

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**“ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN BASADOS EN
EL NIVEL DE RIESGO DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DEL
SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GASES”
CASO: UNIDAD DE CRAQUEO CATALÍTICO FLUIDIZADO (FCC) DE LA
REFINERÍA DE PUERTO LA CRUZ.**

**Realizado por:
Br. JUAN CARLOS LÓPEZ MOY**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente
Como requisito parcial para optar al título de
INGENIERO MECÁNICO**

**Barcelona, Noviembre de 2009
UNIVERSIDAD DE ORIENTE**

**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**“ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN BASADOS EN
EL NIVEL DE RIESGO DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DEL
SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GASES”**

**CASO: UNIDAD DE CRAQUEO CATALÍTICO FLUIDIZADO (FCC) DE LA
REFINERÍA DE PUERTO LA CRUZ.**

ASESORES

Prof. Luis Griffith
Asesor Académico

Ing. Henry Castillo
Asesor Industrial

Barcelona, Noviembre de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA**



**“ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN BASADOS EN
EL NIVEL DE RIESGO DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DEL
SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GASES”
CASO: UNIDAD DE CRAQUEO CATALÍTICO FLUIDIZADO (FCC) DE LA
REFINERÍA DE PUERTO LA CRUZ.**

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

Prof. Luis Griffith
Asesor Académico

Prof. Delia Villarroel
Jurado Principal

Prof. Edgar Rodríguez
Jurado Principal

Barcelona, Noviembre de 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso,

A mis padres; Rafael López y Betty Moy,

A mis hermanos; Rafael, Karina, Laura, Karlamar, María y José de Jesús

A mis tíos; Laura López, Jesús (Chuo) Moy, Carmen Alfonzo,

A mi novia Adriana (Mi chuckyta),

A todos mis familiares.

AGRADECIMIENTOS

A Dios; por hacer realidad mis sueños y por todo lo que me ha dado.

A mis padres; por todo el apoyo y el amor durante toda mi vida, TE AMO PAPA.

A mis Hermanos; por estar siempre a mi lado.

A mi novia Adriana, por apoyarme y estar a mi lado en todo momento.

A mi asesor académico; Prof. Luis Griffith, por la ayuda brindada.

A mi asesor industrial; Ing. Henry Castillo y a Beatriz por toda la orientación durante la realización de mi trabajo.

A mis compañeros tesistas; Alejandra, Patricia, Jorkfran, Saúl, Merzo, Luis, Tomas, Yesica, Andreina y Domingo gracias por todo su apoyo y por los momentos vividos en la empresa.

A mis amigos de la universidad y compañeros de estudio, especialmente a Alejandra, Patricia, Andrés, Ángel, Numan, Yoel y Erick, gracias por todo muchachos.

A todo el equipo de Ingeniería de Instalaciones de la Refinería de Puerto la Cruz, especialmente a Héctor Yaguaraima, Edgar Triana, Juan Rodríguez, José Daniel, Roger, Ángel Rodríguez y Mónica Sanabria, cada uno de ustedes fueron parte importante en el desarrollo de este trabajo y en mi experiencia como pasante.

RESUMEN

Este trabajo corresponde a un estudio de riesgo a los equipos estáticos pertenecientes al sistema de Recuperación de Gases de la Unidad de Fraccionamiento Catalítico Fluidizado de la Refinería de Puerto La Cruz, mediante la aplicación de la metodología inspección basada en riesgo (IBR), utilizando el software API-RBI 3.3.3 desarrollado por API (*American Petroleum Institute*). Se evaluaron 27 equipos conformados por 19 Intercambiadores, 4 Tambores y 4 Torres (2 Torres Absorbedoras, 1 Torre Debutanizadora y 1 Torre Despojadora). El estudio se inició con la consulta y recopilación de información de diferentes fuentes bibliográficas, manuales de operación, diagramas del proceso en la Planta, libros técnicos especializados, entre otras fuentes de información relacionadas al tema, luego se determinaron los mecanismos de degradación y velocidades de corrosión de cada uno de los equipos que conforman el sistema, seguidamente se estimó la frecuencia y consecuencia de falla, obteniéndose el riesgo cuantitativo y cualitativo inherente a cada activo objeto de estudio, donde se determinó que el 26% de los equipos están en Alto Riesgo, 35% en Riesgo Medio Alto, 8% Riesgo Medio y el 31% con un Bajo Riesgo. La metodología permitió definir la cantidad de inspecciones que deben realizarse durante el tiempo establecido por la empresa (10 años) y técnicas de inspección para todos los componentes del sistema, con el fin de detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla y tomar medidas para evitarlas, beneficiando así el Sistema y por ende la Unidad de proceso.

INTRODUCCIÓN

Los equipos involucrados en plantas de procesos industriales normalmente están sometidos a daños progresivos de las condiciones físicas por razones de uso o efectos ambientales. Bajo condiciones normales este deterioro es usual, pero no siempre gradual y en la mayoría de los casos generalmente ocurre como pérdida de metal y fisuras originadas por diversos mecanismos de degradación según el contexto operacional. Estos daños afectan la integridad estructural de los equipos provocando su falla o lo que es lo mismo, la pérdida de la función contenedora de éstos, dando lugar a la descarga de los fluidos que contienen o transportan al medio ambiente. Sin embargo, definir políticas de inspección para el seguimiento del avance del deterioro de los equipos, no resulta tarea fácil, es por esto, que se deben usar métodos que guíen hacia un proceso que permita definir tareas de inspección efectivas basadas en los síntomas, condición o forma en la cual un equipo se deteriora; características de vital importancia para poder predecir o estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas catastróficas.

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR), se presenta como una herramienta de análisis útil para el personal responsable de una instalación de procesos, que permite evaluar el nivel de riesgo asociado a la operación de equipos estáticos, identificando así, aquellos sobre los cuales se deben enfocar los esfuerzos y recursos de las actividades de inspección y mantenimiento, permitiendo al mismo tiempo reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados y controlar los riesgos de operación, al detectar y conocer el comportamiento de los mecanismos de daño que afectan a un equipo y que pueden conducir a una falla. Por otra parte esta metodología es un componente útil en el sistema de gerencia ya que permite

identificar oportunidades en la toma de decisiones gerenciales para la reducción del riesgo a través de la mitigación de las consecuencias de eventos no deseados.

El presente trabajo consta de cinco capítulos los cuales se describen a continuación, el **capítulo I** describe brevemente la empresa y la planta de en las cuales se llevó a cabo la investigación así como también se expone la problemática existente y los objetivos planteados para su solución; en el **capítulo II** se presentan algunos antecedentes relacionados con tema en estudio que sirvieron de apoyo en la elaboración de esta tesis, y contiene el basamento teórico necesario para la mejor comprensión del trabajo. El **capítulo III** expone la metodología a seguir para el cumplimiento del objetivo general propuesto, comprende desde la identificación del tipo de investigación asociada a este trabajo, técnicas utilizadas para la recolección, procesamiento y análisis de datos; hasta la descripción de cada una de las etapas llevadas a cabo para llegar a la solución de la problemática planteada. En el **capítulo IV** se presenta el desarrollo detallado de cada una de las etapas cumplidas para la obtención de los resultados. El **capítulo V** se emitió los resultados con sus respectivos análisis. Finalmente, se emitieron las conclusiones y recomendaciones más relevantes, en base a lo obtenido en éste trabajo

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	I
DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN	IV
INTRODUCCIÓN	V
CONTENIDO	VII
LISTADO DE TABLAS	XI
LISTADO DE FIGURAS	XIV
CAPITULO 1: EL PROBLEMA	16
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
1.2 OBJETIVOS	18
CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO	19
2.1 ANTECEDENTES	19
2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	20
2.2.1 Mantenimiento	20
2.2.1.1 Inspección de Mantenimiento	21
2.2.1.2 Planificación del Mantenimiento	22
2.2.1.3 Métodos de inspección.....	22
2.2.2 Riesgo.....	22
2.2.2.1 Probabilidad de falla	23
2.2.2.2 Consecuencia de falla.....	23

2.2.2.3	Estimación del riesgo	24
2.2.3	Inspección Basada en Riesgo (IBR).....	24
2.2.3.1	Estimación de Probabilidad de Falla.....	28
2.2.3.2	Estimación de las consecuencias de la fallas	30
2.2.3.3	Variables de entrada al proceso de Inspección Basada en Riesgo (IBR). 32	
2.2.4	Descripción del Proceso de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) 35	
2.2.4.1	Craqueo	35
2.2.4.2	Craqueo en la Planta de Fraccionamiento Catalítico	36
2.2.5	Equipos Estáticos que operan en el Sistema de Recuperación de Gases 43	
2.2.5.1	Intercambiador de Calor.....	43
2.2.5.2	Condensador.....	44
2.2.5.3	Rehervidores	44
2.2.5.4	Enfriadores	44
2.2.5.5	Tambor Separador.....	44
2.2.5.6	Tambor Separador Vertical.....	45
2.2.5.7	Tambor Separador Horizontal.....	45
2.2.5.8	Torre de Fraccionamiento	45
2.2.5.9	Absorbedor Primario E-3	45
2.2.5.10	Absorbedor Secundario E-4	46
2.2.6	Corrosión.....	46
2.2.6.1	Corrosión a bajas temperaturas.....	46
2.2.6.2	Corrosión a altas temperaturas	47
2.2.6.3	Mecanismos de degradación	47
CAPITULO 3: METODOLOGÍA.....		54
3.1	METODOLOGÍA IBR.....	54
3.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	55

3.2.1	Investigación Documental.....	55
3.2.2	Investigación de Campo.....	55
3.3	POBLACIÓN.....	55
3.4	MUESTRA.....	55
3.5	TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	56
3.5.1	Entrevistas no estructuradas.....	56
3.5.2	Observación directa:.....	56
3.5.3	Observación Indirecta.....	56
3.6	ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN.....	57
3.6.1	Revisión Bibliográfica.....	57
3.6.2	Diagnostico del Estado Actual de los Equipos.....	57
3.6.3	Identificación de los Mecanismos de Degradación.....	57
3.6.4	Cuantificación del Impacto en la Producción y Seguridad.....	58
3.6.5	Estimación de Riesgo.....	58
3.6.6	Determinación del Nivel de Riesgo mediante la Matriz de la Norma API 581	58
3.6.7	Elaboración del Plan de Inspección según el Nivel de Riesgo estimado. 59	
CAPITULO 4: DESARROLLO DEL PROYECTO		60
4.1	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS EQUIPOS.....	60
4.1.1	Intercambiadores de Calor.....	61
4.1.2	Tambores de Separación.....	62
4.1.3	Torres (Absorbedoras, Debutanizadora y Despojadora).....	63
4.2	IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN.....	64
4.2.1	Módulo de Adelgazamiento.....	73
4.2.2	Módulo de Corrosión externa.....	78
4.2.3	Módulo de Agrietamiento por corrosión bajo tensión.....	81
4.2.4	Módulo de Ataque de hidrógeno a Alta Temperatura.....	83

4.2.5	Módulo para Hornos	85
4.2.6	Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil	85
4.2.7	Recubrimiento	87
4.2.8	Mecanismos de degradación que afectan a cada equipo	87
4.3	CUANTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS	90
4.3.1	Módulo para la estimación de las consecuencias	90
4.3.2	Módulo de Riesgo financiero	93
4.3.3	Módulo para el factor de modificación	96
4.4	RIESGO CUANTITATIVO, GENERACIÓN DE LA MATRIZ DE RIESGO Y PLANES DE INSPECCIÓN	99
4.5	MUESTRA DE CÁLCULOS	100
CAPITULO 5: RESULTADOS Y ANÁLISIS		123
5.1	CUANTIFICACIÓN DE IMPACTOS	123
5.1.1	Impacto en la seguridad	123
5.1.2	Impacto en la producción	124
5.2	PROBABILIDAD, CONSECUENCIA Y RIESGO CUANTITATIVO.....	125
5.3	MATRIZ DE RIESGO.....	128
5.4	PLANES DE INSPECCIÓN	130
CONCLUSIONES.....		134
RECOMENDACIONES.....		136
BIBLIOGRAFÍA.....		137

LISTADO DE TABLAS

Tabla 4.1. Jerarquización de la efectividad de la inspección	60
Tabla 4.2: Grupos de inventario	67
Tabla 4.3. Categoría de Inspección para el Módulo por Adelgazamiento de Pared ..	72
Tabla 4.4. Datos de los intercambiadores para el módulo de adelgazamiento.....	75
Tabla 4.5. Datos de los Tambores y Torres para el módulo de adelgazamiento.....	76
Tabla 4.6. Mecanismos seleccionados para el módulo de Adelgazamiento de Pared	76
Tabla 4.7. Criterios para la estimación de la tasa de corrosión externa	80
Tabla 4.8. Equipos seleccionados para el modulo de Corrosión Externa y su tasa de corrosión estimada	80
Tabla 4.9. Mecanismos ingresados en el módulo de agrietamiento por Corrosión bajo Tensión	82
Tabla 4.10. Equipos seleccionados para el Módulo de Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura	85
Tabla 4.11. Equipos para el Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil	86
Fuente: Propia. 2009.	86
Tabla 4.12. Equipos seleccionados para el Módulo de Recubrimiento	87
Tabla 4.13. Equipos y los Mecanismos de Degradación que los afectan.....	88
Tabla 4.14. Guía de categorías de sistemas de detección y aislamiento	92
Tabla 4.15. Datos introducidos al software para consecuencias	92
Tabla 4.16. Porcentaje de pérdida a la producción por equipo	95
Tabla 4.17. Criterio para la estimación del riesgo financiero	96
Tabla 4.18. Datos introducidos al software para el Factor de Modificación	97
Tabla 4.19. Materiales aplicables a fluidos representativos.....	100
Tabla 4.20. Propiedades del fluido representativo (C6-C8).....	101
Tabla 4.21. Suposiciones para el cálculo de inventario de fluido	102

Tabla 4.22. Tamaños de agujeros usados en el análisis cuantitativo de IBR.....	102
Tabla 4.23. Tasas de liberación del equipo C-17 C para cada tamaño de agujero...	104
Tabla 4.24. Duraciones de descarga en minutos del equipo C-17 C para cada tamaño de agujeros y tipo de liberación	105
Tabla 4.25. Masa liberada del equipo C-17 C para cada tamaño de agujero y tipo de liberación.....	105
Tabla 4.26. Estado final y tipo de liberación.....	106
Tabla 4.27. Duraciones de fuga basadas en los sistemas de detección y aislamiento	106
Tabla 4.28. Duración final de la liberación.....	107
Tabla 4.29. Ajuste de consecuencias inflamables para sistemas de mitigación.....	108
Tabla 4.30. Área de daño de equipos y fatalidad del C-17 C.....	109
Tabla 4.31. Probabilidades de fallas genéricas para cada tamaño de agujero.....	109
Tabla 4.32. Subfactor de adelgazamiento interno	112
Tabla 4.33. Subfactor por agrietamiento	112
Tabla 4.34. Categoría de probabilidad de acuerdo al subfactor	113
Tabla 4.35. Valor numérico para las condiciones de la planta.....	114
Tabla 4.36. Valor numérico por clima frío.....	114
Tabla 4.37. Valor numérico por actividad sísmica.....	115
Tabla 4.38. Valor numérico por complejidad del equipo.....	115
Tabla 4.39. Valor numérico por código de fabricación del equipo.....	116
Tabla 4.40. Valor numérico por ciclo de vida.....	116
Tabla 4.41. Valor numérico por temperatura de operación.....	117
Tabla 4.42. Valor numérico por presión relativa	117
Tabla 4.43. Valor numérico por Paradas Planeadas.....	118
Tabla 4.44. Valor numérico por Paradas no planeadas	118
Tabla 4.45. Valor numérico por estabilidad del proceso.....	119
Tabla 4.46. Valor numérico por mantenimiento de válvulas de alivio	119
Tabla 4.47. Valor numérico por tendencia a la falla de la válvula de alivio.....	119

Tabla 4.48. Valor numérico por servicio corrosivo o sucio	120
Tabla 5.1. Área máxima e impacto a la seguridad	123
Tabla 5.2. Riesgo Financiero	125
Tabla 5.3. Probabilidad, consecuencia y riesgo cuantitativo de los equipos	126
Tabla 5.4. Criterios para determinar el nivel de Riesgo en la Matriz	129
Tabla 5.5. Inspecciones/Efectividad recomendada por IBR	130
Tabla 5.6. Categoría de Inspección establecidas por la metodología IBR-API para el caso del Módulo por Adelgazamiento de Pared.....	131

LISTADO DE FIGURAS

Figura 2.1. Matriz de Riesgo IBR.....	25
Figura 2.2. Curva de reducción de Riesgo.....	26
Figura 2.3: Procedimiento para la aplicación de la metodología IBR de API.....	27
Figura 2.4. Diagrama de flujo simplificado para la estimación de las consecuencias31	
Figura 2.5. Etapas de la planta de craqueo catalítico.....	37
Figura 2.6. Sistema de Recuperación de Gases.....	43
Figura 4.1. Intercambiadores C-10A, C-10B y Tambor F-2.....	61
Figura 4.2. Intercambiadores C-19, C-7 y C-5.....	62
Figura 4.3. Tambor de Separación Horizontal F-4.....	63
Figura 4.4. Torre E-3 (Absorbedor Primario).....	64
Figura 4.5. Información de la unidad de proceso.....	66
Figura 4.6. Datos del equipo.....	69
Figura 4.7. Pestaña para la estimación de la probabilidad de falla.....	70
Figura 4.8. Estructura de los Módulos Técnicos.....	71
Figura 4.9. Pantalla del historial de inspección por adelgazamiento de pared.....	73
Figura 4.10. Pantalla del módulo de Adelgazamiento.....	74
Figura 4.11. Suplementos para calcular la tasa de corrosión.....	78
Figura 4.12. Módulo para la corrosión externa.....	79
Figura 4.13. Módulo para la corrosión por agrietamiento por Corrosión bajo Tensión.....	82
Figura 4.14. Módulo de Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura.....	84
Figura 4.15. Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil.....	86
Figura 4.16. Módulo de Recubrimiento.....	87
Figura 4.17. Pestaña para los datos de consecuencia.....	91

Figura 4.18. Pestaña para los datos del Riesgo Financiero.....	94
Figura 4.20. Ventana Generadora de Reportes	99
Figura 4.21. Criterio para la estimación de la tasa de liberación.....	104
Figura 4.22. Resultados del área de consecuencias del programa	110
Figura 4.23. Gráfico para determinar F_M	121
Figura 4.24. Resultados del Programa	122
Figura 5.1. Matriz de Riesgo actual de los equipos del sistema	128
Figura 5.2. Porcentajes de los niveles de riesgo de los equipos.....	129
Figura 5.3. Comparación de riesgo, con inspección y sin inspección	133

CAPITULO 1: EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

La Refinería de Puerto la Cruz cuenta con tres Unidades de Destilación Atmosférica, conocidas como: DA-1, DA-2, DA-3, una Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), una Unidad de Alquilación, una Unidad de Tratamiento de Gases, una Unidad de Hidrotratamiento de Nafta (NHT), una Unidad de Hidrotratadora de Diesel (HDT), una Unidad de Conversión Catalítica (CCR), dos Unidades de Fraccionamiento de Nafta. La Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) fue rediseñada en el año 1988 para procesar 14.500 barriles por día de gasóleo provenientes de las Unidades de Destilación Atmosférica DA-1 y DA-3. Por acción de la temperatura y con un catalizador, se somete el gasóleo pesado a Craqueo, que no es más que la ruptura o descomposición de hidrocarburos de elevado peso molecular en compuestos de menor peso molecular obteniéndose productos como: el gas seco, olefinas, gasolina, aceite catalítico liviano, aceite catalítico pesado y aceite decantado. La unidad FCC está constituido por siete (7) sistemas: Pre calentamiento, Convertidor, Fraccionamiento, Recuperación de Gases, Aguas Agrias, Catalizador y Servicios Generales.

La Recuperación de Gases de la Unidad FCC, consiste en un sistema de compresión, absorción, despojamiento y fraccionamiento cuyo objetivo principal es retener las fracciones de gas más pesados que el etano. Este sistema representa más del 30% de los equipos estáticos de la planta siendo en su mayoría intercambiadores de calor. Las sustancias manejadas en este sistema originan una considerable degradación en los equipos estáticos tales como; Intercambiadores de Calor, Torres (Absorbedoras, Debutanizadora y Despojadora), Tambores de Separación y Tuberías. Estos

mecanismos de degradación tienen como consecuencia la pérdida de espesor de dichos equipos disminuyendo su capacidad de retención de fluidos, aumentando así la probabilidad de ocurrencia de fallas por fugas de producto debido a rupturas con impactos en la producción, seguridad y ambiente.

Bajo esta premisa, se propone elaborar planes de inspección en el Sistema de Recuperación de Gases de la Unidad FCC, que estén ajustados a las condiciones encontradas en los equipos estáticos del sistema, aplicando la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR), a fin de disminuir o mantener el riesgo mediante el conocimiento y seguimiento efectivo de los mecanismos de daños que amenazan la integridad física de los equipos, los cuales serán identificados con ayuda de los historiales de inspección, estudios de lazos de corrosión y normas internacionales. El IBR se implementará a través de un *software* llamado API-RBI versión 3.3.3. el cual está apoyado en las normas API 580 y 581, en dicho software se ingresarán los datos necesarios para obtener las consecuencias y probabilidades de falla. A partir de estos resultados se procederá a la elaboración de los planes de inspección.

1.2 Objetivos

Objetivo General:

Elaborar planes de inspección basado en el nivel de riesgo actual de los equipos del sistema de Recuperación de Gases de la unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) de la Refinería de Puerto La Cruz.

Objetivos Específicos:

1. Diagnosticar el estado actual de los equipos estáticos del sistema de Recuperación de gases.
2. Identificar los mecanismos de degradación presentes en el sistema en función del historial de inspección tomando en consideración la norma API 571.
3. Cuantificar el impacto en la producción y seguridad de los equipos pertenecientes al sistema.
4. Estimar el riesgo cuantitativo de los equipos estáticos.
5. Determinar el nivel de riesgo de los equipos mediante la matriz de la norma API 581.
6. Elaborar los planes de inspección de los equipos del sistema mediante la frecuencia y efectividad sugerida por el software API-RBI versión 3.3.3.

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

- Báiz, M., 2008. Propuso un plan de mantenimiento basado en el nivel de riesgo de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas que resulten críticos de la planta de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC) ubicada en la refinería de Puerto La Cruz, aplicando la metodología de inspección basado en riesgo a través de un software que permitió facilitar las estimaciones necesarias para la elaboración de dichos planes ajustado al nivel de riesgo de cada equipo de los sistemas críticos de la planta [1].
- Balda, A., 2006. Esta investigación consistió en la estimación de riesgo de los equipos estáticos de una planta de procesamiento de hidrocarburos, aplicando la metodología de inspección basado en riesgo apoyada en la norma API 581, trabajo que permitió la elaboración de los planes de inspección de dichos equipos para lograr así un incremento en la Confiabilidad y Disponibilidad de estos partiendo de las condiciones de operación en que se encontraban estos equipos [2].
- Arráez, J., 2006. Trabajo que se basó en la Aplicación de la Metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) en la Planta Destiladora 1 de la Refinería de Amuay, con el objeto de mejorar los planes de inspección que se encontraban para dicha unidad, diagnosticando las condiciones de los equipos de la planta para elaborar los planes de inspección adaptados a las verdaderas variables y mecanismos de degradación y su incidencia en los equipos estáticos de la planta [3].

2.2 Fundamentos teóricos

2.2.1 Mantenimiento

Conjunto de actividades que permiten mantener un equipo o sistema en condición operativa, de tal forma que cumplan las funciones para las cuales fueron diseñadas y designadas o restablecer dicha condición cuando esta se pierde.

- **Mantenimiento Correctivo**

Es una actividad que se realiza después de la ocurrencia de una falla. El objetivo de este tipo de mantenimiento consiste en llevar los equipos de una falla a sus condiciones originales, por medio de la restauración o reemplazo de componentes o partes de equipos, debido a desgaste, daños o roturas, este tipo de mantenimiento se puede planificar, pero no programar debido a que ocurre de una forma imprevista.

- **Mantenimiento Preventivo**

Es una actividad planificada en cuanto a inspección, detección y prevención de fallas, cuyo objetivo es mantener los equipos bajo condiciones específicas de operación. Se ejecuta a frecuencias dinámicas, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, las condiciones operacionales y la historia de falla de los equipos, es importante destacar que no es recomendable aplicar mantenimiento preventivo al 100% de los equipos, ya que de esta forma se tiende a incrementar los costos, por lo tanto se sugiere realizar un análisis de criticidad, para seleccionar los equipos, que se le aplicaran este tipo de mantenimiento. [4]

Existen diferentes tipos de mantenimiento preventivo como son:

- **Mantenimiento Sistemático:** Son actividades establecidas en función de uso del equipo (horas, kilómetros, entre otros), se utiliza cuando la frecuencia de inspección y ejecución de las actividades de mantenimiento son conocidas.
- **Mantenimiento Condicional:** Actividades basadas en seguimiento del equipo, mediante el diagnóstico de sus condiciones, se recomienda utilizarla cuando la frecuencia de inspección y ejecución de las actividades de mantenimiento no están determinadas, es decir son desconocidas.
- **Mantenimiento de Ronda:** Consiste en una vigilancia regular a frecuencias cortas, se diferencia de las anteriores, por ser actividades de mantenimiento eventuales, es decir no están contempladas en un programa de mantenimiento, por esta razón también se conoce como mantenimiento circunstancial.
- **Mantenimiento Predictivo:** Monitoreo de condiciones y análisis del comportamiento de los equipos para predecir intervención, de acuerdo a los niveles de admisibilidad, requiere personal especializado, los más utilizados son el de vibraciones y análisis de aceite. [4]

2.2.1.1 Inspección de Mantenimiento

Consiste en revisar un equipo o parte de él con el fin de determinar el estado en que se encuentra. Esta no modifica o altera la situación en que se encuentra el equipo, sino que solamente la detecta y la define.

