantidades significativas de amoníaco, cloruros o cianuros que pueden afectar de manera significativa el pH; por ejemplo el HCl y el CO_2 disminuyen el pH, y el amoníaco incrementa significativamente el pH lo cual se asocia con las aguas agrias alcalinas y la corrosión por bisulfato de amonio.

Este tipo de corrosión afecta principalmente aceros al carbono, los factores críticos son el contenido de H_2S , el pH, la temperaturas, la velocidad y la concentración de oxígeno.

La concentración de H_2S en el agua agria depende de la presión parcial de H_2S en la fase gaseosa, la temperatura y el pH; para cierta presión dada, la concentración de H_2S en el agua agria disminuye con el aumento de la temperatura; el incremento de la concentración de H_2S tiende a disminuir el pH de la solución incluso por debajo de 4.5 lo que indica la presencia de ácidos fuertes los cuales podrían ser los principales causantes de la corrosión ; para pH por encima de 4.5 se producen películas delgadas de sulfato de hierro protectoras que limitan la velocidad de corrosión, sin embargo en algunos casos estas películas pueden ser gruesas y porosas, lo cual puede promover el picado bajo depósitos de sulfato. La presencia de aire o oxidantes puede incrementar la corrosión y usualmente produce picado bajo depósitos.

El daño por este tipo de corrosión suele ser típicamente un adelgazamiento general, sin embargo puede ocurrir corrosión localizada y ataque bajo deposito, especialmente si hay oxígeno presente, en ambientes con CO_2 la corrosión puede estar acompañada por agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por carbonatos.

Los aceros inoxidable de la serie 300 son susceptibles al ataque por picado y pueden experimentar agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos por cloruros, por lo

que solo deben emplearse a temperaturas por debajo de 140°F (60°C), donde lo anterior no ocurre comúnmente.

La evidencia de zonas adelgazadas puede encontrarse usando métodos UT y perfil radiográfico; en aceros al carbono usualmente el daño es un adelgazamiento general, pero puede ser altamente localizado en áreas de alta velocidad y turbulencia, típicamente donde se condensa la fase acuosa.

Para desarrollar un programa para minimizar los efectos de la corrosión por aguas agrias ácidas, se debe monitorear el proceso, el pH, y la corrosión. Cupones apropiadamente localizados pueden proveer información adicional sobre la velocidad y extensión del daño.

3.4.10 Corrosión por Bisulfato de amonio

Es un tipo de corrosión agresiva que ocurre en efluentes de unidades que manipulan agua agria alcalina, el acero al carbono es el menos resistente, mientras que aceros inoxidable de la serie 300, aceros inoxidable duplex, aleaciones de aluminio y aleaciones base níquel, son más resistentes dependiendo de la concentración de bisulfato de amonio (NH_4HS) y la velocidad, los latones y aleaciones de cobre se corroen rápidamente.

Los factores críticos son: concentración de NH_4HS , velocidad, turbulencia localizada, pH, temperatura, composición de la aleación y distribución. La corrosión se aumenta con el incremento de la concentración de NH_4HS y de la velocidad, por debajo del 2% en peso las soluciones generalmente no son corrosivas.

En aceros al carbono ocurre pérdida de espesor general y existe una alta posibilidad de pérdidas localizadas a alta velocidad en zonas de flujo turbulento y cambios de dirección, en regiones de baja velocidad del fluido puede ocurrir corrosión bajo

depósitos extremadamente localizada si el agua es insuficiente para disolver sales precipitadas de NH_4HS .

Un buen diseño que incluya balances de flujo simétricos e hídricos, determinación de velocidades localizadas, cambios de dirección, e inyección de agua, acompañado del monitoreo del contenido bajo de O_2 y la concentración de NH_4HS especialmente cuando sea superior al 2% y se acerque al 8% o superiores, pueden asegurar un control apropiado.

Para la inspección y monitoreo se deben determinar las áreas específicas de vulnerabilidad, el contenido de NH_4HS mediante muestreo y cálculos. Es frecuente el uso de perfiles de espesor UT, RT en áreas de alta y baja velocidad, monitoreo de facilidades de inyección y flujómetros, y se utilizan otras técnicas de acuerdo a la unidad a inspeccionar.

3.4.11 Daño por H_2S Húmedo

Este mecanismo incluye cuatro tipos de daño resultan en ampollamiento y/o agrietamiento de aceros al carbono y de baja aleación en ambientes de H_2S húmedo: ampollamiento por Hidrogeno, agrietamiento inducido por Hidrogeno (HIC), agrietamiento inducido por Hidrogeno bajo esfuerzo orientado (SOHIC), y Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo por sulfuros (SSC), de los cuales solo dos (HIC y SSC) son de interés para la SOR.

Las variables mas importantes que afectan y diferencian las variadas formas de daño por H_2S húmedo son las condiciones ambientales (pH, nivel de H_2S , contaminantes, temperatura), propiedades del material (dureza, microestructura, resistencia), y nivel de esfuerzos tensiles (aplicados o residuales).

Todos los tipos de daño están relacionados a la absorción y permeación de hidrogeno en el acero, las mínimas velocidades de permeación y difusión de

hidrogeno se encuentran cuando el pH es 7 e incrementa para valores diferentes de pH, la presencia de HCN en la fase acuosa incrementa significativamente la permeación en aguas agrias alcalinas (pH alto).

Es conocido que las siguientes condiciones en la fase libre de agua promueven es daño por H₂S húmedo: H₂S disuelto mayor a 50 ppm en peso, pH menor a 4 con H₂S disuelto, pH mayor a 7.6 y contenido de 20ppm en peso de HCN con H₂S disuelto, presión parcial de la fase gaseosa de H₂S menor a 0.0003 MPa (0.05 psi).

La permeación de hidrogeno se incrementa con el aumento de la presión parcial de H₂S a causa del incremento del H₂S en la fase acuosa, un valor arbitrario de 50 ppm en peso de H₂S en la fase acuosa se usa para definir la concentración donde el daño por H₂S húmedo se convierte en un problema, sin embargo en algunos casos el agrietamiento puede ocurrir a concentraciones menores o durante un conjunto de condiciones donde el daño no es esperado comúnmente. La presencia de 1 ppm en peso de H₂S en la fase acuosa se ha encontrado que es suficiente para causar una carga de hidrogeno en el acero.

La inspección por daño por H₂S húmedo generalmente se enfoca en soldaduras de costura y entallas, para la detección de grietas se pueden utilizar diversas técnicas adicionales a la inspección visual como ensayo combinado de partículas magnéticas y líquidos penetrantes WFMT, corrientes remolino EC, RT, o detección de grietas con el flujo de magnetico de corriente alterna ACFM, UT; en algunos casos puede requerirse preparar la superficie.

- *Agrietamiento inducido por Hidrogeno (HIC)*

Las ampollas de Hidrogeno pueden formarse a diferentes profundidades de la superficie del metal, en medio de la lámina o cerca de soldaduras. En algunos casos, ampollas vecinas o adyacentes que están en diferentes profundidades escasamente distanciadas por unos planos, las cuales pueden desarrollar grietas que se las conectan y que tienen una apariencia de paso de escalera, por ello el HIC es

ocasionalmente referido como agrietamiento a manera de paso. El HIC ocurre a temperaturas de 300°F(150°C) o superiores, se ve afectado por la presencia de inclusiones o laminaciones ya que proveen sitios donde el hidrogeno se puede difundir y acumular, y no se relaciona con la dureza del acero y los esfuerzos por lo que el PWHT no lo previene. El daño por HIC puede ocurrir por ampollamiento o laminaciones subsuperficiales.

- *Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo por sulfuros (SSC)*

Se define como el agrietamiento del metal bajo la acción combinada de esfuerzos tensiles y corrosión en presencia de agua y H₂S.

El SSC es una forma de agrietamiento bajo esfuerzo inducido por Hidrogeno resultante de la absorción de Hidrogeno atómico producido por el proceso de corrosión por sulfuro en la superficie del metal, pueden iniciar en la superficie de aceros en zonas localizadas de alta dureza en el metal de soldadura y zonas térmicamente afectadas, las zonas de alta dureza pueden encontrarse en soldaduras donde no se realizo revenido entre pasadas, el PWHT es benéfico para reducir la dureza y los esfuerzos residuales en aceros susceptibles al SSC.

El SSC generalmente ocurre por debajo de 180°F(82°C), para aceros al carbono se debe controlar que la dureza de la soldadura sea menor a 200HB. El daño por SSC es frecuentemente asociado a las soldaduras

3.4.12 Erosión / Erosión – Corrosión

La erosión es mecanismo acelerado de remoción de material de la superficie como resultado del movimiento relativo entre sólidos de impacto, líquidos y vapores y cualquiera de sus combinaciones.

La erosión/corrosión es un daño que ocurre cuando la erosión contribuye a la corrosión removiendo las películas protectoras o exponiendo el metal a una corrosión futura bajo la acción combinada de erosión y corrosión. En la mayoría de los casos la corrosión juega un papel más importante que la erosión pura, por tanto es crítico considerar el rol en el que contribuye la corrosión.

La velocidad de pérdida de metal depende de la velocidad, concentración, tamaño, dureza de los medios de impacto (partículas, líquidos, flujo bifásico, gotas y mezclas), dureza y resistencia a la corrosión del material sujeto a la corrosión y el ángulo de impacto.

Aleaciones suaves como aleaciones de cobre y aluminio son fácilmente dañadas mecánicamente con altas pérdidas de metal bajo condiciones de alta velocidad. El incremento de la dureza del metal no es siempre un indicador de mejorar la resistencia a la erosión, particularmente cuando la corrosión juega un rol significativo.

Para cada combinación ambiente-metal existe una velocidad umbral sobre la cual los objetos de impacto pueden producir una pérdida de metal. Incrementar esta velocidad implica aumentar la velocidad de pérdida de material.

El incremento de la corrosividad del ambiente, puede reducir la estabilidad de las películas protectoras de la superficie e incrementa la susceptibilidad a la pérdida de metal. El metal puede ser removido de la superficie por la disolución de iones o productos sólidos que se desprenden mecánicamente de la superficie del metal.

Todos los equipos expuestos a fluidos en movimiento están sujetos a erosión y erosión/corrosión, particularmente sistemas de tuberías en codos, dobleces, tes, reductores y zonas donde cambia la dirección del fluido.

La erosión y la erosión corrosión se caracteriza por una pérdida localizada en forma de picado, surcos, hendiduras, hondonadas, hoyos y valles. Estas pérdidas exhiben frecuentemente un modelo direccional y las fallas pueden ocurrir relativamente en corto tiempo.

La mejor manera de mitigar la erosión/corrosión es usando aleaciones resistentes a la corrosión y alterando los procesos ambientales reduciendo la corrosividad, la resistencia no se mejora únicamente incrementando la dureza del materia; sin embargo se pueden usar aleaciones mas duras, tratamientos de endurecimiento superficial y pantallas reemplazables de impacto para minimizar los problemas de erosión.

Para comprobar y detectar la extensión de la pérdida de metal se utilizan técnicas de examinación visual, UT, y RT en áreas problemáticas. En aplicaciones especiales se utilizan cupones y sondas de resistencia eléctrica para monitorear la corrosión.

3.4.13 Fatiga Térmica

Es el resultado de esfuerzos cíclicos causados por variaciones de temperatura, el daño se presenta en forma de grietas en cualquier lugar del componente metálico donde se fueren movimientos relativos o expansiones diferenciales, particularmente bajo ciclos térmicos repetitivos.

Los factores críticos son la magnitud de la oscilación térmica y la frecuencia. El tiempo de falla es una función de la magnitud del esfuerzo y el número de ciclos y decrecimientos con el aumento del esfuerzo y el aumento de los ciclos.

Las arrancadas y paradas de los equipos incrementan la susceptibilidad a la fatiga térmica. El daño además es promovido por los cambios rápidos de la temperatura superficial que genera un gradiente térmico a través del espesor, y por concentradores de esfuerzo que actúan como puntos de iniciación.

Las grietas por fatiga térmica usualmente inician en la superficie, tiene forma de daga, se propagan transversalmente al esfuerzo, son transgranulares, y tienen la apariencia de hilos llenos de oxido debido a la exposición a altas temperaturas, las

grietas pueden ser simples o múltiples, axiales o circunferenciales, o de ambos y presentarse en el mismo sitio.

La mejor manera de prevenir la fatiga térmica es por medio del diseño y la operación para minimizar los esfuerzos y ciclos térmicos; Se deben implementar diseños que incorporen: suficiente flexibilidad para acomodar las expansiones térmicas diferenciales, reducción de los concentradores de esfuerzo, combinaciones de esmerilados en las superficies de soldaduras, y transiciones entre planos.

Como el agrietamiento esta usualmente conectado a la superficie las técnicas de examinación visual, MT, y PT, son métodos efectivos de inspección.

3.4.14 *Fragilización por fase sigma*

Consiste en la formación de una fase metalúrgica conocida como fase sigma que puede resultar en una pérdida de resistencia a la fractura en algunos aceros inoxidable como resultado de la exposición a altas temperaturas.

Los materiales afectados incluyen aceros inoxidable de la serie 300 forjados, soldados y fundidos, incluyendo las aleaciones HK y HP que son especialmente susceptibles a la formación de fase sigma debido a su alto contenido de ferrita (10-40%), la serie 400 de aceros inoxidable y otros aceros inoxidable ferríticos y martensíticos con 17%Cr o mas, y los aceros inoxidable duplex.

Los factores críticos son la composición de la aleación, el tiempo y la temperatura. En aleaciones susceptibles el factor primario que afecta la formación de fase sigma es el tiempo de exposición es el tiempo de exposición a elevada temperatura.

La fase sigma aparece en aceros inoxidable duplex (Fe-Cr), martensíticos (Fe-Cr), y austeníticos (Fe-Cr-Ni); cuando se exponen a temperaturas en el rango de 1000°F-1750°F (583°C-954°C).

Este cambio metalúrgico es la precipitación de un compuesto intermetálico frágil y duro que no es fácilmente detectable y que se confirma mediante examinación metalográfica y ensayos de impacto; y que además hace al material susceptible a la corrosión intergranular; la velocidad de precipitación se incrementa con el aumento del contenido de Cr y Mo.

El daño debido a la fragilización por fase sigma aparece en la forma de grietas particularmente en soldaduras. la mejor manera de prevenir el daño es el uso de aleaciones resistentes a la formación de fase sigma o evitar exponer al material al rango de fragilización.

La mayoría de casos se encuentran en forma de grietas en materiales forjados, fundidos y soldados durante las arrancadas cuando el material alcanza alrededor de 500°F (260°C) y los efectos de la fragilización son más pronunciados. Durante las paradas hay que tomar cuidados para evitar la aplicación de grandes esfuerzos en materiales sigmatizados ya que puede ocurrir una fractura frágil.

3.4.15 Fragilización por revenido

Es una reducción en la dureza debido a un cambio metalúrgico que puede ocurrir en algunos aceros aleados como resultado de largas exposiciones térmicas en el rango de 650°F a 1100°F (343°C a 593°C).

Este cambio causa una elevación variable en la temperatura de transición dúctil-frágil, medida por el ensayo de impacto charpy. Si bien la pérdida de dureza no es evidente a la temperatura de operación, los equipos que son fragilizados por revenido pueden ser susceptibles a la fractura frágil durante las apagadas y paradas.

Los materiales afectados son principalmente aceros de bajo aleación 2.25 Cr-1 Mo en especial aquellos fabricados antes de 1972, 3 Cr-1Mo en una poca proporción, y

Cr-Mo-V a altos esfuerzos. Los cordones de soldadura son mas susceptibles que el metal base.

Los factores críticos incluyen la composición del acero, histórico térmico, temperatura del metal y tiempo de exposición. La susceptibilidad a la fragilización por revenido se determina por la presencia de Si, Mn, P, Ti, Sb, As, el nivel de esfuerzos, el historial térmico y tratamientos de fabricación.

Esta forma de daño reduce significativamente la integridad estructural de un componente que contenga grietas. Una evaluación de dureza puede requerirse dependiendo del tipo de defecto, severidad del ambiente, y condiciones de operación.

Puede ocurrir en una variedad de unidades de proceso por la exposición prolongada a temperaturas superiores a 650°F (430°C), muy pocas fallas industriales se relacionan directamente a la fragilidad por revenido.

La fragilización por revenido es un cambio metalúrgico que no es fácilmente identificable, puede confirmarse mediante el ensayo de impacto Charpy con entalla en V, en cual se identifica por un aumento en la temperatura de transición dúctil-frágil.

No se puede prevenir la fragilización por revenido en materiales que contengan niveles críticos de impurezas fragilizantes expuestos al rango de temperatura fragilizante, para minimizar la posibilidad de fractura frágil durante paradas y arrancadas se usan secuencias de presurización para limitar la presión del sistema alrededor del 25% de la presión máxima de diseño para temperaturas por debajo de una temperatura mínima de presurización que depende del estado de fragilización, generalmente 350°F (171°C) para etapas tempranas, 150 °F (38°C) para etapas mas avanzadas , o menores para aceros resistentes a la fragilización por revenido.

Un método común de monitoreo consiste en instalar bloques del material original dentro del reactor, y remover periódicamente para ensayos Charpy y monitorear el progreso de la fragilización por revenido.

Las condiciones de proceso deben ser monitoreadas para asegurar una secuencia apropiada de presurización que ayude a prevenir la fractura frágil.

3.4.16 Oxidación

El oxígeno reacciona con aceros al carbono y otras aleaciones a alta temperatura convirtiendo el metal en capas de óxido, es muy frecuente en generadores de vapor y calentadores de llama por la presencia de oxígeno en el aire circundante (aproximadamente el 20%) usado en la combustión.

Afecta todos los materiales de base hierro incluyendo aceros al carbono y de baja aleación tanto fundidos como forjados, todos los aceros inoxidable de las series 300 y 400, y las aleaciones base níquel. El grado de oxidación depende de la composición del material y la temperatura.

La oxidación de aceros al carbono comienza a ser significativa por encima de 1000°F (583°C), la velocidad de pérdida de metal aumenta con el aumento de temperatura. En general, la resistencia del acero al carbono y otras aleaciones se determina por el contenido de cromo, incrementando el nivel de cromo se producen películas de óxido más protectoras.

Puede ocurrir en tubos de calentamiento por llama y generadores de vapor como en cualquier equipo de combustión, tuberías y equipos que operen a altas temperaturas cuando la temperatura del metal excede los 1000°F (583°C).

La mayoría de aleaciones, incluyendo aceros al carbono y de baja aleación sufren pérdida general de espesor a causa de la oxidación, usualmente el componente se

ubre de una capa de oxido; los aceros inoxidable de la serie 300 y las aleaciones de níquel generalmente tienen una capa delgada y oscura a menos que sean expuestos a temperaturas extremadamente altas donde la velocidad de pérdida de metal es excesiva.

El Cromo es el principal elemento de aleación que influye en la resistencia a la oxidación, otros elementos de aleación como el aluminio y el silicio, son efectivos pero sus concentraciones están limitadas debido a que causan efectos adversos sobre las propiedades mecánicas, se usan frecuentemente en aleaciones especiales para aplicaciones en componentes de equipos de combustión.

Las condiciones del proceso se deben monitorear para establecer la tendencia del equipo a alta temperatura a la oxidación, la temperatura se puede monitorear con el uso de termocuplas de piel y termografía, y la pérdida de espesor a causa de la oxidación se mide usualmente con UT externo.

3.4.17 Sulfidación

Es la corrosión de aceros al carbono y otras aleaciones como resultado de las reacciones entre los compuestos de azufre en ambientes a altas temperaturas, la presencia de hidrogeno acelera la corrosión.

Afecta todas las aleaciones base hierro incluyendo aceros al carbono, aceros de baja aleación, aceros inoxidable de las series 300 y 400; aleaciones base níquel que son afectadas en diferentes grados dependiendo de la composición especialmente del contenido de cromo, y aleaciones base cobre que forman sulfuros a temperaturas menores que los aceros al carbono.

Los factores críticos que afectan la sulfidación son la composición de la aleación, la temperatura y la concentración de componentes de azufre corrosivos. La

susceptibilidad de un material a la sulfidación se determina por su habilidad de producir películas protectoras de sulfuro.

La sulfidación en aleaciones base hierro comienza a ser significativa a temperaturas por encima de 500°F(260°C); la resistencia a la sulfidación depende del contenido de cromo, incrementar el contenido de cromo aumenta significativamente la resistencia a la sulfidación. Los aceros inoxidable de la serie 300 son altamente resistentes en la mayoría de procesos de refinación y las aleaciones base níquel proveen similar resistencia a la sulfidación que los aceros inoxidable para contenidos similares de cromo.

La sulfidación es causada principalmente por H₂S y otras especies reactivas de azufre como resultado de la descomposición térmica de compuestos de azufre a altas temperaturas. Algunos compuestos de azufre reaccionan más facilidad para formar H₂S, por lo tanto puede ser incorrecto calcular la velocidad de corrosión basándose únicamente en el porcentaje en peso del azufre.

Las películas de sulfato sobre la superficie de los componentes ofrece varios grados de protección depende de la aleación y la severidad del proceso, estas películas pueden ser gruesas o delgadas dependiendo de la aleación, la corrosividad del flujo, la velocidad del proceso y la presencia de contaminantes. La corrosión es mas frecuente en la forma de adelgazamiento uniforme pero puede ocurrir como corrosión localizada o daño por erosión/corrosión de alta velocidad.

La resistencia a la sulfidación generalmente se mejora usando aleaciones de alto cromo, los equipos y tuberías fabricadas con clad o completamente con aceros inoxidable de las series 300 y 400 proveen una resistencia significativa a la corrosión, los tratamientos de difusión de aluminio en aceros de baja aleación se usa algunas veces para reducir la velocidad de sulfidación y la formación de capas, sin embargo no ofrece una protección completa.

Se deben monitorear las condiciones del proceso como las variaciones de los niveles de azufre y los incrementos de temperatura que pueden monitorearse

usando termocuplas de piel o termografía infrarroja. La evidencia de adelgazamiento puede detectarse usando medición ultrasónica externa o perfil radiográfico.

3.4.18 Termofluencia o Creep

A altas temperaturas el metal puede deformarse lenta y continuamente bajo cargas por debajo del esfuerzo de fluencia y que pueden eventualmente conducir a una ruptura. Esta deformación depende del tiempo de exposición del elemento sometido a Creep.

La velocidad de deformación por Creep es una función de material, carga, temperatura y temperatura. La velocidad de daño es sensible a la carga y la temperatura, generalmente un incremento de aproximadamente 25°F o un incremento del 15% del esfuerzo puede reducir la vida remanente a la mitad o mas dependiendo de la aleación.

Para cada material existe una temperatura umbral por encima de la cual el daño por Creep es importante. Si la temperatura del metal excede estos valores puede ocurrir daño y el agrietamiento por Creep.

La apariencia del daño por Creep es una ligera deformación o no aparente, que indica que el material tiene baja ductilidad por Creep que es mas severa para materiales con altos esfuerzos tensiles, mas común a bajas temperaturas en el rango de Creep, o bajos esfuerzos en el rango alto de Creep, mas probable en materiales de grano grueso que en materiales de grano fino y fomentada por ciertos tipos de carburos en algunos aceros Cr-Mo. Si los esfuerzos se incrementan a causa de perdidas de espesor por corrosión se reduce el tiempo de falla.

En las etapas tempranas el daño solo puede identificarse con metalografía y microscopia donde aparecen hendiduras en el borde de grano que en etapas mas avanzadas forman fisuras y grietas. A temperaturas convenientes por encima del

límite umbral, se observa deformación y ampollamiento antes de la fractura final; la cantidad de deformación es altamente dependiente del metal, y la combinación de esfuerzos y temperatura.

Hay pocas alternativas para evitar el daño cuando se ha puesto en servicio un material susceptible dentro del rango de Creep, se puede minimizar reduciendo la temperatura del metal, evitando los concentradores de esfuerzo, evitando el calentamiento localizado, y aplicando tratamientos térmicos post soldadura.

El daño por Creep esta relacionado con la formación de microhuecos, fisuras y cambios dimensionales que no se detectan efectivamente con cualquier técnica. Una combinación de técnicas (UT, RT, EC, medición dimensional, y replica) pueden implementarse con muestreo destructivo y examinación metalográfica para confirmar el daño. La mayoría de inspecciones son realizadas visualmente seguidas por PT o WFMT.

Los tubos de calentamiento deben ser examinados visualmente para detectar abultamientos, ampollamiento, agrietamiento, pandeo y arqueado. Se deben hacer mediciones de espesor en las zonas donde es probable la mayor pérdida de espesor.

Los criterios de retiro se basan en el crecimiento diametral que puede ser determinado con bandas o calibradores y pérdidas de espesor, lo cual es altamente dependiente del material y las condiciones específicas de operación

3.5 Vida útil remanente

Aquellos mecanismos de daño que se relacionan a la edad, aumentan su probabilidad de falla de acuerdo al tiempo o ciclos de servicio, permitiendo predecir hasta que momento la operación de este equipo implica un riesgo aceptable, lo que se conoce como Vida Útil .

De acuerdo con las velocidades de deterioro, daño o corrosión de los materiales y considerando las especificaciones dadas en los data-sheet, se podrá proceder a un cálculo aproximado de la vida útil de los componentes críticos de los equipos evaluados.

Inicialmente se debe establecer la velocidad de corrosión interna para cada uno de los componentes que puedan causar una pérdida de contención, mediante la comparación de espesores medidos en las diferentes inspecciones.

El espesor de las paredes de los recipientes que contienen un fluido está compuesto por un espesor resistente que corresponde al espesor necesario para contener un fluido a determinada presión, según la resistencia del material de construcción; y en el caso de servicios corrosivos se debe proveer una tolerancia a la corrosión, que es un sobre espesor entre 1/16" y 1/8"⁸ que debe ser establecido según el uso a partir de la información disponible de la corrosión esperada y la vida de operación deseada.

Durante el servicio la tolerancia a la corrosión se va consumiendo y en algunos casos es necesario realizar ajustes sobre la velocidad de corrosión a partir de los datos obtenidos en las inspecciones para acercarse a la realidad del proceso y calcular acertadamente la vida útil remanente de los equipos o componentes.

La vida útil remanente corresponde a:

$$\text{VUR} = \text{Tolerancia a la corrosión remanente} / \text{Velocidad de corrosión ajustada}^9$$

La comparación de espesores puede ser llevada a cabo por diferentes métodos: punto a punto, por alturas o platos, por regiones, menor espesor a menor espesor, mayor espesor a mayor espesor, mayor espesor a menor espesor y por moda; de acuerdo de la manera en que la pueda corrosión afectar a el equipo o componente,

⁸ Norma API 510 "*Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration*" Eighth edition, June 1997. ADDENDUM 4, August 2003.

⁹ Norma API 510 "*Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration*" Eighth edition, June 1997. ADDENDUM 4, August 2003.

algunas entradas o salidas de corrientes pueden variar la agresividad del ataque haciendo que unas zonas se vean mas afectadas que otras; además la comparación puede hacerse para diferentes intervalos de tiempo, de acuerdo con los datos disponibles de anteriores inspecciones.

3.6 Confiabilidad

La confiabilidad de un equipo o componente es el periodo de tiempo en el cual puede asegurarse que este operará de manera segura y confiable, para el equipo estático este periodo de tiempo también se conoce como máximo intervalo de inspección. El máximo intervalo de inspección de un equipo o componente, se calcula mediante la siguiente formula:

$$MII = VUR * \text{Factor de intervalo}^{10}$$

Donde MII corresponde al máximo intervalo de inspección, VUR a la vida útil remanente del equipo o componente y el factor de intervalo a un valor numérico que se obtiene de la combinación de la criticidad y la confianza del componente o equipo.

Sin embargo por códigos y convenciones internacionales usados en la actualidad, cuando el MII de un equipo es superior a 4 años, la confiabilidad de este se definirá como igual a 4 años.

Preliminarmente debe verificarse que la probabilidad de falla con la cual se determinó la criticidad del equipo o componente antes de la inspección coincida con la probabilidad de falla determinada posterior a la inspección, en caso contrario se debe utilizar la probabilidad de falla determinada posterior a la inspección, pues es esta la que refleja la realidad del proceso.

¹⁰ Formula usada para calcular el máximo intervalo de inspección en el software de la metodología ECOPETROL-RBI de Shell Global Solutions aplicada por ECOPETROL S.A.

Para corrosión interna la probabilidad de falla establece por la relación entre la velocidad teórica y la velocidad real de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 1 Probabilidad de falla de acuerdo con la relación de la velocidad real y la velocidad teórica o asumida¹¹

Probabilidad de falla	Velocidad real /Velocidad teórica
H	□ 4
M	1 a 4
L	0.5 a 1
N	□ 0.5

La criticidad se determina con la combinación de probabilidad de falla y la consecuencia de falla de acuerdo a la matriz de riesgo, el procedimiento para calcular el MII se realiza tal como se mencionó.

¹¹ Probabilidad de falla de acuerdo a la relación de la velocidad de corrosión teórica y la velocidad de corrosión ajustada usada por ECOPETROL S.A.

4 DESCRIPCIÓN DE LA REFINERÍA SOR¹²

La refinería de la Superintendencia de Operaciones Orito fue construida en 1968 por la compañía Texas Petroleum Company con el fin de solventar el suministro de combustibles y las necesidades de operación propia de la explotación de hidrocarburos de los sistemas de levantamiento del campo de Orito y los sistemas de potencia del transporte de crudo del Oleoducto Trasandino.

La refinería de Orito – Putumayo, consiste en un esquema simple de destilación atmosférica; procesó, durante el año 2006 una carga de crudo de 2200 B.P.P.D a partir de la cual se obtuvo 543.5 B.P.P.D de Nafta, 242.7 B.P.P.D de Kerosene, 582.1 B.P.P.D de Diesel y 831.6 B.P.P.D de Residuos.

La producción de la refinería sigue el flujo de proceso que se describe a continuación y cuyo esquema se muestra en la figura 5:

El crudo proveniente del tanque de almacenamiento T-0 a una temperatura de 86-90°F (30-32°C) es descargado al sistema de precalentamiento a una presión entre 250 y 300 psi, se precalienta inicialmente en el intercambiador E-3 donde incrementa su temperatura a 180-190°F(82-88°C) por intercambio de calor con el Diesel producto obtenido de la torre de destilación atmosférica, posteriormente se mezcla con agua fresca precalentada, para ingresar al desalador electrostático D5 donde se separa el agua con las sales disueltas.

El precalentamiento después del desalador, sigue en los intercambiadores E-4 y E-5 a través de la transferencia del calor con una corriente de reflujo de Diesel y la corriente de fondos de la torre de destilación atmosférica; respectivamente, alcanzando una temperatura de 350-356 °F (176-180 °C), para entrar al Horno F-1.

¹² COPCO. Manual de operaciones refinería de Orito. Febrero de 2007

En el horno el crudo alcanza la temperatura de operación de 680 °F (360 °C), con esta temperatura y parcialmente vaporizado, llega a la torre de destilación atmosférica.

La nafta de cima (producto más reflujo de cima) fluye desde ella como vapor entre 250 y 300 °F (121-149°C), hacia los condensadores E-2A /2B, y de allí al tambor acumulador de cima D-4. En este, se separan los gases no condensables de la nafta líquida y el agua a la temperatura de operación 105 °F(41°C). Una parte de la nafta líquida se retorna a la torre de destilación atmosférica D-1 como reflujo para controlar la temperatura de cima, el líquido restante se envía a almacenamiento.

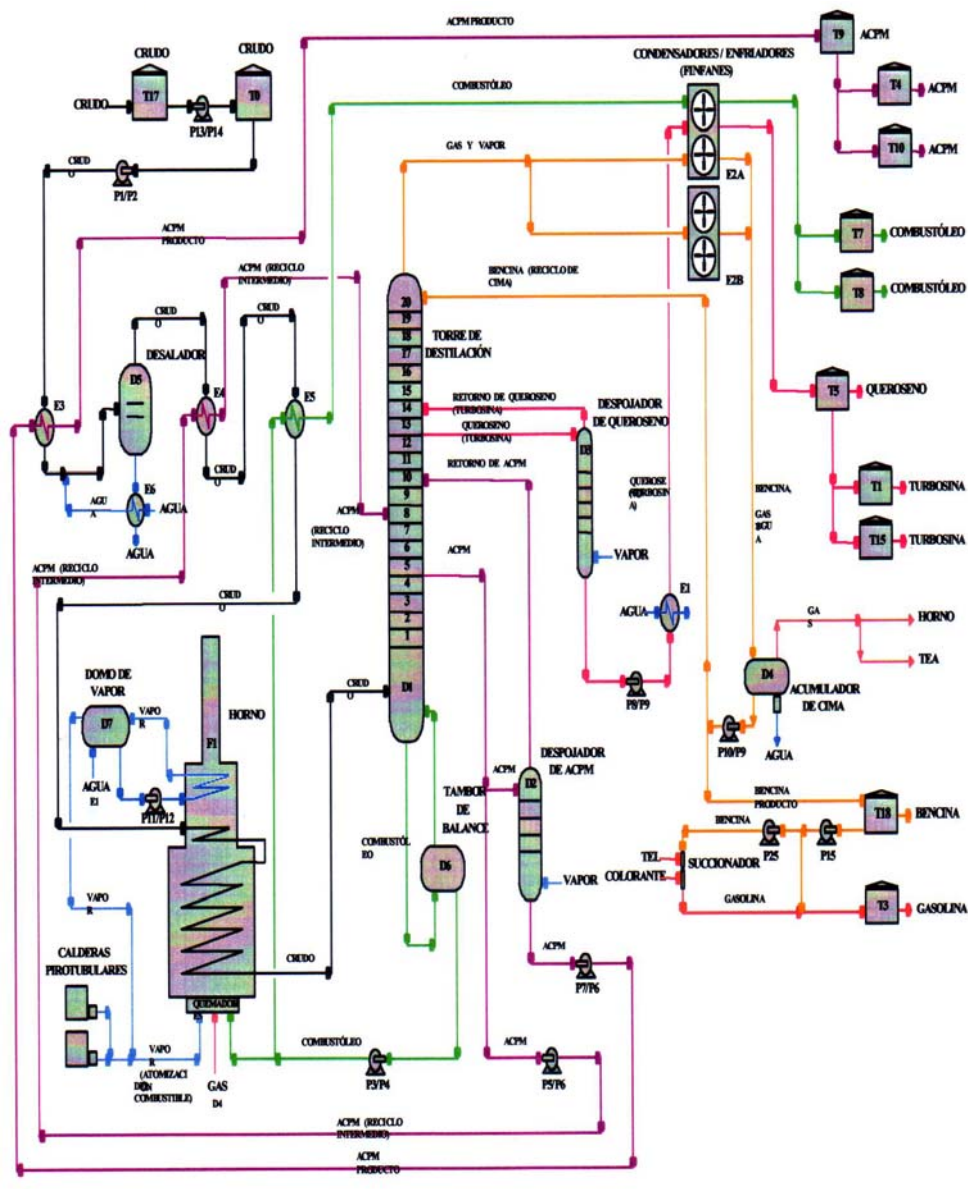
Desde el plato número 13 de la torre de destilación atmosférica se alimenta a la torre despojadora D3, de cuyo fondo se obtiene el queroseno producto. Esta corriente es enfriada en el Intercambiador E -1, el cual precalienta el agua que va a la generación del vapor. Se inyecta vapor a una velocidad mínima de 150 libra por hora, los vapores de despojo retornan a la torre de destilación atmosférica a la parte superior del plato No. 14. La corriente líquida de queroseno se envía a enfriamiento en el intercambiador E-2A y posteriormente a almacenamiento.

Desde el plato No 5 de la torre de destilación atmosférica D1 se alimenta a la torre despojadora D2, del fondo de la despojadora se obtiene el producto diesel esta corriente se envía a dos circuitos diferentes, uno de ellos es el que retorna a la torre de destilación atmosférica en el plato No 10, y la porción complementaria es succionado por la bomba P7, para intercambiar calor en el E-3, desde donde se envía a almacenamiento.

El producto de fondos se encuentra a una temperatura de 670 °F (354 °C) en el fondo de la torre de destilación atmosférica que esta conectado al tambor de balance D6, desde allí se envía la corriente al intercambiador E- 5, disminuyendo la temperatura a 375 °F (190 °C)y posteriormente es almacenada. Parte de esa corriente es remitida al horno para ser empleada como combustible en cada uno de los cuatro quemadores de este equipo.

Los equipos estáticos de proceso que se evaluarán en este proyecto son: Horno F1, Domo de vapor D7, Torre atmosférica, D-1, Torres despojadoras, D-2 y D-3, Desalador D-5, Tambor acumulador de gasolina D-4, Tambor acumulador de fondos D-6, y Tanques de almacenamiento.

Figura 5. Diagrama de proceso de la refinería de Orito-Putumayo¹³



¹³ COPCO. Manual de operaciones refinería de Orito. Febrero de 2007

4.1 Horno F1

Figura 6 Horno Dual Tipo Cabina (Refinería Orito-Putumayo)¹⁴



4.1.1 Descripción del equipo

El Horno es diseño de PETRO-CHEM Development construido por Distral, es un horno dual tipo cabina, tiene dos funciones precalentar y vaporizar el crudo, y generar vapor; consta de una zona de Radiación con tubos lisos y una zona de convección con tubos aleteados. Las paredes interiores del horno son en material refractario y aislante y las cubiertas exteriores son en lámina de acero.

La capacidad nominal de este equipo es para 8.6 millones de BTU/h de transferencia térmica en la zona radiante que conforman 60 tubos de 3.5" OD x 15 Ft Longitud usados para el calentamiento del Crudo. Para realizar la operación de calentamiento el horno F – 1 esta provisto de cuatro quemadores instalados en el piso que trabajan con combustóleo atomizado con vapor seco proveniente del fondo de la torre de destilación, cada quemador dispone de los controles de ignición y detectores de llama y de un quemador piloto de gas.

¹⁴ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

En la parte superior de la zona de convección del horno F-1 esta instalado un serpentín para generación de vapor de agua hacia el domo de vapor D-7. El agua es recirculada a través de un serpentín constituido por 24 tubos de 4.5" OD x 15 Ft Longitud. La capacidad de generación de vapor es de 3,000 lb/h, parte de este vapor, unas 150 lb/h, es usado para la atomización del combustible al horno.

El crudo entra por la parte superior del horno (zona de convección), continua hacia la zona de radiación y sale del horno a una temperatura entre 650- 700 °F. El calentamiento de este crudo se hace quemando combustóleo, por medio de la llama directa que calienta el crudo en la zona de radiación y con los gases que produce la combustión se calienta la zona de convección, en otro serpentín se genera el vapor utilizado para despojar en las torres y atomizar el combustible. Finalmente los gases de combustión salen por la chimenea a una temperatura aproximada de 850°F

El horno cuenta con un dispositivo para eliminar la humedad, el domo de vapor externo D7 al cual llega el vapor generado en la zona de convección gracias a los gases calientes que ascienden, además controla el nivel de agua y vapor con una presión de 150 psig, el vapor tiene una temperatura aproximada de 375°F (190°C) a la salida del Horno, la capacidad de generación de vapor es de 3000 lb/h, este vapor posteriormente es distribuido para la atomización del combustible en los quemadores, inyección en la torre de destilación, despojadoras y tea.

4.1.2 Susceptibilidad a Mecanismos de daño

La carcasa fue construida en un acero al carbono ASTM A-285 Gr. C, que es un acero al carbono usado en la fabricación de laminas para recipientes a presión, tiene una resistencia a la tensión entre 380 MPa y 515 MPa (55 Ksi y 75 Ksi), y una resistencia a la fluencia de 205 Mpa (30 Ksi) y cuya composición química es 0.28%C, 0.90%Mn, 0.035%P, 0.04%S.

En el exterior la carcasa cuenta con recubrimientos para alta temperatura (siliconas) para su protección. La parte interna está protegida con manta cerámica en la zona de radiación y por un refractario monolítico en la zona de convección y chimenea.

Como se comento anteriormente, el calentamiento se realiza por la combustión a llama directa de combustóleo vaporizado en seco proveniente de la torre de destilación, el combustóleo contiene compuestos de azufre entonces la combustión puede producir gases ricos en estos, que por condensación pueden formar ácido sulfúrico y por tanto producir corrosión sobre la lámina.

Los tubos lisos de radiación, están contruidos en un acero ASTM A-335 P5, que es una acero ferrítico aleado del tipo 5Cr - ½ Mo, usado en la fabricación de tubería sin costura para servicio a altas temperaturas.

Siendo que el calentamiento se hace por un proceso de combustión, la atmósfera dentro del horno contendrá oxígeno, el cual a altas temperaturas (1000°F (583°C)) reacciona con el acero provocando oxidación, dado que la temperatura de piel del los tubos en zona radiación esta por encima de los 1200°F(649°C), entonces los tubos serán susceptibles a este mecanismo de daño.

La combinación del ambiente gaseoso con compuestos de azufre y la alta temperatura de piel de los tubos de la zona de radiación también puede provocar sulfidación externa (a partir de 500°F (260°C)); en el interior el carbono del crudo se difunde en el acero por la alta temperatura (a partir de 110°F (593°C)) causando carburación interna y taponamiento por deposición de coque en el diámetro interno.

La exposición a alta temperatura por encima del la temperatura umbral para Creep (800°F(425°C)) para este material generan termofluencia o "Creep" y las frecuentes variaciones de temperatura por trabajo intermitente pueden provocar fatiga térmica.

Las tuberías de la zona de convección tiene superficies con tacones "studs" son de un acero ASTM A- 106 Gr. B, que es una Acero al carbono para la fabricación de

tubería sin costura para servicio a alta temperatura, tiene una resistencia a la tensión de 485 MPa (70 Ksi) y una resistencia a la fluencia de 275MPa (40Ksi).

Estas tuberías están expuestas a deposición externa de productos de combustión con azufre, lo cual puede provocar sulfidación externa por la alta temperatura de piel por encima de 900°F, se debe prevenir la formación de H₂SO₄ evitando la humedad. El taponamiento y ensuciamiento de la superficie externa, disminuye el intercambio de calor y la eficiencia de combustión.

En los tubos de convección se generan daños por termofluencia o "Creep", ya que la temperatura umbral para este material es 700°F (370°C). Las continuas apagadas y encendidos, promueven la fatiga y el choque térmico. Los aceros al carbono, son susceptibles a daño por fragilización por revenido, por exposición a temperaturas entre 300 y 450 °C (570 - 850 °F).

La termofluencia se manifiesta en deformaciones o abombamientos diametrales y en pandeos longitudinales. La oxidación y la sulfidación reducen el espesor y las propiedades mecánicas. La carburación interna genera fragilización.

Los soportes fueron fabricados en un acero ASTM A-608, HK-40, que contiene cromo y alto níquel, y es utilizado en servicios corrosivos a alta temperatura. Están expuestos a sulfidación y fragilización por precipitación de fase sigma. Los soportes de refractario, se corroen en la base soldada a la carcasa, generan desprendimiento del refractario y paradas no programadas.

El material utilizado para el domo de vapor D7 es una Acero al carbono ASTM A 106 grado B, el agua no es tratada para reducir su corrosividad por lo cual es posible encontrar corrosión generalizada interna y corrosión bacteriológica.

4.2 Torre de destilación atmosférica D1.

4.2.1 Descripción del equipo

La torre de destilación atmosférica es el corazón de la refinería, separa los productos mas ligeros como nafta o bencina, queroseno, fuel oil, y diesel o ACPM, del crudo. El proceso de separación se lleva a cabo mediante la transferencia de masa entre fases líquido – vapor, que se forman debido a los diferentes puntos de ebullición de cada uno de los productos intermedios.

Figura 7 Torre de destilación Atmosférica¹⁵



La torre remueve el calor de forma controlada de modo que el crudo se separe en fracciones que son retiradas de la torre a través de salidas laterales. El crudo parcialmente vaporizado (una mezcla de líquidos y vapores) se alimenta en el fondo de la torre, por debajo del plato 1 a una temperatura aproximada de 680°F (360°C) que es la zona más caliente, entonces la torre de destilación actúa como un intercambiador de calor disminuyendo gradualmente la temperatura mientras se

¹⁵ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

enfrian los vapores que ascienden por convección los cuales se condensan convirtiéndose en líquidos.

La torre cuenta con 20 platos perforados de 36" (0.9144 m) de diámetro horizontales en serie, espaciados a 1 pie (0.3048 m), los cuales atrapan y mantienen el nivel de las fracciones liquidas dejando pasar los vapores a través de ellas en forma de burbujas, los platos juegan un papel muy importante en el enfriamiento de los gases, pues actúan como intercambiadores de calor enfriándolos, sin ellos no solo no se podrían atrapar las fracciones sino que también se requeriría de torres muy altas para disminuir la temperatura.

Las condiciones de la torre se ajustan controlando la temperatura de alimentación del crudo, el cambio de temperatura a través de la torre y mediante el reflujo de productos, para obtener las cantidades deseadas de las diferentes fracciones.

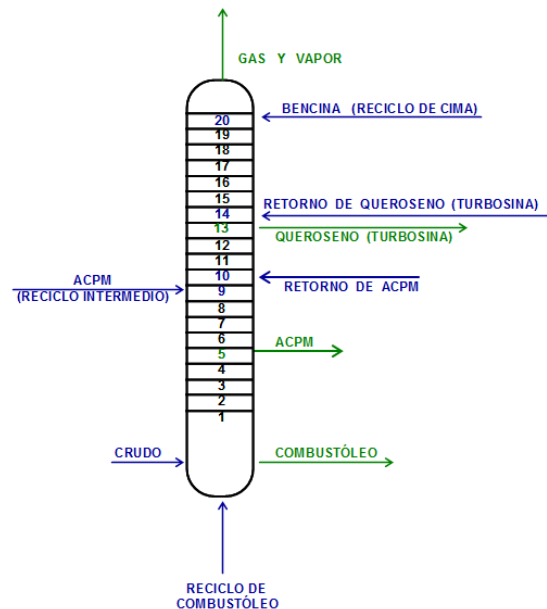
En el alimento la fase vapor se obtiene de la corriente que sale del horno y de la inyección de vapor de agua, estas dos corrientes entran en la zona de vaporización "flash zone" (parte inferior de la torre de destilación), el vapor que se inyecta favorece la vaporización definitiva de los hidrocarburos al disminuir su presión parcial, además de ayudarlos a ascender a través de los platos de la torre de destilación.

La condensación de la fase liquida en la torre de destilación es ayudada por las corrientes de reflujo de ACPM y bencina, que salen de la torre y retornan después de enfriarse en intercambiadores de calor externos. La transferencia entre las fases liquido – vapor ocurre de la siguiente forma, los vapores ascienden y entran en contacto con el reflujo líquido que desciende, de esta manera el vapor se condensa a causa del líquido que es más frío que el vapor ascendente, el calor de esta etapa de condensación ocasiona algo de vaporización en el liquido y este vapor sube al plato inmediatamente superior, este proceso se hace en forma continua a lo largo de la torre de destilación.

La función de estos reflujos es mantener un perfil constante de temperatura dentro de la torre de destilación, lo que conlleva a mejorar los puntos iniciales y finales de ebullición de cada uno de los productos.