El objetivo de estas es detectar anomalías incipientes para ordenar su reparación antes de que causen daños mayores que paralicen el equipo, así como conocer el avance del deterioro de los componentes de un equipo para definir el momento oportuno de su reemplazo, tratando de aprovechar al máximo la vida útil. [4]

2.2.1.2 Planificación del Mantenimiento

Es el diseño de programas de actividades de mantenimiento, distribuidas en el tiempo, con una frecuencia específica y dinámica que permite mantener los equipos en operación para cumplir con las metas de producción preestablecidas por la organización, incluye la disponibilidad y distribución de recursos. [4]

2.2.1.3 Métodos de inspección

Consiste en definir la forma en que debe inspeccionarse un componente mecánico o eléctrico. Estos pueden ser:

- Visual: Para detectar fugas, niveles de aceite, suciedad, etc.
- Tacto: Para detectar vibraciones, nivel de temperatura, superficies rayadas, entre otros.
- Auditivo: Para oír ruidos, golpes, etc.
- Ensayos no destructivos. [4]

2.2.2 Riesgo

El riesgo es un término de naturaleza probabilística, representa la posibilidad de que el peligro se convierta en daño. En la metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR), el riesgo describe una combinación de la consecuencia y la frecuencia de una pérdida. Los eventos de bajo riesgo son aquellos con una probabilidad de ocurrencia muy baja y sin pérdidas significativas. El comprender el aspecto bidimensional del riesgo permite una nueva percepción del uso del riesgo como una herramienta para la jerarquización de las actividades de inspección. Por lo tanto para la metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) el riesgo será:

$$R = F * C \quad (2.1)$$

Donde:

R = Riesgo (Consecuencias / Año).

F = Frecuencia de Ocurrencia de un Evento (Evento / Año).

C = Consecuencia del Evento (Consecuencias / Eventos).

El análisis de esta ecuación permite entender el poder de esta figura de mérito ó indicador para el diagnóstico de situaciones y la toma de decisiones. A través de este indicador, pueden compararse situaciones y escenarios que bajo una perspectiva cotidiana resultaran disímiles, pero bajo ciertas circunstancias deben evaluarse y considerarse en un proceso de toma de decisiones. [5]

2.2.2.1 Probabilidad de falla

Es la susceptibilidad de que un evento o falla llegue a ocurrir en un equipo o componente en un determinado periodo de tiempo, basando su determinación en las condiciones de operación, condiciones de diseño, historial de falla, mecanismos de degradación. [5]

2.2.2.2 Consecuencia de falla

Es debido al impacto que tiene un evento o falla para la empresa, desde el punto de vista operacional, económico, seguridad y ambiente. [5]

2.2.2.3 Estimación del riesgo

Proceso usado para asignar valores a la susceptibilidad y la consecuencia de un riesgo. Esta puede considerar costos, beneficios, aspectos de seguridad, higiene y ambiente. [5]

La estimación del riesgo permite tomar decisiones más certeras relacionadas con:

- Planes de Inspección
- Alcances de Paradas de Plantas
- Rediseños
- Renovación de Equipos

2.2.3 Inspección Basada en Riesgo (IBR)

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR), es un proceso de evaluación y gerencia del riesgo Apoyado totalmente en las Normas API 580 y 581, que permite determinar la probabilidad de falla en equipos que transportan y/o almacenan fluidos y las consecuencias que estas pudieran generar en caso de una fuga al ambiente. Además proporciona la base para manejar el riesgo tomando una decisión en el mantenimiento e inspección, el nivel del detalle, y lo tipos de ensayos no destructivos a aplicar.

En la mayoría de las plantas, un alto porcentaje de riesgo es asociado a pequeños porcentajes de equipos. El IBR permite turnar las inspecciones y mantener los recursos para proveer un alto nivel de mantenimiento e inspección en los equipos de alto riesgo y una inspección apropiada en los equipos de bajo riesgo. [5]

Los propósitos de la metodología IBR son los siguientes:

- ✓ Proporcionar la capacidad de definir y medir el riesgo, creando una herramienta de gran alcance para manejar muchos de los elementos importantes de un plan de proceso.
- ✓ Permitir que la gerencia revise los riesgos de seguridad, ambientales y de interrupción del negocio de una manera integrada y rentable.
- ✓ Reducir sistemáticamente la probabilidad de falla a través de un mejor uso de los recursos de mantenimiento e inspección.
- ✓ Identificar las áreas de alta consecuencia que se pueden utilizar para las modificaciones de la planta o instalación de sistemas de seguridad que permitan reducir el riesgo (mitigación del riesgo). [5]

Los riesgos son presentados en una matriz de 5 x 5, donde el eje vertical representa la frecuencia de falla y el eje horizontal la consecuencia de falla. Dentro de la Matriz se encuentra cuatro zonas de riesgo: bajo, medio, medio alto y alto. (Ver figura # 2.1).

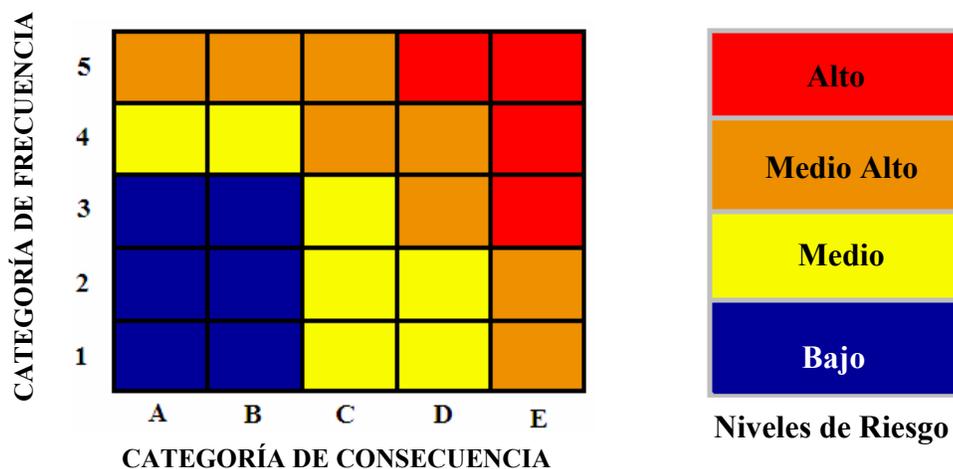


Figura 2.1. Matriz de Riesgo IBR

Fuente: Balda, A., Seijas, A. (2002). *Inspección Basada en Riesgo – Guía de Aplicación*. Los Teques. PDVSA INTEVEP

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) representa la siguiente generación de enfoque de la inspección y sus intervalos, reconociendo que el objetivo final de la inspección la seguridad y confiabilidad de los equipos. Inspección Basada en Riesgo (IBR), como todo enfoque basado en riesgo, enfoca la atención en aquellos equipos y sus mecanismos de deterioro que representan el mayor riesgo para la instalación donde operan. Al enfocarse en riesgos y su mitigación, la metodología provee de una conexión entre los mecanismos que conducen al equipo a una falla y las técnicas de inspección que efectivamente reducirán el riesgo. En la metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR), una falla se define como la pérdida de la función contenedora de un equipo. [5]

La Figura 2.2 presenta una curva estilizada mostrando la reducción del riesgo que puede obtenerse cuando se incrementa el grado y la frecuencia de inspección. La curva superior de esta figura representa un programa de inspección tradicional. Donde no se aplica inspección alguna existirá un elevado nivel de riesgo.

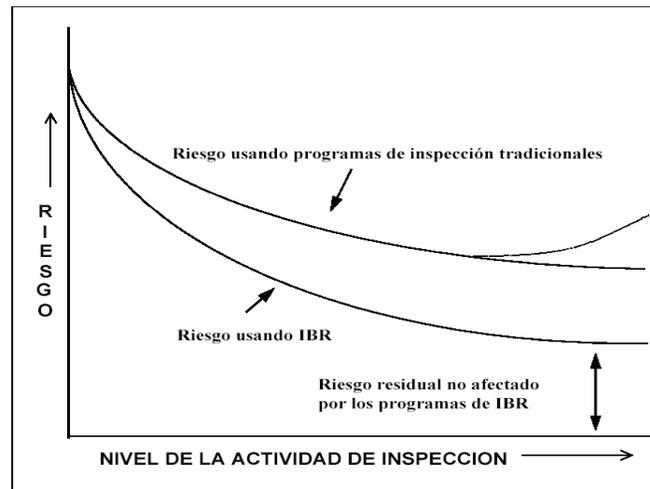


Figura 2.2. Curva de reducción de Riesgo

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Como se observa en la curva inferior de la figura 2.2, el riesgo no se puede mitigar o reducir solo con esfuerzos en inspección. Los factores que introducen riesgo residual de una pérdida de la función contenedora son:

- Errores Humanos.
- Desastres naturales.
- Eventos externos (por ejemplo colisiones o impactos de objetos).
- Efectos secundarios de instalaciones cercanas.
- Efectos por consecuencias de equipos asociados en la misma unidad o planta.
- Actos deliberados (por ejemplo sabotaje).
- Limitaciones fundamentales de los métodos de inspección.
- Errores de diseño.
- Mecanismos de deterioro desconocidos. [5]

La figura 2.3 muestra el procedimiento para la aplicación de la metodología IBR de API.

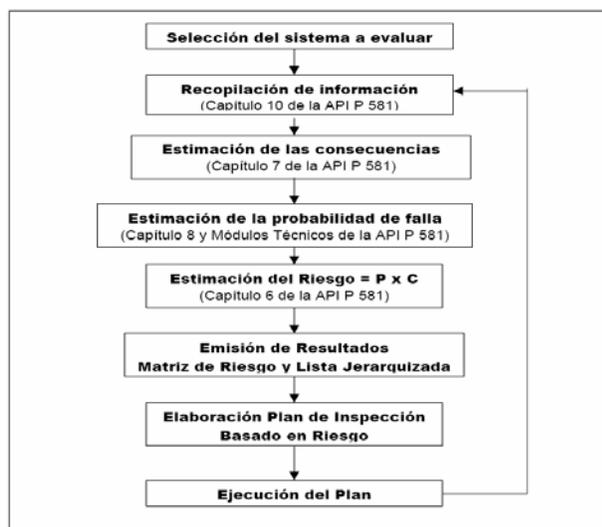


Figura 2.3: Procedimiento para la aplicación de la metodología IBR de API

Fuente: Balda, A., Seijas, A. (2002). Inspección Basada en Riesgo – Guía de Aplicación. Los Teques. PDVSA INTEVEP

2.2.3.1 Estimación de Probabilidad de Falla

La probabilidad de falla se estima para cada tipo de equipo que compone la unidad de proceso. El análisis para la estimación de probabilidad de falla se fundamenta en una base de datos genérica de frecuencias de falla para cada tipo de equipo, y se calcula una frecuencia de falla ajustada (FFA), por medio de la modificación de la frecuencia genérica de falla (FGF), para obtener una frecuencia de falla diferenciada y que es específica para cada equipo dentro de la instalación. La frecuencia genérica de falla es modificada por un factor (el factor de equipo F_E) que es específico a la integridad mecánica del equipo contenedor de presión en evaluación, y también por un factor (el factor de gerencia F_M) que es relativo a la calidad de la gerencia de los sistemas de la instalación que afectan a la integridad mecánica. De allí que la frecuencia de falla ajustada puede ser expresada:

$$FFA = FGF * F_E * F_M \quad (2.2)$$

Algunos de los aspectos que son evaluados cuantitativamente para calcular el factor de modificación de equipo F_E incluyen entre otros a:

- Tipo y tasa de daño esperado (Por ejemplo, adelgazamiento de pared, agrietamiento, entre otros).
- Alcance y calidad del programa de inspección (por ejemplo, frecuencia, métodos, entre otros).
- Historial de equipos y procesos.

El factor de gerencia F_G evalúa el impacto potencial en la integridad mecánica de sistemas de gerencia tales como:

- Procedimientos de mantenimiento y entrenamiento.
- Información de seguridad de procesos.
- Prácticas y procedimientos del manejo del cambio.
- Procedimientos operacionales.
- Análisis de peligros de procesos. [5]

Evaluación del deterioro del equipo

El núcleo del factor de equipo F_E es la evaluación de los mecanismos de degradación activos y potenciales (por ejemplo, corrosión localizada ó agrietamiento ocasionado por H_2S húmedo) y las tasas de daño (tasa de corrosión o tasa de agrietamiento). Esta evaluación está incluida en los módulos técnicos desarrollados para cada tipo de mecanismo de degradación (incorporados en la publicación API P 581) los cuales se utilizan en el cálculo del factor de modificación de equipo. [5]

Otro aspecto principal evaluado por los módulos técnicos es la efectividad del programa de inspección aplicado actualmente en detectar y hacer seguimiento (monitorear) a los mecanismos de degradación identificados como activos.

Se han desarrollado módulos técnicos específicos para cada uno de los diferentes tipos de mecanismos de daños identificados como activos en la industria de procesamiento de hidrocarburos y petroquímica, como por ejemplo:

- Mecanismos de corrosión general y localizada.
- Mecanismos de agrietamientos ocasionados por corrosión bajo tensión (Stress Corrosion Cracking – SCC).
- Agrietamiento ocasionado por Ataque por Hidrogeno.
- Daños ocasionados por Ataque por Hidrogeno a alta temperatura.

- Fractura Frágil y otros efectos Térmicos/Mecánicos.

Estos módulos técnicos cumplen cuatro funciones:

- Analizar las condiciones de operación para identificar los mecanismos de degradación activos.
- Establecer la tasa de daño.
- Cuantificar la efectividad del programa de inspección.
- Calcular el factor que modificara la frecuencia genérica de falla. [5]

2.2.3.2 Estimación de las consecuencias de la fallas

Para la metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR), las consecuencias están referidas a los efectos adversos en seres humanos, equipos y medio ambiente como resultado de un evento de fuga de un material peligroso. En la figura 2.4 Se presenta un diagrama de flujo simplificado donde se indica como son evaluadas las consecuencias de las fallas y los capítulos de la publicación API P-581 donde se encuentra la información en detalle para la aplicación de cada uno de los pasos de la estimación de las consecuencias. El tamaño del equipo y los dispositivos de aislamiento instalados juegan un papel importante en la estimación del inventario de fluido disponible para fuga en eventos potenciales. [5]

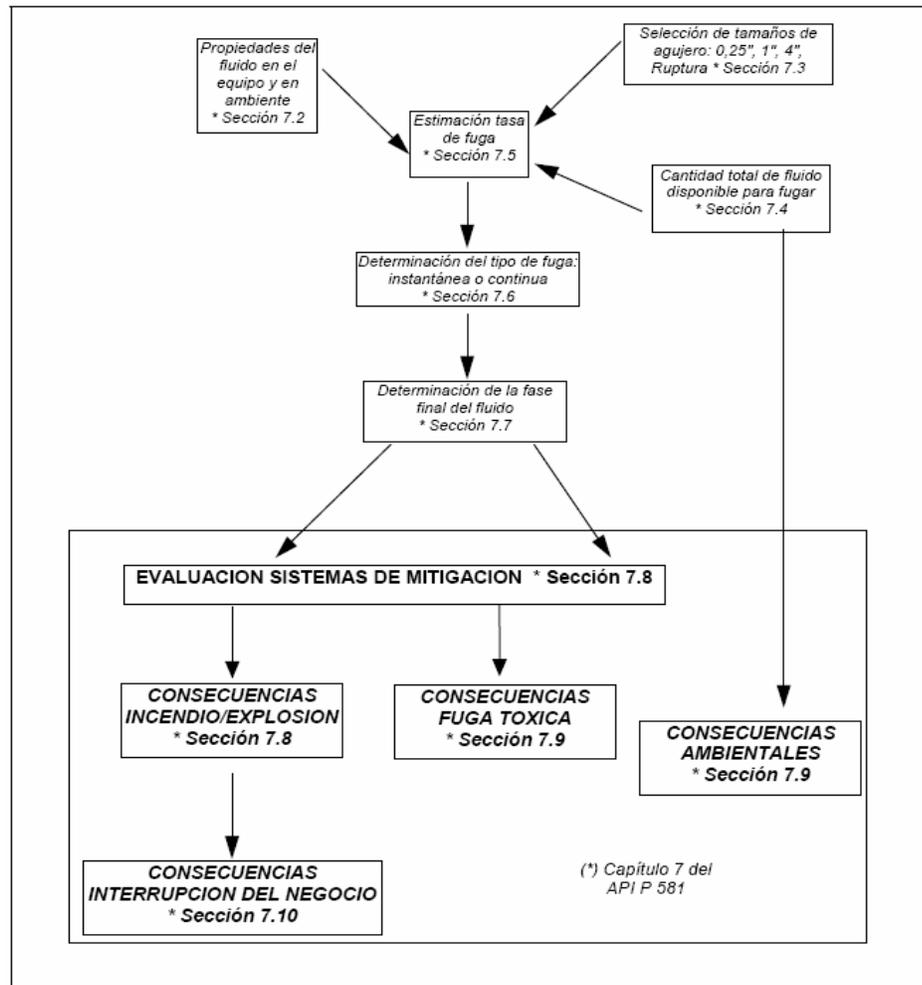


Figura 2.4. Diagrama de flujo simplificado para la estimación de las consecuencias

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Las estimaciones de consecuencia para cuatro tamaños de agujeros de fuga, desde 0,25 pulgadas hasta la ruptura total, son calculadas y sumadas. Para eventos con fluidos inflamables se efectúan cálculos para determinar de que el evento sea una explosión de una nube de vapor, un fuego tipo llamarada (flash), un fuego tipo antorcha (jet), un incendio tipo piscina (pool fire), o una dispersión segura (sin ignición). [5]

El efecto de la interrupción del negocio (pérdida de dinero) se incluye cuando una cantidad de activos de capital pueden perderse o estar fuera de servicio un periodo de tiempo después de un evento. El costo de efectos ambientales catastróficos puede ser incluido, especialmente en el evento de una potencial fuga de líquido fuera de la instalación, por ejemplo una fuga que contamine una fuente de agua. También se evalúan potenciales eventos tóxicos a los seres humanos, en el caso de que un fluido pudiera ser liberado.

2.2.3.3 Variables de entrada al proceso de Inspección Basada en Riesgo (IBR).

✓ Aislamiento

El aislamiento se refiere al recubrimiento aislador que permite mantener a los equipos y tuberías en servicio caliente, así mismo los equipos aislados pueden estar sujetos a corrosión externa debajo del aislamiento. [5]

✓ Especificación de los Materiales

Cada material provee propiedades de resistencia propias a sus elementos constituyentes, y cada material tendrá tendencia a mecanismos de daños específicos, por esto, para un completo análisis de inspección basada en riesgo el material debe ser registrado con su designación completa, así como los tratamientos térmicos que disminuyen su tendencia a la degradación. [5]

✓ Espesor

Se refiere al grosor original del material de construcción del equipo. En caso de columnas de destilación deben considerarse todos los espesores y dividir la columna en partes que permitan estudiar la degradación de cada espesor por separado. [5]

✓ **Espesor actual**

Este permite calcular el estado de desgaste presente en el equipo al compararlo con el espesor de diseño. Con este dato se calcula la tasa de corrosión del equipo. [5]

✓ **Grupo de Inventario**

Es un término usado para designar un grupo de equipos que pueden estar lejanamente aislados de otras secciones de la planta en una situación de emergencia. Este es usado para el cálculo de consecuencia, y asume que el inventario total de un equipo dentro de un grupo de inventario esta potencialmente disponible para fugar por cualquier equipo dentro del grupo de inventario. [5]

✓ **Historial de un equipo**

Son los archivos o documentos que contienen información que permite evaluar el comportamiento de un equipo a lo largo del tiempo, puesto que se registran todas las actividades y procesos ocurridos. Con este se puede identificar las fallas repetidas, evaluar el esfuerzo de mantenimiento preventivo, y facilitar la proposición de mejoras en el equipo. [5]

✓ **Presión de diseño**

La presión de diseño de un equipo no debe ser mayor que la presión en condiciones severas, es decir, esta presión representa el máximo valor de presión al que se puede operar el equipo sin presentar consecuencias negativas. [5]

✓ **Temperatura de diseño**

La temperatura de diseño de un equipo, es la temperatura a la cual trabaja bajo la presión de diseño y con el espesor original, para establecerla se debe considerar la temperatura del fluido, la temperatura ambiente, la radiación solar, enfriadores, calentadores, entre otros. [5]

✓ **Temperatura y Presión de Operación**

Se refieren a las condiciones actuales a las que se encuentra sometido el equipo en cuanto a temperatura y presión. [5]

✓ **Velocidad de Corrosión**

La disminución de espesor indica la degradación del equipo. La razón de la disminución de espesor entre el tiempo que transcurrió se conoce como Velocidad de corrosión. Esta es expresada en milésimas de pulgadas por año (MPY). La ecuación 2.3 muestra como determinar la velocidad:

$$V_C = \frac{E_N - E_M}{T} \quad (2.3)$$

Donde;

V_C = Velocidad de Corrosión (MPY)

E_N = Espesor nominal (mplg)

E_M = Espesor mínimo (mplg)

T = Tiempo transcurrido (Años)

✓ **Vida útil**

Se refiere a la duración estimada en el que un equipo puede tener cumplimiento correcto de la función para el cual fue diseñado. Es necesario tener en cuenta esta información de los equipos puesto están expuestos a mecanismos de daño progresivos, y son diseñados para una vida finita. Aquellos equipos que no poseen esta información deben ser considerados para una vida finita de 40 años. [5]

2.2.4 Descripción del Proceso de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC)

2.2.4.1 Craqueo

El craqueo o cracking es un proceso químico por el cual un compuesto orgánico se descompone o fracciona en compuestos más simples. Este efecto puede ser logrado por la aplicación de calor y alta presión, lo cual es conocido como el craqueo térmico. Existe otro procedimiento que combina calor y una aceleración de las reacciones químicas producidas por sustancias conocidas como catalizadores, de allí precisamente deriva el nombre del segundo proceso: el craqueo catalítico. Las reacciones implicadas en el craqueo, específicamente en el craqueo catalítico, son muy complejas; grandes moléculas se descomponen en fragmentos, que pueden sufrir cambios posteriores de forma espontánea o combinarse con otros fragmentos. En condiciones normales, los productos principales obtenidos al fraccionar aceites de hidrocarburos son otros hidrocarburos de menor masa molecular, en su mayoría insaturados. En el proceso siempre se forma hidrógeno y carbono. Normalmente, los hidrocarburos son gaseosos a la temperatura de craqueo, pero si se calientan hidrocarburos más pesados a alta presión, el craqueo tiene lugar en fase líquida o condensada. [6]

En el procedimiento de craqueo catalítico fluidizado, el catalizador en partículas circula entre un reactor de craqueo y un regenerador de catalizador. La corriente de alimentación entra al reactor en donde es puesta en contacto con una fuente de calor donde se vaporizan y craquean los hidrocarburos. Esa reacción deposita coque en el catalizador por lo que éste es desactivado. El catalizador se puede regenerar poniéndolo en contacto con aire caliente que contiene oxígeno para eliminar el coque que se ha depositado sobre el catalizador. El catalizador regenerado puede entonces emplearse de nuevo en el proceso de craqueo. [6]

2.2.4.2 Craqueo en la Planta de Fraccionamiento Catalítico

La planta de FCC de la Refinería Puerto La Cruz fue modificada para procesar 14500 barriles por día de gasóleo; procesa actualmente 15200 barriles por día de carga, la cual está compuesta de gasóleo de DA-1 y residual de DA-3.

La unidad DA-1 procesa 77000 barriles de crudo Mesa y la unidad DA-3 procesa 38000 barriles de crudo Anaco Wax o Santa Bárbara; dependiendo del crudo procesado por DA-3, el carbón Conradson (CCR) de la carga de FCC varía entre 0.38 y 1.23. Para mantener un valor de CCR de 0.7 se mezclan entre 11000 y 14000 barriles por día de gasóleo enviado directamente desde DA-1, con entre 0 y 6000 barriles por día de residual de DA-3 (RECH) desde el tanque 106. Esta mezcla conforma la carga a FCC. [6]

En la figura 2.5 se muestra las etapas en la planta de Craqueo Catalítico de la Refinería de Puerto La Cruz.