La torre de destilación tiene salidas laterales de líquido; en el plato 5 para alimentar la torre despojadora D-2 y la corriente de recirculación de Diesel que retorna a la torre de destilación D-1 en el plato 9 previamente enfriado e el intercambiador E4, los vapores de cima de la torre despojadora D-2 retornan al plato 10 de la torre de destilación D1; del plato 13 de la torre D1 sale una corriente de líquido a la Torre despojadora de queroseno D-3 y desde allí retornan los vapores despojados al plato 14 de la torre D1; los vapores de cima de la torre D1, salen hacia el condensador de vapores de cima E-2 A/B y de allí al tambor acumulador de cima D4, de este se envía el reflujo de Nafta retornando al plato 20 en la cima de la torre D-1. El Crudo Reducido o combustóleo, sale por el fondo de la Torre hacia el Tambor de balance D-6, desde el cual salen dos corrientes, la primera se divide en dos, una para alimentar los quemadores del horno y otra va a los condensadores posteriormente ir a almacenamiento, la segunda corriente retorna al fondo la torre de destilación.

Figura 8 Esquema de la torre de destilación D1¹⁶



¹⁶ Autor

La fabricación de la torre de destilación fue llevada a cabo en marzo de 1967, en un material ASTM A 515 Gr 70, que es un Acero al Carbono con Silicio, usado en la construcción de recipientes a presión para servicio a intermedias y altas temperaturas, con una resistencia a la tensión de 485-620 MPa (70-90 Ksi) y una resistencia a la fluencia de 260 MPa (38 Ksi).

A demás la torre cuenta con un lining de Monel desde el fondo hasta el plato 14, el Monel es una aleación comercial de Níquel –Cobre, que ofrece buena resistencia a la corrosión a temperaturas elevadamente moderadas.

4.2.2 Susceptibilidad a mecanismos de daño.

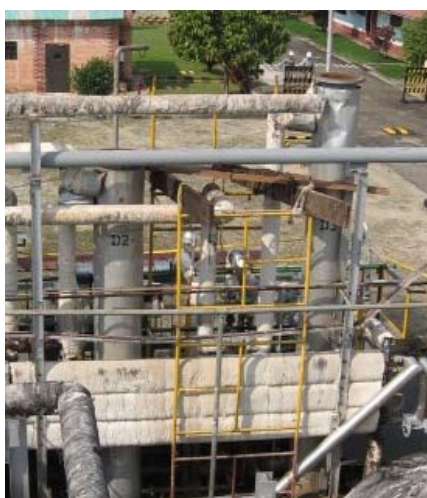
Según lo descrito anteriormente la torre de destilación atmosférica cambia durante su trayecto de material (acero al carbono de la cima al plato 14 y lining de Monel del fondo al plato 14), condiciones operacionales (presión y temperatura) y ambientales (fluido que contiene), pues los productos más livianos ascienden al tope de la torre (bencina o nafta virgen), los de puntos de ebullición intermedios ascienden a la mitad de la torre (queroseno, JET A – 1, ACPM) y los hidrocarburos de mayor punto de ebullición permanecen en el fondo de la torre (combustóleo); razón por la cual es susceptible a diferentes mecanismos de daño en sus diferentes zonas.

En el fondo de la torre se realiza la alimentación del crudo parcialmente vaporizado a una temperatura alrededor de 680°F (360°C) proveniente del horno de calentamiento, el crudo. La parte inferior de la torre esta protegida por un "lining" de Monel desde el fondo hasta el plato 14,el cual es resistente a la corrosión y los productos en el interior son bajos en azufre y H₂S,.por lo tanto no se espera la presencia de daño por corrosión en esta zona.

La zona superior de la torre, desde el plato 14 hasta la cima, no posee recubrimiento protector para los gases ácidos, razón por la cual en esta zona se puede presentar corrosión sobre el acero al carbono por HCl y H₂S.

4.3 Torres despojadoras D2 Y D3.

Figura 9 Despojadora de Queroseno D3 y Despojadora de ACPM D2.¹⁷



Torre Despojadora de ACPM D-2

Esta torre tiene 4 platos perforados de 15" (38.1 cm.) de diámetro, espaciados a 1 ft pie (32 cm.). Esta torre recibe líquido proveniente del plato 5 de la torre D-1 sobre el plato superior y por el fondo sale el producto Diesel hacia la bomba P7/P6. Por el fondo de esta torre despojadora de Diesel se inyecta vapor de agua con el fin de disminuir la presión parcial de los hidrocarburos y así poder remover los livianos más fácilmente. Los vapores de hidrocarburos livianos salen por la cima de la torre D-2 para retornar al plato 10 de la torre D-1. La función de esta torre es retirar los volátiles del Diesel para ajustar su especificación de punto inicial de ebullición y punto de inflamación.

¹⁷ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

Torre Despojadora de Queroseno D-3

Esta torre posee 4 platos perforados de 13" de diámetro, espaciados a 1 ft. Recibe líquido proveniente del plato 13 de la torre D-1 sobre su plato superior y por el fondo sale el Queroseno producto hacia la Bomba P8/P9 (actualmente hacia E-1 antes de P8/P9). Por el fondo de esta columna despojadora de Queroseno se inyecta vapor de agua con el mismo fin de disminuir la presión parcial de los hidrocarburos y así facilitar su despojo. Los vapores de hidrocarburos livianos salen por la cima de la torre D-3 para retornar al plato 14 de la torre D-1. La función de esta torre es retirar los volátiles del Queroseno para ajustar su especificación de punto inicial de ebullición y punto de inflamación.

4.3.1 Susceptibilidad al daño

Las torres despojadoras están construidas en acero al carbono el cual es susceptible a la corrosión por ácido sulfúrico que puede formarse a causa de la condensación de la inyección de vapor usada para el despojo, la severidad del ataque dependerá del contenido de azufre del fluido que contienen, es conocido que los productos de destilación de menor punto de ebullición tienen mayor contenido de azufre y por tanto se espera una corrosión mas severa en la torre despojadora de Queroseno D3.

4.4 Desalador de crudo D5.

4.4.1 Descripción del equipo

El crudo que llega a la refinería para ser procesado contiene una cantidad de agua y de sales, las cuales deben ser removidas ya que estas son muy corrosivas para los equipos y líneas de proceso especialmente en las condiciones de presión y temperatura que estos operan.

Figura 10 Desalador de crudo D5.¹⁸



El crudo se mezcla con agua para formar una emulsión agua (fase dispersa) – crudo (fase continua) que entra posteriormente al Desalador D – 5, cuya finalidad es realizar el proceso de dilución y drenaje de las sales presentes en el crudo. El proceso de separación de la emulsión, se lleva a cabo gracias a un campo eléctrico que orienta las gotas de agua a través de este y por diferencia de carga eléctrica se atraen coalesciendo en gotas cada vez más grandes hasta que puedan precipitar, que además del agua inyectada también se logra retirar el agua que presentaba como BS&W.

El crudo cargado a la planta trae en promedio de sales (15 – 20) PTB y un BS&W entre (0.1 – 0.5) % y una vez salga del desalador debe obtenerse un producto con 0% de agua y con la mínima cantidad de sales < 5 PTB.

El Desalador de Crudo tiene unas dimensiones de 6 Ft de diámetro x 12 Ft altura cilíndrica para un volumen cilíndrico de 60 barriles, y su diseño es de Howe Baker, recibe la carga de Crudo de 2200 B.P.P.D precalentado y aproximadamente 180 B.P.P.D. de agua para desalar el Crudo. El volumen del equipo corresponde a un tiempo de residencia de Crudo de 36 minutos, la temperatura del Crudo en el desalador es 195-200 °F.

¹⁸ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

4.4.2 Susceptibilidad al daño.

El agua utilizada para el proceso de desalado no es tratada por lo que es posible encontrar corrosión bacteriológica, y corrosión bajo depósitos en la parte inferior del desalador donde se acumula el agua y pueden precipitarse las sales y sólidos.

4.5 Tambor acumulador D4

Figura 11 Tambor Acumulador D4.¹⁹



4.5.1 Descripción de equipo

El Tambor acumulador de cima o Nafta de 4 Ft de diámetro x 8 Ft Longitud con bota para separación de agua es un tambor decantador que tiene por función actuar como separador líquido-vapor, a él llega el producto de los intercambiadores tipo air fin fan E – 2A o E2B que enfrían la fase vapor de los hidrocarburos más livianos, nafta virgen y vapor de agua que salen de la cima de la torre, separa los gases no condensables de la nafta líquida y el agua. El volumen total de 18 barriles asegura una adecuada separación, en la bota se acumula el agua condensada debido al vapor inyectado en el proceso de destilación, y la producción de Nafta es de 600 B.P.P.D.

¹⁹ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

4.5.2 Susceptibilidad al daño

El tambor esta construido en acero al carbono que reacciona con los condensados y los gases ácidos provenientes de la cima, el cuerpo de equipo será susceptible a la corrosión por ácido sulfúrico y ácido clorhídrico. En la bota se acumulan para su drenaje las aguas agrías altamente corrosivas, pero la inyección de amina fílmica y el control de la velocidad de flujo permiten reducir la velocidad de corrosión; esta combinación en servicio hace a la bota susceptible a la corrosión por H₂S húmedo, corrosión por bisulfuro de amonio, y agrietamiento por carbonatos

4.6 Tambor de balance D6.

Figura 12 Tambor de Balance D6.²⁰



El producto de fondos o crudo reducido se encuentra en el fondo de la torre de destilación que esta conectado al tambor de balance D6 tiene que por objeto dar un tiempo de residencia adicional de aproximadamente 10 minutos al Crudo saliente del fondo de D-1. El Tambor de Balance tiene las siguientes dimensiones 3 Ft de diámetro x 6 Ft de longitud, una capacidad de 7.5 barriles, y opera a una temperatura de 670 °F.

El equipo esta fabricado en acero inoxidable 316l, por lo que no se espera daño en èl.

²⁰ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

4.7 Tanques de Almacenamiento.

Figura 13. Tanques de Almacenamiento²¹



Tabla 2 Listado de tanques inspeccionados en la Refinería de Orito Putumayo.

TANQUES INSPECCIONADOS REFINERÍA DE ORITO						
C.C	Servicio	Capacidad (Bl)	Diámetro (m)	Altura (m)	Tipo de Construcción	Inventario
2.1	Crudo	5000	11.8	7.530		526-000200
2.2	JP-1A	1000	6.55	5.50	Techo Membrana	526-00026
2.3	Gasolina Motor	3750	7.050	9.0		526-000250
2.4	ACPM	3000	9.0	7.30		526-00013
2.5	Producto Queroseno	1000	6.530	5.500	Techo Membrana	520-00017
2.6	Fuel Oil	1000	6.540	5.500	Techo Cónico fijo	526-0001
2.7	Fuel Oil	1000	6.67	5.53		526-0002
2.8	ACPM	3000	9.05	7.3		526-00244
2.9	ACPM	3000	9.050	7.3		526-00015
2.10	JP-1A	1000	6.53	5.5	Techo Membrana	526-00021
2.11	Bencinas	1000	6.54	5.49		
2.12	Crudo	5000	11.9	7.35	Techo Membrana	
2.13	Bencinas	5000	11.9	7.35	Techo Membrana	526-002360
2.14	Agua Industrial		4.71	5.49		526-00018
2.15	Agua Industrial		9.08	4.88		526-00004
2.16	Agua Cruda		9.04	4.86		526-00014

²¹ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

4.8 Histórico de inspecciones²²

4.8.1 *Visita técnica Febrero 1992.*

Se realizó una visita técnica al campo de Orito con el objetivo de revisar los diferentes procesos de la refinería

Los severos problemas de corrosión en el sistema de producción de gasolina, llevaron a las siguientes recomendaciones para la próxima parada de planta:

- Instalar facilidades para el monitoreo de la corrosión mediante el uso de cupones en las líneas de salida de los condensadores.
- Instalar facilidades para la inyección de químicos en: la línea de entrada de gases a los condensadores, y en la línea de reflujo que va del acumulador a la cima de torre.
- Caracterizar el crudo de carga, el crudo desalado, el crudo reducido, la gasolina del tambor y agua del tambor
- En el proceso de generación de vapor, reiniciar el proceso de suavización del agua utilizada.

4.8.2 *Inspección Julio 1993 (Ing. Rafael Merchán)*

Se inspeccionaron los siguientes equipos: Horno H1, Torre Atmosférica de destilación D1, Torres despojadoras D2 y D3, Tambores D4 y D6, Domo de vapor, Desalador; Intercambiadores E1, E2, E2A, E6; línea de la cima de torre atmosférica a los condensadores, línea de los condensadores al tambor acumulador de cima, y línea de gasolina del tambor acumulador a las bombas P9 y P10 y de allí a los tanques de almacenamiento.

²² Tomado de los informes de visitas técnicas y paradas de planta facilitados para el taller RBI.

En el horno de calentamiento se reparó el aislamiento interior de la zona de radiación; En la chimenea, el exterior se encontró en buen estado mecánico y sin zonas corroídas, en el interior el refractario y el damper, se encontraron en buenas condiciones.

La tubería aleteada y la tubería de radiación tienen gran cantidad de depósitos de combustión de color ocre, que indican la presencia de azufre en el combustible, sin embargo se encuentran en buen estado mecánico. A tubería de convención debe limpiarse para mejorar el proceso de transferencia de calor y la tubería de radiación presenta corrosión leve sin adelgazamiento.

La termocupla de piel se encontró partida, se instaló una nueva como medida para controlar el proceso.

A la torre atmosférica se le realizó limpieza tanto al cuerpo como a los platos para inspeccionarla y reparar el escape de hidrocarburo presentado en operación por una unión embridada. Se encontró en buen estado mecánico al igual que las torres despojadoras D2 y D3.

El tambor acumulador de cima presenta ampollamiento en la pintura de protección interior, similar al encontrado con anterioridad y que persistirá hasta que se realice una limpieza mecánica con chorro de arena previo a la aplicación de la pintura, el espesor del casco no presenta adelgazamiento.

La bota del tambor se encuentra en buen estado, sin evidencias de los problemas de corrosión y rotura que se han encontrado anteriormente.

El tambor acumulador de fondos está fabricado en material inoxidable, está en buenas condiciones, se requirió remover sedimentos de apariencia pastosa y el aislamiento exterior se observó en buen estado.

En el domo de vapor se encontró gran cantidad de depósitos similares a los encontrados anteriormente de apariencia calcárea. El desalador se encuentra en buenas condiciones.

En el intercambiador de agua al domo E1 y en el intercambiador E6 de agua-keroseno, se encontraron depósitos y taponamientos que se ablandaron con una mezcla de ácido clorhídrico para destapar los tubos, se removió el tubo deflector interior por ser una causa adicional del taponamiento, el casco se encuentra en buenas condiciones y aislado exteriormente; adicionalmente en el E1 se halló una rotura en una U por picadura.

Los condensadores E2 y E2A se encontraron en muy buenas condiciones.

A partir de los trabajos y la inspección realizada se hicieron las siguientes recomendaciones:

- Se instaló un recubrimiento de fibra cerámica, cuya vida dependerá de la calidad del combustible, su contenido de azufre y vanadio afectará el revestimiento interior, entre más limpio sea el combustible, más larga será la vida del recubrimiento; por lo tanto se requiere de una adecuada caracterización del combustible usado en el horno.
- Revisar y evaluar el sistema de manejo y tratamiento de agua del proceso utilizada en el sistema de generación de vapor, para eliminar la gran cantidad de depósitos encontrados en el sistema que se evidencian en: los depósitos hallados en el domo, el taponamiento de las líneas y la tubería de los intercambiadores; lo que puede generar el sobrepresionamiento del sistema, las pérdidas e la capacidad de enfriamiento de los intercambiadores, deficiente calidad del vapor y la posibilidad de rotura del serpentín de generación ocasionado por la falta de agua.

Los dos puntos anteriores requieren de una solución inmediata pues son que son la principal causa de los problemas de corrosión y mal funcionamiento de la refinera.

- Los empaques instalados en la torre atmosférica presentaron escapes durante la operación, por lo cual se recomienda disponer de dos empaques enchaquetados en acero al carbón.
- Se debe evaluar la necesidad de disponer uno o dos repuestos para los intercambiadores.
- Para los servicios a alta temperatura y los sistemas de vapor se recomienda usar empaques espirotalicos.
- Para verificar que los intercambiadores fueron ensamblados correctamente y que no presentan escapes, se deben probar hidrostáticamente.
- Para mejorar la efectividad y productividad de la parada de planta se deben proporcionar las facilidades y herramientas adecuadas para cada labor.

4.8.3 Inspección Noviembre 1995 (Ing. Rafael Merchán)

Durante la parada se inspeccionaron los siguientes equipos: Horno H1, Torre atmosférica de destilación, torres despojadoras D2 y D3, tambor acumulador de cima D4, tambor acumulador de fondos D6, Desalador, Domo de vapor, Intercambiadores E1, E2, E2A, E3, E4, E5, E6; línea de la cima de torre atmosférica a los condensadores y línea de los condensadores al acumulador de cima.

Con el fin de anticiparse a las causas de los problemas, mejorar la operación de la planta y en general una mejora permanente de los procesos productivos, se realizaron las siguientes recomendaciones:

- Continua siendo un punto crítico la calidad del combustible utilizado en el horno, haciendo énfasis especial en el contenido de azufre y la calidad de la combustión.
- Igualmente hay que mejorar el sistema de manejo y tratamiento de agua para eliminar la gran cantidad de depósitos e incrustaciones.
- Se requiere implementar una buena rutina de deshollinado, para evitar la deposición de las cenizas en las superficies de las tuberías, lo cual genera

problemas de transferencia de calor y recalentamiento que pueden llevar a una rotura.

- La chimenea comenzó a presentar deterioro en el refractario, se debe prever y evaluar la forma cómo se reparará en caso de seguir deteriorándose.
- Las ollas de los quemadores y de los difusores se encontraron deterioradas, por lo que se requiere disponer de un juego completo de estos elementos refractarios.
- Deben instalarse las facilidades para realizar la prueba hidrostáticas de todos los intercambiadores, tanto en el lado tubos como para el lado casco. Y en el horno, tanto en el serpentín de radiación como en el serpentín de convección.
- Los intercambiadores E1 y E6, al igual que en casos anteriores presentaron rotura en sus elementos, se recomienda pedir repuestos de tubos para estos intercambiadores.
- Se recomienda hacer la evaluación de la necesidad de las válvulas de seguridad en los equipos críticos y proceder a hacer a realizar los pedidos necesarios.
- Se recomienda no instalar las fotoceldas hasta que no se defina claramente la confiabilidad de su operación, para evitar su deterioro.

5 RESULTADOS

5.1 Aplicación de RBI

5.1.1 Lazos de corrosión

Para la Refinería de la SOR se identificaron 11 lazos de corrosión, para cada lazo de corrosión se le realizó una descripción de los equipos que lo componen, el proceso y los mecanismos de daño por degradación del material a alta y bajas temperaturas y por mecanismos de corrosión que pueden actuar en cada uno de sus componentes. **Anexo 1 “Lazos de corrosión”**

Tabla 3. Relación de lazos de corrosión.²³

LAZO DE CORROSIÓN	NOMBRE DEL LAZO	No TAG
LC-REFSOR-01	Tren de Pre calentamiento T < 450°F	10
LC-REFSOR-02	Horno Atmosférico	6
LC-REFSOR-03	Líneas crudo (Horno-Torre) y productos ACPM, Fuel Oil 450°F < T < 750 °F	9
LC-REFSOR-04	Producto Queroseno/JP T< 450°F	7
LC-REFSOR-05	Producto Bencina	11
LC-REFSOR-06	Destilados medios y fondo a almacenamiento (T< 450°F)	13
LC-REFSOR-07	Agua (Desalador y agua drenada, intercambiadores y domo de vapor).	14
LC-REFSOR-08	Vapor (Domo de vapor).	7
LC-REFSOR-09	Aguas Agrias	2
LC-REFSOR-10	Líneas de Gases del Proceso	3
LC-REFSOR-11	Interior Tubos de Fuego de las Calderas	2

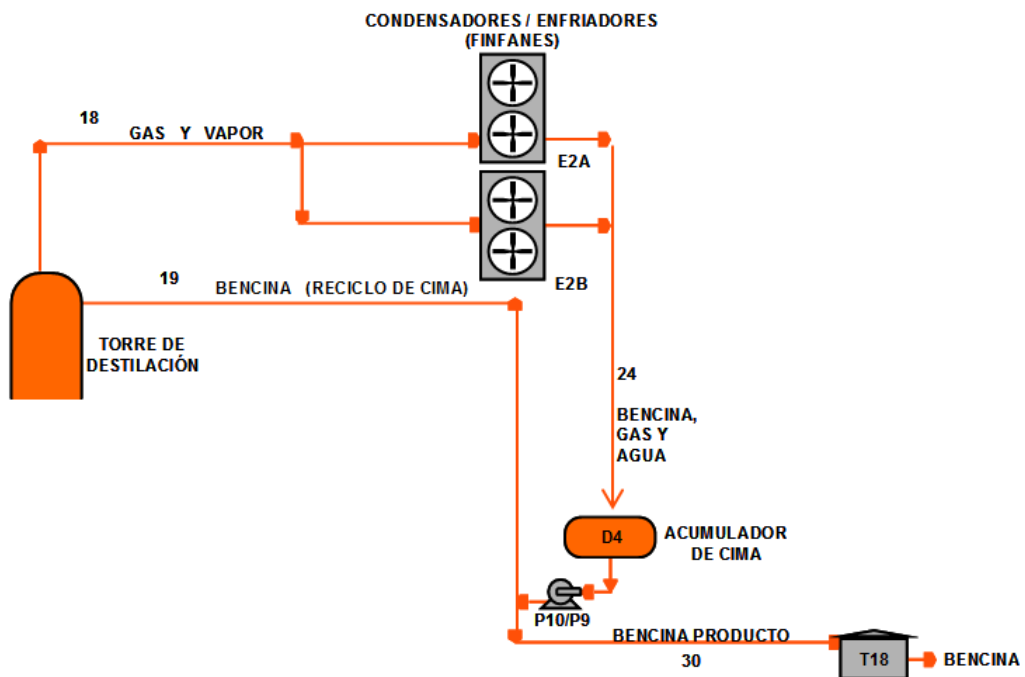
A manera de ejemplo se va describir el lazo de corrosión **LC- REF SOR-05 “Producto Bencina”**

²³ INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS. Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR. 2007*

5.1.1.1 Descripción del lazo LC-REF-SOR 05 “Producto Bencina”

Este lazo de corrosión se refiere a lo que comúnmente se conoce como sistema de cima, que incluye la sección de cima de la torre (del plato 14 a la cima), los condensadores Fin.Fan E2A y E2B, El tambor acumulador de cima D4, el tanque de almacenamiento de Bencina T18, y las líneas: L18 que transporta la corriente de gas y vapor que sale de la torre hacia los condensadores Fin-Fan E2A y E2B, L24 que lleva la corriente de bencina, gas y agua que sale de los condensadores hacia el tambor acumulador de cima D4, L30 que lleva la corriente de bencina del tambor acumulador de cima D4 hacia el tanque 18, y L19 que lleva la corriente de reciclo de bencina al plato 20 de la torre de destilación.

Figura 14. Diagrama del lazo de corrosión LC-REF-05 “Producto Bencina”²⁴



²⁴ Autor

5.1.1.2 Descripción del proceso en el LC-REF-SOR 05 “Producto Bencina”

Por la cima de la torre salen en fase vapor los hidrocarburos mas livianos nafta virgen entre (260 -310) °F como también el vapor de agua y los gases incondensables, los cuales pasan por los condensadores E2A, E2B y llegan al acumulador D4 en donde se separan los gases, la bencina y el agua. Los gases se direccionan hacia la Tea, el flujo de bencina es dividido en dos corrientes, una para reflujo de cima de torre que retorna por el plato 20 y otra que va directamente para el tanque de almacenamiento TK18, y el agua se drena.

5.1.1.3 Descripción de la corrosión del LC-REF-SOR 05 “Producto Bencina”

La corrosión del sistema de cima es causada por el arrastre del sulfuro de hidrogeno en el crudo y del cloruro de hidrogeno producido por la hidrólisis de las sales presentes en el crudo.

Las sales consisten generalmente en la mezcla de cloruro de sodio, cloruro de magnesio y cloruro de calcio. El cloruro de sodio es estable y no hidroliza significativamente en el circuito de precalentamiento, sin embargo los cloruros de magnesio y calcio, hidrolizan fácilmente antes de llegar a la torre de destilación. El HCl producido no ataca el tren de precalentamiento por que el agua no esta presente en fase liquida, la cual requiere para absorberse y formar ácido clorhídrico que es extremadamente corrosivo. El ácido clorhídrico al atacar el acero al carbono forma cloruro de hierro que reacciona con el H₂S presente en los gases (el contenido de este ácido generalmente aumenta al ascender en la torre de destilación) precipitando sulfuro de hierro y liberando HCl adicional.

En la cima de torre la temperatura se encuentra alrededor de 260°F(126°C), sin embargo el reflujo bencina y la salida de los gases puede causar una reducción de la temperatura que si alcanza el punto de roció del agua puede ocasionar condensación y por tanto daño en esta zona . Sin embargo el vapor de agua se condensa por la perdida de calor en la línea de transferencia L18 formando gotas sobre la tubería que producen un ataque altamente localizado, en los

condensadores el agua y la bencina pasan a fase líquida produciendo corrosión en los condensadores, la línea L24 y el tambor acumulador de cima, donde se separan los gases, el agua y la bencina.

El agua que se separa en el tambor acumulador de cima contiene cianuros, hidrocarburos, H₂S, cloruros, CO₂, O₂, NH₃, y otros contaminantes que pueden generar otros mecanismos de corrosión, por lo que no se incluye en este lazo la bota del acumulador de cima D4 donde estas aguas ácidas se depositan.

5.1.2 Evaluación de criticidad

Los lazos de corrosión están compuestos por 84 tags, cada tag tiene entre 1 y 4 potenciales modos de falla, con lo que se obtuvieron en total 155 combinaciones entre tags y Modos de falla para el análisis realizado a la refinería de la SOR

Para cada una de estas combinaciones se realizó un análisis de criticidad de acuerdo con la matriz de riesgos definida para ECOPETROL, en donde la probabilidad, está determinada por la susceptibilidad a la falla y las consecuencias de tipo Económico, Salud, Seguridad y Medio Ambiente; se evaluaron de acuerdo con cuestionarios detallados que permiten definir a un nivel semicuantitativo cada uno de los escenarios a evaluar.

El resultado de criticidad de las 155 combinaciones entre Tags-Modos de Falla se lista en el **Anexo 1. “Distribución de Criticidad y Confianza”** y de manera gráfica se muestra en la figura 15. Se observa un bajo porcentaje de Tags con criticidad Intolerable, Alta y Extrema. Con el fin de determinar cuáles son los lazos de corrosión más críticos en la planta, se muestra la distribución de criticidad para cada uno de los lazos de corrosión en la figura 16, donde se observa el porcentaje de suma de criticidades alta, extrema e intolerable.

A manera de ejemplo, para mostrar como se determina la criticidad para una combinación dada de tag y modo de falla, usando la norma **AP1 581-“ Risk Based Inspection- Base Resource Document”** second edition, October 2000, se realizó la evaluación de modo semicuantitativo para la **Tubería de radiación del horno F1 y mecanismo de daño por Fatiga térmica.**

Figura 15 Distribución de Criticidad de las combinaciones entre Tags y Modos de Falla para la refinería de la SOR²⁵

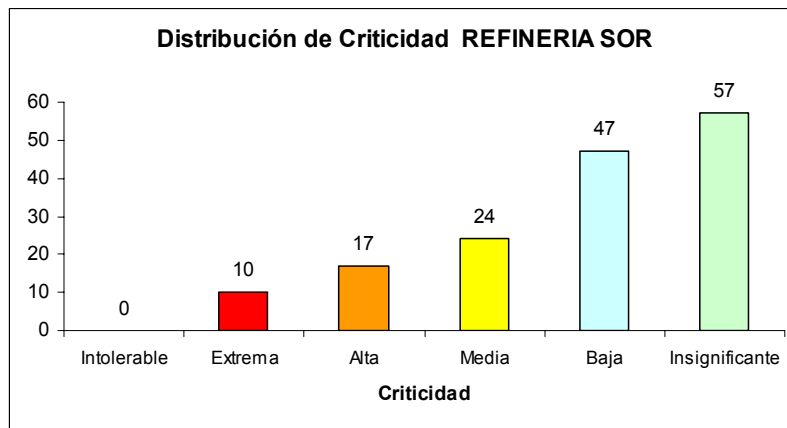
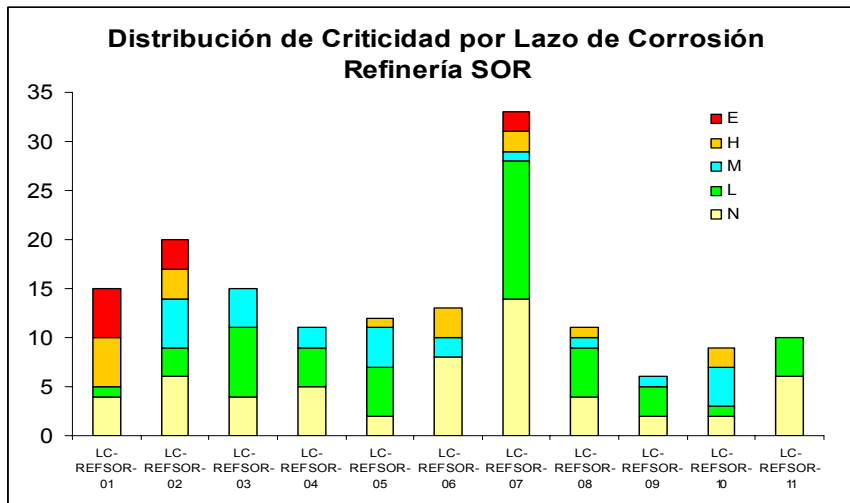


Figura 16 Distribución de criticidades en los lazos de corrosión. Refinería SOR²⁶



²⁵ Tomada de **INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS.** Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR.* 2007

²⁶ Tomada de **INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS.** Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR.* 2007

En el apéndice B de la mencionada norma se encuentran los lineamiento a seguir para una evaluación de modo semicuantitativo y se propone un cuestionario a seguir , el cual se divide en 4 partes:

Parte A: Cálculos de velocidad de fuga.

Material contenido representativo:	crudo típico	C ₁₇ -C ₂₅
Categoría del equipo:	tubería	
Contenido:	38000 lbs	
Clasificación de los sistemas de detección:	Inspección visual	C
Clasificación de los sistemas de aislamiento:	Operación manual de válvulas	C
Duración de la fuga para aberturas de ¼”, 1”, y 4” de acuerdo a los sistemas de aislamiento y detección:	¼”→ 60 min, 1” →40 min, 4” →20 min	
Fase del fluido en el equipo	Líquido	

Se calcula la velocidad de flujo usando la ecuación para fuga de líquidos:

$$QI = C_d * A * \sqrt{(2\rho * p * (gc / 144))}^{27}$$

Donde QI, es la velocidad de fuga del líquido; Cd el coeficiente de descarga, que para RBI se recomienda 0,61, A, el área cuadrada de la abertura; ρ, densidad del fluido 48383 lb/ft³. los resultados de QI para cada uno de los tamaños de abertura corresponde a: ¼”→ 1,1104 lb/s, 1” →17,7662 lb/s, 4” →284,25 lb/s.

Ahora se determina el tipo de fuga para cada tamaño de abertura: primero se determina el tiempo necesario para descargar el equipo ¼”→ 570 min, 1” →35 min, 4” →2 min. Si para un tiempo de tres minutos la cantidad fugada es mayor a 10000 Lb , la fuga es instantánea de lo contrario es continua, para el caso: ¼”→Continua (199 lb), 1” →Continua (3197 lb), 4” →Instantanea (51166)

²⁷ Norma AP1 581-“ Risk Based Inspection- Base Resource Document” second edition, October 2000.

Para determinar la fase después de la fuga se debe conocer la fase del fluido a temperatura ambiente y la fase del fluido en el equipo, de esta combinación líquido-líquido, se asume como fase después de la fuga líquido. Y se toma como tiempo de descarga, el menor tiempo de descarga entre el hallado según los sistemas de detección y aislamiento, y el hallado con la fórmula de descarga para líquidos, en el caso de fugas instantáneas el tiempo es cero. $\frac{1}{4}$ " → 60 min, 1" → 35 min, 4" → 0 min

La parte B: Análisis de la probabilidad de falla.

Para el caso de una evaluación a nivel semicuantitativo, la probabilidad de falla se determina con *Technical Module Subfactor TMS*, esta parte del cuestionario está enfocada a recolectar la información necesaria para hallar el TMS. La norma en los módulos técnicos provee métodos sistemáticos para evaluar el efecto específico de los mecanismos de daño sobre la probabilidad de falla. Sin embargo la norma no contempla un lineamiento específico para determinar la probabilidad de falla por fatiga térmica.

Para determinar la categoría de probabilidad de falla se siguió la sección 8, y se elaboró un cuestionario para fatiga térmica.

- El equipo está sometido a ciclos térmicos (S/N), Si(5), por operación intermitente
- Magnitud de estos ciclos térmicos (insignificante, baja, moderada, media, alta): Alta (5) puesto que la tubería tiene una temperatura de piel en operación de 1000°F y en las paradas llega a temperatura ambiente.
- Frecuencia de estos ciclos térmicos (insignificante, baja, moderada, media, alta): Moderada (3), 3 veces por año.
- Susceptibilidad del material a la fatiga térmica (de acuerdo al Coeficiente de expansión térmica). (insignificante, baja, moderada, media, alta): Alta(5)
- Formación de deltas de temperatura a causa del espesor (insignificante, baja, moderada, media, alta): Baja (2)
- El material está trabajando por encima del umbral de Creep(S/N): Si (-1)

- El diseño permite suficiente flexibilidad para acomodar las expansiones térmicas (S/N): Si (-1)
 Tipo de Restricción de la expansión: Soldaduras y soportes de cuña
 Categoría de restricción de la expansión: Media
- Acciones de prevención S/N: Si (-1)
 Procedimientos para buenas prácticas de soldadura: S
 Esmerilado superficial y transición entre planos S/N: N
 Procedimientos confiables de parada/arranca S/N: S
- Efectividad del programa de inspección: No (0)
 Método de inspección: Inspección visual
 Categoría de efectividad del método de inspección: Posible
- Fallas presentadas. Ninguna (-1)

En cuanto a la valoración de las preguntas en los puntos donde se determinaron categorías se asignó un valor 1=Insignificante, 2=Bajo, 3=Moderado, 4=Medio, 5=Alto; Las acciones que permiten disminuir la probabilidad de falla tienen un valor de -1 si existen e inciden significativamente.

De acuerdo con el formulario propuesto la máxima posibilidad de falla corresponde a un puntaje de 25 y la mínima es 1, y las categorías de probabilidad corresponden a:

Tabla 4. Categoría de probabilidad de acuerdo a los valores del cuestionario propuesto para fatiga térmica²⁸

Categoría de probabilidad	Valor del cuestionario
1	0 a 4
2	5 a 10
3	11 a 15
4	16 a 20
5	21 a 25

Para el caso el valor del cuestionario es 16 y por tanto la categoría de probabilidad es 4.

²⁸ Autor

Parte C: Cálculo de consecuencias.

Las evaluaciones a nivel semicuantitativo abarcan dos tipos de consecuencias, por ignición y por toxicidad, las consecuencias toxicas solo se incluyen para los casos de HF y H₂S.

Parte C1: Cálculo de las consecuencias por ignición.

Las velocidades de fuga o descarga calculadas en la parte A, se ajustan de acuerdo a la combinación de sistemas de detección y aislamiento, para el caso no se requieren ajustes. Se continúa calculando las áreas de daño y fatalidad, de acuerdo a las siguientes ecuaciones para tubería de hornos:

$$^{29}\text{Área de daño } \mathbf{A=0.1744*861*X^{0,92}}, \text{ Área de fatalidad } \mathbf{A=0.1744*2420*X^{0,90}}$$

Donde X corresponde a la velocidad de descarga ajustada en lb/min, los resultados son:

Área de daño: ¼" → 7149 ft², 1" → 91561 ft², 4" → 1174501ft², Área de fatalidad:
¼" → 18475 ft², 1" → 223859 ft², 4" → 2709447ft²

Adicionalmente se hace una reducción de consecuencias de acuerdo a los sistemas de mitigación, que en este caso no aplican.

Parte D: Cálculo de Riesgo

Frecuencia genérica de falla: ¼" → 3*10⁻⁷, 1" → 3*10⁻⁷, 4" → 8*10⁻⁸, Ruptura → 2*10⁻⁸.

Suma de las frecuencias de falla: 7*10⁻⁷

Fracción de contribución: ¼" → 0.42, 1" → 0.42, 4" → 0.114, Ruptura → 0.028

Consecuencias por ignición según la probabilidad: ¼" → 7759 ft², 1" → 94020 ft², 4" → 308882 ft²

²⁹ AP1 581-“ Risk Based Inspection- Base Resource Document” second edition, October 2000

Suma de consecuencias por ignición: 410661 ft², esta área de consecuencia se convierte a categoría de consecuencia y corresponde a EXTENSA.

La combinación de categoría de consecuencia y probabilidad se ingresan en la matriz de riesgo y se determina que para Extensa- 4, el riesgo es Alto y por tanto la criticidad también.

5.1.3 Plan de inspección

El plan de inspección contiene la definición de los equipos que requieren inspección de acuerdo con la combinación de criticidad y confianza; y las tareas a realizar para la estrategia de inspección definida. que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Estrategia de inspección³⁰

Máximo Intervalo de Inspección (Software RBI)	Plan de Inspección
< 4 años	Planeación Individual
4 años ≤ intervalo ≤ 8 años	Proxima Parada invasiva (SD/I) (En 4 años)
> 8 años	Parada Invasiva SD/I (En 8 años)

El **Anexo 2. “Plan de Inspección”** contiene el plan de inspección utilizado en la parada de planta de Agosto de 2007, que incluye la definición de los equipos que se requerían inspeccionar y las tareas a realizar. Este plan se diseño teniendo en cuenta que para el análisis RBI se había requerido asumir gran cantidad de información y que la última inspección realizada había sido el 1995 y por tanto se demandaba hacer un reconocimiento general de la planta. La retroalimentación del RBI a partir de los datos de dicha inspección debe definir el plan de inspección del 2011.

³⁰ Tomada de **INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS**. Área de integridad técnica e infraestructura. *Informe final taller RBI refinería SOR*. 2007

5.1.4 Ventanas operativas

Se identificaron los parámetros operativos y los límites de control para poder mantener un alto grado de confianza de la integridad de la planta definiéndose así las ventanas operativas de los parámetros de los procesos de la planta. “**Anexo 3. Ventanas Operativas de Integridad**”.

5.1.5 Recomendaciones de integridad

Adicionalmente a las tareas de inspección, el estudio proporciona **Anexo 4. “Recomendaciones de Integridad”**. Que es un el listado de acciones para disminuir la criticidad mediante el control y monitoreo de los mecanismos de daño.

5.2 Resultados y recomendaciones obtenidos de la Inspección

Se realizo la inspección de los equipos estáticos de la refinería de Orito, haciendo énfasis en los equipos de alta criticidad identificados en el RBI – Taller de Inspección Basada en Riesgo, realizada en Abril - Mayo de 2007.

Equipos inspeccionados

Durante los días del 16 al 23 de Agosto de 2007 se realizó inspección, mediante ensayos no destructivos a los equipos descritos a continuación:

- Horno F-1
- Domo de vapor D7
- Torre de Destilación Atmosférica D-1
- Torres despojadoras D-2 y D-3
- Desalador de crudo D-5
- Tambor acumulador de gasolina D-4

- Tambor de balance D-6
- Intercambiadores Fin Fan
- Tanques de Almacenamiento

Ensayos realizados

- Inspección Visual
- Medición de Espesores por ultrasonido
- Inspección con líquidos penetrantes
- Microdureza

5.2.1 Horno F1

Durante los días 19 y 20 de agosto de 2007 se realizó inspección visual y medición de espesores del horno de calentamiento F1.

De la inspección visual se resaltan los siguientes aspectos:

- **Zona de radiación**

La tubería de la zona de radiación se encontró en buenas condiciones, sin evidencias de deformación diametral, ni pérdida severa de material sobre la superficie externa.

Los tubos superiores de la zona de la cadera no se encuentran totalmente apoyados sobre los soportes, esto se debe a una leve deformación o pandeo de los tubos. Este fenómeno se observó en los cuatro tubos superiores de la pared norte y sur.

Los soportes en la zona recta donde se apoya la cuña y las cuñas presentaron pérdida severa de material por un fenómeno de corrosión generada por los depósitos de sales y cenizas de combustión que contienen azufre, que en presencia

de humedad, al combinarse, producen el fenómeno de sulfidación, este efecto también se observó sobre la superficie superior de algunos tubos, induciendo un leve picado.

Figura 17 (a) y (b). Tubos de la zona de radiación parte superior por fuera de su soporte³¹

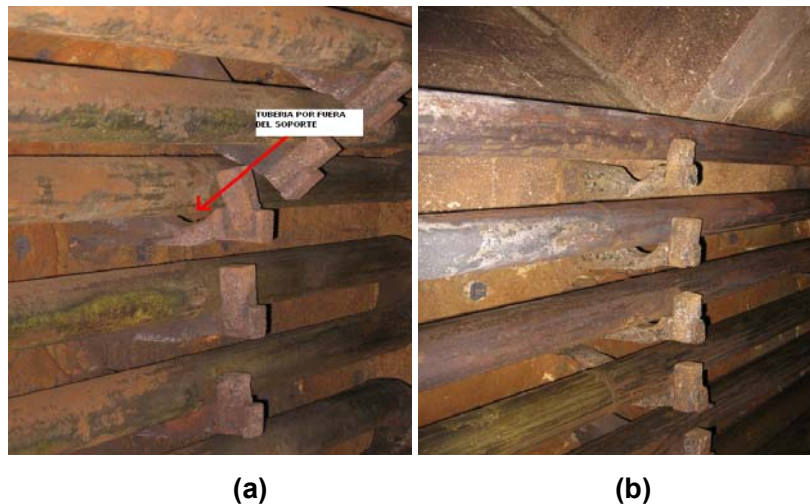


Figura 18. Soportes y Cuñas con Presencia de Sulfidación³².



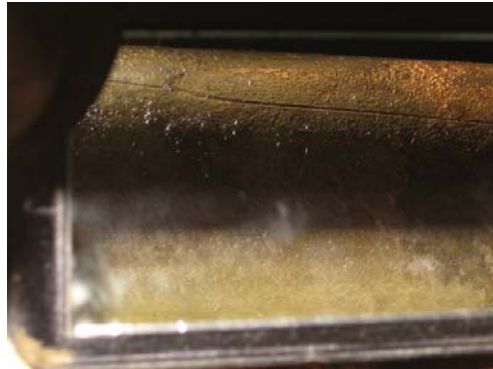
El tercer tubo contado de abajo hacia arriba en la pared sur (tubo 28) presenta una entalla, la cual está ubicada en la zona media y con vista a la pared de refractario. La longitud aproximada de este defecto es de 80 cm. y su profundidad es variable.

³¹ Tomada durante la planta. Agosto 2007. Autor

³² Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

La morfología a nivel macroscópico permite indicar que este defecto fue producido durante la fabricación y/o transporte de la tubería, más no durante la operación o por degradación en servicio.

Figura 19 Entalla en tubo 28 pared sur³³.



Antes de la limpieza se observó sobre la superficie externa de los tubos acumulación de lodos provenientes de productos de combustión, desprendimiento de refractario de la zona de convección, y entrada de agua lluvia. En la tubería de choque se encontró una zona con evidencias de golpe directo de llama ubicado hacia la zona central del horno, cara inferior de los tubos. Posterior al proceso de limpieza se observó que no había formación de capas gruesas de óxidos que indiquen sobrecalentamiento de la tubería.

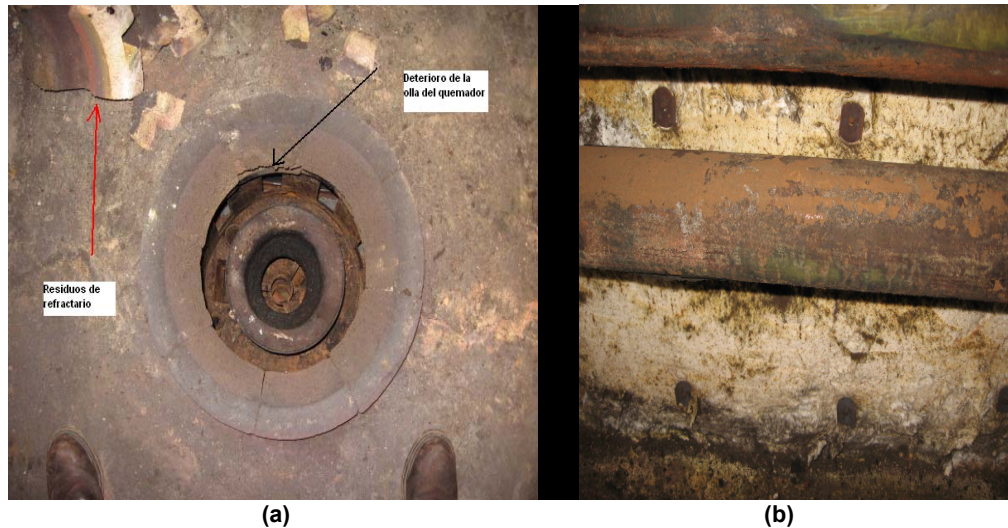
La tubería de la zona de radiación y de choque posee espesores de pared superiores a 5.0 mm. (0.197 pulg.). Según los cálculos realizados de acuerdo con el API RP 530, el espesor para retiro de tubería es de 3.2 mm. (0.126 pulg.).

El piso y las paredes laterales de la zona de radiación del horno presentaron humedad, fisuramiento del concreto refractario y deterioro de las hoyas de los quemadores.

No se hallaron termocuplas para medición de temperatura de piel de tubos en la zona de radiación, ni en la zona de choque.

³³ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 20. (a) residuos de refractario en el piso y superficie de olla deteriorada; (b). Pared lateral con refractario resquebrajado.³⁴



Se encontraron termopozos para medición de temperatura de gases tanto en la cadera del horno como en las paredes de radiación. Estos termopozos deben sobresalir 155.4 mm. (6") desde la pared del refractario, con el objeto de medir la temperatura de los gases y no de la llama. En la cadera, se encontró en la pared sur un termopozo con alto nivel de desgaste (zona oriental) y otro con una longitud exagerada (zona occidental).

Figura 21. Termopozo en pared de zona de radiación.³⁵



³⁴ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

³⁵ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Se dispone de facilidades para la instalación del medidor de oxígeno y del medidor de presión de tiro, indispensables para un adecuado control de la combustión, seguridad de la operación e integridad estructural del equipo.