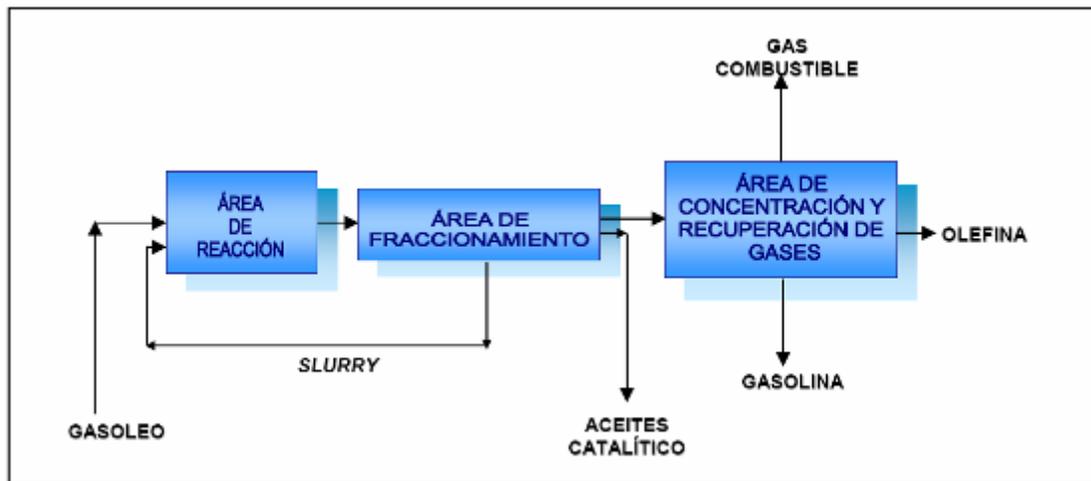


Figura 2.5. Etapas de la planta de craqueo catalítico

Fuente: Información de la seguridad de los procesos; unidad de craqueo catalítico fluidizado (2002).

➤ Tren de Pre calentamiento

La Carga es succionada por la bomba J-50/A a 215 °F aproximadamente, la cual la descarga hasta el tren de pre calentamiento, compuesto por intercambiadores de tubo y carcasa, en donde se le aumentará la temperatura con corrientes provenientes de la fraccionadora principal E-1 ubicada en la misma planta. Primero en el C-57 A/B se calienta hasta 240 °F con aceite catalítico liviano despojado, seguidamente se lleva hasta 265 °F en el C-99 con aceite catalítico liviano no despojado, luego alcanza 355°F en dos intercambiadores, el C-56 y el C-55 que manejan aceite catalítico pesado despojado y aceite decantado respectivamente y por último alcanza 420°F en el C-9 con “slurry”. A esa temperatura se estabiliza en el tambor F-60 (tambor de compensación) y mediante la bomba J-60 A/B se lleva al horno B-51. Este horno posee 4 quemadores que trabajan con gas combustible enviado directamente desde el tambor F-51, y antes de entrar a él la carga se divide en dos pasos. En el horno se lleva la carga a una temperatura entre 540 y 550°F con la cual llega hasta el convertidor lista para reacción. [6]

➤ **Zona de Reacción**

El convertidor FCC es un modelo Orthoflow B modificado con Riser Externo diseñado por M.W. Kellogg que consta de cuatro partes importantes en las cuales el proceso se lleva a cabo como sigue a continuación:

1.- Riser: La carga se atomiza con vapor de dispersión (190 libras) en seis boquillas ATOMAX II igualmente espaciadas 60° alrededor de la circunferencia del riser; un poco más arriba se encuentra una boquilla ranurada (slotted nozzle) que introduce el reciclo de “slurry”, el cual retorna los finos recuperados en el fondo de la fraccionadora. Las boquillas están diseñadas para tratar un flujo de 15000 barriles por día con 3% de vapor de dispersión. La carga atomizada se pone en contacto con el catalizador regenerado para así efectuarse la reacción en sus sitios activos a 990°F ; la mezcla catalizador-hidrocarburo asciende a través del riser hasta llegar al desgasificador.

2.- Desgasificador: La salida del reactor fluye directamente hacia los ciclones de dos etapas acoplados como se muestra en la figura 6, donde se separan el catalizador y los vapores. El catalizador pasa a la parte baja de la sección para despojarse de los hidrocarburos atrapados con vapor de 190 libras para posteriormente ascender por el tubo elevador mediante aire portador hacia el regenerador. El flujo de catalizador es regulado por una válvula de tapón (PV-2). Los vapores de agua e hidrocarburos despojados salen de los ciclones y pasan directamente a la fraccionadora principal a través de la línea 010.

3.- Regenerador: Es la parte posterior del convertidor en donde el catalizador coquizado se expone a un flujo de aire (suministrado por el soplador principal J-1 quien también suministra el aire portador) el cual quemara el coque depositado en sus sitios activos, convirtiéndolo en dióxido de carbono en su mayor parte; el calor de la

reacción, por ser exotérmica, calienta el lecho del regenerador hasta unos 1315°F aproximadamente. El aire es introducido a través de un ducto dotado de una serie de ramificaciones que poseen boquillas de inyección con el fin de distribuirlo uniformemente en toda la superficie del catalizador para facilitar la quema de coque. Debido a la velocidad de inyección de aire el catalizador, por contener gran cantidad de finos, se esparce por todo el volumen del regenerador, sin embargo esta sección contiene 2 pares de ciclones abiertos de 2 etapas, dos primarios y dos secundarios. Los primarios recolectan el 99% del catalizador esparcido mientras que los secundarios recuperan el 1% restante retornándolo al lecho del regenerador para fluir nuevamente a reacción. La presión en el regenerador es regulada por una válvula deslizante de doble disco (SLV-1) que se encuentra ubicada en la parte superior, a través de ella fluyen a la chimenea los gases de combustión producidos en la quema del coque del catalizador. En la parte superior de la SLV-1 se encuentra la chimenea en la cual están ubicadas una serie de boquillas y tres bafles que se encargan de minimizar el ruido producido por el efluente de gases de combustión producidos en la quema del coque.

4.- Bajante: El regenerador se comunica con el reactor mediante una línea denominada bajante o stand pipe en donde el catalizador de la fase densa pasa a través de un “hopper”, el cual es una especie de embudo, y comienza a descender hasta llegar nuevamente al riser a 1230°F aproximadamente. En la parte baja se encuentra otra válvula deslizante de un solo disco conocida SLV-2 que regula la cantidad de catalizador con el fin de adecuar a temperatura de reacción en los valores típicos. Entre el hopper y la válvula SLV-2 se inyecta aire de servicio a través de 12 boquillas espaciadas a lo largo del bajante para mantener el catalizador fluidizado. [6]

➤ **Fraccionamiento**

Los hidrocarburos gaseosos despojados del desgasificador pasan directamente a la parte inferior de la fraccionadora principal E-1, la cual está compuesta por 15 platos de campana de burbujeo, un colector de aceite catalítico pesado y de aceite catalítico liviano (pan support) ubicado entre los platos 14 y 15, cinco placas deflectores (baffles) y un asentador de slurry. Los cortes que salen de la torre son: gases livianos que salen por el tope, aceite catalítico liviano que sale del plato 9 aproximadamente, aceite catalítico pesado que se extrae de un colector ubicado entre los platos 14 y 15 (bandeja rica) y del fondo de la torre el aceite decantado y el slurry. El aceite liviano se despoja con un vapor de 45 Libras en el tambor F-2, se envía a calentar la carga por la bomba J-7/A y luego se enfría en el intercambiador C-8 para su posterior almacenamiento. El aceite pesado es utilizado de manera similar con la bomba J-55 y el intercambiador C-54 e idénticamente para el aceite decantado con la bomba J-5/53 y el intercambiador C-53.

El efluente de vapores del desgasificador a medida que ascienden en la torre son enfriados por varios reflujos. El primero de ellos es el de “slurry”, que luego de ser enviado a precalentar la carga y a producir vapor de 190 libras en la caldera C-1 por la bomba J-3/A, retorna a la torre en la bandeja 15; con esto se logra la condensación de las fracciones pesadas y el arrastre del catalizador al fondo. Seguidamente el reflujo de aceite catalítico pesado el cual, enviado por la bomba J-6/A, se calienta primero en el fondo de la debutanizadora E-5 en el C-19 y luego entra una parte en el plato 13 y otra en el 15 para el control del nivel del fondo. Las bombas J-99/A y J-51 succionan el siguiente reflujo el aceite liviano no despojado, quien entra en el plato 7 y el último es la gasolina enviada desde el tambor F- por la J-8 A, que entra por el tope en el plato 1. La función de estos reflujos es mantener el perfil de temperatura en la torre E-1. Adicionalmente se inyecta vapor despojado (vapor araña) en la parte inferior para remover el aceite decantado y arrastrar los componentes livianos para

recuperarlos en las bandejas superiores. Por el fondo sale el “slurry” el cual lleva catalizador que es retornado al convertidor como reciclo de “slurry” mediante la bomba J-4. Con esto se logra la recuperación de finos que facilitan la circulación del catalizador dentro del convertidor con lo que se logra un craqueo más eficiente. [6]

➤ Sistema de Recuperación de Gases

Los gases de tope, con una temperatura de 275°F aproximadamente, pasan por los condensadores (C-10 A/B) y la mezcla bifásica a la salida de los mismos es recibida por un separador trifásico denominado F-2 que trabaja a baja presión (10.4 psig). Allí se separan el agua, la nafta y los gases livianos. Los gases son succionados por un compresor de tres etapas (J-12), que tiene como principal función mantener la presión en el sistema desgasificador- E-1- F-2 y comprimir los gases; estos, con la adición del agua del F-2 y la gasolina del fondo del absorbedor primario E-3, pasan a través de cuatro enfriadores (C-12 A/B/C/D) los cuales condensan los productos pesados de la corriente gaseosa. La mezcla pasa a otro tambor separador trifásico de alta presión (F-4) que, al igual que el F-2, separa al agua, la nafta y los gases que no condensaron. La nafta de este tambor, a 110°F aproximadamente, es enviada a la torre despojadora E-51 por medio de la bomba J-13/52B donde se le extraen fracciones livianas y un poco de H₂S. Esta torre posee 24 bandejas y dos rehervidores, C-51 y C-60; el primero calentado con gasolina de la debutanizadora E-5 y el otro con aceite catalítico liviano no despojado J-51 y su función es proporcionar el calor suficiente para volatilizar las fracciones más livianas que el propano que luego serán retornadas al tambor F-4 (antes de los C-12 A/BC/D) desde el tope de la torre. La gasolina del fondo pasa a la torre debutanizadora E-5, la cual consta de 30 platos y un rehervidor (C-19) que utiliza como medio de calentamiento aceite catalítico pesado no despojado de la bomba J-6 y su función es controlar el RVP (Presión de Vapor Reíd) de la nafta. Aquí se volatilizan las fracciones de C3 y C4 que representan las olefinas; salen por el tope, se condensan en el C-18 y pasan al tambor acumulador F-5 de cuyo fondo la

bomba J-16/16S succiona las olefinas que serán enviadas una parte como alimentación a la planta de Alquilación y la otra como reflujo a la torre para controlar el EP (Punto de Ebullición) de las olefinas. La gasolina del fondo ya estabilizada, es enfriada hasta aproximadamente 93°F en los intercambiadores C-16 A/B y es enviada una parte a la planta de Tratamiento MEROX en donde se le regula la acidez (eliminación de compuestos ácidos de azufre como mercaptanos y H₂S) con tratamiento con soda cáustica y la otra como reflujo a la torre E-3 a través de la bomba J-15/A (previo enfriamiento en los intercambiadores C-52 A/B) para mantener el perfil de temperatura de la torre.

Los gases del tambor F-4 pasan al absorbedor primario E-3 para que la nafta de F-2, que se introduce por el tope a través de la bomba J-8/16 A, recupere las fracciones de C3's y más pesadas. El absorbedor es una torre que posee tres secciones de empaques y donde existen dos "pumparounds" que tienen como función mejorar la absorción líquido-gas. El fondo de esta torre es rica en C3' y más pesados que la bomba J-52/A envía nuevamente al tambor F-4 (antes de los C-12). Los gases de tope, ricos en C1 y C-2's, pasan a otro absorbedor empacado (dos secciones de empaque) denominado E-4 en el cual se recuperan fracciones más pesadas con aceite catalítico liviano no despojado enviado por la bomba J-18, la cual succiona una parte desde el C-60. Luego de absorber, el aceite que sale por el fondo se une con el resto que viene de C-60 y devuelto a la torre E-1 junto con el aceite liviano de la J-99/A. Los gases de tope, compuestos casi en su totalidad por C1 y C2's y un poco de H₂S, son enviados al sistema de tratamiento de gases.

De los dos tambores separadores (F-2 y F-4), del absorbedor primario y de la torre despojadora se extrae el agua que entra al proceso la cual es recuperada por los tambores F-2 A, F-20, F-15 y F-17 respectivamente y enviada al tambor acumulador de aguas agrias F-27. Esta agua está catalogada como agria debido a que ella contiene

H₂S. Del tambor F-2 A la bomba J-25 A/B succionan agua y la envían como “agua de lavado” a los C-12. La figura 2.6, muestra el sistema de recuperación de gases. [6]

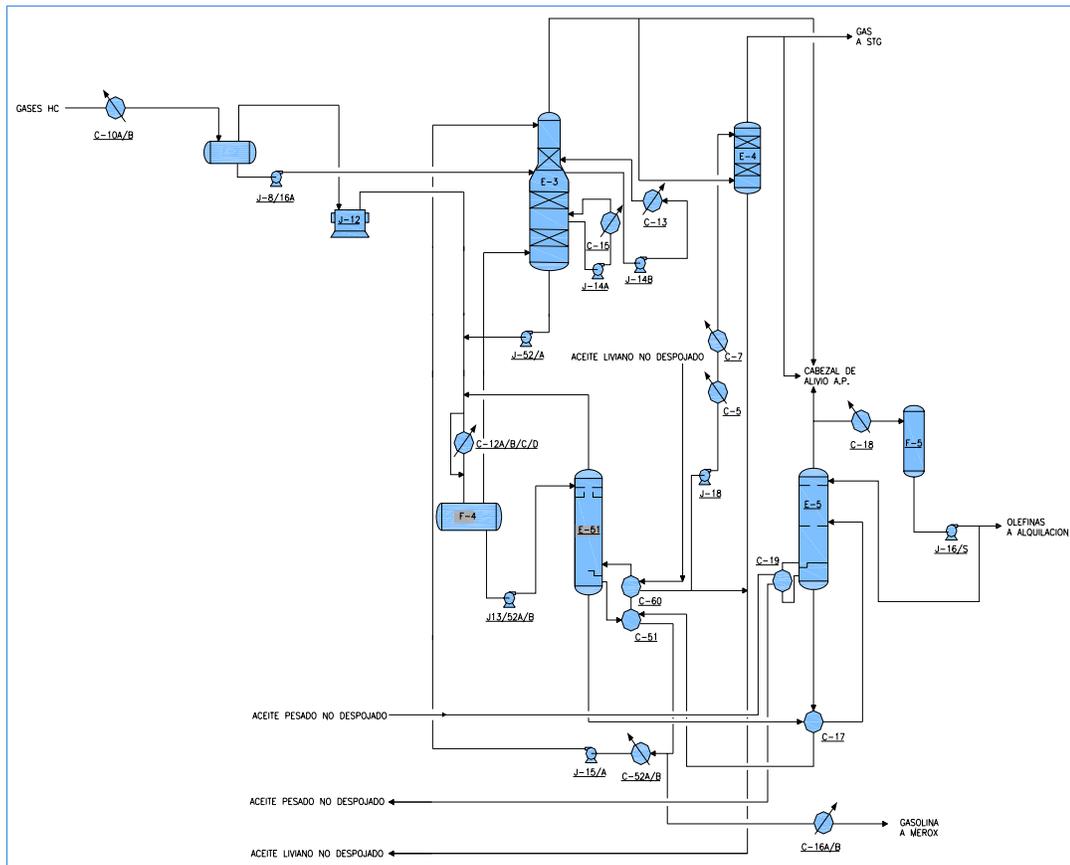


Figura 2.6. Sistema de Recuperación de Gases

Fuente: Información de la seguridad de los procesos; unidad de craqueo catalítico fluidizado (2002)

2.2.5 Equipos Estáticos que operan en el Sistema de Recuperación de Gases

2.2.5.1 Intercambiador de Calor

Cualquier dispositivo utilizado para transferir calor de un líquido procesado a otro. En un tipo de intercambiador, los hidrocarburos procesados circulan a través de tubos rodeados por aire o agua fría, de forma similar al radiador de un automóvil. [6]

2.2.5.2 Condensador

Es un intercambiador de calor entre fluidos, de modo que mientras uno de ellos se enfría, pasando de estado gaseoso a estado líquido, el otro se calienta. Se fabrican en tamaños y disposiciones diversas para ser empleados en numerosos procesos térmicos. [6]

2.2.5.3 Rehervidores

Son intercambiadores que son utilizados para calentar la corriente del fondo de una torre. [6]

2.2.5.4 Enfriadores

Son aquellos que se usan para enfriar líquidos calientes. Por lo general se usa agua como agente de enfriamiento. [6]

2.2.5.5 Tambor Separador

En el caso de mezclas vapor-líquido, la mezcla entra al tambor separador y, si existe, choca contra un aditamento interno ubicado en la entrada, lo cual hace que cambie el momentum de la mezcla, provocando así una separación gruesa de las fases. Seguidamente, en la sección de decantación (espacio libre) del separador, actúa la fuerza de gravedad sobre el fluido permitiendo que el líquido abandone la fase vapor y caiga hacia el fondo del separador (sección de acumulación de líquido). Esta sección provee el tiempo de retención suficiente para que los equipos aguas abajo puedan operar satisfactoriamente y, si se ha tomado la previsión correspondiente, liberar el líquido de las burbujas de gas atrapadas. [6]

2.2.5.6 Tambor Separador Vertical

En estos equipos, la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede levemente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalesca en una gota más grande. [6]

2.2.5.7 Tambor Separador Horizontal

En estos equipos, la fase pesada decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase liviana, permitiendo que la fase liviana continua pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase pesada discontinua (hasta un cierto límite). [6]

2.2.5.8 Torre de Fraccionamiento

En la torre de fraccionamiento entran vapores que se condensan al ponerse en contacto con fracciones líquidas más frías que descienden de la parte superior de aquella. Esta operación se realiza en forma continua: Vapores a cierta temperatura que ascienden desde el fondo y se condensan a distintas alturas por efecto de menores temperaturas que provienen de los líquidos ya condensados en las partes superiores, repitiéndose de ésta forma una y otra vez el ciclo. [6]

2.2.5.9 Absorbedor Primario E-3

Esta torre tiene cuarenta y cuatro (44) bandejas y su función es absorber la máxima cantidad de propano y butano de la carga de gasolina, eliminando por el tope etano y gases más livianos. [6]

2.2.5.10 Absorbedor Secundario E-4

Los gases del tope de la E-3 entran al absorbedor secundario en contra corriente al aceite catalítico liviano que desciende, el cual tiene como función absorber las fracciones de propano y butano que entraron con los gases del E-3. [6]

2.2.6 Corrosión

Las fallas de los equipos estáticos son ocasionadas en gran medida por la degradación de su estructura producto de la corrosión ocasionada por los diferentes fluidos que contiene o transporta. La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, conocido por sus siglas en inglés NACE (The National Association of Corrosion Engineers), define a la corrosión de la siguiente manera: Es el deterioro de un material, usualmente metal, debido a la reacción con el medio ambiente. La definición es muy general y reconoce algunas otras formas de corrosión que no son ni químicas ni electroquímica. La definición también reconoce que otros materiales pueden corroerse como el concreto, la madera, la cerámica y el plástico. Adicionalmente, algunas formas de corrosión deterioran las propiedades del material tanto como el material propiamente dicho. [7]

La corrosión en las refinerías puede categorizarse como: Corrosión a bajas temperaturas y Corrosión a altas temperaturas. Dentro de estas dos categorías se encuentran diferentes tipos de corrosión bajo diferentes combinaciones del tipo de material, el medio ambiente y las condiciones de operación. [7]

2.2.6.1 Corrosión a bajas temperaturas

La corrosión a bajas temperaturas ocurre a temperaturas inferiores a 260°C en presencia de agua, es por esto que es también conocida como la corrosión acuosa,

corrosión húmeda o corrosión electroquímica. Donde hay presencia de vapor es muy frecuente encontrar este tipo de corrosión. [7]

2.2.6.2 Corrosión a altas temperaturas

Esta corrosión se produce cuando se opera a temperaturas mayores a los 260°C, sin la presencia de agua. Es denominada como corrosión seca o corrosión de combinación química directa. Los agentes de corrosión típica son los gases. [7]

2.2.6.3 Mecanismos de degradación

Los mecanismos de degradación que se pueden presentar en la unidad de craqueo catalítico fluidizado se dividen en dos grupos: Los mecanismos de corrosión por adelgazamiento y los mecanismos de agrietamientos. El adelgazamiento por corrosión incluye; corrosión bajo aislamiento, corrosión por amina y corrosión por hidrosulfuro de amonio. [8]

- **Sulfidación a altas temperaturas (> 280 °F)**

La corrosión de los aceros al carbono y otras aleaciones resulta de su reacción con compuestos de azufre en ambientes a altas temperaturas. La presencia de hidrogeno acelera la corrosión en estos materiales. Este mecanismo se ve afectado por la composición de la aleación, la temperatura y la concentración de compuestos corrosivos de azufre, de igual forma las aleaciones susceptibles son aquellas con habilidades para formar capas protectoras a los sulfuros. La resistencia de las aleaciones base hierro y níquel, está determinado por el contenido de cromo, igualmente la sulfidación se inicia a una temperatura superior a 500°F (260°C). La sulfidación es causada en gran medida por el H₂S y otras especies con azufre, el

petróleo crudo y otras corrientes contienen azufre como resultado de la descomposición térmica. [8]

- **Oxidación a Elevadas Temperaturas (>280°F)**

El oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a elevadas temperaturas convirtiendo el metal en óxido. A medida que se aumenta la temperatura más rápido es la pérdida de material y se hace efectiva alrededor de los 1000°F [8]

- **Carburización a Elevadas Temperaturas (>280°F)**

En este mecanismo el carbón se absorbe en un material a elevada temperatura estando en contacto con materiales carbonosos o en ambientes carburizantes. La alta temperatura permite la difusión del carbón en el metal, típicamente a partir de 1100°F (593°C), mientras más tiempo dure más penetra el carbono. Los hidrocarburos a elevadas temperaturas se descomponen en gases ricos en CO y CO₂ estos favorecen la carburización que hace la aleación frágil propiciando grietas o fracturas, pérdida de soldabilidad, y disminución de la resistencia a la corrosión. Los equipos susceptibles son los tubos de los intercambiadores, depósitos de coque, tubos de calentadores en reformadores catalíticos y en hornos reformadores de vapor. [8]

- **Corrosión Gráfica**

Los hierros fundidos abarcan partículas de grafito encajadas en una matriz de hierro. La corrosión gráfica es una forma de desalación en la cual se corroe la matriz de hierro, dejando productos de corrosión y de grafito poroso. El ataque resulta en una estructura porosa con una pérdida de fuerza, de ductilidad y de densidad. Este daño

ocurre en presencia de humedad generalmente debajo de 200°F, puede años progresar pero se hace severo si el pH cae. [8]

- **Fragilización por fase sigma**

La formación de una fase metalúrgica conocida como fase sigma puede resultar en una pérdida de la resistencia a la fractura en algunos aceros inoxidable como resultado de la exposición a altas temperaturas. La fase sigma se forma en aceros inoxidables ferríticos, martensíticos, austeníticos y dúplex cuando son expuestos a temperaturas en un rango entre 1000°F y 1750°F (538°C a 954°C). El esfuerzo de tensión y de fluencia de un acero inoxidable sigmatizado incrementa levemente comparado con un material recocido. Este incremento del esfuerzo está acompañado por una reducción en la ductilidad (medido por el porcentaje de elongación y reducción de área) y un leve incremento en la dureza. Los equipos expuestos a este mecanismos de degradación son los ciclones de acero inoxidable, tuberías canalizadoras, válvulas en regeneradores y tubos de calor de acero inoxidable. [8]

- **Corrosión por Agrietamiento Bajo Tensión en Ácidos Politiónicos (PASCC)**

Es una forma de agrietamiento por corrosión bajo tensión que normalmente ocurre durante paradas, arranques o durante operaciones cuando el aire y la humedad están presentes. El agrietamiento es debido al ácido de azufre que se forman de las capas de sulfuros, del aire y humedad actuando en los aceros inoxidables austeníticos sensibilizados. Usualmente adyacentes a la soldaduras o las áreas de alta tensión, este agrietamiento pudiese propagarse rápidamente a través del espesor de la tubería y componentes en cuestión de minutos u horas. Los componentes metálicos forman una capa superficial de sulfuros cuando son expuestos a compuestos de azufre. La capa pudiese reaccionar con el aire (oxígeno) y la humedad para formar ácidos de azufre

(ácidos politiónicos). Las aleaciones afectadas se sensibilizan durante la exposición a elevadas temperaturas en el rango de 750 °F a 1500 °F (400 °C a 815 °C). Los equipos comúnmente dañados son los tubos de intercambiadores de calor, los tubos de hornos, etc. [8]