- **Zona de convección**

La tubería de la zona de convección con “studs” se encontró con bastantes residuos de refractario y productos de combustión. Con el agua lluvia estos depósitos se transforman en un lodo que si poseen compuestos de azufre se transforman en un medio altamente corrosivo para los tubos, adicionalmente estos depósitos obstruyen la salida normal de gases, presionan la cabina del horno y disminuyen la eficiencia térmica.

Figura 22. (a) Pared lateral de la zona de convección, presencia de refractario quemado y depositado. (b). Tubería interna³⁶.



(a)

(b)

En la parte intermedia de la zona de convección están instalados dos sistemas de deshollinado que actualmente se encuentran fuera de servicio. En la parte superior existen los orificios en la placa tubo para la instalación de cuatro tubos que cumplen la función de sobrecalentar el vapor generado en el horno.

El refractario de la zona de convección mostró algunas fisuras y presencia de humedad.

³⁶ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 23. Sistema de Deshollinado³⁷



El tambor de vapor fue inspeccionado en su interior, se realizó inspección visual, líquidos penetrantes y medición de espesores de pared. Se halló una fisura en la soldadura de unión de los internos con el cuerpo del tambor. Adicionalmente se encontró corrosión por picado en el fondo y socavadura en las uniones del cilindro con los cap especialmente en la zona oriental.

Figura 24. Vista externa del domo de vapor D7.³⁸



³⁷ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

³⁸ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 25. (a) y (b) Superficie del piso del domo de vapor, presenta socavadura y picado³⁹

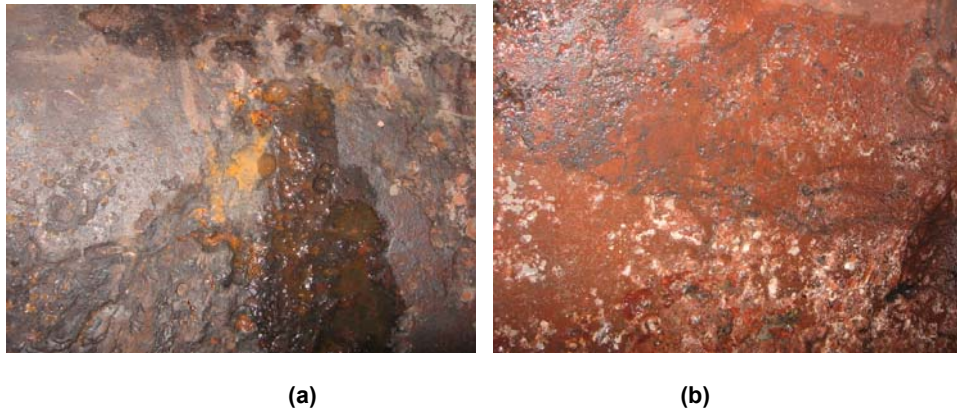


Figura 26 Grieta encontrada en el interior del domo, esquina sur de la unión entre el domo y accesorio interno.⁴⁰



- **Carcasa.**

Las láminas y la pintura de la carcasa se encuentran en buen estado, sin evidencias de deformación o perforaciones.

En el primer anillo de la lámina de la chimenea se hallaron bajos espesores de pared en la zona sur. Este fenómeno se puede deber a presencia de laminación o corrosión por productos de combustión y humedad.

³⁹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁴⁰ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 27. Vista externa de la carcasa del horno F1.⁴¹



- **Quemadores.**

Los quemadores están diseñados para quema de combustible líquido (fuel Oil) y atomización con vapor generado en el mismo equipo. Actualmente, el sistema de generación de vapor sobrecalentado se encuentra desconectado.

Las puntas de los quemadores poseen seis orificios de salida. Durante la inspección se encontraron tres puntas de quemadores con orificios de 1/16 pulg. y una punta con orificios de 1/8 pulg. Solo existe un medidor de presión común para los cuatro quemadores y no hay regulación individual de la presión, en los casos en que existen orificios de diferentes diámetros, la combustión se vuelve muy inestable, adicionalmente si los orificios son de gran tamaño, se reduce la presión y hay combustión deficiente produciendo postcombustión y derrame de combustible en la boquilla.

Los refractarios de las mirillas y de las ventanas antiexplosión se encuentran en mal estado. La manta cerámica está fuera de los soportes y los refractarios monolíticos de las mirillas se encuentran fracturados.

⁴¹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 28 Diferencia de tamaños de los orificios de los quemadores usados para la combustión⁴²



Figura 29. (a) y (b) Estado del refractario en las mirillas.⁴³



(a)

(b)

Recomendaciones

Chimenea y zona de convección.

(a) El gorro chino de la chimenea tiene un diámetro de cobertura similar al diámetro de la chimenea, con el agua lluvia y vientos en cualquier dirección, esta se introduce al interior de la chimenea afectando el refractario. Se recomienda para la próxima

⁴² Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁴³ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

parada aumentar el diámetro de la falda del gorro chino en 10 cm. de ancho, utilizando un acero al carbono ASTM A-36 con un espesor de 1/8 de pulgada.

(b) Para evitar la entrada de agua a la zona de convección durante las paradas se recomienda instalar un plástico a la altura del damper, adicionalmente cerrar el damper.

(c) Realizar una inspección por ultrasonido tipo scan B del primer anillo de la chimenea para verificar si la reducción de espesor se debe a un daño por laminación o a la presencia de un daño localizado por corrosión.

(d) En la próxima parada general se recomienda instalar los cuatro tubos con studs para el sobrecalentamiento del vapor, los cuales son de un acero al carbono ASTM A-106 grado B y de diámetro nominal de 3.5 pulgadas, sch 40. Recuperar todo el sistema de generación, instalando las líneas y equipos de medición y control requeridos, incluyendo los deshollinadores. Las líneas de conducción de vapor son del mismo material (ASTM A –106 grado B), revestidas para manejo de alta temperatura.

(e) Reparar la grieta presente en la unión del tambor con los internos, removiendo el material fisurado y aplicando un nuevo cordón de soldadura, utilizando un electrodo E-6010 de bajo hidrógeno, de 1/8" de diámetro. Adicionalmente se requiere el relleno con soldadura en las zonas soldadas con pérdida de material en forma de socavaduras, realizando un precalentamiento antes de soldar y postcalentamiento después de realizada la reparación, el cual debe ser entre 150 y 200 °C. Después de la reparación se debe hacer limpieza mecánica con grata para eliminar los residuos de óxidos y pintura y obtener una superficie apta para aplicar el convertidor de óxidos a la mitad inferior del cilindro, dejar fraguar durante cuatro a cinco horas y aplicar posteriormente el epoxifenólico serie 45 en las proporciones recomendadas por el fabricante (SIKA).

Zona de choque.

(f) Los espesores medidos de la tubería de la zona de choque son superiores a 5.0 mm. (0.197 pulg.), no hay evidencias de formación de capas gruesas de óxidos por sobrecalentamiento, ni pandeo que indique que la tubería en algún momento haya sido sometido a temperaturas de piel superiores a la temperatura máxima de diseño, 1200 °F. Por lo tanto se considera que la vida útil de estos tubos es superior a cuatro años de operación continua bajo las mismas condiciones operacionales actuales del horno.

(g) Dado que el horno tiene las facilidades para la instalación del medidor de oxígeno y del medidor de la presión de tiro, se recomienda la compra e instalación de estos dispositivos para la próxima parada, por seguridad de la operación y del equipo. Consultar especificaciones con el Ing. Francisco Cala y/o Jacqueline Saavedra Rueda de la GCB.

(h) Se recomienda la instalación de una termocupla de piel en la tubería de choque en la zona central de uno de los tubos de la fila inferior.

Zona de Radiación

(I) El defecto presente en el tubo 28 (pared sur) corresponde a una entalla de fabricación o inducida durante la instalación, el cual no compromete la integridad estructural del tubo, por lo tanto no es prioritario el cambio de esta tubería durante la próxima parada.

(j) Se recomienda la instalación de termocuplas de piel en el tubo 4 contado de abajo hacia arriba en la zona oriental de la pared sur y en la zona occidental de la pared norte.

(K) Reparar las hoyas de los quemadores, las fisuras del mortero del piso y la manta desprendida de los soportes en las paredes y puerta de entrada.

(L) Solicitar la fabricación de 30 cuñas de los soportes de la tubería de la zona de radiación en material HK 40 o en su defecto acero inoxidable austenítico AISI 310. Para realizar el cambio de estos elementos en la próxima parada, seleccionando las cuñas mas afectadas.

Quemadores

(m) Para regular la temperatura, es indispensable independizar los quemadores, en este momento todos están conectados a un “manifold”, con una sola válvula reguladora y un solo indicador de presión. Se debe colocar un sistema que permita regular la presión y el encendido de pilotos y quemador separadamente. Recomendamos solicitar la elaboración de una ingeniería de detalle, para cotizar la consecución de la instrumentación y los accesorios requeridos. Adicionalmente, se debe independizar el suministro de combustible para quemadores del sistema de carga del horno. Por diseño, la presión de gas a pilotos es de 5 psig, la del combustible 60 psig y la del vapor de atomización de 120 psig.

(n) Todas las boquillas de los quemadores deben poseer seis orificios de diámetro de 1/16”, esto para efecto de homogenizar la presión de entrada de combustible al horno y la combustión del mismo. Verificar que los quemadores queden bien centrados y nivelados con respecto a las hoyas y a la altura recomendada por el fabricante de los quemadores.

5.2.2 Torre de destilación atmosférica D1.

El día 18 de Agosto de 2007 se realizó inspección visual y medición de espesores de la torre de destilación atmosférica D1.

- En el interior de la torre se hallaron las siguientes indicaciones, observadas desde la cima hacia el fondo:

El domo superior presentó corrosión generalizada en la superficie interna. Las boquillas superiores de salida de gases también presentaron corrosión general, las

uniones de los tubos al cuerpo se encontraron en buenas condiciones. El espesor promedio medido en el domo fue de 10.8 – 11.10 mm (0.425 – 0.43 pulg). En el diseño original (plano 320-DV-1) el domo tenía un espesor de 6.25 mm (¼”). Posteriormente fue modificada y el espesor del domo quedo en 12.5 mm (1/2”).

Figura 30. (a) y (b) Domo Superior de la Torre de destilación Atmosférica⁴⁴



(a)

(b)

Corrosión general en el cuerpo cercano a la cima, con espesores promedio de 8.4 – 9.8 mm (0.33 – 0.34 pulg.). En el diseño original (plano 320-DV-1) el cuerpo tenía un espesor de 6.25 mm (¼”). Posteriormente fue modificado desde el plato 14 al 20, con un espesor inicial de 9.525 mm (3/8”).

Figura 31 (a) y (b) Brida interna del tubo de reciclo. Torre de destilación Atmosférica⁴⁵



(a)

(b)

⁴⁴ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁴⁵ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

La brida interna del tubo de reciclo presenta corrosión severa y los orificios de los espárragos con pérdida de material, deformación con ovalamiento, lo cual no facilita el sello hermético.

Figura 32. Estado del soporte del plato número 20. Torre de destilación Atmosférica⁴⁶.



En el soporte del plato numero 20 se halló pérdida severa de material con perforaciones pasantes adyacentes a la unión soldada con el cuerpo de la torre.

En los soportes de los platos 18 y 19 se observó corrosión general severa. En el resto de soportes se observó corrosión generalizada.

Entre el plato 14 y el plato 1, el RBI reportó que la torre poseía un cladding de acero aleado tipo Monel. Durante esta inspección se verificó que dicho recubrimiento no existe, ni se observaron evidencias de que hubiera existido.

El espesor promedio de pared del cuerpo de la torre medido entre los platos 14 y 1, esta comprendido entre 6.75 y 7.40 mm, lo cual concuerda con la especificación del diseño inicial de la torre (1/4").

⁴⁶ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

En la parte inferior por debajo del plato 1 y en el domo, se encontró la torre recubierta con un cladding de Monel con un espesor entre 2 y 2.5 mm (0.078"-0.098").

Figura 33(a) y (b) Estado del lining en el domo inferior de la Torre de destilación Atmosférica⁴⁷



(a)

(b)

El estado superficial del lining se observó en excelentes condiciones.

Externamente en el cap superior, el aislamiento se encuentra muy deteriorado y el foil de aluminio se encontró abollado y en mal estado. Igualmente, el revestimiento de la zona inferior de la torre presenta deterioro.

- Las bridas de ambos manholes, superior e inferior, se observaron en buenas condiciones, el área de sello no presenta deformación, pérdida de material, ni daños de tipo mecánico.
- Se determinó por método magnético el tipo de material de los platos: Existe una combinación de platos en acero inoxidable austenítico no magnético (Probablemente AISI – 316L) y platos en acero al carbono magnéticos (Probablemente ASTM A-36). La identificación de ambos tipos de materiales y platos es la siguiente:

⁴⁷ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 34. Manhole superior de la Torre de destilación Atmosférica.⁴⁸



Tabla 6. Identificación del tipo de material (según Magnetismo) de los platos de la torre D1

Plato N°	Sección Norte	Sección Centro	Sección Sur
1	Acero al Carbono	Acero Inoxidable	Acero al Carbono
2	Acero al Carbono	Acero Inoxidable	Acero al Carbono
3	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
4	Acero al Carbono	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
5	Acero al Carbono	Acero Inoxidable	Acero al Carbono
6	Acero Inoxidable	Acero al Carbono	Acero Inoxidable
7	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
8	Acero Inoxidable	Acero al Carbono	Acero Inoxidable
9	Acero Inoxidable	Acero al Carbono	Acero Inoxidable
10	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
11	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
12	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
13	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
14	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
15	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
16	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
17	Acero al Carbono	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
18	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
19	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
20	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable	Acero al Carbono
Plato de cima	Acero Inoxidable	-	Acero Inoxidable

Nota: La numeración de platos inicio como número 2 y terminó en 21, realmente debe iniciar en 1 y terminar en 20. Los cuadros con colores se refieren al cambio propuesto.

⁴⁸ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

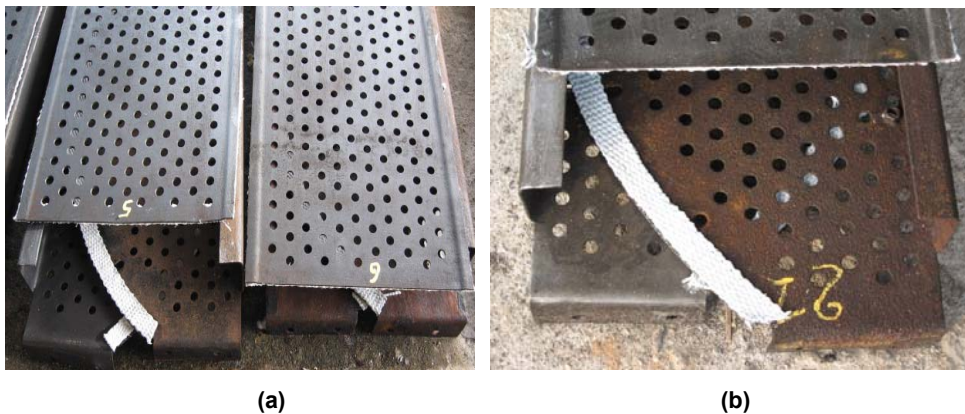
- Las durezas medidas sobre los platos de acero inoxidable en promedio son de 240 HBN (Unidades de dureza Brinell); la dureza promedio medida sobre los platos de acero al carbono fue de 220 HBN. Valores de dureza normales para estos tipos de materiales.

La superficie de los platos fabricados en acero al carbono desde el plato 1 hasta el plato 14 evidencian corrosión general leve, mientras que las secciones del plato 17 y 20 de acero al carbono evidenciaron un fenómeno de corrosión más severo.

Las secciones de los platos fabricados en acero inoxidable y ubicados en la parte inferior de la torre, por debajo del plato 14, presentan un buen aspecto sin evidencias de daño, los ubicados en la zona superior, por encima del plato 14, evidencian picado.

- Se consultó la información disponible y no se hallaron planos de los internos, por lo cual se procedió al levantamiento de estos.

Figura 35. (a) y (b) Platos internos torre de destilación atmosférica.⁴⁹



Recomendaciones

(a) De acuerdo con el análisis de materiales de los platos, se encontró que del plato 14 hacia arriba se presenta una corrosión más severa. Debido a que la sección norte del plato 17 y la sección sur del 20 están fabricados en acero al carbono y

⁴⁹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

teniendo en cuenta que las dimensiones de los platos 1 al 20 son similares, se recomienda el intercambio de posición de las secciones norte y sur del plato 6, fabricadas en acero inoxidable, por las dos secciones del plato 17 y 20 fabricados en acero al carbono.

(b) La información de los planos de los internos de la torre se elaboró en Solid Edge Versión 14. En caso de que no se disponga de este software, dicha archivo tendrá la opción de visualización y accederlo como imagen.

(c) Para la próxima parada programada, se recomienda: Evaluar la alternativa de fabricar las secciones de los platos que actualmente son de acero al carbono en la zona inferior de la torre, por debajo del 14, en acero inoxidable austenítico, con el objetivo de disminuir la corrosión, disminuir la contaminación de productos con hierro principalmente y aumentar la integridad de estos componentes.

(d) Para evitar el fenómeno acelerado de corrosión en la cima, se recomienda el uso de neutralizantes e inhibidores de corrosión, tal como se viene realizando actualmente. Se debe evaluar la alternativa de aplicar un epoxi fenólico para alta temperatura en la superficie interna del domo y del cuerpo, desde el plato 20 hasta el 14.

(e) Evaluar el efecto que pueda tener sobre el proceso el desprendimiento del recubrimiento epóxico, por falta de adherencia o por solubilidad en los gases de salida.

(f) Reponer el soporte del plato 20. Valorar las siguientes dos opciones: 1) Eliminar el remanente del soporte actual y colocar un soporte nuevo. 2) Utilizar un soporte nuevo provisionalmente sobre el remanente del soporte, asegurándolo por medio de puntos de soldadura, el cual debe ser instalado de forma permanente en la próxima parada general.

(g) Para la próxima parada programada, se recomienda:

- El cambio de los soportes de los paltos 19 y 18. Sin embargo, sería recomendable recuperar las superficies que han tenido pérdida de material antes de poner la torre en funcionamiento. Igualmente se recomienda el cambio de la brida de reciclo de 1 ½" de diámetro y 150# de la parte superior.
- Cambiar el revestimiento y el foil de aluminio del domo superior y de la parte inferior de la torre en la próxima parada general.

(h) Para la reparación con soldadura, se debe utilizar el siguiente procedimiento: remover el material remanente de los soportes, utilizando un disco abrasivo, teniendo la precaución de no entallar el cuerpo de la torre. El material del soporte es un acero al carbono ASTM A-515 o similar, de 1/8" de espesor. Para la aplicación de soldadura se deben eliminar los óxidos superficiales adheridos a la torre, puntear el soporte con la torre, aplicar los cordones a intervalos de 20 cm, para evitar calentamiento y/o fisuramiento. El electrodo recomendado sería un AWS E 6010 de diámetro 1/8" de bajo contenido de hidrógeno. se recomienda realizar tratamiento post soldadura, preferiblemente utilizando manta de calentamiento hasta 200 C.

(i) Realizar limpieza de los drenajes y verificar que no halla presencia de materiales que obstruyan el libre flujo de la parte inferior de la torre

5.2.3 Torres despojadoras D2 Y D3.

El día 18 de Agosto de 2007 se realizó inspección visual y medición de espesores de pared en la parte superior de estos equipos.

En la inspección visual de la **despojadora de ACPM D-2** se hallaron las siguientes indicaciones:

- Inspección visual externa: El foil de aluminio presentó pérdida del aislamiento en la parte inferior y esta completamente deformado y deteriorado.

Figura 36. (a) y (b) Deformación y pérdida del recubrimiento de la parte inferior del foie.⁵⁰



El área de sello de la brida ubicada en la zona superior del equipo se observó en buenas condiciones, sin evidencia de daño.

Figura 37. Estado del la brida de la Despojadora D2.⁵¹



- Inspección visual interna: El cuerpo presenta corrosión general leve sin acumulación de depósitos.

Las uniones de las boquillas con el cuerpo no presentan deterioro ni socavaduras por corrosión.

⁵⁰ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁵¹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Figura 38. Estado interno de la Despojadora D2.⁵²



- Medición de espesores: El cuerpo presenta un espesor promedio comprendido entre 6.08 y 6.99 mm. (1/4 pulg.). (Ver formatos SOR-FID2.)
- Internos: Tanto los platos como las láminas de sello, los tubos guías y las canaletas presentan corrosión generalizada. En el interior entre el plato y la lámina de sello se hallaron abundantes productos de corrosión. La bandeja inferior esta perforada. Las válvulas que regulan el paso de vapor están fabricadas en acero inoxidable y acero al carbono las cuales presentan mayor deterioro por corrosión. La mayoría de ellas no existen.

Figura 39. (a) y (b) Estado de los internos de la despojadora D2.⁵³



(a)



(b)

⁵² Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁵³ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

Recomendaciones

(a) El cilindro del despojador de ACPM D-2 se encuentra en buen estado pero el aislamiento externo y el foil de aluminio requieren cambio completo en la próxima parada programada.

(b) Teniendo en cuenta el estado de los internos, se recomienda la fabricación completa de este accesorio preferiblemente en un acero inoxidable AISI 304. Las válvulas y los anillos de sello que regulan el despojo también se deben construir en este material.

(c) Después de consultar la información disponible se verificó que no existían planos de los internos por tal razón se procedió a la elaboración de los mismos.

En la inspección visual de la **despojadora de Queroseno D-3** se hallaron las siguientes indicaciones:

- Inspección visual externa: El aislamiento y el foil de aluminio están en mejores condiciones que en el D-2

El área de sello de la brida ubicada en la zona superior del equipo se observó en buenas condiciones, sin evidencia de daño.

Figura 40. Estado de la brida en la despojadora D3.⁵⁴



⁵⁴ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

- Inspección visual interna: El cuerpo presenta corrosión general leve sin acumulación de depósitos.

Figura 41. Estado interno de la Despojadora D3.⁵⁵



Las uniones de las boquillas con el cuerpo no presentan deterioro ni socavaduras por corrosión.

- Medición de espesores: El cuerpo presenta un espesor promedio comprendido entre 6.29 y 6.99 mm. (1/4 pulg.). Ver anexos formato SOR-FID3.
- Internos: Tanto los seis platos como las láminas de sello, los tubos guías y las canaletas presentaron corrosión generalizada. En el interior entre el plato y la lámina de sello se hallaron abundantes productos de corrosión. La bandeja inferior esta perforada. Las válvulas que regulan el paso de vapor están fabricadas en acero inoxidable y acero al carbono las cuales presentan mayor deterioro por corrosión. La mayoría de ellas no existen.

Figura 42. (a) y (b) Estado de los internos Despojadora D3.⁵⁶

⁵⁵ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁵⁶ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor



(a)

(b)

Recomendaciones

(a) El cilindro del despojador de ACPM D-3 se encuentra en buen estado, también el foil de aluminio.

(b) Teniendo en cuenta el estado de los internos, se recomienda la fabricación completa de este accesorio preferiblemente en un acero inoxidable AISI 304. Las válvulas y los anillos de sello que regulan el despojo también se deben construir en este material.

(c) Después de consultar la información disponible se verificó que no existían planos de los internos por tal razón se procedió a la elaboración de los mismos.

5.2.4 Desalador de crudo D5.

El día 18 de Agosto de 2007 se realizó inspección visual y medición de espesores del desalador D-5. En la inspección visual del desalador se hallaron las siguientes indicaciones:

- Inspección visual externa: El foil de aluminio presentó abolladuras ubicadas hacia el lado norte en el tercer anillo a la altura del manhole inferior, el resto de la superficie esta en buen estado.

Figura 43. Estado del Foil de Aluminio en el desalador D5.⁵⁷



Las áreas de sello de las bridas y de los manholes se observaron en buenas condiciones, sin evidencia de daño.

Figura 44.(a) Estado de las. Bridas. (b). Manholes.



(a)



(b)

La línea de transferencia que está unida a la válvula de seguridad presenta un movimiento libre de vaivén, lo cual puede generar esfuerzos que induzcan daños por fatiga durante la operación.

- Inspección visual interna: En general la superficie interna presenta corrosión general leve con superficie de baja rugosidad y sin acumulación de depósitos.

Figura 45. (a) y (b) Vista interna del desalador D5.⁵⁸

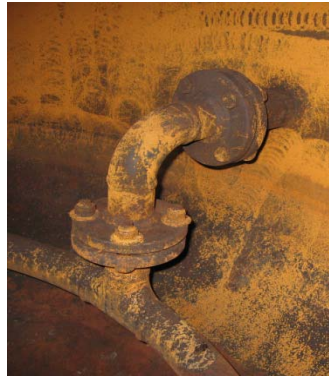
⁵⁷ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁵⁸ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor



Las uniones soldadas de boquillas al casco se encontraron en buenas condiciones, no hay presencia de socavaduras o pérdida localizada de material.

Figura 46. Estado de las uniones soldadas en el Desalador D5.⁵⁹



Los internos, parrilla, soportes, tubos, boquillas se encuentran en buenas condiciones.

Figura 47. (a) y (b) Estado de parrillas; (c) Estado de boquillas⁶⁰

⁵⁹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁶⁰ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor



(a)

(b)

(c)

- Medición de espesores: Los caps superior e inferior presentan un espesor de pared promedio de 24 mm. (0.944 pulg.), el cuerpo presenta un espesor promedio superior a 1 pulg. (Ver formato SOR-FID5). La medición de los espesores de pared de los internos no indica pérdida localizada de material.

Recomendaciones

(a) De acuerdo con las recomendaciones del RBI se realizó la revisión del lazo de control de nivel asociada con la válvula de salida del agua salada. Se sugiere hacer un seguimiento de las mejoras en la operación o de las perturbaciones que pueda seguir causando.

(b) Asegurar la línea de transferencia para corregir el vaivén y posible falla por fatiga.

5.2.5 Tambor acumulador D4

El día 17 de Agosto de 2007 se realizó inspección visual y medición de espesores del tambor acumulador de cima D-4-01, de la bota del tambor D-4-02 y del tambor de balance D-6. En el tambor acumulador se hallaron las siguientes indicaciones:

Corrosión general en las boquillas de la zona superior, con abundantes depósitos de corrosión adheridos a las tuberías, diámetro interno.

Figura 48. (a) y (b) Corrosión generalizada en las boquillas superiores.⁶¹

⁶¹ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor



En el tubo de entrada en “L”, se observó corrosión general severa con presencia de productos de corrosión en las superficies interna y externa, con evidencia de alta pérdida de material.

Figura 49 Estado del tubo de entrada.⁶²



En las boquillas inferiores se hallaron depósitos provenientes de la limpieza. Las uniones de tubo al cuerpo se hallaron en buen estado.

Sobre la superficie interna del “cap” occidental, se encontró un “parche” soldado en buenas condiciones, que se utiliza como platina de choque a la entrada del fluido.

Figura 50. Estado del Parche soldado en Cap occidental



⁶² Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

En la parte interna de la bota se halló corrosión leve. Se encontraron residuos del recubrimiento aplicado en la última parada y algunos adheridos a las paredes. También se hallaron óxidos producto de corrosión.

Figura 51. (a) y (b) Estado interno de la bota.⁶³

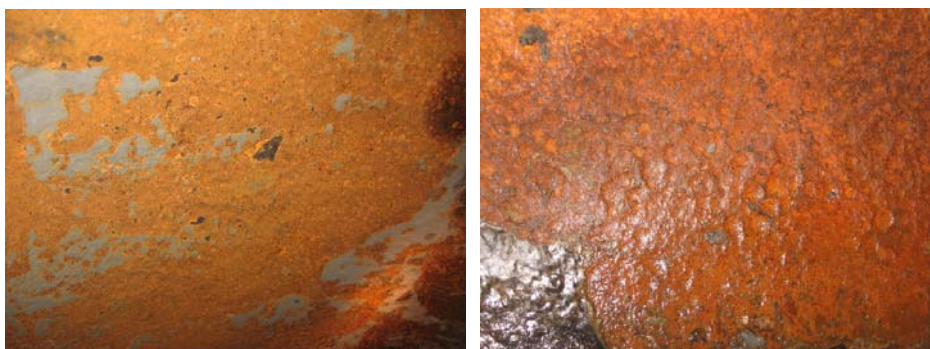


(a)

(b)

El cuerpo del cilindro entre las boquillas de 3" y de 1", zona superior occidental, se encontró pérdida localizada de material con presencia de socavaduras y superficie con alta rugosidad. En la zona inferior entre las 5 y las 7 horas, se halló una superficie afectada por corrosión con socavaduras de profundidad variable entre 0.05 a 0.11 pulgadas (1.22 – 2.794 mm.). (Ver formato SOR-FID4)

Figura 52 (a) y (b) Estado del cuerpo del cilindro en zona superior.⁶⁴



(a)

(b)

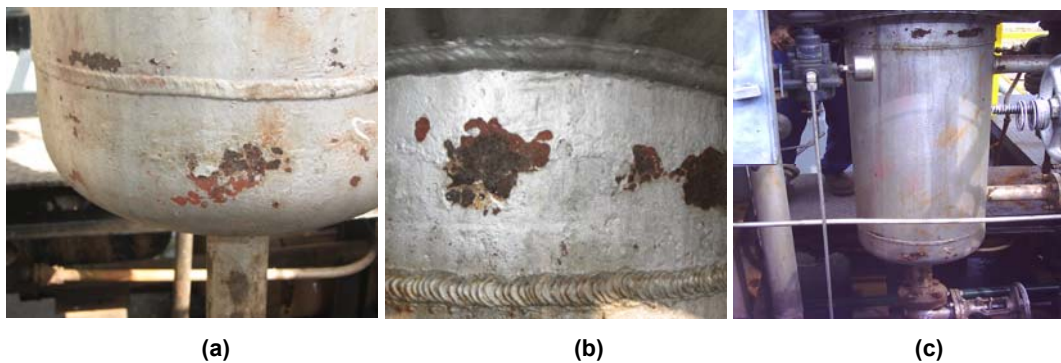
Debido a la rugosidad variable, se hallaron zonas con recubrimiento adherido a la superficie y productos de corrosión, después de la limpieza con hidrojet.

⁶³ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁶⁴ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

En la superficie externa del cilindro y de la bota, zona sur-occidental, se encontraron áreas localizadas con el recubrimiento en mal estado: desprendimiento de pintura, ampollamiento, entizamiento y oxidación del metal base.

Figura 53. (a), (b) y (c) Estado externo de la bota.⁶⁵



El área de sello de la brida del “manhole” se encontró en buen estado.

Figura 54. Estado de la brida.⁶⁶



Recomendaciones

(a) Realizar limpieza mecánica, utilizando grata, para remover los residuos de pintura que quedaron adheridos a la superficie irregular. Extraer del recipiente todos

⁶⁵ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

⁶⁶ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor

los residuos producto de corrosión y recubrimiento desprendido en la limpieza. Verificar que las líneas de drenaje estén libres de depósitos, igual para la bota.

(b) Limpiar la superficie interna del tambor D-4-01 y D-4-02 (bota), secar la posible humedad y aplicar el convertidor de óxido (ColMat 78 o similar). Dejar fraguar el convertidor durante 4 a 6 horas y aplicar el epoxifenólico serie 45 en las proporciones recomendadas por el fabricante (SIKA) para los componentes A y B. Igual se aplica para la tapa de la brida del “manhole”.

(c) Reparar las zonas con presencia de oxidación, ampollamiento y pérdida de recubrimiento de la superficie externa, aplicando sobre la superficie limpia del metal el anticorrosivo y la pintura base aluminio.

(d) Para la próxima parada programada, se recomienda el cambio del tubo en “L” de la entrada superior de 3” en el D-4, el cual se encuentra bastante corroído y con pérdida apreciable del espesor.

5.2.6 Tambor de balance D6.

El material de construcción del tambor es acero inoxidable austenítico, se creía que solamente poseía un cladding de inoxidable AISI-316 L. Se verificó que las tuberías de salida (boquillas) y las bridas asociadas son del mismo tipo de material de construcción del cuerpo.

En la inspección visual se observó que el interior, tanto el cuerpo como las uniones de las boquillas se encuentran en buen estado. No hay evidencia de algún tipo de daño.

Figura 55 (a) Estado del interior del tambor. (b) Estado de la brida⁶⁷

⁶⁷ Tomada durante la parada de planta. Agosto 2007. Autor



(a)

(b)

La medición de espesores dio un valor promedio de 6.25 mm. (1/4") para el cuerpo y 8.20 mm. (0.32").(Ver formato SOR-FID6.)

Recomendaciones

En la parte inferior del cuerpo del tambor de balance, se quedó depositada alguna cantidad del agua utilizada para la limpieza con hidrojet. Si el agua utilizada contiene alguna cantidad de cloro, mayor a 1000 ppm, se podría presentar un fenómeno de agrietamiento inducido por cloruros (Chloride Stress Corrosion Cracking – CISCC). Los aceros inoxidable austeníticos son muy susceptibles a este tipo de daño. Se recomienda drenar, secar y limpiar con ACPM toda la superficie interna del tambor, incluyendo la tapa del “manhole”.

La superficie externa del recipiente se encuentra revestida con silicato de calcio y foil de aluminio. Se recomienda sellar las zonas que se encuentran abiertas a la atmósfera, para evitar filtraciones de humedad y presencia de cloruros que afecten el material.

En las boquillas de entrada y de salida, se deben tener precauciones en la unión de aceros inoxidable con aceros al carbono. Se recomienda el uso de empaques aislantes para evitar la formación de pares galvánicos.

5.2.7 Tanques de almacenamiento

Tabla 7 Datos de espesor medidos y datos usados para el cálculo de % de espesor perdido y espesor mínimo permisible⁶⁸

ESPESOR MÍNIMO PERMISIBLE CUERPO TANQUES ORITO PUTUMAYO					
TANQUE	Espesores (mm)				
	Máximo	Mínimo	Nominal	Pérdida (%)	Mínimo Espesor Permisible
Tanque 0 de crudo 5000 bls	5.86	2.03	6.35 (1/4")	68.0	2.34
Tanque 1 de JP-1A 1000 bls	5.64	2.34	6.35 (1/4")	63.1	0.78
Tanque 3 de Gasolina 3750 Bls	5.02	2.11	4.76 (3/16")	55.7	1.41
Tanque 4 de ACPM 3000 Bls	6.45	2.22	6.35 (1/4")	65.0	1.71
Tanque 5 de Queroseno 1000 bls	5.57	2.11	6.35 (1/4")	66.8	0.92
Tanque 7 de Fuel Oil 1000 bls	5.70	2.24	6.35 (1/4")	64.7	0.78
Tanque 8 de Fuel Oil 1000 bls	6.96	4.54	6.35 (1/4")	28.5	0.78
Tanque 9 de ACPM 3000 bls	6.73	2.06	6.35 (1/4")	67.6	1.71
Tanque 10 de ACPM 3000 bls	5.87	2.05	6.35 (1/4")	67.7	1.71
Tanque 15 JP-1A 1000 bls	5.65	1.65	6.35 (1/4")	74.0	0.78
Tanque 16 de Bencina 1000 bls	5.88	2.35	6.35 (1/4")	63.0	0.78
Tanque 17 Crudo 5000 bls	-	-	-	-	2.26
Tanque 18 de Bencina 5000 bls	7.44	2.25	6.35 (1/4")	64.6	1.91
Tanque de Agua Industrial TK 526-00018	5.52	2.23	6.35 (1/4")	64.9	0.77
Tanque de Agua Industrial TK 526-00004	7.80	2.12	7.94 (5/16")	73.3	1.303
Tanque de Agua Cruda TK 526-00014	3.31	2.23	3.17 (1/8")	29.7	1.303

Es necesario programar inspecciones generales de los tanques con pérdidas de espesor superiores al 50%, con el fin de realizar revisión interna del piso y cuerpo que los componen. En el cuerpo de los tanques se evidencian pérdidas de espesor en el superiores al 55%, a excepción de los tanques No. 8 y de Agua Cruda TK 526-00014.

- **Tanque 0 de crudo 5000 bls**

- Reparar el recubrimiento del techo.
- Aplicar un producto sellante en la unión piso anillo de concreto, con el fin de disminuir el ingreso de humedad en el piso.

⁶⁸ Autor

c. Reparar el sistema de medición.

- **Tanque 1 de JP-1a 1000 bls**

a. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque.

b. Reparar el sistema de protección catódica.

c. Reparar recubrimiento del cuerpo del tanque

d. Programar inspección interna para determinar el grado de corrosión en las paredes internas del tanque

- **Tanque 3 de gasolina 3750 bls**

Programar inspección interna del tanque para determinar el grado de corrosión.

- **Tanque 4 de acpm capacidad 3000 bls**

Programar inspección interna para determinar el grado de corrosión en las paredes internas del tanque

- **Tanque 5 producto queroseno 1000 bls**

a. Hacer una reparación total del techo, debido a las deformaciones y a la pérdida del recubrimiento.

b. Programar inspección interna con el fin de determinar el estado de las paredes internas del tanque.

c. Instalar las barandas de seguridad faltantes

d. Aplicar antideslizante en las escaleras de acceso al tanque

e. Aplicar sellante en la unión cuerpo concreto

- **Tanque 7 de fuel oil 1000 bls**

- a. Reparar el recubrimiento, realizando limpieza previa y aplicando base pintucoat y acabados de similares características al recubrimiento actual.
- b. Instalar barandas antideslizantes.
- c. Aplicar sellante en el manhole de entrada s1 y en la boquilla s3.
- d. Aplicar banda antideslizante en la escalera de acceso al techo.

e. *Tanque 8 de fuel oil 1000 bls*

- a. Realizar limpieza al recubrimiento del tanque
- b. Aplicar sellante a la unión piso anillo de concreto
- c. Programar inspección interna del tanque para determinar el estado de corrosión en los anillos.

• ***Tanque 9 de acpm 3000bls***

- a. Activar el sistema de protección catódica
- b. Aplicar sellante en la unión piso anillo de concreto
- c. Reparar el recubrimiento del manhole superior
- d. Instalar barandas de seguridad
- e. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque

• ***Tanque 10 de ACPM 3000 bls.***

- a. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque
- b. Instalar sistema de protección catódica

- **Tanque 15 de JP-1A 1000 bls**

- a. Reparar el recubrimiento del techo
- b. Instalar barandas de seguridad en todo el perímetro del tanque.
- c. Reparar el recubrimiento del cuello superior del s1 y aislar los espárragos para que no hagan contacto directo con el cuerpo.
- d. Reparar el recubrimiento, realizando limpieza previa y aplicando base pintucoat y acabados de similares características al recubrimiento actual.

- **Tanque 16 de bencinas, productos livianos 1000 bls**

- a. Reacondicionar la guaya de aterrizaje del tanque a tierra
- b. Aplicar bandas antideslizantes en las escaleras de acceso al techo
- c. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque

- **Tanque 17 de crudo 5000 bls**

Tanque fuera de servicio debido a su grave estado, se requiere su reparación total.

- **Tanque 18 de bencina 5000 bls**

- a. Programar inspección interna para determinar el estado del tanque.
- b. Reparar el recubrimiento del techo
- c. Retirar los productos de corrosión de los espárragos aplicando un producto afloja herrumbre, lubricante y posteriormente aplicar recubrimiento.
- d. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque

- **Tanque de agua industrial TK 526-00018**

- a. Hacer limpieza total del recubrimiento para retirar los depósitos acumulados
- b. Reparar las escaleras de acceso al techo
- c. Hacer limpieza al techo para evitar deterioro del recubrimiento
- d. Instalar barandas de seguridad alrededor del techo del tanque
- e. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque
- f. Reparar el recubrimiento, realizando limpieza previa y aplicando base pintucoat y acabados de similares características al recubrimiento actual.

- ***Tanque de agua industrial TK 526-00004***

- a. Realizar limpieza del recubrimiento
- b. Reparar escaleras de acceso al techo
- c. Reparar el recubrimiento del manhole, realizando limpieza previa y aplicando base pintucoat y acabado de similares características al recubrimiento actual.
- d. Aplicar herbicida en la parte inferior del tanque, secar con nitrógeno o aire seco y posteriormente aplicar un producto sellante en la unión piso-anillo de concreto con el fin de disminuir el ingreso de humedad a la parte inferior del tanque

- ***Tanque de agua cruda TK 526-00014***

- a. Reparar el recubrimiento del cuerpo y salidas
- b. Aplicar herbicida para retirar la vegetación en la zona inferior del tanque.
- c. Secar y aplicar sellante en la unión del manhole principal.
- d. Realizar limpieza en el techo de el tanque para evitar daño en el recubrimiento
- e. Reparar escaleras de acceso superior al tanque

5.3 Estimación de vida útil remanente

5.3.1 Horno F1

El primer paso es establecer la velocidad de corrosión para cada uno de los tags o regiones del horno F1, como se menciono anteriormente se realiza mediante la comparación de espesores medidos en las diferentes inspecciones. Para realizar esta comparación se cuenta con datos de 3 inspecciones diferentes: Julio 1993, Noviembre 1995, y Agosto 2007.

Tabla 8. Datos utilizados para el calculo de vida útil remanente del horno F1⁶⁹

ZONA	Velocidad de corrosión (mm/año)	Menor espesor (mm)	Espesor de diseño (mm)	Tolerancia a la corrosión (mm)	Tolerancia a la corrosión remanente (mm)	Vida remanente (años)
F1 Tub Rad	0,084	4,06	5,74	3,175	1,495	17,79
F1 Choque	0,0697	4,91	5,74	3,175	2,345	33,64

5.3.2 Torre de destilación atmosférica D1.

Análogamente al caso del horno F1, se establece la velocidad de corrosión para cada uno de los tags o regiones de la torre de destilación. Para este caso en particular se determinó que el método para calcular la velocidad de corrosión más representativa de la realidad del proceso corresponde a la comparación de espesores por altura en el periodo de 14 años (Julio 1993-Agosto 2007).

En concordancia con lo planteado en la teoría y propuesto por RBI, las mayores reducciones de espesor y por tanto mas altas velocidades de corrosión en los diferentes intervalos corresponden a región de la cima, adicionalmente también se pudo observar que la mayor velocidad de corrosión se presenta en la zona sur de la cima, probablemente por la dirección del fluido y la ubicación de la salida de gases de la cima.

⁶⁹ Autor

Tabla 9 Datos usados para el cálculo de vida útil remanente de la torre de destilación.⁷⁰

ZONA	Velocidad de corrosión (mm/año)	Menor espesor (mm)	Espesor de diseño (mm)	Tolerancia a la corrosión (mm)	Tolerancia a la corrosión remanente (mm)	Vida remanente (años)
D1 Cap cima	0,128	9,85	12,5	3,175	0,525	4,10
D1 Cuerpo	0,059	8,4	9,525	3,175	2,05	34,74
D1 Cuerpo	0,036	5,9	6,35	3,175	2,725	75,69
D1 Fondo	0,001*	1,59	1,5875	0,3	0,3025	302,5

Nota*. La velocidad de corrosión del lining de Monel en el fondo de la torre de destilación, corresponde a un valor teórico, puesto que no se dispone de datos de inspecciones anteriores para su comparación.

5.3.3 Tambor acumulador D4

Se dispone de mediciones de espesor de las inspecciones de Julio 1993, Noviembre 1995 y Agosto 2007. La comparación de espesores se hizo para el periodo de 14 años entre julio 1993 y agosto 2007, determinándose las velocidades de corrosión para cada región, los menores espesores y mayores velocidades de corrosión se presentan en la zona oeste donde se encuentran las entradas y salidas de gases del tambor.

Tabla 10. Datos usados para el cálculo de vida útil remanente del tambor acumulador de cima D4⁷¹.

ZONA	Velocidad de corrosión (mm/año)	Menor espesor (mm)	Espesor de diseño (mm)	Tolerancia a la corrosión (mm)	Tolerancia a la corrosión remanente (mm)	Vida remanente (años)
D4 Sup	0,128	6,59	6,35	3,175	3,415	26,67
D4 Cuerpo	0,047	7,52	6,35	3,175	4,345	92,44
D4 Bota	0,04	6,09	6,35	3,175	2,915	72,87

En el pasado la bota del tambor ha presentado roturas haciendo necesario la implementación de métodos de control, que en este caso incluyen inyección de amina filmica neutralizante, control de la velocidad de flujo inferior a 6 ft/s, y control del pH entre 5.5 y 8. De acuerdo a los cálculos mostrados en la tabla la velocidad de

⁷⁰ Autor

⁷¹ Autor

corrosión de la bota es baja indicando que los métodos de control y mitigación implementados han sido efectivos.

5.4 Estudio de confiabilidad

En los casos donde la velocidad de corrosión ajustada a partir de los datos de la inspección de agosto de 2007 resulto diferente de la velocidad teórica o asumida, se recalculo la probabilidad de falla de acuerdo a la relación entre estas dos velocidades, a partir de ello y conociendo la criticidad y la confianza se fijo el factor de intervalo para cada zona, con este factor y la vida útil remanente se calculo el máximo intervalo de inspección MII o confiabilidad del equipo. Los resultados se muestran a continuación.

5.4.1 Horno F1

Tabla 11. Datos usados para el calculo de la criticidad real del horno F1⁷²

ZONA	Velocidad de corrosión teórica (mm/año)	Velocidad de corrosión real (mm/año)	Velocidad real /Velocidad teórica	Probabilidad de falla real	Criticidad real
F1 Tub Rad	0,5	0,128	0,256	N	L
F1 Choque	0,5	0,059	0,118	N	L

Tabla 12 Datos utilizados para el calculo del MII del horno F1⁷³

ZONA	Criticidad real	Confianza	Factor de Intervalo	Vida remanente (año)	MII (años)
F1 Tub Rad	L	VH	0,7	17,79	12,45
F1 Choque	L	VH	0,7	33,64	23,55

5.4.2 Torre de destilación atmosférica D1

Tabla 13 Datos utilizados para el calculo de la criticidad real de la torre D1⁷⁴

⁷² Autor

⁷³ Autor

⁷⁴ Autor

ZONA	Velocidad de corrosión teórica (mm/año)	Velocidad de corrosión real (mm/año)	Velocidad real /Velocidad teórica	Probabilidad de falla real	Criticidad real
D1 Cap cima	0,1	0,128	1,28	M	H
D1 Cuerpo	0,1	0,059	0,59	L	L
D1 Cuerpo	0,1	0,036	0,36	N	N

Tabla 14 Datos usados para el calculo del MII de la torre D1⁷⁵

ZONA	Criticidad real	Confianza	Factor de Intervalo	Vida remanente (año)	MI (años)
D1 Cap cima	H	M	0,3	4,10	1,23
D1 Cuerpo	L	VH	0,7	34,74	24,32
D1 Cuerpo	N	VH	0,8	75,69	60,55

5.4.3 Tambor acumulador D4

Tabla 15. Datos usados para el cálculo de la criticidad real del tambor D4⁷⁶

ZONA	Velocidad de corrosión teórica (mm/año)	Velocidad de corrosión real (mm/año)	Velocidad real /Velocidad teórica	Probabilidad de falla real	Criticidad real
D4 Sup	0,1	0,128	1,28	M	H
D4 Cuerpo	0,1	0,047	0,47	N	N
D4 Bota	0,1	0,04	0,4	N	N

Tabla 16 Datos usados para el cálculo del MII del tambor D4.⁷⁷

ZONA	Criticidad real	Confianza	Factor de Intervalo	Vida remanente (año)	MI (años)
D4 Sup	H	VH	0,5	26,67	13,33
D4 Cuerpo	N	VH	0,8	92,44	73,95
D4 Bota	N	M	0,6	72,87	43,72

⁷⁵ Autor

⁷⁶ Autor

⁷⁷ Autor

6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

La etapa inicial del RBI consiste en la recolección de información a partir de las fuentes potenciales, la calidad de dicha información determina la exactitud del RBI, para la refinería de Orito no existe un sistema de información que permita tener disponible la información existente de la planta, muchos de los datos necesarios no existen, no están actualizados o no corresponden a la realidad.