- **Corrosión por Aguas Agrias**

La corrosión del acero debido al agua agria ácida que contiene H₂S a un pH entre 4,5 y 7,0. El dióxido de carbono (CO₂) pudiese también estar presente. Las aguas agrias contienen significativas cantidades de amonio, cloruros o cianuros que pudiesen significativamente afectar el pH. El incremento de las concentraciones H₂S tienden a disminuir el pH de la solución por debajo cercano de 4.5. Las corrientes con un pH debajo de 4.5 indican la presencia de un ácido fuerte que sería la preocupación principal de la corrosión, además la presencia de aire u oxidantes pudiese incrementar la corrosión y usualmente producir picadura. La corrosión por aguas agrias ácidas es una preocupación en los sistemas de FCC y en las plantas de fraccionamiento de gas-coque con altos niveles de H₂S y bajos niveles de NH₃. [8]

- **Erosión/Corrosión Erosión**

La erosión es la aceleración de la remoción mecánica de la superficie del material como resultado del movimiento relativo entre, o impacto de sólidos, líquidos, vapor u otras combinación de estos. La corrosión erosión es una descripción del daño que ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión por la remoción de capas o películas protectoras, o la exposición de la superficie del metal a mayor corrosión bajo a la acción combinada de la corrosión y la erosión. La densidad, forma, tamaño y dureza del medio impactante afectan la velocidad de pérdida de metal. Todos los

equipos expuestos a los fluidos en movimiento y/o catalizadores están sujetos a la erosión y erosión-corrosión. [8]

- **Termofluencia (Creep)**

A altas temperaturas, los componentes del metal pueden lenta y continuamente deformarse bajo carga por debajo del esfuerzo de fluencia. La deformación conduce al daño que puede eventualmente conducir a una ruptura. La velocidad de deformación Creep está en función del material, carga, y temperatura. La velocidad de falla (velocidad de alargamiento) es sensible a la carga y a la temperatura. Generalmente, un incremento cercano a los 25 °F (12 °C) o un incremento de 15% en el esfuerzo pueden disminuir la vida remanente a la mitad o más, dependiendo de la aleación. Este mecanismo es promovido por ciertos tipos de carburos en algunos aceros CrMo. La falla por creep es encontrada en equipos que operan a altas temperaturas sobre el rango de creep. Tubos calentadores en intercambiadores de calor son especialmente susceptibles también como soportes, y otros componentes internos de hornos. [8]

- **Decarburización**

Es una condición donde el acero pierde la fuerza debido a la remoción del carbón y de los carburos dejando solo una matriz de hierro. La decarburización ocurre durante la exposición a las altas temperaturas, tratamiento térmico, exposición al fuego, o a altas temperatura de servicio en un ambiente gaseoso. Típicamente, bajo decarburización puede disminuir la resistencia del material, pero no tiene ningún efecto perjudicial en el funcionamiento total del componente. Sin embargo, es indicativo de que el acero pudo haber sido recalentado y sugiere que otros defectos pueden estar presentes. La decarburización puede ocurrir en casi cualquier equipo que es expuesto a elevadas temperaturas y tratamientos térmicos. En tuberías y equipos en

servicio de hidrogeno caliente en unidades de hidrogeno o unidades de reformación catalítica. [8]

- **Corrosión Bajo Recubrimiento (CUI)**

Es la corrosión de tuberías, recipientes a presión y componentes estructurales resultante del agua atrapada bajo el recubrimiento. Se ve afectado por el diseño de los sistemas de recubrimientos, tipos de recubrimientos, temperaturas, ambiente (húmedad, lluvia y cloruros provenientes de ambientes marinos, ambientes industriales con altos contenidos de SO₂). Las plantas situadas en áreas con alta precipitación anual o muy calientes, las localizaciones marinas son más propensas a CUI que las plantas situadas en locaciones frías, secas, localizaciones en el medio del continente. [8]

- **Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión por Cloruro (CFSCC)**

Se produce el inicio de grietas superficiales causadas por un ambiente agrietante en las series 300 SS y de algunas aleaciones de base níquel bajo acción combinada del esfuerzo de tensión, temperatura y un medio de cloruro acuoso. La presencia de oxígeno incrementa la probabilidad de agrietamiento. [8]

- **Fragilización por Presencia de Cáustico**

La fragilidad cáustica es una forma de corrosión bajo tensión caracterizado por grietas en la superficie. Grietas iniciadas que ocurren en las tuberías y en equipos expuestos a cáustico. La susceptibilidad a la fragilidad cáustica en la soda cáustica (NaOH) y las soluciones potasio cáusticas (KOH) está en función de la fuerza cáustica, de la temperatura del metal y de los niveles de tensión. Las tensiones que promueven el agrietamiento pueden ser residuales, que resulta de la soldadura o del trabajo en frío, y también como de tensiones aplicadas, por ello el alivio de tensión

termal es eficaz en la prevención del SCC cáustico. Aunque fallas han ocurrido a tensiones que están relativamente por debajo del punto de esfuerzo, se consideran más raros. [8]

- **Corrosión por Picadura**

La corrosión picadura es muy localizada y, eventualmente puede perforar el metal, de allí su peligrosidad. El picado es causado por la ruptura local de la película de óxido protector que cubre el metal. Frecuentemente las picaduras son difíciles de detectar ya que los pequeños agujeros son tapados por productos de corrosión y por ese motivo puede provocar fallos inesperados. Ocurre como un proceso de disolución anódica local donde la pérdida de metal es acelerada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo mucho mayor. [8]

- **Corrosión Bajo Deposito**

Este tipo de corrosión se debe al depósito de partículas extrañas, normalmente arrastradas por el fluido, sobre la superficie metálica interna de las tuberías. El fluido contiene una pequeña cantidad de oxígeno disuelta en ella. Este oxígeno provoca la oxidación de la superficie interna del tubo. A pesar de este proceso, si esta capa de óxido es homogénea, es beneficiosa, ya que forma una capa protectora que pasiva al metal impidiendo su corrosión; no obstante, si existe una partícula depositada en la tubería, el oxígeno disuelto no puede llegar debajo de esta partícula, con lo cual una parte del tubo queda sin oxidar. [8]

CAPITULO 3: METODOLOGÍA.

La finalidad del presente trabajo fue aplicar la metodología de confiabilidad Inspección Basada en Riesgos en el sistema de Recuperación de Gases en la Unidad de Fraccionamiento Catalítico Fluidizado de la Refinería de Puerto La Cruz, con el fin de elaborar los planes de inspección a dicho sistema.

3.1 METODOLOGÍA IBR

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) es una herramienta de análisis que estima el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos, y evalúa la efectividad del plan de inspección (actual o potencial) en reducir dicho riesgo. Está basada en la ejecución de una serie de cálculos para estimar la probabilidad y la consecuencia de una falla de cada equipo estático de proceso: Para la metodología, la falla se define como cualquier evento que ocasione la rotura de los límites del contenedor de fluido (es decir, el equipo). En otras palabras, la falla considerada en la metodología IBR es la pérdida de la función de contención del fluido, es decir, la fuga del fluido al medio ambiente. Las fugas pequeñas consideradas como “emisiones fugitivas”, tales como las que ocurren en bridas y empacaduras, no constituyen una falla para propósitos de la aplicación de la metodología IBR. Solamente se consideran como falla a aquellas fugas significativas que resulten en un peligro para la seguridad.

El producto de los valores de probabilidad y consecuencia provee una medida del riesgo asociado a cada equipo. Luego, se puede desarrollar una lista jerarquizada de equipos basada en el riesgo calculado, la cual puede ser usada para dirigir la atención del plan de inspección.

3.2 Tipo de investigación

3.2.1 Investigación Documental

Abarcó una profunda revisión bibliográfica, con el fin de estudiar el problema con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos.

3.2.2 Investigación de Campo

Esta permitió apoyarse en informaciones que provienen entre otras, de entrevistas, cuestionarios, encuestas y observaciones, siendo necesario realizar levantamientos de campo para la adquisición de los datos requeridos en el cumplimiento de los objetivos del proyecto.

3.3 Población

En este trabajo de investigación la población de equipos industriales está constituida por diecinueve (19) intercambiadores de calor, cuatro (4) Torres y cuatro (4) Tambores de separación, mientras que, la población humana está conformada por veinticinco (5) personas las cuales están vinculadas con el Sistema de Recuperación de Gases.

3.4 Muestra

La muestra es igual a la población ya que todos los equipos fueron considerados en el estudio, de igual manera la muestra humana, a los cuales se les

realizaron encuestas no estructuradas, considerándose así una muestra no probabilística de tipo intencional.

3.5 Técnicas de recolección de datos

3.5.1 Entrevistas no estructuradas

Consisten en entrevistas basadas en preguntas informales, hechas al personal involucrado con la planta como lo es el personal de mantenimiento, operaciones, control de procesos y materiales con la finalidad de obtener un diagnóstico de la situación actual de la planta.

3.5.2 Observación directa:

En la observación directa se indaga acerca de las condiciones de proceso de los equipos con la medición en el campo de variables operacionales como presión y temperatura, verificando la documentación recopilada con la obtenida en manuales y entrevistas.

3.5.3 Observación Indirecta

Se empleó esta técnica mediante la utilización de la información recolectada por los inspectores y demás personas vinculadas con el sistema en estudio.

3.6 Etapas de la investigación

3.6.1 Revisión Bibliográfica.

En esta primera etapa del proyecto se realizó la búsqueda y recopilación de toda información referente a la unidad de Fraccionamiento Catalítico Fluidizado y al sistema de Recuperación de Gases mediante el uso del Internet, libros, manuales, normas nacionales e internacionales, tesis, publicaciones científicas y aquellos documentos técnicos que contenían información importante para el desarrollo y ejecución del proyecto.

3.6.2 Diagnostico del Estado Actual de los Equipos.

Consiste en visitas al sistema en estudio y reconocimiento de los equipos que la conforman, toma de datos de los parámetros de funcionamiento, entrevistas al personal vinculado con los equipos, revisión del diagrama de procesos, manuales de operación, y registros existentes, con el fin de facilitar la comprensión y familiarizarse con el proceso de producción de la planta.

3.6.3 Identificación de los Mecanismos de Degradación.

Se identificaron los mecanismos de degradación mediante la revisión de los historiales de inspección y la evaluación de resultados obtenidos en estudios de lazos de corrosión en el sistema estudiado por parte del personal de corrosión de materiales de la empresa, y con apoyo de la Norma API 571 (Mecanismos de daño que afectan a los equipos estáticos en las Refinerías), la cual proporcionó información generalizado de las causas y efectos de los mecanismos de corrosión activos en el sistema.

3.6.4 Cuantificación del Impacto en la Producción y Seguridad.

Se cuantificaron las pérdidas en la producción por parada diaria no programada de cada equipo del sistema, la cual fue apoyada por el personal de economía y finanzas de la empresa. El impacto en la seguridad fue estimado mediante los resultados de las consecuencias de cada equipo, basándose en el área afectada por año de los equipos pertenecientes al sistema, considerando la mayor área entre los daños por fluido tóxico, fatalidades y daños al equipo a través de la norma API 581.

3.6.5 Estimación de Riesgo.

En esta etapa se estimaron las consecuencias y frecuencias de las fallas con el fin de obtener el riesgo cuantitativo el cual es el producto de estas dos variables. Las consecuencias se estimaron partiendo en que esta, está referida a los efectos adversos en seres humanos, equipos y medio ambiente como resultado de un evento de fuga de una sustancia peligrosa, y la estimación de la frecuencia de falla de los equipos comenzó con la búsqueda de una frecuencia de falla genérica que depende del tipo de equipo la cual se encuentra en la norma API 581, luego esta frecuencia de falla genérica es modificada por dos factores; el factor de modificación del equipo, el cual depende de las condiciones del equipo tanto físicas como operacionalmente y el factor de evaluación de gerencia de los sistemas de la instalación que afectan a la integridad mecánica.

3.6.6 Determinación del Nivel de Riesgo mediante la Matriz de la Norma API 581

Con los valores de probabilidad y consecuencias se ubicaron los equipos en la matriz de riesgo, en la cual se observa el nivel de riesgo al que pertenecen, dicho nivel varía desde riesgo alto hasta riesgo bajo.

3.6.7 Elaboración del Plan de Inspección según el Nivel de Riesgo estimado.

En esta etapa se procedió a la elaboración del plan de inspección de acuerdo con el estudio de riesgo realizado a los equipos del sistema apoyado en la norma API 581, proyectando dichos planes a diez años. Con este plan se espera reducir o mantener el riesgo.

CAPITULO 4: DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1 Diagnóstico de la situación actual de los equipos

El diagnóstico de la situación actual del sistema de Recuperación de Gases de la planta FCC, consistió en realizar un levantamiento e identificación de los equipos estáticos que conforman el sistema, apoyado en la revisión de información técnica e historiales de inspección de cada equipo, donde luego se evaluó el funcionamiento y las condiciones de operación de los mismos.

El Sistema de Recuperación de Gases cuenta con diecinueve (19) intercambiadores, cuatro (4) tambores de separación y cuatro (4) torres (Absorbedoras, Debutanizadora y Despojadora) para un total de veintisiete (27) equipos. En la tabla 4.1 se muestran los equipos estáticos que conforman el sistema de Recuperación de Gases.

Tabla 4.1. Jerarquización de la efectividad de la inspección

SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GASES	
Tipo de Equipo	Equipo
Intercambiadores	C-5, C-7, C-10A, C-10B, C-12A, C-12B, C-12C, C-12D, C-13, C-15, C-16A, C-16B, C-17, C-18, C-19, C-51, C-52A, C-52B, C-60
Tambores	F-2, F-2A, F-4, F-5
Torres	E-3, E-4, E-5, E-51

4.1.1 Intercambiadores de Calor

Los 19 intercambiadores con que cuenta el sistema de Recuperación de Gases se encuentran totalmente operativos, la temperatura y presión están dentro del rango de operación de cada uno de los equipos y el sistema en general se encuentra en operación normal, sin embargo el fluido manejado como la gasolina, el gasóleo y el diesel son perjudiciales para el acero al carbono; material de fabricación de los equipos del sistema.

La última parada programada en septiembre del 2005 reveló acumulación de sedimentos y hollín en la mayoría de los intercambiadores en el lado del canal, los cuales fueron limpiados con agua a presión, de igual manera en el lado de la carcasa interior se detectaron indicios de corrosión ligera y en pocos casos alguna picadura o corrosión localizada las cuales fueron reparadas con soldaduras. En la mayoría de los intercambiadores existen tubos taponados por presentar alguna fuga, pero en porcentajes menores que no afecta la eficiencia de los mismos.

Durante las inspecciones visuales se detecto suciedad en la parte exterior de pocos intercambiadores y oxido en aquellos en que la pintura estaba deteriorada así como se muestra en la figura 4.1. (Intercambiadores C-10A y C-10B)



Figura 4.1. Intercambiadores C-10A, C-10B y Tambor F-2

Fuente: Refinería de Puerto La Cruz. 2009.

Los intercambiadores que poseen aislamiento como los son los condensadores, se observaron en buenas condiciones tal como se muestra en la figura 4.2.



Figura 4.2. Intercambiadores C-19, C-7 y C-5

Fuente: Refinería de Puerto La Cruz. 2009.

4.1.2 Tambores de Separación

El sistema de Recuperación de Gases posee cuatro (4) tambores de separación los cuales 2 son verticales y los otros 2 son horizontales. Estos tambores se encuentran en operación normal, tratando fluidos como: Gasolina, Diesel y Aguas Agrias, cabe acotar que al tambor horizontal F-2 se le aplicó pintura epoxi en la parte interior ya que se detectó la pérdida de esta protección durante la parada no programada que se realizó a finales del 2008.

El tambor F-4 que se encontraba en servicio desde el año 1956 fué reemplazado por uno de mayor capacidad durante la parada programada realizada en septiembre del 2005. En la figura 4.3. Se muestra el tambor F-4 nuevo.

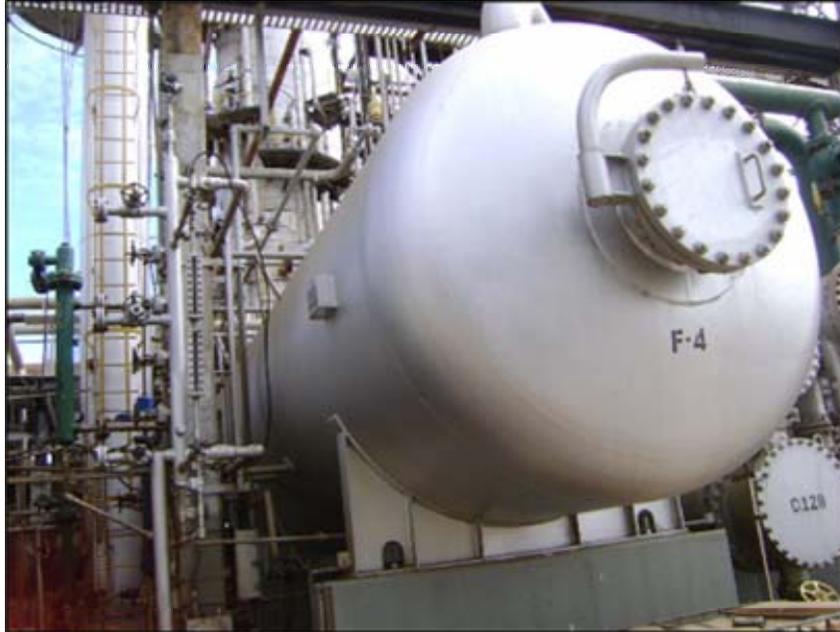


Figura 4.3. Tambor de Separación Horizontal F-4

Fuente: Refinería de Puerto La Cruz. 2009.

4.1.3 Torres (Absorbedoras, Debutanizadora y Despojadora)

Este sistema está conformado por cuatro (4) torres: absorbedor primario (E-3), absorbedor secundario (E-4), debutanizador (E-5) y la torre despojadora (E-51), donde la torre E-3 fue necesario evaluarla en tres (3) secciones; la parte tope, medio y fondo para un estudio más eficiente. Las cuatros torres del sistema se encuentran en operación normal y sin daños relevantes según la última inspección realizada en la parada general programada de septiembre del 2005. El fluido de trabajo de las torres es Gasolina, Diesel, Gasóleo y Gases. En la figura 4.4 se muestra la torre E-3



Figura 4.4. Torre E-3 (Absorbedor Primario).

Fuente: Refinería de Puerto La Cruz. 2009.

4.2 Identificación de los mecanismos de degradación

En esta etapa del proyecto fue necesario acudir a los historiales de Inspección, estudios realizados por PDVSA INTEVEP, Personal del Departamento de Corrosión y materiales de la empresa y a la norma API 571 (Mecanismos de daño que afectan a los equipos estáticos en las Refinerías) la cual es una publicación que engloba por experiencia los mecanismos de daño que más se han presentado y los mecanismos potenciales en las empresas de este tipo proporcionando un enfoque general de los tipos de daños, causas, morfología y mitigación, lo cual facilitó la identificación de los mecanismos de daño presentes en cada equipo.

Considerando que los equipos estáticos manejan distintos fluidos en sus diferentes secciones como en el caso de los intercambiadores (lado carcasa y lado tubos) y/o diferentes estados del fluidos como en el caso de las torres (tope y fondo), los mecanismos de daño pueden actuar de maneras distintas, por tal razón, fue necesario dividir los equipos en las secciones mencionadas para el estudio.

Las líneas no fueron consideradas en este estudio en virtud de que la empresa cuenta actualmente con un sistema de monitoreo de tasas de corrosión de las mismas; denominado Sistema de Inspección de Lazos de Corrosión (SILCO).

Los mecanismos de degradación están vinculados directamente con la probabilidad de falla, por lo tanto los mismos se encuentran en la sección de probabilidad de la norma.

A fin realizar la aplicación de la metodología IBR en la instalación objeto del estudio se utilizó el software desarrollado para tal fin por la empresa *Det Norske Veritas* para el API, el cual se denomina “*Risk Based Inspection Versión 3.3.3*”. Este software está regido por la norma API 581, documento base para la aplicación de esta metodología.

Al ingresar al software debemos suministrarle información de la planta en general, tal como; la densidad de población (0,0002), costo de equipos por área (1025), costo de parada por día de la planta en dólares (1.297.740) y temperatura ambiental, tal como se muestra en la figura 4.5.

Process Unit Information

Plant Wide Condition: B - About equal to industry standards
 Cold Weather Element: Above 40°F
 Unit Location: FCC
 Unit Description: UNIDAD DE DESINTEGRACION CATALITICA
 Unit Condition: B - About equal to industry standards

Number of persons /sq ft: 00000
 Equipment Cost /sq ft: \$1025
 Unit Outage Cost / day: \$1.297.740
 Injury/Fatality Cost / person: \$500.000
 Cold Weather: Above 40°F
 Management Score (0- 100): 50

Add New Edit Delete Go To Help Close

Record: 1 of 1

Figura 4.5. Información de la unidad de proceso

Al ingresar los equipos debemos especificar principalmente el tipo de equipo y el grupo de inventario al que pertenecen.

Para este estudio los Grupos de Inventario fueron definidos como el volumen de fluido contenido en equipos y líneas encontradas entre válvulas de control remoto o manuales que puedan ser accionadas en un lapso de tiempo no mayor a 5 minutos, luego de sucedido un posible evento de falla y sin exposición de riesgo humana. La planta en estudio no cuenta con ninguna válvula de accionamiento remoto.

Los Grupos de Inventario fueron definidos realizando recorridos de las instalaciones con el apoyo del personal de Operaciones e Ingeniería de Procesos, apoyados en los Diagramas de Procesos e Instrumentación (P&ID) de la planta y de los procedimientos operacionales de seguridad; identificando así las válvulas aguas arriba y aguas abajo de cada equipo en cuestión, que pueden ser cerradas bajo los criterios antes mencionados. Los grupos de inventario quedaron definidos como se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Grupos de inventario

Grupo de Inventario	Equipos	Tipo de equipos
1	C-10A C	Intercambiador (carcasa)
	C-10B C	Intercambiador (carcasa)
	F-2	Tambor
	F-2A	Tambor
2	C-52A T	Intercambiador (tubos)
	C-52B T	Intercambiador (tubos)
3	C-13 T	Intercambiador (tubos)
	C-15 T	Intercambiador (tubos)
4	C-19 T	Intercambiador (tubos)
5	C-7 T	Intercambiador (tubos)
6	C-5 T	Intercambiador (tubos)
7	C-10A T	Intercambiador (tubos)
	C-10B T	Intercambiador (tubos)
8	C-5 C	Intercambiador (carcasa)
	C-7 C	Intercambiador (carcasa)
9	C-60 T	Intercambiador (tubos)
	C-12A C	Intercambiador (carcasa)
	C-12B C	Intercambiador (carcasa)
	C-12C C	Intercambiador (carcasa)
	C-12D C	Intercambiador (carcasa)
	C-13 C	Intercambiador (carcasa)
	F-4	Tambor
E-3 T	Torre (tope)	
E-3 M	Torre (medio)	
E-3 F	Torre (fondo)	
	E-4 T	Torre (tope)

	E-4 F	Torre (fondo)
10	C-15 C	Intercambiador (carcasa)
	C-51 C	Intercambiador (carcasa)
	C-60 C	Intercambiador (carcasa)
	E-51 T	Torre (tope)
11	E-51 F	Torre (fondo)
	C-17 C	Intercambiador (carcasa)
	C-17T	Intercambiador (tubos)
	C-18 C	Intercambiador (carcasa)
	C-19 C	Intercambiador (carcasa)
12	E-5 T	Torre (tope)
	E-5 F	Torre (fondo)
	C-16A C	Intercambiador (carcasa)
	C-16B C	Intercambiador (carcasa)
	C-51 T	Intercambiador (tubos)
	C-52A C	Intercambiador (carcasa)
13	C-52B C	Intercambiador (carcasa)
	F-5	Tambor
14	C-12A T	Intercambiador (tubos)
	C-12B T	Intercambiador (tubos)
	C-12C T	Intercambiador (tubos)
	C-12D T	Intercambiador (tubos)
15	C-16A T	Intercambiador (tubos)
	C-16B T	Intercambiador (tubos)
	C-18 T	Intercambiador (tubos)

El contenido de fluido perteneciente a todos los equipos dentro de un grupo de inventario está potencialmente disponible para fugarse en el caso de un evento de falla, en cualquier lugar dentro de los límites del grupo de inventario; aquel grupo de inventario que involucre una gran cantidad de equipos, origina consecuencias de falla altas debido a que presentara mayor volumen contenido.

Se utilizó el nivel cuantitativo del software (nivel 3), donde se vaciaron los datos en las casillas para que el programa realice los cálculos. La primera pestaña de este nivel corresponde a los datos de los equipos como se muestra en la figura 4.6.