Como ejemplo de dicha situación se cita: no existe un registro del espesor original de los equipos, calcular la velocidad de corrosión a partir del espesor nominal induce a errores significativos, que para el caso el espesor original es mayor al espesor nominal y entonces las velocidades de corrosión que se obtienen mediante esta presunción son menores a las reales lo que podría implicar fallas no previstas y consecuentemente paradas no programadas.

Para la retroalimentación del RBI se requiere generar un sistema de información o base de datos donde se incluya:

Información del equipo: Código de diseño y construcción, material y servicio, reparaciones y/o alteraciones, histórico de fallas, mecanismos de daño activos, promedio o velocidad de daño, gravedad del daño, métodos de control y mitigación aplicados y sus resultados, sistemas de seguridad, sistemas de aislamiento, condiciones de operación de diseño, pasadas y actuales.

- Información del proceso: diagrama y descripción del proceso, alteraciones o cambios del proceso, monitoreo de variables, procedimientos de operación, emergencia y arrancadas/paradas, sistemas de control, análisis de los fluidos.
- Información de las recomendaciones: descripción de las recomendaciones, registros de implementación y resultados.

- Información de fallas e incidentes: descripción del evento, relación con otros eventos, análisis de causas, consecuencias y recomendaciones, implementación de las recomendaciones y resultados.
- Análisis de costos: costos de operación, costos de paradas no programadas, costos de reparaciones, costos de inspección, costos de control y mitigación.
- Información de riesgos y seguridad.

Entre los mecanismos de daño determinados por el RBI se encuentran mecanismos de daño que no están relacionados al tiempo de servicio tales como erosión, SCC, fragilización por revenido, fragilización por precipitación de fase sigma, entre otros; si no que son afines a las variables operacionales tales como temperatura, presión, humedad, salinidad, flujo, pH, contenido de sales, y otros; de las cuales algunas pueden controlarse y mantenerse dentro de rangos específicos para disminuir el daño o controlar su velocidad.

El análisis de los resultados del RBI indica que equipos debe ser inspeccionados, el máximo intervalo de inspección dice cuando deben ser inspeccionados y la relación entre la criticidad y el mecanismo de daño determinan la sensibilidad del método requerido. El 67% de los equipos o componentes fueron clasificados con criticidad insignificante y baja, estos equipos solo requieren de inspección visual o revisión. Únicamente el 17% de los equipos requieren de una inspección detallada por involucrar riesgos altos y extremos.

Los equipos de criticidad alta tienen en común que su probabilidad de falla se encuentra entre baja y media, lo que indica que el riesgo esta fuertemente influenciado por la consecuencia de falla, entonces para administrar el riesgo de estos equipos se requiere de planes de mitigación y control de las consecuencias, pues la inspección no tendrá un impacto significativo en la mitigación del riesgo.

El mecanismo de daño más frecuentemente relacionado a los equipos es la corrosión interna la cual en general puede relacionarse a dos causas: la composición del crudo; y la composición del agua empleada en el proceso. El crudo es bajo en azufre y ácidos, por tanto no se considera el agente más relevante, por el contrario el agua de proceso no es tratada y su alto contenido de sales y bacterias promueven la corrosión.

La definición de lazos de corrosión en combinación con el análisis de riesgo, identificaron como lazo crítico el tren de precalentamiento, debido a que en él se encuentra el 50% de los equipos clasificados con criticidad extrema, los cuales están relacionados con corrosión externa. Este porcentaje puede reducirse al 10% ya a través de la inspección se determinó que este no es un mecanismo de daño activo en el 80% de los tags relacionados a criticidad extrema en este lazo.

Posterior a las tareas de inspección se confrontaron los datos con las hipótesis planteadas encontrándose una reducción de la criticidad en la tubería de radiación del Horno F1 de Media a Baja, en el cuerpo y la bota del tambor acumulador de cima D4 de Baja a Insignificante; y un aumento de la criticidad en la cima de la torre D1 y la parte superior del acumulador de cima de Media a Alta.

La velocidad de corrosión por ácido sulfúrico puede tomar un valor teórico de acuerdo con el contenido de azufre, la temperatura y el material, para la tubería de radiación del horno F1 este valor corresponde a 0,5 mm/año que al relacionarse con el valor real determinado después de la inspección (0,128 mm/año), da como resultado un a probabilidad de falla insignificante, disminuyendo el riesgo de Medio a Insignificante.

El máximo intervalo de inspección para la cima de la torre corresponde a 1.23 años, lo cual está lejos de los 4 años de corrida de la planta, por lo tanto se requieren de acciones inmediatas para asegurar la confiabilidad de este equipo.

A partir del histórico de falla se conoce que la bota del acumulador de cima D4 ha presentado fallas en el pasado, para lo que en ese momento se implementó un

estrategia de control, los resultados de la inspección y las bajas velocidades de daño demuestran que esta estrategia ha sido eficaz en preservar la integridad de este componente.

El desalador D5, los intercambiadores E3, E4, y E5; y la línea que alimenta el crudo al intercambiador E3 fueron identificados como equipos de criticidad extrema relacionados a la corrosión exterior, las tareas de inspección determinaron que este no es un mecanismo activo en los mencionados equipos y que por tanto no son componentes críticos y no deben ser incluidos en dicha categoría.

7 CONCLUSIONES

A partir de los resultados de la metodología RBI, se evaluó la integridad de los equipos estáticos de la refinería de Orito, haciendo énfasis en los tags clasificados con criticidad extrema y alta que corresponden al 17%; determinándose el estado de los equipos o componentes; y la confiabilidad de los mismos.

El RBI es una herramienta que permitió hacer la evaluación de integridad estructural de manera óptima, en los aspectos de costos, tiempo y efectividad, al mismo tiempo que aseguró la confiabilidad operacional de los equipos, dado que se cumple la ley de Pareto “el 20% de los equipos causan el 80% de los problemas” produciendo una acertada administración del riesgo global.

El proceso de RBI permitió el análisis de los mecanismos de daño probables, para cada uno y de acuerdo con los 11 lazos de corrosión establecidos. Los lazos de corrosión permiten hacer un análisis acertado de las áreas problemáticas, haciendo posible identificar otras zonas de riesgo, extrapolar daños e identificar el origen o causa de los mismos, para poder actuar sobre la fuente de los problemas.

Los mecanismos de daño más frecuentemente relacionados a los equipos corresponden a corrosión interna la cual en general puede relacionarse a dos causas: la composición del crudo; y la composición del agua empleada en el proceso. El crudo es bajo en azufre y ácidos, por tanto no se considera el agente más relevante, por el contrario el agua de proceso no es tratada y su alto contenido de sales y bacterias promueven la corrosión.

En la refinería de Orito se identificaron mecanismos de daño no relacionados con la edad tales como erosión, SCC, fragilización por revenido, fragilización por precipitación de fase sigma, entre otros; que están influenciados por las condiciones de operación tales como temperatura, presión, humedad, salinidad, flujo, pH,

contenido de sales, y otros; para el control de dichos mecanismos se establecieron las ventanas operativas de tales variables para el mantenimiento de la integridad.

El plan de inspección generado a partir de la evaluación RBI, determinó las tareas específicas de END de acuerdo con la criticidad, la probabilidad de falla y el impacto de la inspección. El 55% de los tags están relacionados a corrosión interna, razón por la cual la medición de espesores por ultrasonido abarcó un volumen considerable de las tareas de inspección.

Es importante destacar que la metodología y su retroalimentación permite hacer un análisis detallado de las variables que llevan a un mecanismo de daño, haciendo posible un control efectivo mediante el monitoreo de dichas variables.

Las discrepancias halladas entre las hipótesis y los resultados de la inspección indican que la evaluación RBI es proceso continuo cuya retroalimentación va fortaleciendo el análisis haciéndolo cada vez más cercano a la realidad. Permitiendo verificar las hipótesis planteadas, la inclusión de factores y variables antes ignorados o no tenidos en cuenta, y evaluar la efectividad de los planes de inspección, mitigación y control.

La retroalimentación del RBI mostró discrepancias entre las hipótesis plantadas y los resultados de la inspección, lo que proporciona las siguientes oportunidades de mejoramiento:

- Para que el análisis de RBI represente la realidad del proceso se debe disponer de información suficiente, de calidad y confiable que permita un análisis profundo, detallado y acertado.
- La ejecución del plan de inspección debe ser rigurosa, al hacer énfasis en los equipos de alta criticidad y cuya probabilidad de falla pueda ser disminuida a partir de la inspección.

- Los beneficios económicos y de seguridad solo se alcanzan cuando existe información de calidad, un buen análisis, disciplina, trabajo en equipo y una implementación coherente de la metodología y sus productos.

BIBLIOGRAFÍA

API 510 "Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration" Eighth edition, June 1997. ADDENDUM 4, August 2003.

API RP 571. "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry" Recommended Practice. First edition. December 2003

API RP-580 Risk based inspection. Recommended Practice, First Edition, May 2000.

API 653 "Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction" Third Edition, American Petroleum Institute, December 2001.

ASM Handbook, Volume 1, Properties and Selection: Irons, Steels, and High Performance Alloys. 9th Edition Metals Handbook.

ASM Handbook, Volume 13, Corrosion 9th Edition Metals Handbook.

ASM Handbook, Volume 17, Nondestructive Evaluation and Quality Control, 9th Edition Metals, Handbook.

BRUNO Eckstein Carlos. inspeção baseada em risco segundo API 581 aplicação do api-rbi software PETROBRAS/CENPES/PDEAB/Engenharia Básica de Equipamentos.

COPCO. Manual de operaciones refinería de Orito. Febrero de 2007.

DUARTE Herrera, Diego Alexander. Estructuración del programa de confiabilidad para las líneas de proceso conforme a la metodología de inspección basada en riesgo RBI, para la GCB. Tesis de grado. Ingeniería metalúrgica. Universidad Industrial de Santander.

ECOPETROL S.A DIVISIÓN DE TECNOLOGÍAS COMPLEMENTARIAS. Departamento de refinación. Evaluación de integridad, estimación y extensión de la vida útil del horno H-2801 A/B fases I, II, y III. Piedecuesta, Mayo de 2001.

ECOPETROL S.A. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO-UNIDAD DE DISCIPLINAS ESPECIALIZADAS. Área de integridad técnica e infraestructura. Informe final taller RBI refinería SOR. 2007

GEARY W PhD MIM Ceng, Risk Based Inspection -A Case Study Evaluation of Onshore Process Plant HSL/2002/20.

KALEY Lynne Risk Based Inspection, Beyond Implementation to Integration The Equity Engineering Group, Inc.

MERRICK Edwin A;Y OTROS Process plant maintenance: RBI reduces turnaround costs for petchem Oil & Gas Journal; May 22, 2000; 98, 21; ProQuest Science Journals pg. 68

MORRIS P J Corrosion in the refining industry Materials Performance; Jun 2000; 39, 6; ProQuest Science Journals pg. 8

ZABALA Luis Eduardo Y OTROS, Aseguramiento de Integridad de Activos Basado en Análisis de Riesgo. Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo ICP, Unidad de Disciplinas Especializadas.

ANEXO 1
**“ Distribución de Criticidad y
Confianza”**

Corrosión Loop	Tagnumber	Modo de Falla	Confianza	Criticidad
LC-REFSOR-01	D5	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-01	D5	Int. Corr.	VL	H
LC-REFSOR-01	E3- SH	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-01	E3- SH	Int. Corr.	VL	H
LC-REFSOR-01	E3- TO	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-01	E4- SH	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-01	E4- SH	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-01	E4- TO	Int. Corr.	L	L
LC-REFSOR-01	E5- SH	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-01	E5- SH	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-01	E5- TO	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-01	L1-TK0E3	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-01	L1-TK0E3	Int. Corr.	VL	H
LC-REFSOR-01	TK-0	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-01	TK-17	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-02	F1- Boq Quem	Int. Corr.	H	N
LC-REFSOR-02	F1- Boq Quem	Erosion	VH	N
LC-REFSOR-02	F1- Boq Quem	Th. Fat.	VH	L
LC-REFSOR-02	F1- Boq Quem	HT Embr.	VH	N
LC-REFSOR-02	F1- Carcaza	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-02	F1- Tub Conv	Creep	L	H
LC-REFSOR-02	F1- Tub Conv	Int. Corr.	VH	M
LC-REFSOR-02	F1- Tub Conv	Erosion	VH	M
LC-REFSOR-02	F1- Tub Conv	Th. Fat.	M	E
LC-REFSOR-02	F1- Tub Conv	HT Embr.	M	E
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	Creep	VH	H
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	Int. Corr.	VH	M
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	Oth. AR	VL	H
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	Erosion	H	M
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	Th. Fat.	M	E
LC-REFSOR-02	F1- Tub Rad	HT Embr.	VH	M
LC-REFSOR-02	F1-Chimenea	Int. Corr.	VH	L
LC-REFSOR-02	F1-Chimenea	Th. Fat.	M	L
LC-REFSOR-02	F1-Tub Quem	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-02	F1-Tub Quem	Erosion	H	N
LC-REFSOR-03	D1-Fondo	Ext. Corr.	M	M
LC-REFSOR-03	D1-Fondo	Int. Corr.	VH	L
LC-REFSOR-03	D2	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-03	D2	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-03	D6	Ext. Corr.	M	M
LC-REFSOR-03	D6	Int. Corr.	VH	L
LC-REFSOR-03	E3- TI	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-03	E4- TI	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-03	E5- TI	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-03	L10-D1-01/D6	Ext. Corr.	M	M
LC-REFSOR-03	L10-D1-01/D6	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-03	L16-HZR/D1-03	Ext. Corr.	M	M

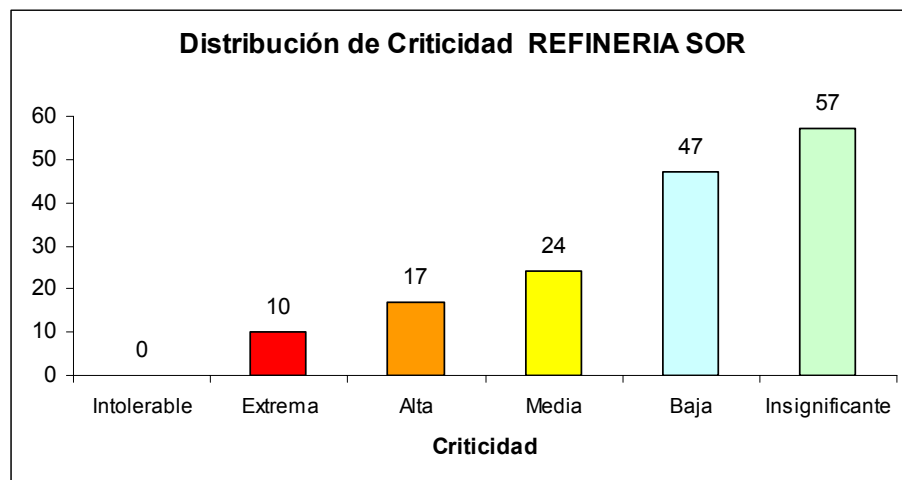
Corrosión Loop	Tagnumber	Modo de Falla	Confianza	Criticidad
LC-REFSOR-03	L16-HZR/D1-03	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-03	L3-D2E3	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-03	L3-D2E3	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-04	D1- Cuerpo	Ext. Corr.	M	M
LC-REFSOR-04	D1- Cuerpo	Int. Corr.	VH	L
LC-REFSOR-04	D3	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-04	D3	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-04	E1- Sh	Ext. Corr.	M	M
LC-REFSOR-04	E1- Sh	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-04	E1- To	Int. Corr.	H	N
LC-REFSOR-04	E2A- HE Kero	Int. Corr.	H	N
LC-REFSOR-04	E2A- TI Kero	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-04	L21-D1-02D3	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-04	L21-D1-02D3	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-05	D1- Cap cima	Ext. Corr.	M	H
LC-REFSOR-05	D1- Cap cima	Int. Corr.	M	M
LC-REFSOR-05	D4-Cuerpo	Int. Corr.	VH	L
LC-REFSOR-05	E2A- HE	Int. Corr.	L	L
LC-REFSOR-05	E2A- TI	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-05	E2B- HE	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-05	E2B- TI	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-05	L18-D1-01E2A	Int. Corr.	M	M
LC-REFSOR-05	L19-D4D1-01	Int. Corr.	M	M
LC-REFSOR-05	L24-E2AD4	Int. Corr.	L	M
LC-REFSOR-05	TK-18	Int. Corr.	VL	L
LC-REFSOR-05	TK-3	Int. Corr.	VL	L
LC-REFSOR-06	E2A- HE Comb	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-06	E2A- TI Comb	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-06	L25-E2ATK7/8	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-06	L28-E2ATK1/5/15	Int. Corr.	L	M
LC-REFSOR-06	L4-E3TK9	Int. Corr.	L	M
LC-REFSOR-06	TK-1	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-06	TK-10	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-06	TK-15	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-06	TK-4	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-06	TK-5	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-06	TK-7	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-06	TK-8	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-06	TK-9	Int. Corr.	VH	N
LC-REFSOR-07	B1- Carcaza	Ext. Corr.	M	N
LC-REFSOR-07	B1- Carcaza	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	B1- Carcaza	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	B1- To Agua	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	B1- To Agua	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	B2- Carcaza	Ext. Corr.	M	N
LC-REFSOR-07	B2- Carcaza	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	B2- Carcaza	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	B2- To Agua	Int. Corr.	VL	N

Corrosión Loop	Tagnumber	Modo de Falla	Confianza	Criticidad
LC-REFSOR-07	B2- To Agua	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	D5 Inf	Ext. Corr.	M	E
LC-REFSOR-07	D5 Inf	Int. Corr.	L	H
LC-REFSOR-07	D5 Inf	Oth. AR	VL	E
LC-REFSOR-07	D7-Inf	Ext. Corr.	M	H
LC-REFSOR-07	D7-Inf	Int. Corr.	H	M
LC-REFSOR-07	E1- Ti	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	E1- Ti	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	E6- SH	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-07	E6- SH	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	E6- SH	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	E6- TI	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	E6- TI	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	E6- TO	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	E6- TO	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	L32-E1D7	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-07	L32-E1D7	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	L32-E1D7	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	L6-D5E6	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	L6-D5E6	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	TK-1 Agua	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	TK-1 Agua	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-07	TK-2 Agua	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-07	TK-2 Agua	Oth. AR	VL	L
LC-REFSOR-08	B1- Carcaza Sup	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-08	B1- Carcaza Sup	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-08	B1- To Vap	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-08	B2- Carcaza Sup	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-08	B2- Carcaza Sup	Int. Corr.	L	L
LC-REFSOR-08	B2- To Vap	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-08	D7-Sup	Ext. Corr.	M	L
LC-REFSOR-08	D7-Sup	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-08	F1- Tub Vap	Int. Corr.	M	N
LC-REFSOR-08	L13-HD7	Ext. Corr.	M	H
LC-REFSOR-08	L13-HD7	Int. Corr.	L	M
LC-REFSOR-09	D4-Bota	Int. Corr.	M	L
LC-REFSOR-09	D4-Bota	Oth.NAR	VL	M
LC-REFSOR-09	D4-Bota	SCC	VL	L
LC-REFSOR-09	L-Agua Agria	Int. Corr.	VL	N
LC-REFSOR-09	L-Agua Agria	Oth.NAR	VL	L
LC-REFSOR-09	L-Agua Agria	SCC	VL	N
LC-REFSOR-10	D4-Sup	Int. Corr.	VH	M
LC-REFSOR-10	D4-Sup	Oth.NAR	H	H
LC-REFSOR-10	D4-Sup	SCC	H	M
LC-REFSOR-10	L31-D4H/TEA	Int. Corr.	VL	M
LC-REFSOR-10	L31-D4H/TEA	Oth.NAR	L	H
LC-REFSOR-10	L31-D4H/TEA	SCC	L	M
LC-REFSOR-10	TEA	Int. Corr.	VL	N

Corrosión Loop	Tagnumber	Modo de Falla	Confianza	Criticidad
LC-REFSOR-10	TEA	Oth.NAR	VL	L
LC-REFSOR-10	TEA	SCC	VL	N
LC-REFSOR-11	B1- Ti	Creep	M	N
LC-REFSOR-11	B1- Ti	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-11	B1- Ti	Th. Fat.	H	L
LC-REFSOR-11	B1- Ti	Vibr. Fat.	H	N
LC-REFSOR-11	B1- Ti	HT Embr.	H	L
LC-REFSOR-11	B2- Ti	Creep	H	N
LC-REFSOR-11	B2- Ti	Int. Corr.	L	N
LC-REFSOR-11	B2- Ti	Th. Fat.	H	L
LC-REFSOR-11	B2- Ti	Vibr. Fat.	H	N
LC-REFSOR-11	B2- Ti	HT Embr.	H	L

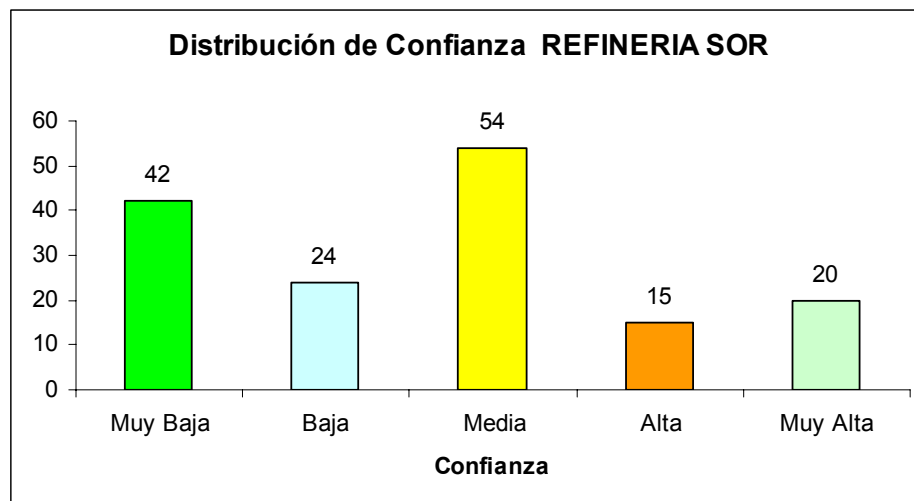
CRITICIDAD REFINERÍA - SOR

	Criticidad	No. de Tag	Porcentaje
Intolerable	X	0	0%
Extrema	E	10	6%
Alta	H	17	11%
Media	M	24	15%
Baja	L	47	30%
Insignificante	N	57	37%
	TOTAL	155	



CONFIANZA REFINERÍA - SOR

	Confianza	No. de Tag	Porcentaje
VL	Muy Baja	42	27%
L	Baja	24	15%
M	Media	54	35%
H	Alta	15	10%
VH	Muy Alta	20	13%
	TOTAL	155	



ANEXO 2
“Plan de Inspección”

1. OBJETIVO

Realizar inspección de los equipos estáticos de la refinería de Orito, haciendo énfasis en los equipos con alta criticidad identificados en el RBI – Taller de Inspección Basada en Riesgo, realizada en Abril - Mayo de 2007.

2. EQUIPOS A INSPECCIONAR

Los equipos estáticos a inspeccionar son:

- Horno, F-1
- Torre atmosférica, D-1
- Torre despojadora, D-2
- Torre despojadora, D-3
- Tambor acumulador de gasolina, D-4
- Tambor acumulador de fondos, D-6
- Desalador, D-5
- Domo de vapor
- Intercambiador precalentador de agua al domo, E-1
- Intercambiador condensador de cima, E-2, E-2A
- Intercambiador diesel – crudo, E-3
- Intercambiador diesel reflujo – crudo, E-4
- Intercambiador fuel oil – crudo, E-5
- Intercambiador agua – agua, E-6
- Tanques de almacenamiento
- Calderas de generación de vapor
- Líneas de transferencia
- Sistema de tratamiento de aguas de caldera y de proceso

2.1 HORNO F-1

Se considera uno de los equipos más críticos para la inspección y para el proceso. Antes de la inspección, se requieren las siguientes actividades de reparación y mantenimiento:

- Instalación de andamios internos y externos para cambio de tubos en la zona de radiación, en la zona de choque y en la zona de generación de vapor. En el Anexo 1 se incluye el formato de verificación e inspección de andamios.
- Instalación de la tubería de generación de vapor y conexión al sistema, incluye la conexión con el tambor de vapor y líneas de transferencia para atomización de combustible en el horno y para despojo en las torres D-2 y D-3. La tubería con “studs” o “taches” de generación, está fabricada en un acero al carbono ASTM A-106 Grado B. Para la unión soldada, deben utilizarse electrodos AWS E-7018 de bajo hidrógeno y el pase de raíz puede realizarse con electrodo AWS E-6010. Todas las soldaduras deben tener alivio de esfuerzos, con calentamiento a 200°C, posterior a la soldadura. Todas las uniones deben ser evaluadas por radiografía industrial X ó γ. El ejecutor de las radiografías debe suministrar los negativos con las indicaciones y un informe del estado de la unión soldada. El ICP, verificará el estado final de las uniones con tintas penetrantes o partículas magnéticas.
- Las líneas del sistema de vapor, se deben inspeccionar internamente para verificar que no posean incrustaciones ocasionadas por la dureza del agua sin tratamiento. Todas las líneas taponadas deben ser cambiadas. Se recomienda tener tubos disponibles en almacén para cambio o en su defecto, aplicar tratamiento químico de disolución con ácido cítrico al 10% de concentración y lavado posterior con agua para eliminación del ácido y residuos, hasta que el pH sea neutro. En la desincrustación de tubería de

intercambiadores se utiliza en algunos casos "hidrojet", el cual sería conveniente tenerlo disponible.

- Cambio de la tubería inferior de la zona de choque, identificada como T1 a T5, que presentó bajo espesor en la inspección realizada en el 2006. Cambio del tubo T28 de la pared sur que presentó una fisura longitudinal en la misma inspección. El material de los tubos de la zona de radiación y de choque es de acero ferrítico ASTM A-335 P5 (5Cr - ½Mo). Los aceros ferríticos con contenidos altos de Cromo, requieren cuidados especiales para el corte y la soldadura:
 - a) Para evitar cuarteo y fisuras, el corte se debe realizar en frío con un cortatubo o con disco, teniendo el cuidado de no sobrecalentar ni enfriar con agua. Estos materiales son autotemplables.
 - b) Para soldar se debe precalentar suavemente hasta 200 °C. El pase de raíz se debe realizar con electrodo de diámetro fino 2-3 mm de bajo hidrógeno (AWS E-502-15), limpiando la escoria y óxidos de la superficie de aporte. Debe evitarse el sobrecalentamiento. Después de soldar, se requiere alivio de esfuerzos - PWHT. Para aceros ferríticos 5% Cr - ½ Mo, se requiere calentar a 100°C/hora hasta 710 – 740°C, sostener a esta temperatura por una hora y enfriar nuevamente a 100 °C / hora.
 - c) Debe evitarse problemas adicionales como el desalineamiento entre la unión de accesorios y tubos, la falta o exceso de penetración que afecten la integridad del horno. Se debe realizar inspección con tintas penetrantes y radiografía al 100% de uniones reparadas. El ejecutor de la radiografía debe entregar un reporte con los negativos e interpretación de las indicaciones.
- Para la eliminación de cenizas y sales depositadas en la tubería de la zona de convección, se requiere la recuperación y puesta en servicio de los deshollinadores. Se debe tener especial cuidado con la orientación de los orificios y su diámetro para que genere la presión necesaria y no afecte el refractario.
- Para la izada de tubería y reemplazo de tubos, se requiere la contratación de equipo especializado (grúa de 10 tons.) y equipo de soldadura y tratamientos térmicos en sitio (mantas de calentamiento o resistencias para el PWHT de soldaduras)
- Se requiere que la bomba de suministro de combustible al horno sea independiente de la bomba de almacenamiento, con el objeto de tener mejor estabilidad en la combustión. Cada quemador debe tener su piloto, indicador de presión de combustible y de vapor de atomización. Por diseño, la presión de gas a pilotos es de 5 psig, la del combustible 60 psig y la del vapor de atomización de 120 psig.
- Después de realizadas estas actividades, se procederá a la inspección de verificación. Por norma interna de seguridad, todo equipo de combustión debe poseer la instrumentación requerida: Para el horno, se requieren manómetros para medir la presión de entrada y salida del fluido, nos sirve para medir el grado de esnuciamiento o coquización de la tubería; termocuplas de piel en la tubería de radiación (dos al menos por cada pared lateral); medidor del porcentaje de oxígeno en los gases de combustión; manómetro en pulgadas de agua para medir la presión de tiro en el hogar; manómetros individuales para medir la presión de gas combustible a pilotos, presión del aceite a quemadores y del vapor de atomización. Todo quemador debe poseer detectores de llama. La instrumentación del horno debería estar conectada a un DCS, con alarmas visuales y sonoras de control de los parámetros operacionales.
- Con la extracción del tubo de la zona de radiación, se verificará el grado de coquización interna de la tubería y se enviarán muestras para análisis de propiedades mecánicas y metalúrgicas en el ICP, que sirvan de referencia para estudios futuros de estimación de vida útil remanente de dichos componentes estructurales. En caso de coquización interna, se evaluará el procedimiento más adecuado de limpieza: decoquizado convencional "Steam Air Decoquing" o decoquizado mecánico.

- En la parte externa, se inspeccionará el estado de recubrimientos, unión de accesorios, rodamientos y chumacera del damper, soportes y anclajes, estado de chimenea, escaleras y plataformas.
- En la parte interna del horno, se hará énfasis en la inspección y el estado del refractario de la zona de radiación y convección, de la linealidad y estado superficial de tuberías, en la limpieza de cenizas y depósitos sobre las superficies metálicas, en el estado de los soportes y “tube-sheets”. Se inspeccionará el estado de hoyas de quemadores, boquillas y pilotos. En la zona de convección, se deben remover los residuos de refractario, cenizas y depósitos ubicados sobre la superficie de la tubería, sería conveniente el uso de una boquilla con aire a presión. Para la reparación de refractario, se recomienda el uso de CORAL 80 de ERECO. Se puede aplicar en forma de mortero y como cemento sellante en pisos y paredes con refractario monolítico.
- En las tuberías de la zona de radiación, se verificará el espesor de algunas zonas, donde se evidencie golpe de llama o deformación. Se elegirán los ejes de calibración de espesores para inspecciones posteriores.

Para la inspección del horno, se utilizarán las recomendaciones de las normas API-RP-530, 560 y los formatos incluidos en el Anexo 2.

2.2 TORRES Y TAMBORES

2.1.1 TORRE ATMOSFÉRICA, D-1

Se debe realizar inspección visual interna y medición de espesores. Esta torre está recubierta con lining desde el fondo y hasta la altura del plato 14. El cuerpo de la torre está fabricado en un acero al carbono ASTM A-515 Gr.70 y el lining es de monel. Se debe verificar el estado interno de la cima y de la línea de transferencia, de los platos, de las uniones soldadas en el cuerpo, boquillas y anillos de soporte. Para la inspección interna se requiere acceso y/o extracción de los platos perforados de 16”. Se deben instalar las facilidades internas: escalera de manila, ventilador de aire en el “manhole” inferior y extractor en el superior, iluminación y conexiones eléctricas a 110V a prueba de explosión y bien aisladas. Para la limpieza interna se recomienda el uso de “hidrojet”. Antes de acceder a la parte interna de recipientes a presión, se debe realizar la prueba de presencia o no de gases tóxicos o explosivos. Para realizar cualquier trabajo, se requiere el permiso correspondiente y el cumplimiento de los requisitos de HSEQ de la SOR. Los resultados de la inspección se consignarán en los formatos del Anexo 3.

2.1.2 TORRE DESPOJADORA DE ACPM, D-2

Se realizará inspección visual interna del cuerpo, preferible con el uso de fibroscopio, y medición de espesores en zonas asequibles. El material de construcción de la torre es un acero al carbono ASTM A-515 Gr. 70. Se recomienda la extracción del conjunto de 4 platos perforados de 15” Φ, para evaluar su estado físico y mecánico. Para el acceso por la parte superior, se requiere del fibroscopio óptico, conexión a 110 V, buena iluminación y una escalera metálica. La limpieza interna sería deseable realizarla con “hidrojet”. El objetivo de la parada y del mantenimiento, es recuperar el sistema de despojo con la inyección de vapor por el fondo.

2.1.3 TORRE DESPOJADORA DE QUEROSENO, D-3

Se realizará inspección visual interna del cuerpo, preferible con el uso de fibroscopio, y medición de espesores en zonas asequibles. El material de construcción de la torre es un acero al carbono ASTM A-515 Gr. 70. Se recomienda la extracción del conjunto de 5 platos perforados de 13" Φ , para evaluar su estado físico y mecánico. Para el acceso por la parte superior, se requiere del fibroscopio óptico, conexión a 110V, buena iluminación y una escalera metálica. La limpieza interna sería deseable realizarla con "hidrojet". El objetivo de la parada y del mantenimiento, es recuperar el sistema de despojo con la inyección de vapor por el fondo.

2.1.4 TAMBOR ACUMULADOR DE GASOLINA, D-4

Requiere inspección visual interna y externa con medida de espesores y partículas magnéticas en uniones soldadas. El material de construcción es un acero al carbono ASTM A-515 Gr. 70. En el diámetro interno se ha colocado un recubrimiento que generalmente ha presentado ampollamiento. Este fenómeno se debe verificar y corregir con mejoras en la aplicación y la adherencia. Se debe hacer énfasis en la inspección de la bota, donde se depositan las aguas agrias y en la parte superior donde se tiene contacto con los gases ácidos. En este equipo, se debe tener especial cuidado en la inspección de las uniones de boquillas y estado de las soldaduras. Para el acceso, se debe disponer de toma eléctrica a 110 V, buena iluminación, buena ventilación. Sería deseable realizar la limpieza interna con "hidrojet".

2.1.5 DESALADOR DE CRUDO, D-5

Requiere inspección visual interna y externa, medición de espesores, especialmente en la zona inferior en contacto con agua salada y donde se puede presentar mayor velocidad de corrosión. Las uniones soldadas de boquillas al cuerpo deben ser evaluadas con tintas penetrantes o partículas magnéticas. El material de construcción es un acero al carbono ASTM A-515 Gr. 70. Para la inspección, se recomienda limpieza con "hidrojet", toma de 110V, buena iluminación, ventilación y escalera o andamio para la inspección de la parte superior.

Actualmente, el control de evacuación de agua salada caliente opera en forma intermitente, causando fluctuación en el caudal de crudo hacia el F-1 y luego hacia el D-1, manifestada en forma de una onda cuadrada con periodos de 30 a 60 minutos. Este tipo de perturbación sistemática autoinducida por una instrucción inadecuada en el lazo de control de nivel, es debida al sobredimensionamiento de la válvula de control de salida de agua salada. Este problema puede ser corregido fácilmente modificando el 'trim' de esta válvula por uno adecuado. Se requiere hacer las consultas con mantenimiento-instrumentación, para las posibles alternativas de solución y mejoramiento de la operación de la refinería.

2.1.6 ACUMULADOR DE FONDOS DE LA TORRE ATMOSFÉRICA, D-6

Requiere inspección visual interna y externa. Internamente posee un recubrimiento "Cladding" de acero inoxidable. Se debe observar el estado actual del recubrimiento y uniones soldadas.

2.1.7 DOMO DE VAPOR

En la parada de 2006 se realizó mantenimiento general del recipiente, se limpiaron los baffles y accesorios internos, se pintó el diámetro interno y los distribuidores con una pintura epóxica. Se observó corrosión generalizada y socavación localizada en el fondo. Este equipo está fuera de servicio y requiere inspección visual, medición de espesores y verificación del estado del recubrimiento antes de colocarlo en operación. Es fundamental su conexión al sistema de generación de vapor del horno F-1. Para la inspección, se requiere toma de 110 V, limpieza interna, ventilación y buena iluminación.

3. INTERCAMBIADORES

3.1 PRECALENTADOR DE AGUA AL DOMO, E-1

Debido a la falta de tratamiento del agua, se presenta taponamiento, corrosión por depósitos y rotura de tubos aleteados y Ues. Para la limpieza interna de tubos, se requiere el "hidrojet" y una bomba con sus accesorios para la realización de la prueba hidrostática en tubos a 350 psig. Se debe realizar inspección visual y calibración de tubos y casco. Es recomendable que se tenga en almacén por lo menos 2 elementos aleteados de repuesto. Por el casco circula queroseno /JP, con bajo azufre, no se espera una velocidad de corrosión alta sin embargo, debe realizarse inspección visual y medición de espesores. Para la inspección se requiere toma de 110 V. Para las uniones soldadas, se realizará inspección con tintas penetrantes.

3.2 CONDENSADOR DE CIMA, E-2

Para la limpieza interna, se requiere la remoción de los tapones en ambos cabezales. Se recomienda el uso de "hidrojet" para el lavado. Se realizará inspección visual y medición de espesores en tubos y cabezales. Es importante recuperar las áreas de sello, para evitar fugas durante la operación. Para este intercambiador, se requiere prueba hidrostática a 50 psig en tubos. Se inspeccionarán las uniones soldadas con tintas penetrantes.

3.3 CONDENSADOR DE CIMA, E-2A

Para la limpieza interna, se requiere la remoción de los tapones en ambos cabezales. Se recomienda el uso de "hidrojet" para el lavado. Se realizará inspección visual y medición de espesores en tubos y cabezales. Es importante recuperar las áreas de sello, para evitar fugas durante la operación. Para este intercambiador, se requiere prueba hidrostática a 50 psig en tubos. Se inspeccionarán las uniones soldadas con tintas penetrantes.

3.3 INTERCAMBIADOR DIESEL-CRUDO, E-3

Es un intercambiador de cinco (5) tubos aleteados fabricados en acero al carbono. Los fluidos que han manejado contienen bajo porcentaje de azufre y se espera que no presenten velocidades de corrosión altas. Para la inspección visual y medición de espesores, se requiere buena limpieza con "hidrojet", toma de 110 V. Para la prueba de presión hidrostática a 300 psig, se requiere la misma bomba que se utilice en la prueba hidrostática del domo de vapor, con capacidad hasta de 800 psig.

3.4 INTERCAMBIADOR DIESEL REFLUJO-CRUDO, E-4

Este equipo posee dos (2) tubos aleteados fabricados en acero al carbono, ASTM A-106 Gr.B. Los fluidos que maneja tienen las mismas características del E-3. Para la inspección visual y medición de espesores, se requiere buena limpieza con "hidrojet", toma de 110 V. Para la prueba de presión hidrostática a 375 psig, se requiere la misma bomba que se utilice en la prueba hidrostática del domo de vapor, con capacidad hasta de 800 psig.

3.5 INTERCAMBIADOR FUEL OIL – CRUDO, E-5

Este equipo posee tres (3) tubos aleteados fabricados en acero al carbono, ASTM A-106 Gr.B. Los fluidos que maneja tienen las mismas características del E-4. Para la inspección visual y medición de espesores, se requiere buena limpieza con "hidrojet", toma de 110 V. Para la prueba de presión hidrostática a 375 psig, se requiere la misma bomba que se utilice en la prueba hidrostática del domo de vapor, con capacidad hasta de 800 psig.

3.5 INTERCAMBIADOR AGUA-AGUA, E-6

Intercambiador de dos (2) tubos aleteados. Al igual que todo el sistema de vapor y de agua de enfriamiento que no tienen tratamiento, se espera taponamiento e incrustación en la tubería. Se puede encontrar tubería y ues rotas. Se recomienda que en almacén se disponga de al menos dos (2) de reposición. Para la prueba de presión hidrostática a 585 psig se requiere la bomba con capacidad hasta de 800 psig. . Para la inspección visual y medición de espesores, se requiere buena limpieza con "hidrojet", toma de 110 V.

4. TUBERÍAS / LÍNEAS DE TRANSFERENCIA

Se requiere inspección visual interna y externa. Para la tubería con evidencia de incrustación o taponamiento, se recomienda el lavado con "hidrojet" y si no es suficiente, se debe hacer limpieza mecánica o reposición de algunos tramos. En la parte externa, las tuberías aisladas se deben inspeccionar y reparar las zonas deterioradas con el MCO – recubrimiento de material compuesto. Se recomienda proteger el MCO de la radiación ultravioleta, utilizando pintura reflectiva base aluminio o aplicar el código de colores de productos definido en ECOPETROL S.A. Para una duración de al menos 5 años, la pintura que se utilice debe ser del tipo poliuretano.

La medición de espesores se efectuará en las zonas que tengan acceso y en ventanas de control que se designen para tal fin. Para la medición de espesores, partículas magnéticas en soldaduras y tintas penetrantes, se requiere una toma de 110 V, escalera metálica, tipo tijera, para líneas aéreas.

5. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Para los tanques en operación, se realizará inspección visual y calibración de espesores. Se pondrá especial cuidado en el estado de la pintura, en las fugas por uniones soldadas, en las uniones de boquillas al tanque y en los asientos de los tanques. Se revisará el estado de los anillos de concreto de soporte, el estado de techos y válvulas del mismo, el sistema de conexión a tierra y protección catódica.

Si hay acceso a la parte interna, se hará inspección detallada del piso del tanque y del primer anillo, donde se deposita el agua y los lodos. Se evaluarán las uniones soldadas y el sistema de protección catódica.

Para la inspección de tanques de almacenamiento, se utilizarán los formatos incluidos en el Anexo 4.

ASPECTOS RELEVANTES A CONSIDERAR:

1. La recuperación del sistema de tratamiento de agua es prioritaria. La alimentación a calderas e intercambiadores, requiere una agua con baja dureza y bajo contenido de sólidos totales y disueltos. El alto contenido de sales y sólidos influye en la incrustación y taponamiento de:
 - Baffle de entrada al horno
 - Líneas de llegada y salida de agua y vapor del domo
 - Serpentín de generación de vapor del horno
 - Líneas del tanque de almacenamiento de agua al domo de vapor

ANEXO 3

“Ventanas Operativas de Integridad”

VENTANAS OPERATIVAS

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-01

TREN DE PRECALENTAMIENTO T < 450°F

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Salinidad (ptb)	máx. 5	
Nivel de agua (%)	35 / 45	
Presión (psi)	220 / 250	
Temperatura (°F)	190 / 220	

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-03

**LÍNEAS CRUDO (HORNO-TORRE) Y PRODUCTOS ACPM, FUEL OIL
450°F < T < 750 °F**

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Flujo (BPD)	800 / 1300	El diseño esta para 3000 BPD máximo
Temperatura (°F)	500 / 650	

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-04

PRODUCTO QEROSENO/JP T < 450°F

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Gravedad API	41 / 45	
Flujo JP (%V)	10 / 13	
Temperatura (°F)	95 / 370	

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-05

PRODUCTO BENCINA

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Presión (psi)	5 / 70	
Temperatura (°F)	95 / 310	

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-06

DESTILADOS MEDIOS Y FONDO A ALMACENAMIENTO (T< 450°F)

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Nivel (m)	máx. 7	TK 10 / 4 / 9
Gravedad API	32 / 37	

LAZO DE CORROSION: LC-REFSOR-09

AGUAS AGRIAS

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Cloruros (ppm)	max 10	
Hierro (ppm)	max 3	
pH	5.5 / 7.5	

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-11

INTERIOR TUBOS DE FUEGO DE LAS CALDERAS

Parámetros de Proceso y Corrosión

Parámetros	Valores	Notas
Nivel Agua (%)	30 / 50	
Presión Gas piloto (psi)	3 / 5	
Presión Aire (psi)	8 / 12	
Presión Combustible (psi)	24 / 30	

ANEXO 4
“Recomendaciones de Integridad”

RECOMENDACIONES

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-01

TREN DE PRECALENTAMIENTO T < 450°F

Recomendaciones

Se recomienda reparar las zonas donde el MCO está deteriorado, independizar el recubrimiento en las zonas de los accesorios y válvulas para facilitar los cambios y mantenimiento. Si se Cambian cañuelas, se debe hacer limpieza mecánica de la superficie del tubo y aplicar una pintura epóxica de acuerdo con la temperatura.

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-02

HORNO ATMOSFÉRICO

Recomendaciones

F-1 Solicitar una visita técnica para revisar el tipo de boquillas utilizadas en los quemadores y revisar si las presiones de gas combustible y vapor de atomización son las adecuadas.

RESP: Andrea Rondon SOR / Aníbal Serna ICP **Fecha:** Agosto de 2007

F- 1 Realizar la instalación de termocuplas tipo K para la medición de temperatura de piel en la tubería de radiación en la pared sur - occidente y nor - oriente, en el tubo 6 (en orden ascendente).

RESP: Andrea Rondon SOR **Fecha:** Dic - 2007

Debido a la baja carga en el horno, se está presentando sobrecalentamiento y coquización interna de tuberías por baja refrigeración (Desde el punto de vista de integridad estructural del horno, no es conveniente operarlo a una carga inferior al 60% de la de diseño - 1800 BPD). Los tubos con studs de la convección se están taponando, esto ocasiona una combustión inestable, presionamiento del horno y una operación insegura. Con taponamiento de la convección, no es posible regular el tiro, se requiere limpieza periódica e implementar el proceso de deshollinado (Revisar de los diámetros de los orificios del tubo de soplado).

Se recomienda la instalación de un medidor de oxígeno, la revisión del tipo de boquillas de los quemadores y la independización de la instrumentación de los quemadores (medidores de presión individual de gas combustible). Igualmente, se debe disponer de una bomba para el suministro de combustible al horno, independiente de las de almacenamiento.

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-05

PRODUCTO BENCINA

Recomendaciones

Se recomienda evaluar la composición de los gases de cima y monitorear el pH, Cl, H₂S, Fe, Carbonatos, acidez total y amonio de los drenajes del acumulador de cima y pH para los tanques TK18 y TK3.

Durante la inspección programada para la próxima parada, se recomienda la evaluación cuidadosa de las líneas de transferencia de este lazo, del fondo del acumulador de los gases de cima y su bota; los techos, conexiones y láminas del piso de los TK18 y TK3.

LAZO DE CORROSIÓN: LC-REFSOR-07

AGUA (DESALADOR Y AGUA DRENADA, INTERCAMBIADORES Y DOMO DE VAPOR).

Recomendaciones

Para el agua de enfriamiento y calderas se requiere un adecuado tratamiento para la eliminación de los contaminantes nocivos, los cuales forman depósitos sobre las superficies metálicas. Se recomienda habilitar el sistema de tratamiento con los filtros de zeolita y carbón activado.

Resp: Andrea Rondon **Fecha:** Dic / 2008

Habilitar el funcionamiento del desalador con alimentación de agua industrial.