Level 3 Equipment Data

Equipment Data

Record ID: 52
 Equipment ID: C-17a
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: FCC
 Inventory Group: <n/a>
 Asset ID Number:
 Description:

Risk Rank: Not Calculated
 Likelihood Category: 0
 Consequence Category: 2
 Likelihood Factor: 0
 Likelihood of Failure: 0.000E+00 events/yr
 Consequence of Failure: 0
 Risk: 0.0E+00

Equipment Data | Likelihood Data | Consequence Data | Financial Risk | Modification Factors

Operation Information | Design Information | Dimension Information | Views

Pressure: Pressure: Diameter:
 Temperature: Temperature: Length:

Service Start Date:
 Insulated (Yes?):
 Is PWHT (Yes?):

Material:
 Liner/Ining:

Add New
 Edit
 Delete
 Equip Calc
 Help
 Close

Record: 14 | 52 | of 52

Figura 4.6. Datos del equipo

Luego de haber ingresado los datos de equipo pasamos a la pestaña siguiente la cual permitió ingresar los datos necesarios para la estimación de probabilidad de falla “*Likelihood Data*”. En la figura 4.7, se muestra una serie de módulos técnicos que representan métodos sistemáticos con los que el software evalúa el efecto de mecanismos de degradación en la modificación de la probabilidad genérica de falla mediante el cálculo de subfactores de Modulo técnico (SFMT)



Figura 4.7. Pestaña para la estimación de la probabilidad de falla

Cada uno de estos módulos agrupa mecanismos específicos de daño conformando una estructura, tal como se muestra en la Figura 4.8. Los módulos técnicos encontrados en el software abarcan los procedimientos generales para el manejo del tipo de degradación, así mismo, ellos constituyen subfactores que permiten calcular el subfactor de módulo técnico total que modifica a la probabilidad genérica de falla del equipo basado en la más reciente información disponible de inspección y monitoreo.

Si más de un tipo de mecanismo de daño está presente en determinado equipo, se trabajará con varios módulos por lo que el subfactor de módulo técnico será aditivo tal como se muestra en la ecuación 4.1.

$$\begin{aligned}
 SFMT_{Final} = SFMT_{Thinning} + SFMT_{Scc} + SFMT_{Externa} \\
 + SFMT_{BF} + SFMT_{Lining}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

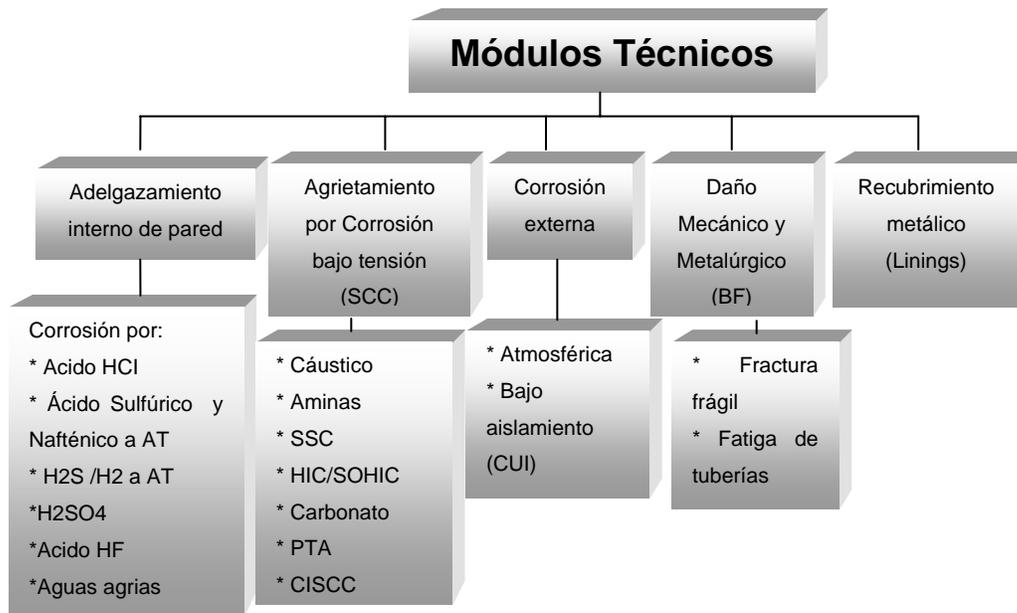


Figura 4.8. Estructura de los Módulos Técnicos

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Según la norma API 581, todos los equipos analizados son considerados para los módulos técnicos de adelgazamiento (Thinning) y agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC), por lo tanto los mecanismos de degradación deben ser identificados e ingresados en estos módulos. En los demás módulos, el programa selecciona los equipos que por sus características pueden ser afectados lo cual será validado por la norma API 571.

El primer paso en la utilización del software para el cálculo de probabilidad es ingresar información de las seis últimas inspecciones (programadas o no programadas) presionando la tecla “Inspection History” en la pantalla de la Figura 4.7, estas inspecciones deben tener una efectividad que se asignó mediante la revisión del mismo historial, utilizando una guía como la mostrada en la tabla 4.3, donde se muestra la categoría de inspección del modulo por adelgazamiento de pared.

Tabla 4.3. Categoría de Inspección para el Módulo por Adelgazamiento de Pared

Categoría	Efectividad
A	Altamente efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicio en 90% de los casos.
B	Usualmente efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en 70% de los casos.
C	Medianamente Efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en 50% de los casos.
D	Poco efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicio en menos de 40% de los casos.
E	No efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en menos de 1/3 de los casos.

La información anterior se ingresó al software en una pantalla como la mostrada en la Figura 4.9, éste calculó la efectividad de las inspecciones y el número, datos que son luego usados para el cálculo de la Probabilidad de Falla.

Inspection History - Thinning

Record ID: 23
 Equipment ID: C-17 C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: FCC
 Service Start Date: 01/12/1956

Thinning
 External
 SCC
 HTHA
 Furnace

Date	Inspection Category					Notes
	A	B	C	D	E	
01/10/2005	A	B	C	D	E	
27/03/2004	A	B	C	D	E	
09/08/2003	A	B	C	D	E	
04/11/1999	A	B	C	D	E	
26/02/1999	A	B	C	D	E	
15/05/1998	A	B	C	D	E	

Inspection Effectiveness: Calculated: **A** Current: **A**
 Number of Inspections: Calculated: **3.25** Current: **3.25**

Record: 23 of 52

Figura 4.9. Pantalla del historial de inspección por adelgazamiento de pared

Para continuar el procedimiento llevado a cabo para el análisis de los mecanismos de degradación, tasa de corrosión y finalmente el cálculo de probabilidad para cada equipo, se hace necesario introducir información en cada uno de los módulos técnicos, por ello a continuación se presenta cada una de las pantallas que presenta el software en sus diferentes módulos, así como la información suministrada a cada una de ellas de los equipos estáticos del sistema analizado.

4.2.1 Módulo de Adelgazamiento

En este módulo se establece un módulo técnico Subfactor (modificador de probabilidad de falla) para equipos de proceso con sujeción a los daños causados por los mecanismos que resulten en el adelgazamiento de tipo general o localizado (que

incluye las picaduras y la erosión-corrosión) están dentro del ámbito de aplicación del módulo. En la figura 4.10 se muestra la pantalla del módulo de adelgazamiento.

Figura 4.10. Pantalla del módulo de Adelgazamiento

Además de estos datos, son necesarios otros que han sido introducidos en la pestaña de datos del equipo tales como temperatura de operación y presión de operación y diseño, entre otros tomados del historial de inspecciones como la efectividad y el número de inspecciones. En las Tablas 4.4 y 4.5, se muestran los datos ingresados al software y en la tabla 4.6, se muestran los mecanismos de degradación ingresados en este módulo.

Tabla 4.4. Datos de los intercambiadores para el módulo de adelgazamiento

Fuente: Propia. 2009.

Equipos	Thinning Data						
	Corrosión Permitida (In)	Tasa de Corrosión Medida (mpy)		Espesor del Equipo (In)		Tipo de Corrosión (Generalizada o Localizada)	
		Carcasa	Tubos	Carcasa	Tubos	Carcasa	Tubos
C-5	0,125	3	3	0,375	0,375	G	G
C-7	0,125	2	1	0,438	0,438	G	G
C-10A	0,125	1	1	0,5	0,5	L	G
C-10B	0,125	1	1	0,5	0,5	G	G
C-12A	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-12B	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-12C	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-12D	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-13	0,125	1	1	0,375	0,375	G	G
C-15	0,125	2	1	0,375	0,375	L	G
C-16A	0,125	1	1	0,375	0,375	L	G
C-16B	0,125	1	1	0,375	0,375	L	G
C-17	0,125	5,5	5,9	0,375	0,375	L	G
C-18	0,125	2	1,4	0,5	0,5	G	G
C-19	0,125	9	7	0,375	0,375	G	L
C-51	0,125	4	8,2	0,375	0,375	G	G
C-52A	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-52B	0,125	4	1	0,375	0,375	G	G
C-60	0,125	2	2	0,438	0,43	L	G

Es de acotar que los espesores de los tubos son realmente el espesor del canal, ya que la norma nos indica que una fuga desde el canal irá directamente al ambiente y es la que genera consecuencias negativas. Los tipos de corrosión pueden ser: Localizada (L) y Generalizada (G). Las tasas de corrosión fueron determinadas Restando el espesor de la última inspección a la penúltima inspección dividido por los años transcurridos entre estas inspecciones. Detalles en la muestra de cálculos.

Tabla 4.5. Datos de los Tambores y Torres para el módulo de adelgazamiento

Fuente: Propia. 2009.

Equipos	Thinning Data			
	Corrosión Permitida (In)	Tasa de Corrosión Medida (mpy)	Espesor del Equipo (In)	Tipo de Corrosión (Generalizada o Localizada)
F-2	0,25	2	0,344	G
F-2A	0,125	2	0,438	G
F-4	0,25	2	0,875	G
F-5	0,125	2	0,375	G
E-3T	0,25	3,5	0,625	G
E-3M	0,25	3,5	0,625	G
E-3F	0,25	3,5	0,625	G
E-4T	0,25	2	0,562	G
E-4F	0,25	2	0,562	G
E-5T	0,125	2	0,656	G
E-5F	0,125	4	0,656	G
E-51T	0,25	7,5	0,906	G
E-51F	0,25	7,5	0,906	G

Tabla 4.6. Mecanismos seleccionados para el módulo de Adelgazamiento de Pared

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Fluido	Mecanismo
C-5 C	Diese liviano	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
C-5 T	Consensado	-
C-7 C	Diese liviano	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
C-7 T	Agua	-
C-10A C	Gases de HC	Corrosión por Aguas Agrias
C-10A T	Agua	-
C-10B C	Gases de HC	Corrosión por Aguas Agrias
C-10B T	Agua	-
C-12A C	Gasolina	Corrosión por Agua Agrias
C-12A T	Agua	-
C-12B C	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias
C-12B T	Agua	-
C-12C C	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias
C-12C T	Agua	-
C-12D C	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias
C-12D T	Agua	-
C-13 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico

Continuación de la Tabla 4.6

C-13 T	Agua	-
C-15 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-15 T	Agua	-
C-16A C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-16A T	Agua	-
C-16B C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-16B T	Agua	-
C-17 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-17 T	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-18 C	Propano/Butano	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-18 T	Agua	-
C-19 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-19 T	Gasóleo	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
C-51 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-51 T	Diesel liviano	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
C-52A C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-52A T	Agua	-
C-52B C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-52B T	Agua	-
C-60 C	Gasolina	Corrosión por Acido Sulfúrico
C-60 T	Diesel liviano	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
F-2	Hidrocarburo	Corrosión por Aguas Agrias
F-2A	Aguas agrias	Corrosión por Aguas Agrias
F-4	Hidrocarburo	Corrosión por Aguas Agrias
F-5	Propano/Butano	Corrosión por Acido Sulfúrico
E-3 T	Gasolina/gas	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
E-3 M	Gasolina/gas	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
E-3 F	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias
E-4 T	Gasóleo/Gas	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
E-4 F	Gasóleo	Corrosión por Aguas Agrias
E-5 T	Gasolina	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
E-5F	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias
E-51 T	Gasolina	Corrosión por Acido Hidroclorhídico (HCL)
E-51 F	Gasolina	Corrosión por Aguas Agrias

Si las tasas de adelgazamiento no se han establecido a partir de los datos de la inspección de espesor, los suplementos están disponibles en este módulo. Que proporcionan estimaciones de las tasas de adelgazamiento de los daños que se traducen en mecanismos de adelgazamiento. Asesoramiento de expertos también puede utilizarse para establecer tasas de adelgazamiento en la ausencia de datos medidos. Para activar los suplementos se presiona en el botón “*calculated*” y se activa esta opción como se muestra en la figura 4.11.

Thinning Susceptibility

Equipment ID: C-17 C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Material: Carbon Steel

Corrosion Mechanism	Corr Rate (mpy)
B. 1. HCL Corrosion: Does the process contain HCL?	0.0
2. HCL Corrosion: Is free water present in the process stream (including initial condensing condition)?	0.0
3. HCL Corrosion: Is the pH < 7.0?	0.0
C. High temperature sulfidic / naphthenic acid Corrosion: Does the process contain oil with sulfur compounds? (Operating Temperature must be greater than 400 F)	0.0
D. High temperature H2S/ H2 Corrosion: Does the process contain H2S/ H2 corrosion? (Operating Temperature must be greater than 400 F)	0.0
E. H2SO4 Corrosion: Does the process stream contain H2SO4?	0.0
F. HF Corrosion: Does the process stream contain HF and is equipment carbon steel or Alloy 400?	0.0
G. Sour water Corrosion: Is free water with H2S present?	0.0
H. Amine Corrosion: Is equipment exposed to acid gas treating amines (MEA, DEA, DIPA, MDEA)?	0.0
I. High temperature oxidation Corrosion: Is there oxygen present? (Operating Temperature must be greater than 900 F)	0.0
J. Tank Bottom Corrosion	0.0

Calculated Corrosion Rate - MAX (mpy): 0.0
 Potential Damage Mechanism: Unknown

Reset Close

Figura 4.11. Suplementos para calcular la tasa de corrosión

4.2.2 Módulo de Corrosión externa

Este módulo establece un subfactor de modulo técnico para equipos sometidos a daños externos que resultan en un adelgazamiento progresivo de algunos materiales,

sin embargo, también puede resultar en agrietamiento por corrosión bajo tensión (Stress corrosion cracking) de otros materiales. La corrosión atmosférica y la corrosión bajo aislamiento (CUI por sus siglas en inglés) son los daños considerados en este modulo, aunque tal vez los casos más graves de daño externo involucren la corrosión bajo aislamiento. Esta forma es especialmente peligrosa, porque el aislamiento puede volverse húmedo o contaminado, acelerando la corrosión. Otra de las razones por la que la corrosión bajo aislamiento es particularmente grave es que es muy difícil de detectar. En la figura 4.12, se muestra la pestaña de corrosión externa de software.

Figura 4.12. Modulo para la corrosión externa

La corrosión atmosférica está asociada a la humedad del medio. Los ambientes marinos o industriales, incrementan la severidad del medio, aunque en áreas donde la humedad relativa es menor al 60%, no deben esperarse problemas de corrosión. La mejor manera de prevenir este tipo de degradación es aplicando un sistema de pintura adecuado con el fin de evitar el contacto entre la superficie metálica de los equipos, líneas y estructuras con la humedad del medio ambiente. En

la tabla 4.7 se muestra la forma en que se estima la tasa de corrosión externa expresada en milipulgadas por año (mpy), según la norma API 581.

Tabla 4.7. Criterios para la estimación de la tasa de corrosión externa

Fuente: Propia. 2009.

Temperatura de Operación	Ambiente		
	Marino	Templado	Árido
≤10	0	0	0
11 a 60	5	3	1
61 a 120	2	1	0
121 a 200	5	2	1
201 a 250	1	0	0
>250	0	0	0

En la tabla 4.8, se muestran los equipos que de acuerdo a sus condiciones de operación fueron seleccionados por el software para el modulo de corrosión externa y la tasa de corrosión estimada.

Tabla 4.8. Equipos seleccionados para el modulo de Corrosión Externa y su tasa de corrosión estimada

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Tasa de Corrosión Estimada (mpy)	Equipo	Tasa de Corrosión Estimada (mpy)
C-7 C	2	C-18 T	2
C-7 T	2	C-51 C	1
C-10A T	2	C-52A C	1
C-10B T	2	C-52A T	2
C-12A C	5	C-52B C	1
C-12A T	2	C-52B T	2
C-12B C	5	C-60 T	1
C-12B T	2	F-2	2
C-12C C	5	F-2A	2
C-12C T	2	F-4	2
C-12D C	5	F-5	2
C-12D T	2	E-3	2
C-13 C	2	E-3	2

Continuación de la tabla 4.8.

C-13 T	2	E-3	2
C-15 C	2	E-4	2
C-15 T	2	E-4	5
C-16A T	2	E-5	5
C-16B T	2	E-5	2
C-17 T	1	E-51	5
C-18 C	5	E-51	1

4.2.3 Módulo de Agrietamiento por corrosión bajo tensión

Este módulo establece un subfactor de módulo técnico (probabilidad de falla modificada) para equipos de proceso sujetos a daños por mecanismos que resultan en agrietamiento por corrosión bajo tensión (stress corrosión cracking SCC). En la Figura 4.13, se muestra la pantalla para este módulo. En esta figura se puede ver que se requieren datos como el mecanismo específico de degradación y la susceptibilidad, para ello se utilizó mecanismos estándar que se presentan en los equipos de acuerdo a la norma API-571 para refinerías en unidades de Craqueo Catalítico Fluidizado, tal como se muestra en la Tabla 4.9. Por otro lado, se consideró para todos los equipos una susceptibilidad baja, por no contar con información veraz. Los siguientes son los mecanismos de degradación que se incluyen en el ámbito de aplicación de este módulo:

- ✓ Agrietamiento por cáustico, Agrietamiento por amina
- ✓ Agrietamiento por sulfuro SSC
- ✓ Agrietamiento inducido por hidrogeno HIC
- ✓ Agrietamiento inducido por hidrogeno y orientado según el esfuerzo SOHIC
- ✓ Agrietamiento por carburo, Agrietamiento por ácidos politionicos (PTA)
- ✓ Agrietamiento por cloruro (ClSCC)

Figura 4.13. Módulo para la corrosión por agrietamiento por Corrosión bajo Tensión

Tabla 4.9. Mecanismos ingresados en el módulo de agrietamiento por Corrosión bajo Tensión

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Fluido	Mecanismo
C-5 C	Diese liviano	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-5 T	Consensado	-
C-7 C	Diese liviano	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-7 T	Agua	-
C-10A C	Gases de HC	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-10A T	Agua	-
C-10B C	Gases de HC	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-10B T	Agua	-
C-12A C	Gasolina	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-12A T	Agua	-
C-12B C	Gasolina	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-12B T	Agua	-
C-12C C	Gasolina	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)

C-12C T	Agua	-
C-12D C	Gasolina	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-12D T	Agua	-
C-13 C	Gasolina	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
C-13 T	Agua	-
C-15 C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-15 T	Agua	-
C-16A C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-16A T	Agua	-
C-16B C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-16B T	Agua	-
C-17 C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-17 T	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-18 C	Propano/Butano	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-18 T	Agua	-
C-19 C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-19 T	Gasóleo	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
C-51 C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-51 T	Diesel liviano	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-52A C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-52A T	Agua	-
C-52B C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-52B T	Agua	-
C-60 C	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-60 T	Diesel liviano	Carbonate
F-2	Hidrocarburo	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
F-2A	Aguas agrias	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
F-4	Hidrocarburo	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
F-5	Propano/Butano	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-3 T	Gasolina/gas	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
E-3 M	Gasolina/gas	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
E-3 F	Gasolina	Agrietamiento por sulfuro (SSC)
E-4 T	Gasóleo/Gas	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-4 F	Gasóleo	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-5 T	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-5F	Gasolina	Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
E-51 T	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-51 F	Gasolina	Daño por acido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)

4.2.4 Módulo de Ataque de hidrógeno a Alta Temperatura

Este módulo incluye un subfactor modificador de la probabilidad de falla para equipos construidos en acero al carbono o de baja aleación expuestos a una alta presión de hidrogeno a elevada temperatura que origina el ataque para este

mecanismo (High temperature hydrogen attack HTHA). Para que se active este mecanismo las respuestas a las siguientes preguntas deben ser positivas:

- El material es acero al carbono?
- La temperatura de operación es mayor a 400 F y la presión mayor a 80 Psig?

Este mecanismo es el resultado de la difusión atómica del hidrógeno a través del acero y su reacción con carburos en la microestructura. En la Figura 4.14, se muestra la pantalla para este módulo, y en la Tabla 4.10, se presentan los equipos que por sus condiciones de operación han sido seleccionados por el software para su estudio, sin embargo, este factor no modifica la probabilidad puesto que no se completó la información necesaria para calcular el factor modificador por cuanto no se dispone de la información técnica relativa a este mecanismo en la planta.

HTHA Data Module

Record ID: 36
 Equipment ID: C-60 T
 Equipment Type: EXCHANGER-TS

Unit: FCC
 Material: Carbon Steel
 Operating Temperature: F

Service Start Date: 15/05/1998

Hydrogen Partial Pressure: 0 psig
 Damage Observed: No Damage Observed

Inspection Effectiveness:
 Number of Inspections: 0

HTHA Susceptibility: None
 HTHA Factor: 0
 HTHA Category: 0
 Likelihood Factor: 7

Automated Planning History Calc Views Help Close

Record: 1 of 1

Figura 4.14. Módulo de Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura

Tabla 4.10. Equipos seleccionados para el Módulo de Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Tipo de equipo
C-60	Intercambiador (tubo)

4.2.5 Módulo para Hornos

Este módulo establece un factor de daño (modificador de probabilidad de falla) para tubos de horno sometidos a fuego externo, y aplica a tubos de hornos de acero ferrítico (Acero al carbono y de baja aleación a 12 Cr) y aceros inoxidable austeníticos (Tipos 304, 316, 321 y 347). Se asume que estos tubos reciben calor directo, absorbiendo calor y encerrado en una caja de fuego. Este módulo se ocupa de los daños causados por la exposición por largo período a elevadas temperaturas, así como al excesivo calentamiento a corto plazo. El sistema de Recuperación de Gases no posee ningún horno, por lo tanto este módulo no fue habilitado.

4.2.6 Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil

Este módulo establece un subfactor de módulo técnico (modificador de probabilidad de falla) para equipos de proceso sujetos a falla por fractura frágil. Dentro de este se incluye baja Temperatura, temple frágil y fragilidad por fase sigma. En la Tabla 4.11, se muestran los equipos en los que aplica este módulo, sin embargo no se tiene la información necesaria para establecer el valor modificador de la probabilidad. En la Figura 4.15, la pantalla general para este módulo.

Figura 4.15. Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil

Tabla 4.11. Equipos para el Módulo para Mecanismo por Fractura Frágil

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Tipo de equipo	Equipo	Tipo de equipo
C-5	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	C-19	Intercambiador (Carcasa/Tubos)
C-7	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	C-51	Intercambiador (Carcasa/Tubos)
C-10A	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	C-52A	Intercambiador (Carcasa/Tubos)
C-10B	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	C-52B	Intercambiador (Carcasa/Tubos)
C-12A	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	C-60	Intercambiador (Carcasa/Tubos)
C-12B	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	F-2	Tambor
C-12C	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	F-2A	Tambor
C-12D	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	F-4	Tambor
C-13	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	F-5	Tambor
C-15	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	E-3	Torre (Tope/Medio/Fondo)
C-16A	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	E-4	Torre (Tope/Fondo)
C-16B	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	E-5	Torre (Tope/Fondo)
C-17	Intercambiador (Carcasa/Tubos)	E-51	Torre (Tope/Fondo)
C-18	Intercambiador (Carcasa/Tubos)		

4.2.7 Recubrimiento

Este módulo establece un subfactor modificador para equipos con recubrimiento, en este se evalúa el estado en función del tiempo y de la última inspección, en la Tabla 4.12, se muestran los equipos a los cuales aplica este módulo y en la Figura 4.16, la pantalla general correspondiente.

Figura 4.16. Módulo de Recubrimiento

Tabla 4.12. Equipos seleccionados para el Módulo de Recubrimiento

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Tipo de equipo
F-2	Tambor

4.2.8 Mecanismos de degradación que afectan a cada equipo

Algunos mecanismos de degradación que fueron identificados, no fueron reflejados en los módulos ya que se consideraron para estos los de mayor afectación como es en el caso del modulo de adelgazamiento y el módulo de SCC. A

continuación se muestran todos los mecanismos de forma general que afectan a cada equipo estático del Sistema de Recuperación de Gases (Tabla 4.13).

Tabla 4.13. Equipos y los Mecanismos de Degradación que los afectan

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Fluido	Mecanismos
C-5 C	Diesel liviano	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
C-5 T	Consensado	Corrosión – Erosión
C-7 C	Diesel liviano	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Corrosión bajo aislamiento
C-7 T	Agua	Corrosión – Erosión
C-10A C	Gases de HC	Corrosión por aguas agrías / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión – Erosión
C-10A T	Agua	Corrosión – Erosión
C-10B C	Gases de HC	Corrosión por aguas agrías / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión – Erosión
C-10B T	Agua	Corrosión – Erosión
C-12A C	Gasolina	Corrosión por aguas agrías / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-12A T	Agua	Corrosión – Erosión
C-12B C	Gasolina	Corrosión por aguas agrías / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-12B T	Agua	Corrosión – Erosión
C-12C C	Gasolina	Corrosión por aguas agrías / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-12C T	Agua	Corrosión – Erosión
C-12D C	Gasolina	Corrosión por aguas agrías / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-12D T	Agua	Corrosión – Erosión
C-13 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Agrietamiento por sulfuro (SSC)
C-13 T	Agua	Corrosión – Erosión
C-15 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-15 T	Agua	Corrosión – Erosión
C-16A C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión

C-16A T	Agua	bajo deposito Corrosión – Erosión
C-16B C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-16B T	Agua	Corrosión – Erosión
C-17 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-17 T	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-18 C	Propano/Butano	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-18 T	Agua	-
C-19 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-19 T	Gasóleo	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Agrietamiento por sulfuro (SSC)
C-51 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-51 T	Diesel liviano	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-52A C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-52A T	Agua	-
C-52B C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
C-52B T	Agua	-
C-60 C	Gasolina	Corrosión por ácido Sulfúrico / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
C-60 T	Diesel liviano	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Carbonate / Corrosión bajo deposito
F-2	Hidrocarburo	Corrosión por aguas agrias / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
F-2A	Aguas agrias	Corrosión por aguas agrias / Agrietamiento por sulfuro (SSC) / Corrosión por aguas agrias
F-4	Hidrocarburo	Corrosión por aguas agrias / Agrietamiento por sulfuro (SSC) / Corrosión por aguas agrias
F-5	Propano/Butano	Corrosión por ácido Sulfúrico Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo deposito
E-3 T	Gasolina/gas	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC) / Carbonate

E-3 M	Gasolina/gas	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Agrietamiento por sulfuro (SSC)
E-3 F	Gasolina	Corrosión por aguas agrias / Agrietamiento por sulfuro (SSC)
E-4 T	Gasóleo/Gas	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Carbonate
E-4 F	Gasóleo	Corrosión por aguas agrias / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC)
E-5 T	Gasolina	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo aislamiento
E-5F	Gasolina	Corrosión por aguas agrias / Agrietamiento por cloruro bajo esfuerzo (CISCC)
E-51 T	Gasolina	Corrosión por ácido Hidroclorhídico (HCL) / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo depósito
E-51 F	Gasolina	Corrosión por aguas agrias / Daño por ácido sulfúrico húmedo (HIC/SOHIC) / Corrosión bajo depósito

4.3 Cuantificación de los impactos

Para esta etapa del proyecto se trabajó con las pestañas de consecuencia, riesgo financiero y factores de modificación del software.

4.3.1 Módulo para la estimación de las consecuencias

El software calcula el área de daño por año de los equipos en relación al área de fatalidades, área de daño a los equipos y área tóxica en caso de que el fluido sea tóxico. En nuestro estudio el área de consecuencia total será, el área que resulte mayor entre las tres calculadas, lo cual representa el impacto a la seguridad del personal y de los equipos de la planta. La pestaña de consecuencias se muestra en la figura 4.17.

Level 3 Equipment Data

Equipment Data

Record ID: 23
 Equipment ID: C-17 C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: FCC
 Inventory Group: S
 Asset ID Number:
 Description: CALENTADOR DE CARGA DEL E-6 LC

Risk Rank: **Medium High**
 Likelihood Category: **4**
 Consequence Category: **D**
 Likelihood Factor: **505**
 Likelihood of Failure: **7,878E-03** events / year
 Consequence of Failure: **7072** sq ft
 Risk: **5,62E+01** sq ft / year

Equipment Data | Likelihood Data | **Consequence Data** | Financial Risk | Modification Factors

Representative Fluid: **5-20**
 Initial Fluid State: **Liquid**
 Toxic Percentage: **40,00%**
 Toxic Model: **None**
 Detection System: **C - Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage**
 Isolation System: **C - Isolation dependent on manually-operated valves**
 Mitigation System: **Fire water deluge system and monitors**

Equipment Inventory: **983,27** lb
 Joe Estimated Inventory (Yes?):
 Estimated Equipment Inventory: **0,0** lb
 Group Inventory Calculated: **37,849** lb

Views
 Go To
 Add New
 Edit
 Delete
 Equip Calc
 Help
 Close

Areas: Toxicity: **0** sq ft Injury/Fatality: **7072** sq ft
 Equipment Damage: **2485** sq ft Consequence: **7072** sq ft

Record: 14 | 23 | of 52

Figura 4.17. Pestaña para los datos de consecuencia

En esta pestaña se observa la entrada de datos de sistemas de detección, aislamiento y mitigación, sin embargo no se necesita tabular esta información puesto que todos los equipos tienen como sistema de detección la opción C (Detección visual, cámaras, detectores o marginales con cobertura.), como sistema de aislamiento la opción C (Aislamiento depende de válvulas de accionamiento manual) como se observa en la tabla 4.14, y el sistema de mitigación para todos los equipos es de tipo “Foam Spray Systems” puesto que poseen sistemas cercanos de mitigación que funcionan con agua o espuma. El resto de los datos requeridos para la estimación de las consecuencias se muestran en la tabla 4.15.

Tabla 4.14. Guía de categorías de sistemas de detección y aislamiento

Tipo de sistema de detección	Clasificación de detección
Instrumentación diseñada específicamente para detectar pérdidas materiales por los cambios en las condiciones de funcionamiento (es decir, la pérdida de presión o de flujo) en el sistema.	A
Detectores situados convenientemente para determinar cuando el material está presente fuera de la presión que contienen sobre.	B
Detección visual, cámaras, detectores o marginales con cobertura.	C
Tipo de sistema de aislamiento	Clasificación de aislamiento
Aislamiento o de cierre activado directamente desde los sistemas de instrumentación de procesos o de los detectores, sin la intervención del operador.	A
Sistemas de aislamiento o de cierre activado por parte de los operadores en la sala de control o de otro lugar alejado de la fuga.	B
Aislamiento depende de válvulas de accionamiento manual	C

Tabla 4.15. Datos introducidos al software para consecuencias

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Fluido	Fluido Representativo	Estado Inicial	% Toxico	Modelo Toxico
C-5 C	Diesel liviano	C9-C12	Liquido	55	CO
C-5 T	Consensado	Water	Liquido	0	-
C-7 C	Diesel liviano	C6-C8	Liquido	55	CO
C-7 T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-10A C	Gases de HC	C6-C8	Gas	40	CO
C-10A T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-10B C	Gases de HC	C6-C8	Gas	40	CO
C-10B T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-12A C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-12A T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-12B C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-12B T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-12C C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-12C T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-12D C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-12D T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-13 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-13 T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-15 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-15 T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-16A C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-16A T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-16B C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO

C-16B T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-17 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-17 T	Gasolina	C6-C8	Liquido	0	CO
C-18 C	Propano/Butano	C3-C4	Gas	40	CO
C-18 T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-19 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-19 T	Gasóleo	C17-C25	Liquido	55	H2S
C-51 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-51 T	Diesel liviano	C9-C12	Liquido	55	CO
C-52A C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-52A T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-52B C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-52B T	Agua	Water	Liquido	0	-
C-60 C	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
C-60 T	Diesel liviano	C9-C12	Liquido	55	CO
F-2	Hidrocarburo	C6-C8	Liquido	40	CO
F-2A	Aguas agrias	Water	Liquido	0	-
F-4	Hidrocarburo	C6-C8	Liquido	40	CO
F-5	Propano/Butano	C3-C4	Gas	40	CO
E-3 T	Gasolina/gas	C6-C8	Gas	40	CO
E-3 M	Gasolina/gas	C6-C8	Gas	40	CO
E-3 F	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
E-4 T	Gasóleo/Gas	C9-C12	Gas	55	CO
E-4 F	Gasóleo	C9-C12	Liquido	55	CO
E-5 T	Gasolina	C6-C8	Gas	40	CO
E-5F	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO
E-51 T	Gasolina	C6-C8	Gas	40	CO
E-51 F	Gasolina	C6-C8	Liquido	40	CO

4.3.2 Módulo de Riesgo financiero

La pestaña siguiente correspondiente al riesgo financiero tal como se muestra en la Figura 4.18, esta pestaña solicita datos que han sido previamente ingresados cuando se agregó la unidad en el software como se mostró en la Figura 4.5, los únicos datos que faltan son el tipo de liberación “Ground” para todos los equipos, puesto que toda la unidad se encuentra en tierra y el costo de parada del equipo por día, lo cual depende del equipo ya que algunos solo pueden afectar parcialmente el

funcionamiento de la planta y otros generan parada total de la misma, estos datos fueron aportados por el Departamento de Ingeniería de Confiabilidad de la empresa.

The screenshot displays the 'Level 3 Equipment Data' window with the 'Financial Risk' tab selected. The interface is divided into several sections:

- Equipment Data:** Record ID: 1, Equipment ID: C-6 C, Equipment Type: EXCHANGER, Unit: FCC, Inventory Group: 2, Asset ID Number: (empty), Description: PRECALENTADOR DE AGUA A LA C-1.
- Risk Summary:** Risk Rank: Medium High, Likelihood Category: 3, Consequence Category: 0, Likelihood Factor: 33, Likelihood of Failure: 5.148E-04 events/year, Consequence of Failure: 3993 sq ft, Risk: 2.1E+00 sq ft/year.
- Financial Risk Section:**
 - Equipment Area Cost (\$): 3000 sq ft
 - Population Density: 0.0002 sq ft
 - Released From Diked Area: 0.000 %
 - ON SITE soil contamination: %
 - OFF SITE soil contamination: %
 - GROUND WATER contamination: %
 - Injury/Fatality Cost: \$500,000
 - Equipment Outage Cost: \$0
 - EPA cost: 0.00
 - Include Env. Costs (Yes?):
- Tank Details:** Soil Type: (dropdown), Distance to Ground Water: 40 ft, Detection Time for Floor leaks: 100.0 hrs.
- Environmental Cost Factor Rating:** Low (selected), Medium, High, Cost: (dropdown).
- Risk (\$/yr) Summary:** Financial Risk: \$394, Environmental Risk: \$0.
- Buttons:** Views, Go To, Add New, Edit, Delete, Equip Calc, Cyclic, Help, Close.

Figura 4.18. Pestaña para los datos del Riesgo Financiero

El riesgo financiero es calculado en términos monetarios y está asociado a los costos que genera la falla de un equipo como:

- Costos de reparación y reemplazo del equipo
- Costos de Producción durante el reemplazo o reparación del equipo
- Costos debido a los potenciales daños asociados con la falla
- Costos de limpieza y recuperación del ambiente o área afectada

Para el cálculo de algunos de estos costos fue utilizada data genérica propuesta por el software (API RBI Versión 3.3.3)

En la tabla 4.16 se muestra el porcentaje con que cada equipo impacta negativamente la producción del sistema, estos porcentajes fueron asignados, partiendo de la jerarquización establecida mediante un análisis de criticidad de los equipos en el proceso de producción, estos datos fueron aportados por la empresa. La tabla 4.17, muestra los criterios de impacto negativo a la producción y el rango de valores asignados por pérdida de producción expresados en porcentajes. El costo de parada por día de cada equipo fue ingresado al software relacionando la producción de la planta por día y el porcentaje de pérdida de cada equipo.

Tabla 4.16. Porcentaje de pérdida a la producción por equipo

Fuente: Propia, 2009.

Equipo	% de Pérdida	Equipo	% de Pérdida
C-5	0	C-19	100
C-7	0	C-51	75
C-10A	100	C-52A	100
C-10B	100	C-52B	100
C-12A	100	C-60	75
C-12B	100	F-2	100
C-12C	100	F-2A	100
C-12D	100	F-4	100
C-13	75	F-5	100
C-15	75	E-3	100
C-16A	100	E-4	100
C-16B	100	E-5	100
C-17	75	E-51	100
C-18	100		

Tabla 4.17. Criterio para la estimación del riesgo financiero

Criterios para estimar el impacto en la producción	Pérdida completa de la capacidad de producción o calidad inaceptable del producto	Pérdida de una corriente; producción limitada o diferimiento de producción	Recirculación o almacenaje inmediato o pérdida de eficiencia y confiabilidad	Pérdida del control del proceso	No afecta la capacidad de producción
Porcentaje de la pérdida financiera del proceso	100%	75%	50%	25%	0%

Los equipos que afectan en un 75% la producción de la planta fueron considerados de manera conservadora como elementos que provocan la parada total de la planta en una situación de falla, es decir como 100% de afección a la producción.

4.3.3 Módulo para el factor de modificación

La pestaña de “Modification Factors” genera factores que ajustan los cálculos efectuados a los equipos en función de su complejidad, en esta pantalla muchos de los datos ingresados son universales, lo que quiere decir, que aplican a todos los equipos y los afectan en igual proporción no generando diferencias, puestos que son equipos ubicados en el mismo sistema, estos datos son; la condición del equipo “Equipment Condition”, clima frío “Cold Weather”, código de construcción “Construction Code”, vida útil “Design Life”, estabilidad del proceso “Process Stability” y el mantenimiento de la válvulas de alivio “RV Maintenance”. Igualmente los datos relativos a paradas planeadas “Planned Shutdowns” se mantiene igual para todos los equipos (>0 to 1/yr), mientras que las paradas no planeadas “Unplanned Shutdowns” es igual en todos los equipos (>0 to 1/yr). Como no se cuenta con información de la vida útil de los equipos, la norma recomienda asignar 40 años útiles. Los datos que si

tienen diferencias entre equipos son mostrados en la Tabla 4.18, y en la Figura 4.19, se muestra la pantalla para esta pestaña.

Figura 4.19. Pestaña para los datos para el Factor de Modificación

Tabla 4.18. Datos introducidos al software para el Factor de Modificación

Fuente: Propia. 2009.

Equipo	Cantidad de Boquillas	Servicio	Tendencia de Falla de Válvulas
C-5 C	2	Corrosivo	B
C-5 T	2	Limpio	B
C-7 C	2	Corrosivo	B
C-7 T	2	Limpio	B
C-10A C	4	Corrosivo	B
C-10A T	2	Limpio	B
C-10B C	4	Corrosivo	B
C-10B T	2	Limpio	B
C-12A C	2	Corrosivo	A
C-12A T	2	Limpio	A
C-12B C	2	Corrosivo	A

C-12B T	2	Limpio	A
C-12C C	2	Corrosivo	A
C-12C T	2	Limpio	A
C-12D C	2	Corrosivo	A
C-12D T	2	Limpio	A
C-13 C	2	Corrosivo	B
C-13 T	2	Limpio	B
C-15 C	2	Corrosivo	B
C-15 T	2	Limpio	B
C-16A C	2	Corrosivo	B
C-16A T	2	Limpio	B
C-16B C	2	Corrosivo	B
C-16B T	2	Limpio	B
C-17 C	2	Corrosivo	B
C-17 T	2	Limpio	B
C-18 C	2	Corrosivo	B
C-18 T	2	Limpio	B
C-19 C	4	Corrosivo	B
C-19 T	2	Corrosivo	B
C-51 C	2	Corrosivo	B
C-51 T	2	Corrosivo	B
C-52A C	2	Corrosivo	B
C-52A T	2	Limpio	B
C-52B C	2	Corrosivo	B
C-52B T	2	Limpio	B
C-60 C	2	Corrosivo	A
C-60 T	2	Corrosivo	A
F-2	6	Corrosivo	B
F-2A	3	Corrosivo	B
F-4	5	Corrosivo	A
F-5	4	Corrosivo	B
E-3 T	4	Corrosivo	B
E-3 M	5	Corrosivo	B
E-3 F	4	Corrosivo	B
E-4 T	3	Corrosivo	B
E-4 F	3	Corrosivo	B
E-5 T	5	Corrosivo	B
E-5F	4	Corrosivo	B
E-51 T	4	Corrosivo	B
E-51 F	6	Corrosivo	B

4.4 Riesgo cuantitativo, generación de la matriz de riesgo y planes de inspección

Después de ingresar todos los datos descritos anteriormente, fuimos a la ventana generadora de reportes del software (figura 4.20), se presionó “Risk summary” para obtener la frecuencia de falla, consecuencia de falla y riesgo cuantitativo. Posteriormente el botón “Risk Matrix” para generar la matriz de Riesgo y por último El botón “Inspection Planning” para generar el plan de inspección sugerido por el software.



Figura 4.20. Ventana Generadora de Reportes

4.5 Muestra de cálculos

Equipo: C-17 C (lado Carcasa)

Descripción: Intercambiador de calor

Parte A: Estimación de Consecuencia de Falla

Estimación de la tasa de liberación

Como paso inicial hay que seleccionar el fluido representativo contenido en el intercambiador de la tabla 4.19.

Tabla 4.19. Materiales aplicables a fluidos representativos

Material Representativo	Ejemplo de materiales aplicables
C ₁ - C ₂	Metano, Etano, Etileno, Gas Natural Licuado
C ₃ - C ₄	Propano, Butano, Isobutano, LPG
C ₅	Pentano
C ₆ - C ₈	Gasolina, Nafta, Heptano
C ₉ - C ₁₂	Diesel, Kerosene
C ₁₃ - C ₁₆	Ful Jet, kerosene, gasoil atmosférico
C ₁₇ - C ₂₅	Gasoil y crudo típico
C ₂₅₊	residual, crudo pesado
H ₂	Solo hidrógeno
H ₂ S	Solo sulfuro de hidrógeno
HF	Solo fluoruro de hidrógeno
Agua	Agua
Vapor	Vapor
Ácido (bajo)	Ácido cáustico de baja presión
Ácido (medio)	Ácido cáustico a presión media

En este caso se selecciona C₆ –C₈ el fluido manejado por el equipo es gasolina. Posteriormente se determina la masa del fluido tanto del equipo como del grupo inventario al que pertenece. En la tabla 4.20, se muestra las propiedades del fluido Representativo.

Tabla 4.20. Propiedades del fluido representativo (C6-C8)

Fluido	Peso molecular	Densidad (lb/pies ³)	Punto de Ebullición Norma (°F)	Estado en ambiente	Temperatura de Auto-ignición (°F)
C6-C8	100	42.702	210	Liquido	433

Datos:

Diámetro=20 plg= 1,67 pies

Longitud=20,67 pies

$$Volumen = \frac{\pi * D^2}{4} * L = \frac{\pi * 1,67^2}{4} * 20,67 = 45,23 \text{ pies}^3$$

$$Masa = volumen * densidad$$

$$Masa = 45,3 * 42,702 = 1934,4 \text{ Lb}$$

Luego de obtener la masa se ajusta según la tabla 4.21, por suposiciones establecidas por la norma API 581

Tabla 4.21. Suposiciones para el cálculo de inventario de fluido

Equipo	Porcentaje de Volumen
Columnas líquido/líquido	50% de cada material
Columna de bandejas	
• Mitad Superior	50% Vapor
• Mitad Inferior	50% Líquido
Secadoras	10% Líquido
Acumuladores y tambores	50% líquido
Separadores	50% de cada material o fase
Bombas y compresores	Insignificante
Intercambiadores de Calor	50% lado casco, 25% lado canal
Hornos	50% líquido
Tuberías	100% total

$$Masa = 1934,4 * 0,5 = 967,2 \text{ Lb}$$

La masa del grupo de inventario se calcula sumando la masa de cada equipo perteneciente al grupo. En este caso la masa del grupo de inventario número 11 calculado por el software incluyendo la masa del equipo calculado es:

$$Masa_{\text{Grupo Inventario}} = 37,849 \text{ Lb}$$

La estimación de la tasa de liberación del fluido se hace en base a tamaños de agujeros predefinidos por la Norma API 581. La tabla 4.22 define los posibles tamaños de agujeros usados en el análisis IBR según las fallas más comunes en los equipos estáticos.

Tabla 4.22. Tamaños de agujeros usados en el análisis cuantitativo de IBR

Agujero	Rango	Valor Representativo
Pequeño	0 - ¼ pulg	¼ pulg
Medio	¼ - 2 pulg	1 pulg

Grande	2 - 6 pulg	4 pulg
Ruptura	> 6 pulg	16 pulg

Teniendo en cuenta que el fluido dentro del equipo es líquido, el software estima la tasa de liberación a través ecuación (4.2) mostrada a continuación:

$$QL = C_d * A * \sqrt{2 * \rho * \Delta P * \frac{G_c}{144}} \quad (4.2)$$

Donde:

QL: Tasa de descarga (Lb/s)

C_d : coeficiente de descarga (0.61 para cálculos de IBR)

A: área de la sección transversal del tamaño de agujero (Pulg²)

ρ : Densidad del líquido (Lb/pies³)

ΔP : Diferencia entre la presión del líquido y la presión atmosférica

G_c : factor de conversión del Lbf a Lbm (32.2 Lbm-pies/Lbf – seg²)

De esta forma, para un tamaño de agujero pequeño (1/4 “) la tasa de liberación será:

Datos:

$$C_d = 0.61$$

Tamaño de agujero: 1/4”

$$\rho = 42,702 \text{ Lb/pies}^3$$

$$\Delta P = \text{Presión}_{\text{Líquido}} - \text{Presión}_{\text{atmosférica}} = 150 \text{ psi} - 14,7 \text{ psi} = 135,3 \text{ psi}$$

$$QL = 061 * \frac{\pi * (0,25)^2}{4} * \sqrt{2 * 42,702 * 135,3 * \frac{32,2}{144}} = 1.52 \text{ Lb/s}$$

De igual manera se calculan la tasa de liberación para los tamaños de agujero restantes (1", 4" y Ruptura 16") obteniéndose los resultados de la tabla 4.23.

Tabla 4.23. Tasas de liberación del equipo C-17 C para cada tamaño de agujero

Tamaño de Agujero (plg)	¼	1	4	16 (Ruptura)
Tasa de Liberación (Lb/seg)	1,52	26,07	417,05	6672,84
Tasa de Liberación (Lb/min)	91,2	1464	23413,8	374616

Determinación del tipo de liberación

La figura 4.21, muestra el criterio general que emplea la norma API 581 para estimar el tipo de liberación,

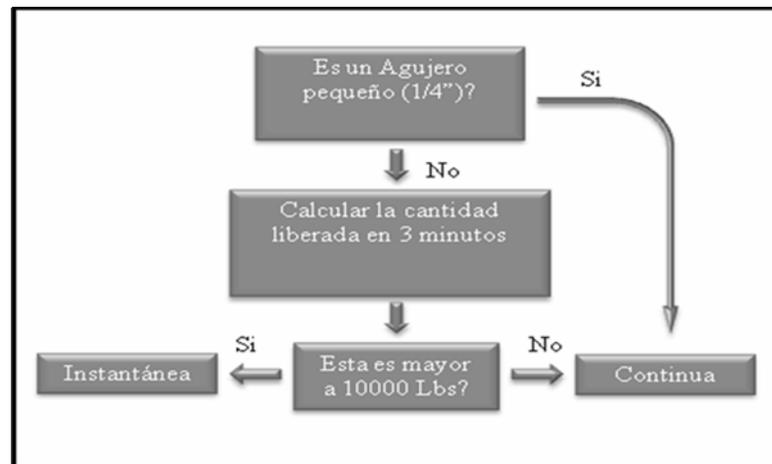


Figura 4.21. Criterio para la estimación de la tasa de liberación

El primer paso fue estimar el tiempo necesario para que toda la masa del grupo inventario se libere al medio ambiente según la tasa de liberación, utilizando la ecuación 4.3.

$$Duracion\ de\ la\ fuga_{min} = \frac{Masa\ grupo\ inventario}{Tasa\ de\ liberación} \quad (4.3)$$

De manera que, para la tasa de liberación correspondiente a un agujero de $\frac{1}{4}$ de plg la duración de descarga será:

$$\text{Duracion de la fuga}_{\min} = \frac{37849}{91,2} = 415 \text{ min}$$

Si la duración de descarga es menor a tres minutos la liberación de fluido se considera de tipo instantánea y si es mayor de 3 minutos se considera continua. Los resultados para cada tipo de agujero se presentan en la tabla 4.24.

Tabla 4.24. Duraciones de descarga en minutos del equipo C-17 C para cada tamaño de agujeros y tipo de liberación

Tamaño de Agujero	$\frac{1}{4}$	1	4	16 (Ruptura)
Duración de descarga (Min)	415	25,8	1,61	0,1
Tipo de Liberación	Continua	Continua	instantánea	instantánea

Estimación de la masa de liberación en un tiempo de 3 minutos

Esta se obtiene al multiplicar la tasa de liberación expresada en Lb/min por 3 minutos, si este valor es mayor a 10000 lb, el software clasifica como instantánea, de lo contrario es continua. En la tabla 4.25, se presentan los valores obtenidos.

Tabla 4.25. Masa liberada del equipo C-17 C para cada tamaño de agujero y tipo de liberación

Tamaño de Agujero	$\frac{1}{4}$	1	4	16 (Ruptura)
Masa Liberada (Lb)	293,4	4392	70241,4	1123848
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea

Tipo de liberación y estado final

Considerando que el fluido permanece en todo momento en estado líquido, las condiciones finales del tipo de liberación se pueden observar en la tabla 4.26.

Tabla 4.26. Estado final y tipo de liberación

Agujeros	1/4	1	4	Ruptura
Tipo de liberación	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea
	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido

Para los agujeros con liberación tipo instantánea el software asume que lo máximo que puede fugar es todo el grupo inventario, puesto que el valor a los 3 minutos sobrepasa esta cantidad.

Duración final de la fuga

La duración de una fuga puede estimarse según el sistema de detección y aislamiento que posee la planta, tal como se muestra en la tabla 4.27.

Tabla 4.27. Duraciones de fuga basadas en los sistemas de detección y aislamiento

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Tipo de Sist. de Detección	Tipo de Sist. de aislamiento	Duración de Fuga
A	A	20 minutos por ¼ plg de fuga 10 minutos por 1 plg de fuga 5 minutos por 4 plg de fuga
A	B	30 minutos por ¼ plg de fuga 20 minutos por 1 plg de fuga 10 minutos por 4 plg de fuga
A	C	40 minutos por ¼ plg de fuga 30 minutos por 1 plg de fuga 20 minutos por 4 pulg de fuga
B	A o B	40 minutos por ¼ plg de fuga 30 minutos por 1 plg de fuga 20 minutos por 4 plg de fuga
B	C	1 hora por ¼ plg de fuga 30 minutos por 1 plg de fuga 20 minutos por 4 plg de fuga
C	A, B o C	1 hora por ¼ plg de fuga 40 minutos por 1 plg de fuga 20 minutos por 4 plg de fuga

El software asume la duración de la liberación, como el menor de los valores mostrados en la Tabla 4.22 y 4.25, excepto para liberación tipo instantánea donde se considera una duración de cero. En la Tabla 4.28, se muestra la duración final adoptada por el software.

Tabla 4.28. Duración final de la liberación

Agujeros	1/4	1	4	Ruptura
Duración de la liberación (min)	60	25,8	0	0

Estimación áreas de consecuencia de daño a equipos y fatalidad

Las áreas de consecuencia se clasifican en: área de consecuencia por daño al equipo y área de consecuencia por fatalidad o perjuicio.

El área de consecuencia por daño del equipo y por fatalidad se obtienen mediante al cálculo de áreas ponderadas. Con el tipo de fluido manejado por el equipo y la probabilidad de no auto-ignición se usan las ecuación 4.4 y 4.5 para fuga continua e instantánea, respectivamente, para el área de consecuencia por daño de equipo, de igual manera, usamos las ecuaciones 4.6 y 4.7 para el área de fatalidad según la norma API 581. Se considera probable la auto-ignición si la temperatura del proceso es mayor a la temperatura de ignición más 80°F. Puesto que el fluido manejado no posee esta característica escogemos la opción de no auto-ignición.

Área por daño de equipo:

$$A = 182 \quad (4.4)$$

$$A = 4,35 \quad (4.5)$$

Área por Fatalidad:

$$A = 516 * X^{0.89} \quad (4.6)$$

$$A = 12,7 * X^{0.78} \quad (4.7)$$

Donde:

X: Tasa de liberación (Lb/seg) para fugas continuas ó masa de liberación (Lb) para fugas de tipo instantánea.

A: área (pies²)

Los resultados de áreas de consecuencia se deben ajustar según el sistema de mitigación implantado en la planta FCC. El factor de ajuste será el valor resaltado en la tabla 4.29.

Tabla 4.29. Ajuste de consecuencias inflamables para sistemas de mitigación

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Sistema de Mitigación	Ajuste de consecuencia
Inventario de purga, junto con el sistema de aislamiento nominal B o superior	Reducir la tasa de liberación o en masa en 25%
Fuego diluvio de agua y sistema de monitores	Reducir área consecuencia en 20%
Sólo los monitores de agua de incendios	Reducir área consecuencia en 5%
Sistema Spray Espuma	Reducir área consecuencia en 15%

Sustituyendo los valores en las ecuaciones de áreas de consecuencia y realizando ajuste se obtuvieron los resultados de la tabla 4.30.

Tabla 4.30. Área de daño de equipos y fatalidad del C-17 C

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Área de daño a equipos (pies ²)	264.2	3125	4152	4152
Área por fatalidad (pies ²)	749,02	8859,86	11611	11611

Finalmente, se multiplican las áreas obtenidas por las probabilidades de falla genéricas para cada tamaño de agujero mostradas en la tabla 4.31, estas frecuencias genéricas dependen del tipo de equipo y están tabuladas en el software de acuerdo a la norma API 581.

Tabla 4.31. Probabilidades de fallas genéricas para cada tamaño de agujero

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Probabilidades genéricas de falla (eventos/pies)	$4 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{-7}$

Las áreas de consecuencia serán:

Área para daño de equipo:

$$A = \frac{264.2(4 \cdot 10^{-6}) + 3125(1 \cdot 10^{-5}) + 4152(1 \cdot 10^{-6}) + 4152(6 \cdot 10^{-7})}{4 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-6} + 6 \cdot 10^{-7}}$$

$$A = 2496,8 \text{ pies}^2$$

Área por fatalidad:

$$A = \frac{749,02(4 \times 10^{-6}) + 8859,86(1 \times 10^{-5}) + 11611(1 \times 10^{-6}) + 11611(6 \times 10^{-7})}{4 \times 10^{-6} + 1 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-6} + 6 \times 10^{-7}}$$

$$A = 7162,32 \text{ pies}^2$$

De igual manera se calcula el área toxica

$$A = 56349 \text{ pies}^2$$

En la figura 4.22 se muestra los resultados del cálculo del área de consecuencias del programa, se puede observar que la mayor área fue la tóxica por lo tanto esa es la utilizada.

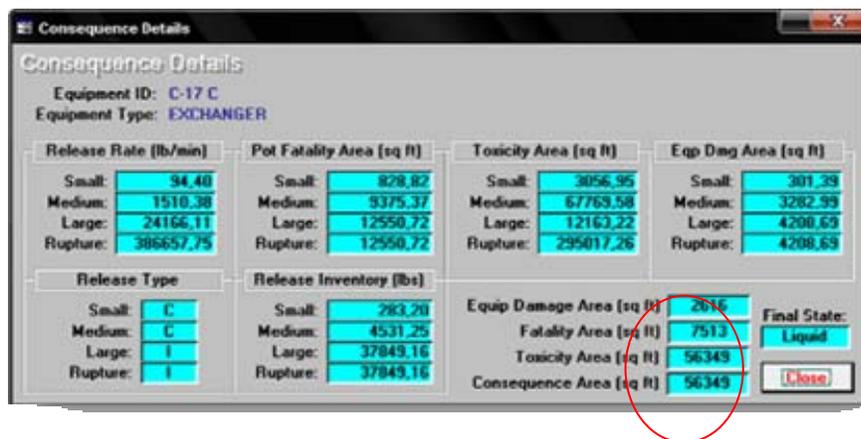


Figura 4.22. Resultados del área de consecuencias del programa

Estimación del área de consecuencia total

Para la estimación de riesgo el software toma el área de mayor magnitud, por lo tanto, el área total de consecuencia será igual al área toxica 56349 pies^2 .

Parte B. Estimación de Probabilidad de Falla

Factor de modificación de Equipos

1. *Subfactor de Módulos técnicos*

Los módulos técnicos de adelgazamiento y agrietamiento bajo tensión aplican a todos los equipos, el resto de los módulos exigen cumplir con algunos requisitos para que se les pueda aplicar.

- **Módulo de adelgazamiento interno**

Para determinar este subfactor es necesario primero determinar la efectividad y el número de inspecciones realizadas. La efectividad se asume la mayor encontrada en el historial, es decir para este equipo será A, en cuanto al número de inspecciones, se calcula con base en la efectividad, para este equipo se tiene 1 inspecciones tipo A, 4 tipo B y 1 tipo C, para el software la efectividad de la inspección equivale a un número de inspecciones (A = 1, B = 0,5, C = 0,25), por lo que se calcula el número de inspecciones al sumar las cantidades:

$$\text{Numero de inspecciones} = 1 * (1) + 4 * (0,5) + 1 * (0,5) = 3,25$$

Para continuar debe calcularse el ar/t , donde “a” corresponde a los años del equipo (de 1956 al 2009 son 53 años), “r” a la tasa de corrosión (0,0055 pulg/año) y t representa el espesor (0,375 pulg), por lo que para este equipo resulta $ar/t = 0,77$. Con este valor se ingresa en la Tabla 4.32, que representa un extracto de la mostrada en la norma API 581.

Tabla 4.32. Subfactor de adelgazamiento interno

ar/t	3 Inspecciones			
	Efectividad			
	D	C	B	A
0.65	1300	880	550	500

Como el valor mayor de la tabla 4.32 es para un $ar/t=0.65$, entonces ese fue el seleccionado. Este subfactor debe ser modificado por sistemas de monitoreo en línea y sobrediseño ($P_{\text{diseño}}/P_{\text{Operación}} = 1,2$), sin embargo, no hay dispositivos de monitoreo en línea y el sobrediseño no pasa de 1,5 por lo que ninguno modifica el subfactor.

○ **Modulo de agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)**

En la Tabla 4.33, se muestra el subfactor para agrietamiento por corrosión bajo tensión, tomando en cuenta que el mecanismo Agrietamiento inducido por hidrogeno y orientado según el esfuerzo (SOHIC), se obtiene un SFMT = 1, este se debe modificar en función del tiempo desde la última inspección. Mediante la Ecuación 4.8 se calcula el subfactor final por agrietamiento.

Tabla 4.33. Subfactor por agrietamiento

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Subfactor							
Susceptibilidad	Cáustico	Amina	Carburo	SSC, HSC-HF	HIC/ SOHIO	CISCC	PTA
Alto	5000	1000	1000	100	100	5000	5000
Medio	500	100	100	10	10	500	500
Bajo	50	10	10	1	1	50	50
Ninguno	1	1	1	1	1	1	1

$$SFMT_{SCC} = SFMT * Tiempo^{1.1} \quad (4.8)$$

$$SFMT_{SCC} = 1 * (4)^{11} = 4,59 \approx 5$$

Categoría de Probabilidad de los subfactores

De acuerdo al valor del subfactor el software asigna una categoría de probabilidad, tomando en cuenta los rangos mostrados en la Tabla 4.34. En esta se puede ver que este equipo para el adelgazamiento interno con un subfactor de 500 se clasifica en una categoría 4, y para el subfactor por agrietamiento bajo tensión de 5 en una categoría 2.

Tabla 4.34. Categoría de probabilidad de acuerdo al subfactor

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Categoría de Probabilidad	Subfactor de Modulo técnico
1	<1
2	1 – 10
3	10 – 100
4	100 – 1000
5	>1000

- **Calculo del Subfactor de Modulo técnico total**

$$SFMT_{Total} = SFMT_{Adelgazamiento} + SFMT_{Arietamiento} = 500 + 5 = 505$$

- **Cálculo del subfactor universal combinado**

Este subfactor está compuesto por diferentes valores numéricos, los cuales son condición de la planta, clima frío y actividad sísmica. El valor numérico para condición de la planta es 0, que corresponde a la categoría B para este equipo, como

se muestra en la Tabla 4.35. Esta categoría se establece por criterios de observación, tomando en cuenta el aspecto general de la planta, su diseño y la efectividad de los programas de mantenimiento aplicados.

Tabla 4.35. Valor numérico para las condiciones de la planta

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Condición de la planta	Categoría	Valor numérico
Significativamente mejor que los estándares industriales	A	-1.0
Igual a los estándares industriales	B	0
Por debajo de los estándares industriales	C	+1.5
Significativamente más bajo que los estándares industriales	D	+4.0

El segundo valor numérico que incluye este subfactor es el de operación en clima frío, puesto que este tipo de clima impone riesgos adicionales en el funcionamiento de la planta, sin embargo, la planta en estudio posee un clima con temperaturas por encima de los 40°F que implica un valor numérico de 0 de acuerdo a la Tabla 4.36.

Tabla 4.36. Valor numérico por clima frío

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Temperatura en Invierno	Valor numérico
Por encima de 40° F	0
+20°F hasta +40°F	1.0
-20°F hasta +20°F	2.0
Por abajo de -20° F	3.0

El tercero y último valor numérico que incluye este subfactor es el de actividad sísmica, el cual para la región resulta en un valor numérico de 0 de acuerdo

a la Tabla 4.37, finalmente el subfactor universal combinado es la suma de los tres valores numéricos y resulta ser para este equipo igual a 0.

Tabla 4.37. Valor numérico por actividad sísmica

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Zona sísmica	Valor Numérico
0 o 1	0
2 o 3	1.0
4	2.0

2. Cálculo del subfactor mecánico

El primer valor numérico que se toma en cuenta es por complejidad del equipo, el intercambiador C-17 parte casco tiene dos boquillas, que le proporcionan un valor numérico de -1, como se muestra en la Tabla 4.38.

Tabla 4.38. Valor numérico por complejidad del equipo

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Equipo	Valor numérico			
	-1.0	0	+1.0	+2.0
Columna Total	<20	20-35	36-46	>46
Columna Media	<10	10-17	18-23	>23
Compresor	2	3-6	7-10	>10
Intercambiador Casco	< 7	7-12	13-16	>16
Intercambiador Tubos	< 4	4-8	9-11	>11
Bomba	--	2-4	>4	--
Recipiente	< 7	7-12	13-16	>16

El segundo valor numérico es por código de construcción del equipo, de acuerdo a las categorías este equipo se agrupa en la opción B y el valor numérico correspondiente es 1 de acuerdo a la Tabla 4.39.

Tabla 4.39. Valor numérico por código de fabricación del equipo

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Código de Fabricación	Categoría	Valor Numérico
El equipo se encuentra al día con la última edición de códigos de construcción.	A	0
El código para este equipo ha sido modificado significativamente desde su fabricación.	B	1.0
No existen códigos para este tipo de equipos desde su fabricación.	C	5.0

El tercer valor numérico corresponde al ciclo de vida, para ello calculamos a continuación el porcentaje de años en servicio entre vida útil:

$$\frac{\text{Años de servicio}}{\text{Vida útil}} * 100 = \frac{53}{40} * 100 = 132,5\%$$

Con este porcentaje se busca el valor numérico en la Tabla 4.40, el cual resulta ser de 4.

Tabla 4.40. Valor numérico por ciclo de vida

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

% Vida relativa	Valor numérico
0 a 7	2.0
7 a 75	0
76 a 100	1.0
>100	4.0

El cuarto valor numérico corresponde a condiciones de seguridad en cuanto a presión y temperatura. Para ello tenemos una temperatura de operación de 350°F y

una presión relativa de 0,833 con lo cual entramos a las Tablas 4.41 y 4.42 respectivamente.

Tabla 4.41. Valor numérico por temperatura de operación

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

$T_{\text{operación}}$	Valor numérico
Para acero al carbono: >550 °F	2.0
Para acero 1% a 5% cromo: >650 °F	2.0
Para aceros >5% a 9% cromo: >750 °F	2.0
Para aceros inoxidables 304/316: >1500 °F	2.0
Para todo acero: < -20 °F	1.0

Como no se encuentra el rango de temperatura de operación del equipo el valor numérico es igual a 0.

$$\frac{P_{\text{operación}}}{P_{\text{diseño}}} = \frac{150}{180} = 0,833$$

Tabla 4.42. Valor numérico por presión relativa

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

$P_{\text{oper}}/P_{\text{diseño}}$	Valor Numérico
>1.0	5.0
0.9 a 1.0	1.0
0.7 a 0.89	0
0.5 a 0.69	-1.0
<0.5	-2.0

El subfactor mecánico total resulta de sumar todos los valores numéricos obtenidos;

$$SF_{\text{Mecánico Total}} = -1 + 1 + 4 + 0 + 0 = 4$$

3. Cálculo del subfactor de proceso

Los primeros valores numéricos que conforman este subfactor son las paradas planeadas y no planeadas, donde de acuerdo al equipo se destacan las opciones respectivas en las Tablas 4.43 y 4.44.

Tabla 4.43. Valor numérico por Paradas Planeadas

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Número de paradas planeadas	Valor numérico
0 a 1/año	-1.0
1.1 a 3/año	0
3.1 a 6/año	1.0
>6/año	1.5

Tabla 4.44. Valor numérico por Paradas no planeadas

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Número de paradas no planeadas	Valor numérico
0 a 1/año	-1.5
1.1 a 3/año	0
3.1 a 6/año	2.0
>6/año	3.0

El tercer valor numérico corresponde a la estabilidad del proceso, para este equipo la categoría de estabilidad es para un equipo cercano a los procesos promedios, donde las reacciones involucradas son medianamente complejas, se le asigna de acuerdo a la Tabla 4.45, un valor de 0.

Tabla 4.45. Valor numérico por estabilidad del proceso

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Criterios de estabilidad	Valor numérico
Más estable que los procesos promedios	-1.0
Proceso cercano a los procesos promedios	0
Menos estable que los procesos promedios	1.0
Mucho menos estable que los procesos promedios	2.0

El cuarto y quinto valor numérico están relacionados con las válvulas de alivio, uno con el mantenimiento y el otro con la tendencia de estas a la falla, en la Tablas 4.46 y 4.47, se encuentran resaltados estos valores.

Tabla 4.46. Valor numérico por mantenimiento de válvulas de alivio

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Mantenimiento de válvulas de alivio	Categoría	Valor numérico
Menos del 5% de las válvulas de alivio atrasadas	A	-1.0
5% a 15% de las válvulas atrasadas	B	0
15% a 25% de las válvulas atrasadas	C	+1.0
Más del 25% de las válvulas de alivio atrasadas, o programa de mantenimiento o bloqueo de válvulas deficiente.	D	+2.0

Tabla 4.47. Valor numérico por tendencia a la falla de la válvula de alivio

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Tendencia a la Falla	Categoría	Valor Numérico
Ninguna cantidad significativa de suciedad.	A	0
Algunos polímeros u otros materiales sucios, con un historial de acumulación de vez en cuando en algunas partes del sistema.	B	2.0

Alto nivel de suciedad, con una historia frecuente de acumulación de depósitos en válvulas de alivio u otras partes del sistema.	C	4.0
--	---	-----

El sexto valor numérico está relacionado con el tipo de servicio, para este equipo el servicio es corrosivo, de acuerdo a las inspecciones realizadas se han observado fluidos de procesos sucios, que generan mecanismos de degradación, en la Tabla 4.48, se muestra el valor correspondiente.

Tabla 4.48. Valor numérico por servicio corrosivo o sucio

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Servicio Corrosivo	Valor numérico
Si	3.0
No	0

El subfactor de proceso resulta de sumar todos los valores numéricos obtenidos;

$$SF_{Proceso} = -1 - 1,5 + 0 + 0 + 2 + 3 = 2,5$$

4. Cálculos del Factor de modificación del equipo (F_E)

Se sustituye en la Ecuación 4.9 los valores calculados y sin aproximar se obtiene el factor de modificación del equipo.

$$F_E = SF_{MT_{Total}} + SF_{Universal} + SF_{Mecanico} + SF_{Proceso} \quad (4.9)$$

$$F_E = 505 + 0 + 4 + 2,5 = 511,5 \approx 512$$

5. Cálculo del Factor de evaluación del sistema de Gerencia (F_M)

Se establece un valor numérico que corresponde a la eficiencia del sistema de gerencia de la instalación, y de acuerdo a la Figura 4.22, se intercepta para una escala de 50%, a lo que se obtiene un valor de 1.

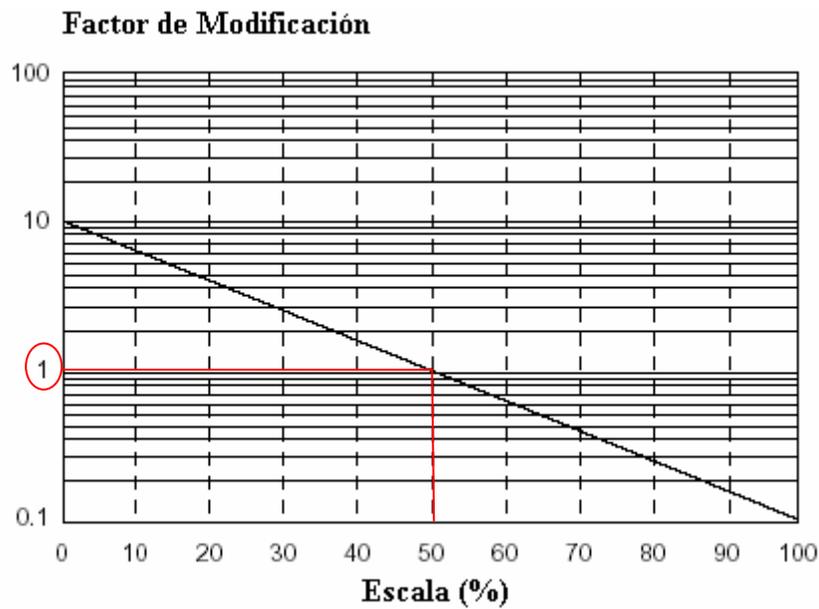


Figura 4.23. Gráfico para determinar F_M

Fuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

6. Cálculo de la Probabilidad de Falla

Se utiliza la Ecuación 4.10, sustituyendo los valores calculados.

$$F = F_G * F_E * F_M \quad (4.10)$$

Donde:

F Probabilidad de Falla

F_G Probabilidad genérica de Falla (Para este equipo se suman las probabilidades para todos los agujeros posibles).

F_E Factor de modificación del equipo

F_M Factor de Modificación del sistema de gerencia

$$F = (4 * 10^{-6} + 1 * 10^{-5} + 1 * 10^{-6} + 6 * 10^{-7}) * 512 * 1 = 7,99 * 10^{-3}$$

Parte C. Estimación del Riesgo del Equipo

Una vez que se han obtenido los valores de probabilidad y consecuencia de falla, se calcular el valor de riesgo con la ecuación 2.1:

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

$$\text{Riesgo} = 7,99 * 10^{-3} * 56349$$

$$\text{Riesgo} = 450,22 \text{ pies}^2/\text{año}$$

Equipment Data		Risk Rank:	High
Record ID:	23	Likelihood Category:	4
Equipment ID:	C-17 C	Consequence Category:	E
Equipment Type:	EXCHANGER	Likelihood Factor:	515
Unit:	FCC	Likelihood of Failure:	8,034E-03 events / year
Inventory Group:	5	Consequence of Failure:	56349 sq ft
Asset ID Number:		Risk:	4,5E+02 sq ft / year
Description:	CALENTADOR DE CARGA DEL E-6 LC		

Figura 4.24. Resultados del Programa

CAPITULO 5: RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1 Cuantificación de impactos

5.1.1 Impacto en la seguridad

La tabla 5.1 muestra el área máxima de consecuencia determinada por el software, la cual representa el impacto a la seguridad del personal y equipos del sistema. Podemos observar que el área toxica es la máxima en la mayoría de los equipos, esto se debe a las propiedades de los fluidos manejados y su alto porcentaje de toxicidad. Los equipos o secciones de los mismos que no tienen área de consecuencia manejan generalmente agua.

Tabla 5.1. Área máxima e impacto a la seguridad

Equipo	Área Máxima	Impacto en la Seguridad ($ft^2/año$)
C-5 C	Toxica	18611
C-5 T	-	-
C-7 C	Toxica	28524
C-7 T	-	-
C-10A C	Toxica	1539
C-10A T	-	-
C-10B C	Toxica	1518
C-10B T	-	-
C-12A C	Toxica	62678
C-12A T	-	-
C-12B C	Toxica	62678
C-12B T	-	-
C-12C C	Toxica	62678
C-12C T	-	-
C-12D C	Toxica	62678
C-12D T	-	-
C-13 C	Toxica	74120
C-13 T	-	-
C-15 C	Toxica	56349
C-15 T	-	-

Continuación de la tabla 5.1.

Equipo	Área Máxima	Impacto en la Seguridad ($ft^2/año$)
C-16A C	Toxica	14704
C-16A T	-	-
C-16B C	Toxica	14704
C-16B T	-	-
C-17 C	Toxica	56349
C-17 T	Toxica	57436
C-18 C	Toxica	8094
C-18 T	-	-
C-19 C	Toxica	56790
C-19 T	Toxica	143365
C-51 C	Toxica	64487
C-51 T	Toxica	21162
C-52A C	Toxica	10872
C-52A T	-	-
C-52B C	Toxica	10872
C-52B T	-	-
C-60 C	Toxica	64680
C-60 T	Toxica	19504
F-2	Toxica	12884
F-2A	-	-
F-4	Toxica	59578
F-5	Fatalidad	1819
E-3 T	Toxica	13207
E-3 M	Toxica	55208
E-3 F	Toxica	55208
E-4 T	Toxica	23390
E-4 F	Toxica	82258
E-5 T	Toxica	11033
E-5F	Toxica	52076
E-51 T	Toxica	9860
E-51 F	Toxica	59137

5.1.2 Impacto en la producción

En la tabla 5.2, se muestra el riesgo financiero o el impacto a la producción de los equipos del sistema por año. En este estudio consideramos el equipo completo, es decir, intercambiadores (lado Carcasa y Lado tubos) e igual las torres (Tope y Fondo), esto se debe a que a pesar de que el software evaluó cada sección de los

equipos por separado, tomamos la sección de mayor riesgo ya que en un evento de falla, las pérdidas financieras serán del equipo completo.

Tabla 5.2. Riesgo Financiero

Equipo	Riesgo Financiero (\$/año)	Equipo	Riesgo Financiero (\$/año)
C-5	1958	C-19	8720
C-7	554	C-51	9302
C-10A	1068	C-52A	32236
C-10B	2017	C-52B	38097
C-12A	172950	C-60	98601
C-12B	166240	F-2	9833
C-12C	10438	F-2A	1066
C-12D	9692	F-4	13683
C-13	13222	F-5	6511
C-15	10293	E-3	39719
C-16A	10030	E-4	21378
C-16B	9440	E-5	28462
C-17	375843	E-51	66172
C-18	4407		

5.2 Probabilidad, consecuencia y riesgo cuantitativo

La tabla 5.3 muestra los resultados obtenidos en forma cuantitativa de probabilidad de falla por año, consecuencias y el riesgo expresado en área afectada por año, de los equipos estáticos involucrados en el estudio, los cuales están representados por diecinueve (19) intercambiadores de calor, cuatro (4) torres y cuatro (4) tambores de separación. Desde el punto de vista del software fue necesario estudiar los equipos por secciones (con excepción de los tambores) conformando así un total de 51 renglones.

Tabla 5.3. Probabilidad, consecuencia y riesgo cuantitativo de los equipos

Equipo	Fact. P	Probabilidad (falla/año)	C. P.	Consecuencia (área)	C.C.	Riesgo (área/año)
Riesgo Alto						
E-51F	44	$1,346 \times 10^{-3}$	3	59136,92	E	79,621
E-3M	26	$7,956 \times 10^{-4}$	3	55204,1	E	45,613
E-3T	26	$7,956 \times 10^{-4}$	3	13207,32	E	10,912
F-2	24	$3,744 \times 10^{-4}$	3	12884,4	E	4,824
C-12AC	232	$3,619 \times 10^{-3}$	4	62678,25	E	226,844
C-12BC	223	$3,479 \times 10^{-3}$	4	62678,25	E	218,044
C-19C	41	$6,396 \times 10^{-4}$	3	56790,39	E	36,323
C-5C	34	$5,304 \times 10^{-4}$	3	18610,8	E	9,871
C-52AC	55	$8,58 \times 10^{-4}$	3	10871,55	E	9,328
C-52BC	65	$1,01 \times 10^{-3}$	3	10871,55	E	11,024
C-19T	157	$2,449 \times 10^{-3}$	4	143364,52	E	351,127
C-17C	515	$8,03 \times 10^{-3}$	4	56349,39	E	452,707
C-60T	20	$2,29 \times 10^{-3}$	2	19504,21	E	44,727
Riesgo Medio Alto						
E-3F	15	$4,59 \times 10^{-4}$	2	55208,1	E	25,34
E-4F	16	$4,896 \times 10^{-4}$	2	82257,8	E	40,273
E-5F	20	$6,12 \times 10^{-4}$	2	52075,8	E	31,87
E-4T	14	$4,284 \times 10^{-4}$	2	23389,98	E	10,02
E-5T	17	$5,202 \times 10^{-4}$	2	11033,01	E	5,739
E-51T	31	$9,486 \times 10^{-4}$	3	9859,74	D	9,353
F-4	18	$2,808 \times 10^{-4}$	2	59578,24	E	16,730
C-12CC	14	$2,184 \times 10^{-4}$	2	62678,25	E	13,689
C-12DC	13	$2,028 \times 10^{-4}$	2	62678,25	E	12,711
C-13C	17	$2,652 \times 10^{-4}$	2	74120,29	E	19,657
C-15C	15	$2,34 \times 10^{-4}$	2	56349,07	E	13,186
C-16AC	17	$2,652 \times 10^{-4}$	2	14703,5	E	3,899
C-16BC	16	$2,496 \times 10^{-4}$	2	14703,5	E	3,670
C-51C	12	$1,872 \times 10^{-4}$	2	64486,59	E	12,072
C-60C	19	$2,964 \times 10^{-4}$	2	64680,34	E	19,171

Continuación de la tabla 5.3.

Equipo	Fact. P	Probabilidad (falla/año)	C. P.	Consecuencia (área)	C.C.	Riesgo (área/año)
C-7C	18	$2,808 \times 10^{-4}$	2	28524,36	E	8,010
C-17T	17	$2,652 \times 10^{-4}$	2	57436,23	E	15,232
C-51T	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	21161,85	E	1,981
Riesgo Medio						
F-5	26	$4,056 \times 10^{-4}$	3	1819,10	C	0,738
C-10AC	9	$1,404 \times 10^{-4}$	2	1539,24	C	0,216
C-10BC	17	$2,652 \times 10^{-4}$	2	1517,71	C	0,402
C-18C	11	$1,716 \times 10^{-4}$	2	8094,46	D	1,389
Riesgo Bajo						
F-2A	22	$3,432 \times 10^{-4}$	3	0	A	0
C-10AT	2	$3,120 \times 10^{-5}$	1	0	A	0
C-10BT	2	$3,120 \times 10^{-5}$	1	0	A	0
C-12AT	4	$6,24 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-12BT	4	$6,24 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-12CT	1	$1,56 \times 10^{-5}$	1	0	A	0
C-12DT	1	$1,56 \times 10^{-5}$	1	0	A	0
C-13T	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-15T	7	$1,092 \times 10^{-4}$	2	0	A	0
C-16AT	7	$1,092 \times 10^{-4}$	2	0	A	0
C-16BT	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-18T	2	$3,12 \times 10^{-5}$	1	0	A	0
C-5T	26	$4,056 \times 10^{-4}$	3	0	A	0
C-52AT	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-52BT	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	0	A	0
C-7T	6	$9,36 \times 10^{-5}$	2	0	A	0

5.3 Matriz de riesgo

La matriz de riesgo (figura 5.1) muestra el nivel de riesgo de cada equipo, determinado por su posición en dicha matriz regido por el criterio de la tabla 5.4 de la norma API 581, igualmente se puede observar en la figura 5.2, la relación de los niveles de riesgo en función del total de los equipos estudiados.

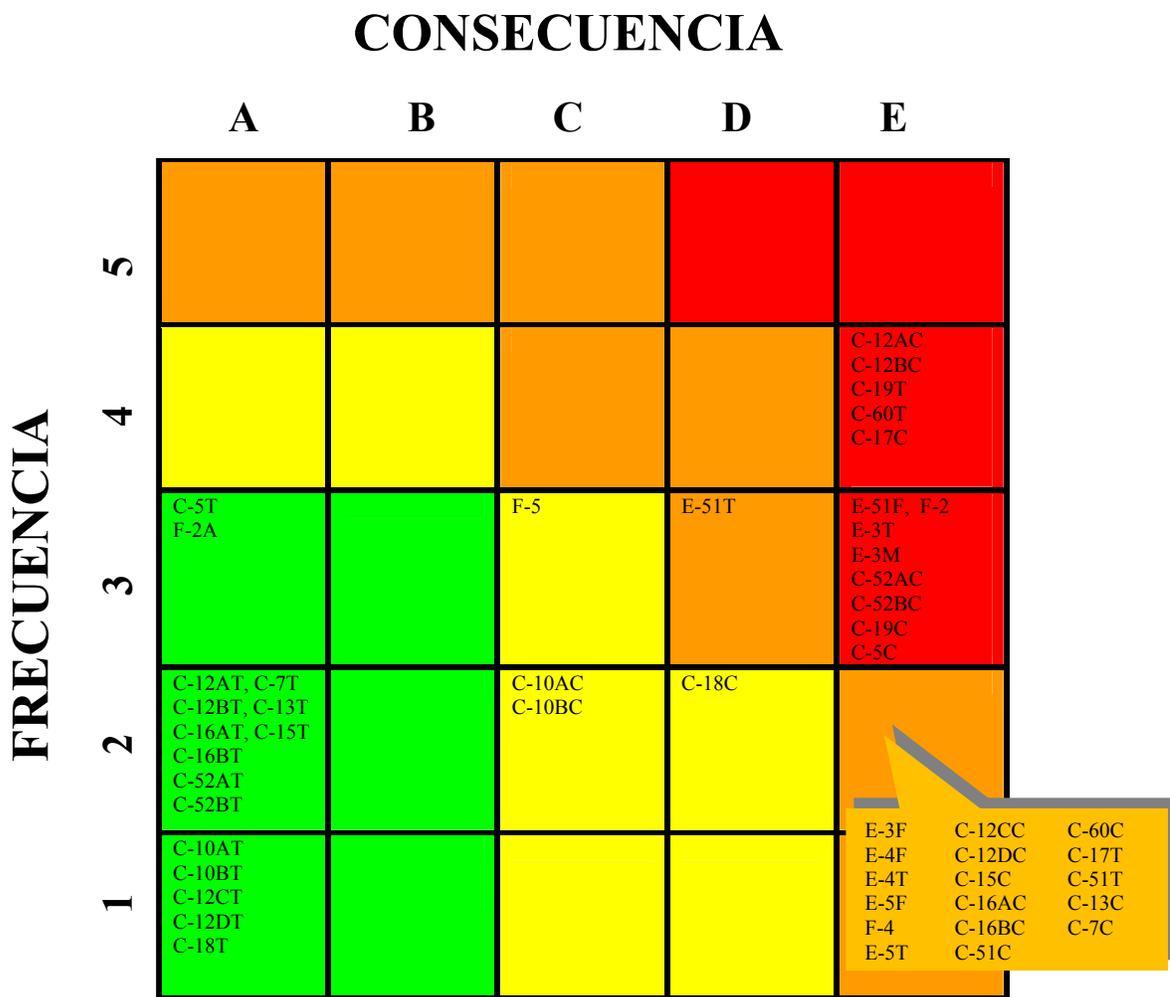
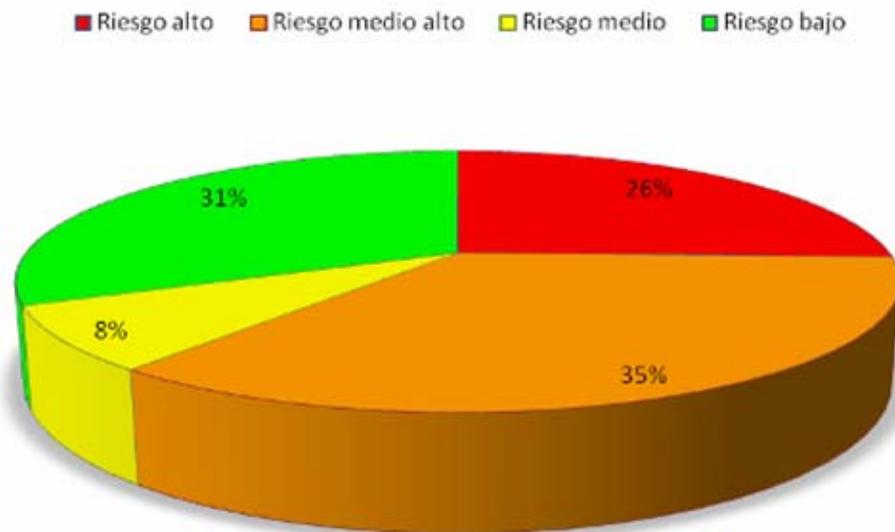


Figura 5.1. Matriz de Riesgo actual de los equipos del sistema

Tabla 5.4. Criterios para determinar el nivel de Riesgo en la MatrizFuente: Publicación API P 581 *Risk Based Inspection Resource Document*. 2000.

Factor Probabilidad	Consecuencias (pies ²)
1 $FP \leq 1$	A $C \leq 10$
2 $1 < FP \leq 10$	B $10 < C \leq 100$
3 $10 < FP \leq 100$	C $100 < C \leq 1.000$
4 $100 < FP \leq 1.000$	D $1.000 < C \leq 10.000$
5 $FP > 1.000$	E $C > 10.000$

Como podemos observar en la matriz, los equipos de alto riesgo están más influenciados por las consecuencias que por las frecuencias de falla, esto se debe a los mecanismos de daño que generan los fluidos manejados en este sistema, igualmente por su grado de toxicidad.

**Figura 5.2.** Porcentajes de los niveles de riesgo de los equipos

Al estudiar los resultados se puede ver que actualmente 26% de los equipos presentan alto riesgo. De estos equipos de alto riesgo un 70% está constituido por intercambiadores de calor mayormente lado carcasa. El nivel de riesgo medio alto presenta el mayor porcentaje de riesgo con un 35% del total de los equipos como se observa en la figura, los demás equipos manejan agua por tal razón presentan bajo riesgo.

5.4 Planes de inspección

La tabla 5.4, muestra los planes de inspección de los equipos sugeridos por el software luego de haber insertado todos los datos necesarios de los equipos y del sistema en estudio. En la tabla 5.6, se observan las efectividades de dichos planes.

Tabla 5.5. Inspecciones/Efectividad recomendada por IBR

Equipo	Mecanismo	Cantidad/Efectividad
E-51F	Adelgazamiento Interno	3/B
C-12AC	Adelgazamiento Interno	3/A
C-12BC	Adelgazamiento Interno	3/A
C-19C	Adelgazamiento Interno	3/A
C-5C	Adelgazamiento Interno	3/A
C-52AC	Adelgazamiento Interno	3/A
C-52BC	Adelgazamiento Interno	3/A
C-19T	Adelgazamiento Interno	3/B
E-4F	Adelgazamiento Interno	3/A
E-4T	Adelgazamiento Interno	3/A
E-51T	Adelgazamiento Interno	2/C
C-12CC	Adelgazamiento Interno	2/C
C-12DC	Adelgazamiento Interno	1/C
C-15C	Adelgazamiento Interno	3/A

Continuación de la Tabla 5.5.

C-17C	Adelgazamiento Interno	3/A
C-51C	Adelgazamiento Interno	3/A
C-60C	Adelgazamiento Interno	2/C
C-7C	Adelgazamiento Interno	3/A
C-51T	Adelgazamiento Interno	3/A
C-60T	Adelgazamiento Interno	2/C

Tabla 5.6. Categoría de Inspección establecidas por la metodología IBR-API para el caso del Módulo por Adelgazamiento de Pared

Categoría	Efectividad	Alcance de la inspección
A	Altamente efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicio en 90% de los casos.	Intrusivas: 51-100% inspección visual (Remoción parcial de internos) y 51-100% de Ultrasonido (UT) ó Radiografía (RT) de áreas bajo espesor (ABE). No Intrusivas: 100% UT o RT de las ABE, ó 10% de inspección con UT ó 10% de perfil de espesor con RT.
B	Usualmente efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en 70% de los casos.	Intrusivas: 21-50% Inspección Visual y 21-50% de medición puntual de espesores con UT. No Intrusivas: 75-99% de medición puntual de espesores con UT ó 5-9% de inspección con UT o 5-9% de perfil de espesor con RT.
C	Medianamente Efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en 50% de los casos.	Intrusivas: 5-20% inspección visual y 5-20% de medición puntual de espesores con UT. No Intrusitas: 50-74% de medición puntual de espesores con UT ó perfil de espesores con RT en forma aleatoria.
D	Poco efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicio en menos de 40% de los casos.	Intrusivas: <5% inspección visual sin medición de espesores. No Intrusivas: 25-49% de medición puntual de espesores con UT.
E	No efectiva. Método de inspección que identifica correctamente daños en servicios en menos de 1/3 de los casos.	No intrusitas: <25% de medición puntual de espesores con UT.

Para los equipos de riesgo bajo, riesgo medio y algunos de alto riesgo no fue necesario asignar una frecuencia de inspección para cumplir las metas referidas al plan de inspección propuesto en función de los diez (10) años establecidos, es decir, que aun asignándole una frecuencia y una efectividad de inspección no reducirá su riesgo en este tiempo según el estudio realizado, sin embargo no deben ser marginados e incluirlos en las actividades de inspección durante las paradas programadas. En el anexo B, podemos encontrar las actividades que deben realizarse a los equipos en función del tipo de efectividad por adelgazamiento de interno.

Para todos los tipos de equipos estudiados, es de suma importancia indicar que aunque el factor de deterioro de mayor importancia se fundamente en función de los niveles de la pérdida de espesor de pared, el resto de los mecanismo de degradación señalados tales como: daños mecánicos, Corrosión bajo tensión, corrosión externa, corrosión bajo aislamiento, fatiga y erosión también deberán ser considerados en el plan de inspección que resulte de esta actividad.

En función de lo expuesto se hace necesario disponer de inspecciones definidas a partir de las paradas programadas e inspecciones periódicas tales como:

- ✓ Monitoreo de la condición de los espesores de pared de los equipos, tanto interna como externamente con una Frecuencia trianual es decir durante las paradas programadas.
- ✓ Inspección visual periódica de la condición en que se encuentran los equipos y de las barreras físicas y/o de protección de los equipos (Anual).

En la figura 5.3 se muestra la efectividad del plan propuesto comparando las matrices y los porcentajes de los niveles de riesgo con inspección y sin inspecciones futuras, tomando la matriz actual como referencia.

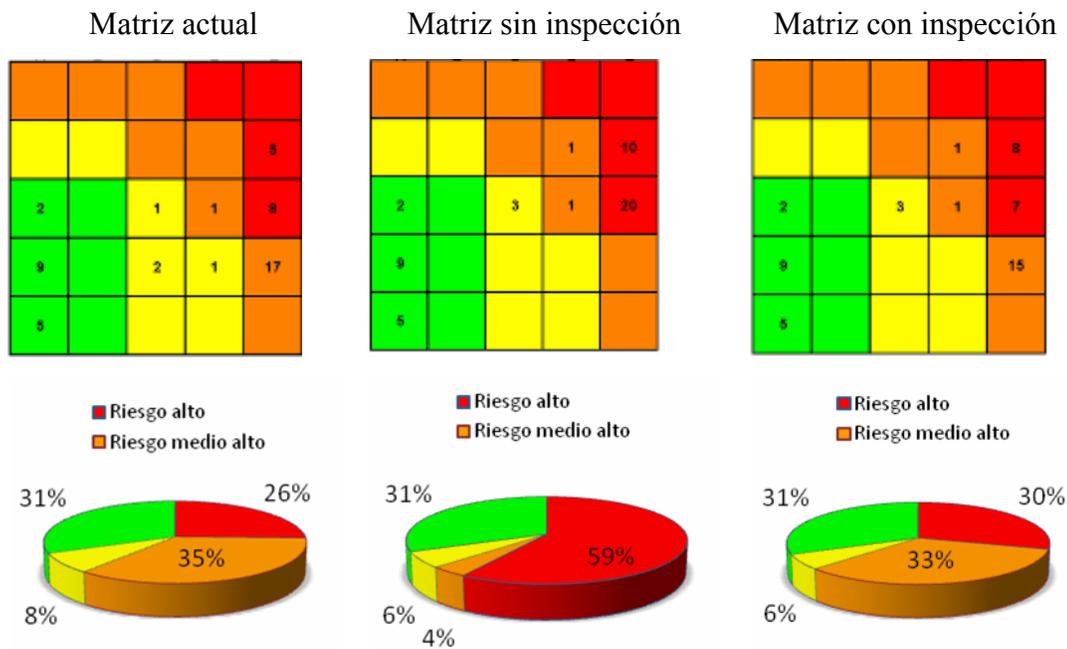


Figura 5.3. Comparación de riesgo, con inspección y sin inspección

CONCLUSIONES

- El diagnóstico de los equipos del sistema de Recuperación de Gases permitió establecer que los mismos están bajo condiciones normales de operación y sin daños físicos relevantes.
- Todos los equipos estáticos del sistema se encuentran expuestos a los mecanismos de degradación por adelgazamiento interno y agrietamiento bajo tensión los cuales constituyen los modificadores principales de la probabilidad genérica de falla.
- Los equipos o secciones de los mismos, que manejan agua obtuvieron un riesgo bajo, esto se debe a que este fluido no genera un daño significativo o de gran relevancia comparado con los demás fluidos manejados en el sistema, como la Gasolina, el Diesel y el Gasóleo.
- La aplicación de la metodología IBR permitió realizar una revisión de las estrategias de control de corrosión e ingeniería de materiales, para identificar los mecanismos de degradación activos y potenciales, los cuales pueden ser confirmados durante la ejecución de la inspección.
- La estimación de las consecuencias de los equipos permitió determinar el impacto en la seguridad expresado en área de daño por año de los mismos.
- Los factores influyentes en el dimensionamiento de las consecuencias de falla son el tipo de fluido, el tamaño de los grupos de inventario, la antigüedad de los equipos en operación y la no automatización de los sistemas de detección y aislamiento.

- El impacto a la producción fue determinado por la sección de riesgo financiero de la norma API 581, siendo el costo por parada diaria de los equipos y el costo por fatalidad los de más relevancia.
- Los resultados obtenidos en la estimación del riesgo indican que en el Sistema de Recuperación de Gases el 26% (13 ítem) de los renglones estudiados esta en alto riesgo, 35 % (18 ítem) en riesgo medio, 8% (4 ítem) en riesgo medio alto y el 31% (16 ítem) en riesgo bajo.
- Los planes de inspección están formados por frecuencias y actividades que deben realizarse durante un periodo establecido por la empresa (10 años), con el fin de mantener o disminuir el Riesgo.

RECOMENDACIONES

- Aplicar el plan de inspección realizado en este trabajo, a efecto de evitar un incremento en los niveles de riesgo y hacer un uso efectivo de los recursos disponibles para la inspección y el mantenimiento del sistema en estudio.
- Realizar un análisis Costo-Beneficio con el fin de determinar la factibilidad técnica económica de instalar válvulas de control remoto que permitan en caso de un evento, aislar con prontitud y sin exposición humana, el fluido propenso a fuga. Esta medida propuesta permitiría reducir el tamaño de los Grupos de Inventario.
- Realizar un formato estándar por tipo de equipo para el registro de espesor de pared el cual se utilice como base para el almacenamiento de datos recolectados en las futuras paradas de planta, los cuales permitan ubicar el palpador del instrumento en los mismos puntos de medición, durante inspecciones sucesivas.
- Actualizar el estudio IBR cada vez que ocurran cambios significativos en las condiciones de los equipos, como por ejemplo, cambio de la composición de la carga de alimentación a la instalación, cambios de materiales y modificaciones de los equipos.
- Expandir el estudio de la unidad mediante la inclusión de los equipos estáticos que integran el resto de los sistemas de la unidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Báiz Villafranca, Milvia Carolina, en **“Propuestas Estratégicas a Equipos Estáticos en Sistemas Críticos de la Unidad FCC de la Refinería de Puerto La Cruz Considerando Nivel de Riesgo”** Trabajo de grado, Departamento de Mecánica, Universidad de Oriente, febrero (2008).
- [2]. Balda Salas, Adrián Alejandro, en **“Plan de Inspección Basado en Riesgo para Equipos Estáticos de una instalación de Procesamiento de Hidrocarburos”** Trabajo de Grado, Departamento de Especialización en Confiabilidad de Sistemas Industriales, Universidad Simón Bolívar, Marzo (2006).
- [3]. Arráez Medina, Juan Francisco, en **“Aplicación de la Metodología de Confiabilidad “Inspección Basada en Riesgo” para mejorar Planes de Inspección en la Planta Destiladora 1 de la Refinería de Amuay PDVSA-CRP, Edo. Falcón”** Trabajo de grado, Universidad Nacional Experimental Politécnico de la Fuerza Armada, Agosto (2006).
- [4]. **“Guía de Mantenimiento Mecánico”**, Suárez, Diógenes, Universidad de Oriente, Venezuela (2006).
- [5]. American Petroleum Institute. Publicacion API 581 **“Risk Based Inspection Base Resource Document”** (2000).
- [6]. PDVSA Servicios Técnicos **“ Información de Seguridad de los Procesos de la Planta Catalítica”** Refinería Puerto la Cruz, (1995).

[7]. **“Corrosion Control in the Refining Industry”**. NACE Internacional, Marzo (1999).

[8]. American Petroleum Institute. Publicación API RP 571 **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”** (2.003).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN BASADOS EN EL NIVEL DE RIESGO DE LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GASES.
SUBTÍTULO	CASO: UNIDAD DE CRAQUEO CATALÍTICO FLUIDIZADO (FCC) DE LA REFINERÍA DE PUERTO LA CRUZ.

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
López Moy, Juan Carlos	CVLAC: 16.478.054 E MAIL: solidj@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Riesgo

Planes

Inspección

Mantenimiento

Falla

Equipos

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo corresponde a un estudio de riesgo a los equipos estáticos pertenecientes al sistema de Recuperación de Gases de la Unidad de Fraccionamiento Catalítico Fluidizado de la Refinería de Puerto La Cruz, mediante la aplicación de la metodología inspección basada en riesgo (IBR), utilizando el software API-RBI 3.3.3 desarrollado por API (American Petroleum Institute). Se evaluaron 27 equipos conformados por 19 intercambiadores, 4 tanques y 4 torres. El estudio se inició con la consulta y recopilación de información de diferentes fuentes bibliográficas, manuales de operación, diagramas del proceso en la Planta, libros técnicos especializados, entre otras fuentes de información relacionadas al tema, luego se determinaron los mecanismos de degradación y velocidades de corrosión de cada uno de los equipos que conforman el sistema, seguidamente se estimó la frecuencia y consecuencia de falla, obteniéndose el riesgo cuantitativo inherente a cada activo objeto de estudio. La metodología permitió definir la cantidad de inspecciones que deben realizarse durante el tiempo establecido (10 años) y técnicas de inspección para todos los componentes del sistema, con el fin de detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla, y tomar medidas para evitarla.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
	ROL	CA	ASX	TU	JU
Griffith, Luis	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
Villaroel, Delia	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
Rodríguez, Edgar	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN

2009	11	03
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. PLANES DE INSPECCIÓN.DOC	Aplicación/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N Ñ O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n ñ o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: Dep. Ingeniería de Confiabilidad / PDVSA Guaraguao (Puerto La Cruz)

(OPCIONAL)

TEMPORAL: Un año **(OPCIONAL)**

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Mecánico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Mecánica.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario”.

Juan Carlos López

AUTOR

Luis Griffith

TUTOR

Delia Villaroel

JURADO 1

Edgar Rodríguez

JURADO 2

Diógenes Suarez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS