

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



**ELABORACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO BASADOS
EN RIESGO DE EQUIPOS ESTÁTICOS EN LOS SISTEMAS DE
PRECALENTAMIENTO, CALENTAMIENTO Y
FRACCIONAMIENTO DE CRUDO**

Caso: Unidad de Destilación N° 1, Refinería Puerto la Cruz-Edo. Anzoátegui.

**REALIZADO POR:
ALEJANDRA DESIREÉ CHERSIA AZCÁRATE**

**Trabajo de Grado presentado por la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al título de Ingeniero Mecánico**

BARCELONA, AGOSTO DE 2009.

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



**ELABORACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO BASADOS
EN RIESGO DE EQUIPOS ESTÁTICOS EN LOS SISTEMAS DE
PRECALENTAMIENTO, CALENTAMIENTO Y
FRACCIONAMIENTO DE CRUDO**

Caso: Unidad de Destilación N° 1, Refinería Puerto la Cruz-Edo. Anzoátegui.

ASESORES

**PROF. DARWIN BRAVO
ASESOR ACADÉMICO**

**ING. BEATRIZ BRITO
ASESOR INDUSTRIAL**

BARCELONA, AGOSTO DE 2009.

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



**ELABORACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO BASADOS
EN RIESGO DE EQUIPOS ESTÁTICOS EN LOS SISTEMAS DE
PRECALENTAMIENTO, CALENTAMIENTO Y
FRACCIONAMIENTO DE CRUDO**

Caso: Unidad de Destilación N° 1, Refinería Puerto la Cruz-Edo. Anzoátegui.

JURADO:

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

EXCELENTE

Prof. Darwin Bravo
Asesor Académico

Prof. Diógenes Suárez
Jurado Principal

Prof. Edgar Rodríguez
Jurado Principal

BARCELONA, AGOSTO DE 2009.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al *artículo 44* del reglamento de trabajo de grado:

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

DEDICATORIA

A Dios, quien es el dador de sueños y victorias, si no fuera por tu buena Voluntad este triunfo no existiría; a Ti debo todo lo que tengo y lo que soy. Gracias Señor, nunca me abandones, la vida sin ti no es vida. TE AMO!

A mi madre Rosa Virginia, por ser una EXCELENTE madre y por ser la razón de todos mis esfuerzos por superarme; tú me diste una mejor vida, ahora, por amor a ti, me toca a mí con los frutos de este logro, darte todo lo que siempre he soñado y todo lo que sacrificaste por levantarme, TE AMO, no hubiera podido lograr esta meta sin ti y sin tu gran amor hacia mí.

A mi abuelita Adelaida, por ser la base de mi formación académica y mi mejor ejemplo de perseverancia; tu dedicación en tantos años de enseñanza me permitió subir los primeros escalones de este largo pero necesario camino hacia mi superación profesional. TE AMO!

A mi novio Osmel Arevalo, por ser la persona que ha tomado mi mano durante toda mi carrera, por levantarme, apoyarme, creer en mí y sobre todas las cosas por amarme tanto, eres más de lo que un día mi corazón pudo soñar, TE AMO mi viejito lindo!

A mis tíos Luzmery y Javier, por los hermosos momentos vividos con ustedes que forman parte de mis mejores recuerdos, sé que nos espera tiempos mejores.

A mis primos, Rodrigo, Nuria y Álvaro, que este logro sea motivación para que luchen por sus sueños sin desmayar, siempre vale la pena esforzarse por ser mejor.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la oportunidad de ver realizado este gran sueño, gracias por ayudarme Señor.

A mi madre, por comprenderme, motivarme, cuidarme y amarme cada año de mi vida.

A mi abuela, por todo el apoyo incondicional que me ha brindado y por siempre estar pendiente de mí.

A mi novio Osmel; amor, nunca olvidaré que estuviste de manera incondicional en los peores momentos de mi vida y mi carrera, solo alguien que ama de verdad permanece aún en la adversidad.

A mi padre Freddy Chersia, por todo el apoyo que me has brindado, TE QUIERO.

A mi muy especial tía Graciosa de Villavicencio (Chocha), por siempre tenerme presente en sus oraciones, Dios siempre te escucha tía. TE QUIERO!

A Gretchen y Noptzaira, por ayudarme en los momentos más cruciales de mi vida, gracias por extenderme sus manos, creer en mí y darme la oportunidad de ser lo que ahora soy.

Al Prof. Darwin Bravo mi tutor académico, por su desinteresado apoyo y por guiarme en la elaboración de este trabajo con la mejor disposición y cariño.

A la Prof. Delia Villarroel, por su excelente y admirable desempeño como coordinadora de la Subcomisión de Grado.

A la Ing. Beatriz Brito mi tutora industrial, por brindarme con humildad todos sus conocimientos, guiarme en el momento más importante de mi vida académica y por ser una buena amiga, siempre tendrás un lugar especial en mi corazón.

Al Ing. Henry Castillo mi segundo tutor industrial, gracias enseñarme y por la ayuda brindada durante todo mi tiempo de pasantía, te aprecio mucho.

A mis amigos de vida y de carrera, Faten, Boris y Mireya Mata, Prof. Diógenes Suarez, Romelia Roldán, Adonis Romero, Alfrevir Plánez, Mariedby Villarroel.

A mis amigos y compañeros de pasantía, con los que viví momentos inolvidables, Patricia González, Juan Carlos López, Jorfrank Mena, Luis Villanueva (Suaze), Tomás (El Flaco), Yesika y Saúl.

Al equipo de Ingeniería de Instalaciones, Edgar Triana (Guariqueño), Juan Rodríguez (El gordo), José Daniel, Roger, Ángel Rodríguez, José Morris, Juan Villarroel, José Zambrano, Jesús Olivero, Allison Rojas y Mónica Sanabria, cada uno de ustedes fueron parte importante en el desarrollo de este trabajo y en mi experiencia como pasante.

A TODOS, MIL GRACIAS

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo, elaborar los planes de mantenimiento de los equipos estáticos que operan en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo de la Unidad de Destilación DA-1; a objeto de realizar un seguimiento efectivo del deterioro de éstos y adaptar las acciones de mantenimiento al nivel de riesgo asociado a sus condiciones de operación; administrando así, el tiempo y los costos durante las paradas programadas de la planta. Para lograr lo planteado, se diagnosticó el estado actual de los equipos estudiados según la data histórica, de diseño y operación; se identificaron los mecanismos de degradación potenciales que influyen en el deterioro de éstos, luego se estimó la probabilidad y consecuencia de falla de cada equipo utilizando el Software API-RBI versión 3.3.3 y se emitieron los resultados de forma cuantitativa y cualitativa a través de la matriz de riesgo obteniéndose que de la población total de 37 equipos, 7 (19%) se encuentran en alto riesgo, 16 (43%) en riesgo medio-alto, 10 (27%) en riesgo medio y 4 (11%) en riesgo bajo. Bajo esta premisa se elaboraron planes de mantenimiento de cada uno de los equipos según su nivel de riesgo, los cuales contienen actividades efectivas para el seguimiento los mecanismos de degradación influyentes en éstos. Finalmente, se proyectó el comportamiento del riesgo de los equipos en un lapso de diez (10) años para los casos supuestos de, no inspeccionar los equipos durante este tiempo y de inspeccionarlos aplicando los planes recomendados, para esta última, se estimó una reducción del porcentaje de equipos en alto riesgo de un 19% a un 14%, mientras que para el caso contrario se estimó un incremento de un 19% a un 46%.

CONTENIDO

Pág.

RESOLUCIÓN	IV
AGRADECIMIENTO	¡Error! Marcador no definido.
RESUMEN	VIII
CONTENIDO	IX
LISTA DE TABLAS	XII
LISTA DE FIGURAS	XIV
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I: EL PROBLEMA	18
1.1. Petróleos de Venezuela s.a.	18
1.2. Refinería Puerto La Cruz (R.P.L.C).....	18
1.2.1. Ubicación Geográfica	18
1.2.2. Rol de la Refinería Puerto La Cruz.....	19
1.2.3. Estructura Organizativa	20
1.3. Plantamiento del problema	20
1.4. Objetivos	22
1.4.1. Objetivo General.....	22
1.4.2. Objetivos Específicos	22
CAPÍTULO II: MARCOTEÓRICO	23
2.1. Antecedentes.....	23
2.2. Fundamentos teóricos.....	24
2.2.1. Mantenimiento	24
2.2.2. Tipos de Mantenimiento	24
2.2.3. Inspección	26
2.2.3.1. Tipos de Inspección	27
2.2.3.1. Frecuencia de Inspección	29
2.2.4. Planes de Mantenimiento.....	29
2.2.5. Diagnóstico de equipos.....	29
2.2.6. Equipos Estáticos.....	30
2.2.7. Norma API 571	30
2.2.8. Deterioro de equipos.....	31
2.2.9. Mecanismos de degradación.....	31
2.2.9.1. Tipos de Mecanismos de Degradación	32
2.2.10. Tasa de Corrosión	33
2.2.11. Normas API 580/581	34
2.2.12. Inspección Basada en Riesgo (IBR)	34
2.2.13. Evaluación de consecuencias.....	36
2.2.14. Evaluación de la probabilidad de falla.....	38
2.2.15. Frecuencia genérica de falla	39

2.2.16. Factor de modificación del equipo (F _E).....	40
2.2.17. Factor de evaluación de sistema de gerencia (F _M).....	43
2.2.18. Evaluación del Riesgo	44
2.2.19. Programa de Inspección Basada en Riesgo	46
2.2.20. Beneficios de la aplicación de la metodología IBR en instalaciones de proceso.....	46
2.2.21. Limitaciones de la Inspección Basada en Riesgo	47
2.2.22. Destilación	48
2.2.23. Importancia de la Destilación	48
2.2.23.1. Descripción general de proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica DA-1	49
2.2.23.2. Descripción de los equipos estáticos que operan en la Unidad de Destilación N°1 (DA-1)	49
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	57
3.1. Tipo de investigación	57
3.2. Población y muestra	57
3.3. Técnicas de recolección de datos	58
3.4. Técnicas de procesamiento de datos.....	59
3.5. Técnicas de análisis de datos.....	60
3.6. Etapas de la investigación	61
CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL TRABAJO	65
4.1. Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos de la unidad de destilación DA-1.....	65
4.1.1. Sistemas y equipos estudiados.....	65
4.1.2. Características de los equipos estáticos de los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de la DA-1.....	67
4.2. Identificación de los mecanismos de degradación potenciales	69
4.2.1. Mecanismos de degradación en intercambiadores de calor y tambores	69
4.2.2. Mecanismos de degradación en la torre DA-1.....	70
4.2.3. Mecanismos de degradación de los hornos BA-1 y H-751	70
4.2.4. Mecanismo de degradación común para todos los equipos.....	71
4.3. Estimación de consecuencia y probabilidad de falla utilizando el software API- RBI VERSIÓN 3.3.3	73
4.3.1. Modulo de Datos de Equipo	75
4.3.2. Módulo de Datos de Probabilidad	76
4.3.3. Sub-módulo de historial de inspección.....	77
4.3.4. Módulos Técnico de Adelgazamiento	79
4.4. Emisión de resultados en la matriz de riesgo utilizando el software api-rbi versión 3.3.3	118
4.5. Elaboración de los planes de mantenimiento según el nivel de riesgo.....	122
CONCLUSIONES	143
RECOMENDACIONES	145
BIBLIOGRAFÍA	147

ANEXO ¡Error! Marcador no definido.
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:..... 150

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1: Intervalos máximos de inspección para equipos estáticos.....	28
Tabla 2.2: Frecuencias de falla genéricas sugeridas por API.....	40
Tabla 4.1 Sistemas y equipos estáticos contemplados en la Unidad DA-1	68
Tabla 4.2 Características operacionales de equipos estáticos en los sistemas de Precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento.....	69
Tabla 4.3 Mecanismos de degradación identificados para los equipos estáticos de los sistemas en estudio.....	74
Tabla 4.4 Espesores medidos para el intercambiador EA-11 D _C	84
Tabla 4.5. Subfactores de módulo técnico de adelgazamiento	87
Tabla 4.6. Subfactores de SCC según el índice de gravedad o susceptibilidad	91
Tabla 4.7 Susceptibilidad a HTHA para aceros al carbono y de baja aleación	94
Tabla 4.8 Factores de HTHA para aceros al carbono y de baja aleación.....	94
Tabla 4.9 Valores numéricos por condición de la planta.....	97
Tabla 4.10 Valores numéricos por temperatura de clima	97
Tabla 4.11 Valores numéricos por actividad sísmica.....	97
Tabla 4.12 Valores numéricos por complejidad del equipo.....	98
Tabla 4.13 Valores numéricos por código de construcción del equipo	99
Tabla 4.14 Valores numéricos para ciclo de vida del equipo	99
Tabla 4.15 Valores numéricos para presión de operación	100
Tabla 4.16 Valores para temperatura de operación.....	100
Tabla 4.17 Valores numéricos por paradas de planta programadas.....	101
Tabla 4.18 Valores numéricos para paradas de planta no programadas	101
Tabla 4.19 Valores numéricos por estabilidad del proceso.....	101
Tabla 4.20 Valores numéricos por mantenimiento de válvulas de alivio	102
Tabla 4.21 Valores numéricos por tendencia de falla de válvula	102
Tabla 4.22 Valores numéricos por servicio corrosivo	102
Tabla 4.23 Grupos de inventario de la Unidad de Destilación DA-1	108
Tabla 4.24 Materiales aplicables a fluidos representativos.....	109
Tabla 4.25 Propiedades de los fluidos representativos	110
Tabla 4.26 Suposiciones para el cálculo de inventario de fluido.....	111
Tabla 4.27 Tamaños de agujeros usados en el análisis cuantitativo de IBR.....	112
Tabla 4.28 Tasas de liberación del equipo EA-11 D _C para cada tamaño de agujero.	113

Tabla 4.29 Duraciones de descarga en minutos del equipo EA-11 D _C para cada tamaño de agujeros y tipo de liberación.....	114
Tabla 4.30 Masa liberada del equipo EA-11 D _C para cada tamaño de agujero y tipo de liberación.....	115
Tabla 4.31 Tipo de liberación y estado final del fluido del equipo EA-11D _C	115
Tabla 4.32 Ecuaciones de área de daño de equipo y fatalidad para fuga continua de líquido y auto-ignición “Probable”	116
Tabla 4.33 Ecuaciones de área de daño de equipo y fatalidad para fuga instantánea de líquido y auto-ignición “Probable”	117
Tabla 4.34 Ajustes de consecuencias inflamables para sistemas de mitigación.....	117
Tabla 4.35 Áreas de consecuencia y fatalidad del equipo EA-11 D.....	118
Tabla 4.36 Probabilidades de fallas genéricas de lado casco de intercambiadores para cada tamaño de agujero.....	119
Tabla 4.37 Criterios para selección de categoría de probabilidad y consecuencia de falla.....	120
Tabla 4.38 Tabla de resultados cuantitativos de estimación de riesgo	121
Tabla 4.39 Plan de mantenimiento para equipos de alto riesgo.....	128
Tabla 4.40. Plan de mantenimiento para equipos de riesgo medio-alto.....	130
Tabla 4.41. Plan de mantenimiento para equipos de riesgo medio.....	132
Tabla 4.42. Planes de mantenimiento para equipos de riesgo bajo.....	134
Tabla 4.43 Valores de riesgo actual, sin inspecciones y con nuevas inspecciones en un tiempo de estudio de 10 años	136
Tabla 4.44 Subfactores de módulo técnico de adelgazamiento	139

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz	19
Figura 1.2 Estructura organizativa de Refinería Puerto La Cruz	20
Figura 2.1 Proceso de diagnóstico de equipos	30
Figura 2.2. Gráfico probabilidad de falla vs consecuencias.....	36
Figura 2.3. Estimación de consecuencia de Falla	38
Figura 2.4. Esquemático del ajuste de la probabilidad de falla.....	39
Figura 2.5 Gráfica para evaluación de sistemas de gerencia	45
Figura 2.6 Matriz de Riesgo.....	46
Figura 2.7. Intercambiadores de calor tipo tubo-carcaza	51
Figura 2.8 Partes de un intercambiador del tipo tubo- carcaza	52
Figura 2.9 Tambor vertical FA-4	52
Figura 2.10 Esquemático de tipos de hornos de tubos para crudo	53
Figura 2.11 Horno horizontal BA-1	54
Figura 2.12 Diagrama Horno BA-1 de la Planta DA-1 RPLC.....	55
Figura 2.13 Horno Vertical H-751	56
Figura 2.14 Diagrama del Horno H-751 (Vista superior).....	57
Figura 2.15 Detalles de las bandejas de una torre fraccionadora	58
Figura 2.16 Torre de Destilación Atmosférica DA-1.....	58
Figura 4.1. Hoja bajo formato Excel para recolección de data de los equipos requerida por el Software API-RBI versión 3.3.3	76
Figura 4.2 Ventana de inicio del Software API-RBI Versión 3.3.3.....	77
Figura 4.3 Módulo de datos de los equipos.....	78
Figura 4.4 Módulo Técnico para estimación de probabilidad.....	79
Figura 4.5 Sub-módulo de historiales de inspección por adelgazamiento	80
Figura 4.6 Sub-módulo para estimación del factor de adelgazamiento	83
Figura 4.7 Distribución desconocida ajustada a los valores de tasa de corrosión (valores de salida)	85
Figura 4.8 Distribución probabilística que más de ajusta a los valores de salida	85
Figura 4.9 Distribución probabilística acotada en rango de valores reale	86
Figura 4.10 Sub-módulo para estimación del factor de corrosión externa.	89
Figura 4.11 Sub-módulo para estimación del factor de SCC.....	91
Figura 4.12 Sub-módulo para estimación del factor de HTHA	93
Figura 4.13 Módulo Técnico para estimación del factor de modificación	96
Figura 4.14 Gráfico para determinar el subfactor de gerencia (F_M).....	104
Figura 4.15 Sub-módulo para estimación del factor de hornos	106
Figura 4.16 Módulo Técnico para estimación de consecuencias.....	107
Figura 4.17. Detalles de cálculos de consecuencia del Software API-RBI	118
Figura 4.18. Ubicación de los equipos estáticos estudiados en la matriz de riesgo ..	125

Figura 4.19. Distribución porcentual actual de los equipos estudiados según la categoría de riesgo. 125

Figura 4.20. Módulo de planificación de inspecciones por adelgazamiento 126

Figura 4.21 Distribución porcentual del los equipos en las categorías de riesgo considerando que se inspeccionan según el plan propuesto..... 143

Figura 4.22. Distribución porcentual de los equipos en las categorías de riesgo considerando que no se inspeccionan durante el periodo de estudio..... 144

INTRODUCCIÓN

Los cambios en la economía mundial y particularmente en Venezuela, condujeron a límites inflacionarios de alto grado, presupuestos decrecientes, mercados más competitivos y un entorno variable en donde la velocidad de cambio sobrepasa a nuestra capacidad de respuesta, por ello, la cultura de “falla-reemplazo” anteriormente concebida, ha sido desplazada por un enfoque, en donde es imperativo conservar el buen funcionamiento de los equipos durante su vida útil, mediante el conocimiento de la presencia y avance del deterioro en éstos, lo cual permite disminuir la incertidumbre del riesgo futuro de que una falla ocurra y pueda generar consecuencias perjudiciales para la empresa, ambiente, personas o equipos. El conocimiento del riesgo de falla asociado a un equipo se basa en la estimación de la probabilidad de que éste falle y las consecuencias que se desencadenarían a causa de ésta, por esta razón es posible definir el riesgo como el producto de estos dos términos.

La implementación de acciones de mantenimiento eficaces para el seguimiento del deterioro en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo de la Unidad de Destilación DA-1 de la Refinería Puerto La Cruz, contribuyen en la mejora de la confiabilidad y disponibilidad de los equipos, sin embargo, éstas actividades acarrearán altos costos e inversión de tiempo, por lo tanto, para la disminución de estos factores resulta beneficioso clasificar los equipos según el riesgo, direccionando así, las actividades de mantenimiento en aquellos equipos que son más susceptibles a fallar o que su falla generaría eventos catastróficos, sin descuidar los equipos menos riesgosos.

La Inspección Basada en Riesgo (IBR) proporciona herramientas básicas para el manejo del riesgo, adaptadas a industrias petroleras y petroquímicas, que permiten

categorizar los equipos en niveles de alto, medio-alto, medio y bajo riesgo para la mejor administración de los esfuerzos preventivos de fallas. El IBR se implementó en este trabajo como base para la elaboración de los planes de mantenimiento de los equipos estáticos de los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo de la Unidad de Destilación DA-1 de la Refinería de Puerto La Cruz.

El presente trabajo consta de cuatro 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 y su posterior análisis, los cuales serán la base para la elaboración de los planes de mantenimiento. Finalmente, se emitieron las conclusiones y recomendaciones más relevantes, en base a lo obtenido en éste trabajo.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Petróleos de Venezuela s.a.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), es una corporación energética propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado venezolano en 1975, responsable del desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Venezuela, así como también, de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas filiales, tanto en el interior del país como en el exterior.

1.2. Refinería Puerto La Cruz (R.P.L.C)

La Refinería Puerto La Cruz es una refinería de petróleo bajo administración de la Estatal PDVSA. Su construcción se inicia en 1948 comenzando operaciones en 1950 con una capacidad de refinación de 44.000 barriles diarios, actualmente, tiene una capacidad para refinar 200.000 barriles diarios de petróleo y constituye uno de los centros de procesamiento de crudo más importantes de PDVSA que integra un circuito de manufactura del petróleo extraído de los campos de los Estados Monagas y Anzoátegui.

1.2.1. Ubicación Geográfica

La Refinería P.L.C, como se muestra en la figura 1.1, se encuentra ubicada en la zona Nororiental del país, al Este de la ciudad de Puerto La Cruz del Estado Anzoátegui; tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe y está conectada por oleoductos con los campos de producción de Oriente. Geográficamente ésta planta abarca tres áreas operacionales: Puerto La Cruz, El Chaure y San Roque, ubicada esta última a 40 Km

de Anaco, mientras que la Refinería el Chaure está ubicada a orillas de la Bahía de Bergantín, a 5 Km de Puerto La Cruz.

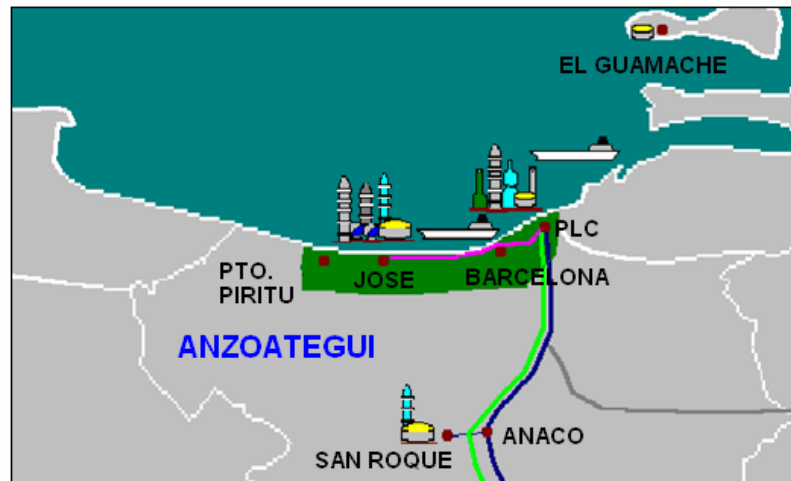


Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Refinería Puerto La Cruz.

Fuente: PDVSA. Refinería Puerto La Cruz (2005)

1.2.2. Rol de la Refinería Puerto La Cruz

El objetivo principal de la Refinería Puerto La Cruz es realizar procesos de separación física y transformación química que conviertan el crudo en derivados utilizables para numerosas aplicaciones.

Debido a su ubicación estratégica, la RPLC cumple con tres roles principales:

- ✓ Suplir la demanda del mercado interno de la región Suroriental del país.
- ✓ Colocación de los productos existentes en los mercados de la exportación.
- ✓ Manejo y distribución de la producción de crudos en el Oriente del país hacia el mercado de exportación y otras filiales.

1.2.3. Estructura Organizativa

La estructura organizativa define el nivel de autoridad y comunicación de todo el personal que labora en la corporación. A continuación, en la figura 1.2, se muestra el detalle organizativo de las Gerencias Operacionales de la Refinería.

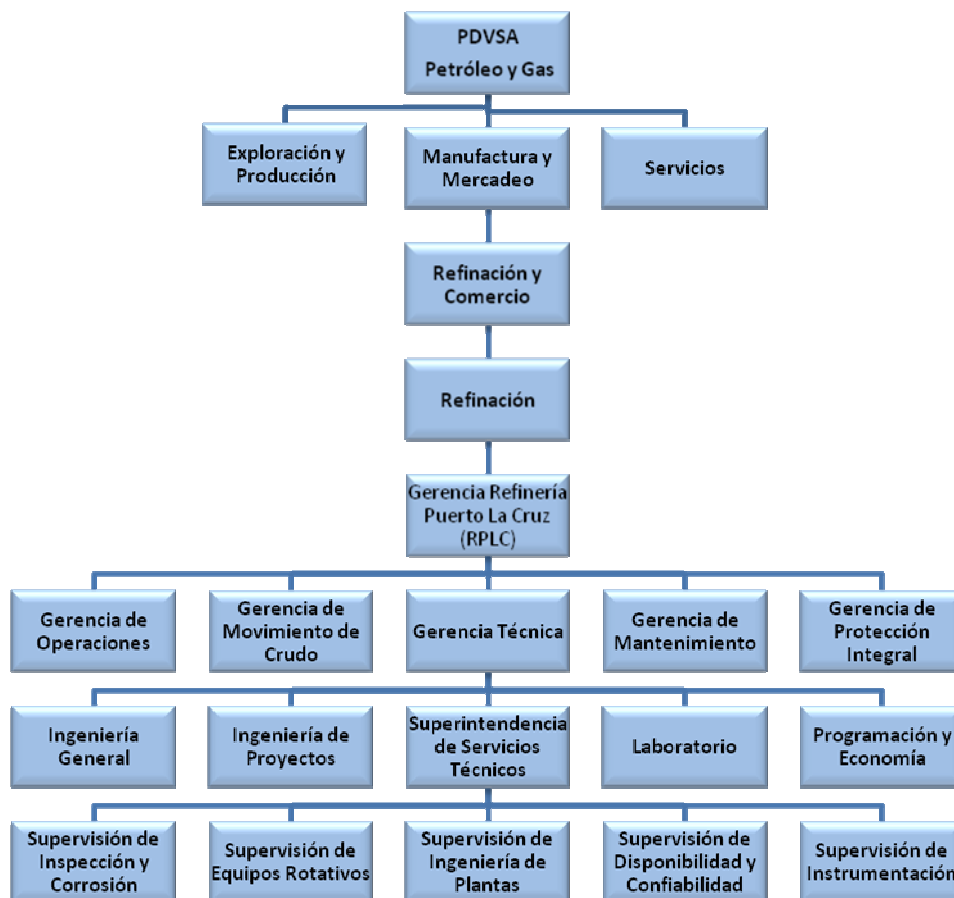


Figura 1.2 Estructura organizativa de Refinería Puerto La Cruz

Fuente: PDVSA- Oriente (2009)

1.3. Plantamiento del problema

La Refinería P.L.C, tiene en su haber, tres plantas destiladoras, DA-1, DA-2 y DA-3. La Planta DA-1, tiene la mayor producción de variados productos refinados, y de ésta

dependen otras unidades de conversión. Está conformada por los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo; nafta, gasolina; reflujos intermedios, gas de proceso, residual, despojado, desalado, enfriamiento, mejoramiento de condensado, servicios generales y vaporización, sin embargo, los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo, provocan un mayor deterioro en los equipos asociados a los mismos en comparación con otros sistemas de la planta, ya que manejan fluidos corrosivos a elevadas temperaturas.

La falla usual de los equipos estáticos es la pérdida de contención o ruptura de las paredes contenedoras por efecto de la corrosión, ocasionando la fuga al ambiente de los fluidos que estos almacenan o transportan de forma que, bajo la consideración de que la Unidad Destiladora maneja productos combustibles e inflamables, una fuga, implicaría un riesgo de incendio o explosión que podría desencadenar pérdidas humanas y materiales o bien, en caso de no ocurrir accidentes, implicaría pérdidas económicas por paradas de planta no programadas dependiendo del impacto que genere el equipo averiado para la operación de la misma.

La situación planteada, induce a pensar, que los equipos deben ser inspeccionados de manera que, al detectarse una condición irregular puedan tomarse acciones preventivas, anticipando así, la ocurrencia de eventos indeseables, sin embargo, las actividades de mantenimiento acarrear una inversión de tiempo y dinero, por lo tanto, surge la necesidad de enfocar los esfuerzos en equipos que, por sus condiciones operacionales y de servicio, impliquen un mayor riesgo de falla. Bajo esta premisa se propone, elaborar los planes de mantenimiento basados en el riesgo de los equipos estáticos en los sistemas estudiados a fin de asegurar que el mayor esfuerzo esté dirigido a aquellos equipos que posean un alto nivel de riesgo sin descuidar aquellos de menor riesgo, logrando de esta manera que los sistemas puedan operar con mayor seguridad, preservando así, la integridad de los trabajadores de la planta, población adyacente, instalaciones y medio ambiente.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Elaborar planes de mantenimiento basados en riesgo, de equipos estáticos en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo, en la Unidad de Destilación N°1 de la Refinería de Puerto La Cruz - Estado Anzoátegui.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Diagnosticar el estado actual de los equipos pertenecientes a los sistemas en estudio.
2. Identificar los mecanismos de degradación potenciales según la Norma API 571, que causan el deterioro de los equipos y modifican la probabilidad de falla.
3. Estimar la consecuencia y probabilidad de falla de los equipos estáticos en estudio, utilizando el Software API- RBI Versión 3.3.3.
4. Generar la matriz de riesgo, utilizando el Software API-RBI Versión 3.3.3
5. Elaborar los planes de mantenimiento de los equipos estáticos según el nivel de riesgo asociado.

CAPÍTULO II

MARCOTEÓRICO

2.1. Antecedentes

Báiz, M., (2007) Propuso un plan de mantenimiento para los equipos estáticos de los sistemas más críticos de la Planta FCC de la Refinería de Puerto La Cruz, mediante la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo, mediante la cual se determinó el riesgo cuantitativo, utilizando datos del historial y condiciones de diseño y operación . De la población total de equipos en estudio, 32,26 % resultaron ser de alto riesgo conformados en su mayor parte por la torre fraccionadora principal y los intercambiadores involucrados en el precalentamiento de gasóleo, de ello se dedujo que los equipos se encuentran influenciados mayormente por la consecuencia de falla más que por la frecuencia de las mismas. [1]

Call, R., (2007) Desarrolló un trabajo en el que se diseñaron las rutinas de mantenimiento para los equipos estáticos de la Planta Compresora de Gas Residual Wilpro Energy Services, mediante la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo. El estudio se limitó a tramos rectos de tuberías y recipientes a presión los cuales resultaron clasificados en las categorías de riesgo medio y riesgo medio alto respectivamente debido mayormente a la influencia de las consecuencias de falla. [2]

Arráez, J., (2006) Realizó mejoras en los planes de inspección de la Planta Destiladora 1 de la Refinería Amuay PDVSA-CRP, Edo. Falcón, aplicando metodología de confiabilidad Inspección Basada en Riesgo. Para ello, la investigación se vio enmarcada en cinco (05) fases donde se realizó inicialmente un estudio de la situación actual de planta para luego recopilar toda la información

necesaria para la puesta en marcha del proyecto. Como resultado de la aplicación de esta metodología se obtuvo un plan de inspección adaptado a las verdaderas variables y mecanismos de degradación de cada equipo estático de la planta objeto del estudio. [3]

Balda, A.,(2006) En esta investigación se elaboraron planes de inspección para los equipos estáticos de la Unidad de Destilación Atmosférica 3 (DA-3) de la Refinería de Puerto La Cruz, utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgo desarrollada por American Petroleum Institute, herramienta que permitió elaborar actividades efectivas de inspección, logrando la prevención y reducción de fallas, agregando valor al negocio y reducir los costos de mantenimiento incrementando de esta forma su disponibilidad, confiabilidad así como la calidad de los productos elaborados. [4]

2.2 .Fundamentos teóricos

2.2.1. Mantenimiento

Es el conjunto de acciones que permite conservar o restablecer un sistema productivo a un estado específico, para que pueda cumplir con un servicio determinado. [5]

2.2.2. Tipos de Mantenimiento

Según la norma COVENIN 3049 los tipos de mantenimiento se clasifican de la siguiente forma:

- **Mantenimiento correctivo:** este tipo de mantenimiento solo se realiza cuando el equipo es incapaz de cumplir parcial o totalmente la función para la cual fue diseñado. [5] El mantenimiento correctivo se clasifica en:

- ✓ **Planificado:** consiste en la reparación de un equipo o máquina cuando se dispone del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para efectuarlo. [6]

- ✓ **No Planificado:** corrección de averías o fallas cuando estas se presentan. Este tipo de mantenimiento impide el diagnóstico fiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo o por desgaste natural. [7]

- **Mantenimiento preventivo:** es el que utiliza todos los medios disponibles, incluso los estadísticos, para determinar la frecuencia de las inspecciones, revisiones, sustituciones de piezas clave, probabilidad de aparición de averías, vida útil entre otras. Su objetivo es adelantarse a la aparición o predecir la presencia de las fallas. [5] El mantenimiento preventivo se puede clasificar en:
 - ✓ **Mantenimiento Sistemático:** son actividades establecidas en función del uso del equipo (horas, kilómetros, etc.), se utiliza cuando la frecuencia de inspección y ejecución de las actividades de mantenimiento no están determinadas, es decir son desconocidas. [7]

 -

 - ✓ **Mantenimiento condicional:** actividades basadas en el seguimiento del equipo, mediante diagnóstico de sus condiciones, se recomienda utilizarla cuando la frecuencia de inspección y ejecución en las actividades de mantenimiento no están determinadas, es decir, son desconocidas. [7]

 - ✓ **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. [7]

- ✓ **Mantenimiento Predictivo:** monitoreo de condiciones y análisis del comportamiento de los equipos para predecir su intervención, de acuerdo a los niveles de admisibilidad, los más utilizados son el análisis de vibraciones y de aceite. [7]

- ✓ **Mantenimiento detectivo o búsqueda de fallas:** consisten en la inspección de las funciones ocultas, a intervalos regulares para ver si han fallado y reacondicionarlas en caso de falla (falla funcional). [8]

- ✓ **Mantenimiento mejorativo o rediseños:** consisten en la modificación o cambio de las condiciones originales del equipo o instalación. [8]

2.2.3. Inspección

Es una actividad de mantenimiento que consiste en revisar un equipo o parte de él con el fin de determinar el estado en que se encuentra. La inspección no modifica o altera la situación en que se encuentra el equipo, sino que la detecta y la define. [7] Los objetivos que se persiguen con la realización de inspecciones son los siguientes:

- ✓ Detectar anomalías para ordenar su reparación antes de que causen daños mayores que paralicen el equipo.

- ✓ Conocer el avance del deterioro de los elementos mecánicos para definir el momento más oportuno de su reemplazo, tratando de aprovechar al máximo la vida útil.

2.2.3.1. Tipos de Inspección

En cuanto a la forma de efectuarse la inspección se considera de dos tipos:

- **Inspección Rutinaria:** se caracteriza por efectuarse con el equipo en operación. [7]
- **Inspección Especial:** se caracteriza porque necesita efectuarse con el equipo fuera de operación. [7]

En cuanto al alcance de de la inspección se pueden clasificar en:

- **Mayor inicial:** se refiere a la primera inspección detallada de un equipo después de que éste ha sido puesto en servicio[9]
- **Inspección mayor:** es una revisión extensa, que proporciona la situación exacta de la condición de un equipo. Generalmente incluye un examen visual completo interna y externamente acompañado por pruebas con ensayos no destructivos (END). La inspección mayor se clasifica en [9]:
 - ✓ **Clase 1:** la tasa de corrosión/erosión son desconocidas o imprevisibles.
 - ✓ **Clase 2:** la tasa de corrosión/erosión son conocidas y predecibles.

- ✓ **Clase 3:** los datos históricos han demostrado que la corrosión/erosión están ausentes en este servicio o es de un orden muy bajo.
- **Inspección Intermedia:** algunas veces es deseable realizar solamente una revisión parcial de ciertos equipos. La inspección intermedia puede servir para [9]:
 - ✓ Proporcionar una revisión rápida del funcionamiento del equipo.
 - ✓ Identificar el progreso de un deterioro previamente conocido.

Los intervalos máximos de inspección según el alcance, para equipos estáticos se pueden observar en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Intervalos máximos de inspección para equipos estáticos.

Equipo	Mayor Inicial	Intermedia	Inspección Mayor		
			Clase 1	Clase 2	Clase 3
Recipientes a Presión	18 meses	3 años	c/parada o 3 años	7 años	10 años
Intercambiadores	18 meses	3 años	c/parada o 3 años	7 años	10 años
Calentadores a Fuego	18 meses	3 años	c/parada o 3 años		
Tanques de Almacenamiento	10 años	3 años	10 años	15 años	
Tanques de Almacenamiento de Químicos	18 meses	2 años	3 años	5 años	
Sistemas de Tuberías	3 años		3 años	6 años	
Válvulas de Seguridad	2 años		3 años	3 años	3 años

Fuente: PDVSA. Manual del Proceso de Mantenimiento de Rutina (2004)

2.2.3.1. Frecuencia de Inspección

Es el tiempo que transcurre entre dos inspecciones del mismo componente del equipo [7]. Todos los equipos estáticos serán revisados y les será asignado un intervalo apropiado de inspección (el tiempo máximo que puede transcurrir entre varias clases de inspección), dependiendo de su riesgo, condiciones actuales y el histórico de funcionamiento [9]. El “intervalo máximo de inspección” recomendado según las normas de PDVSA para equipos estáticos se resume en la tabla 2.1

2.2.4. Planes de Mantenimiento

Son 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. [7]

2.2.5. Diagnóstico de equipos

Es el proceso que permite caracterizar el estado actual de equipos, sistemas y/o procesos, mediante el análisis del historial de fallas, los datos de condición y datos técnicos, con la finalidad de identificar acciones mantenimiento proactivas que puedan efectivamente reducir costos a través de la sistemática reducción de la ocurrencia de fallas con eventos no deseados y minimizar su impacto [10].

La figura 2.1 muestra de forma esquemática el proceso para realizar un diagnóstico integrado de equipos.

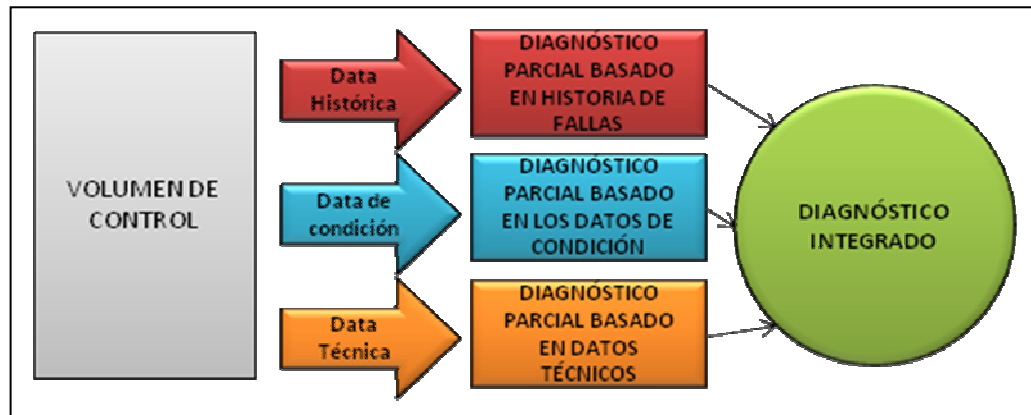


Figura 2.1 Proceso de diagnóstico de equipos

Fuente: YAÑEZ, Medardo. “Ingeniería de Confiabilidad; Pilar Fundamental del Mantenimiento” (2006)

2.2.6. Equipos Estáticos

Son todos aquellos equipos de proceso, tanques, recipientes y líneas, que manejan, contienen o transportan fluidos presurizados y no presurizados [11]

Estos equipos constituyen uno de los elementos más críticos en las instalaciones petroleras, debido a la importancia del servicio que desempeñan y por presentar un posible riesgo de falla catastrófica.

2.2.7. Norma API 571

La norma API 571 es un documento preparado por un grupo de trabajo conformado por el Instituto Americano del Petróleo (API), institutos de Investigación de recipientes a presión y personas relacionadas con las industrias conexas. El objetivo general de éste documento es presentar información sobre los mecanismos de daño, en un formato establecido para ayudar al lector en la aplicación de la información en la inspección y evaluación de los equipos desde un punto de vista de seguridad y fiabilidad [12].

Esta publicación contiene directrices para el conjunto de consideraciones siguientes:

- ✓ Información práctica sobre los mecanismos de daño que pueden afectar a los equipos de proceso.
- ✓ Asistencia en relación con el tipo y la magnitud de los daños que pueden esperarse.
- ✓ Aplicación de conocimientos para la selección de métodos eficaces de inspección para detectar el tamaño y la caracterización de los daños. [12]

2.2.8. Deterioro de equipos

El *deterioro* no es más que el daño progresivo, en mayor o menor grado, de las condiciones físicas de un equipo, por razones de uso o efectos ambientales [13]. 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.

2.2.9. Mecanismos de degradación

Los mecanismos de degradación o de daños se pueden definir como los síntomas, condición o forma en la cual un equipo se deteriora. El conocimiento de estos mecanismos en los procesos industriales, es de vital importancia para poder predecir o estimar la probabilidad de ocurrencia de fallas catastróficas en este tipo de sistemas.

La metodología IBR solamente considera aquellos mecanismos que ocasionen una ruptura del contenedor de presión que permita la fuga de un fluido inflamable o tóxico.

El mecanismo de degradación más común en instalaciones industriales es la corrosión. La corrosión es el fenómeno de deterioro de un material, normalmente un metal, debido a una reacción con el medio ambiente [13]. El tipo, grado y velocidad de la corrosión dependen de las características de los fluidos contenidos en los equipos.

2.2.9.1. Tipos de Mecanismos de Degradación

Los mecanismos de degradación o corrosión presentes en una planta dependen del tipo de proceso que se maneja en ella. En plantas de destilación atmosférica, específicamente en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento los mecanismos más comunes se describen a continuación:

- **Corrosión- erosión:** la erosión es la aceleración de la remoción mecánica de la superficie del material como resultado del movimiento relativo entre sólidos, líquidos, vapor u otra combinación de éstos. La corrosión-erosión es una descripción del daño que ocurre cuando la erosión contribuye a la corrosión por la remoción de capas o películas protectoras, o a la exposición de la superficie del metal a mayor corrosión bajo la acción combinada de la corrosión-erosión. [12]
- **Sulfidación a altas temperaturas:** es la corrosión de los aceros al carbono y otras aleaciones como resultado de su reacción con compuestos de azufre en ambientes de altas temperaturas. La sulfidación se inicia a temperaturas superiores a 350 ° F (177°C) y es causada en gran medida por el H₂S y otras

especies con azufre, el petróleo crudo y otras corrientes que contienen azufre como resultado de la descomposición térmica. [12]

- **Corrosión por ácidos nafténicos:** es el ataque de aceros aleados por ácidos orgánicos que se condensan en un rango de temperaturas de 350 a 750 °F. Se produce principalmente en unidades de crudo, y en unidades de proceso que manejan determinadas fracciones o cortes que poseen ácidos nafténicos. [12]
- **Corrosión por ácido hidrociorhídrico:** los daños en las refinerías debido a este mecanismo están frecuentemente asociados los puntos de rocío corrosivos que contienen vapores de agua y cloruro de hidrógeno condensado de una corriente de destilación, fraccionamiento o despojo en la cima de la torre. Este mecanismo se activa a temperaturas menores a 400° F. [12]
- **Oxidación a altas temperaturas:** el oxígeno reacciona con el acero al carbono y otras aleaciones a elevadas temperaturas convirtiendo el metal en óxido. Se hace efectiva alrededor de los 1000 ° F (538 °C). Este tipo de mecanismo de degradación es muy común en intercambiadores de calor, calderas, hornos y otros equipos de combustión que operan a altas temperaturas [12].

2.2.10. Tasa de Corrosión

La tasa de corrosión es la velocidad con que el espesor de una pieza estructural disminuye. En los recipientes y tuberías, estas tasas de corrosión, se pueden deducir de las mediciones periódicas del espesor de pared [13]. Si el espesor inicial es E_0 y el espesor medido después de N años es E_f , la tasa de corrosión será:

$$T.C = \frac{E_0 - E_f}{N} \quad \text{Ec.2.1}$$

Las tasas de corrosión se pueden expresar de distintas formas, pero la mejor forma es en milésima de pulgadas por año (mpy) o en milímetros por año (mm/año).

2.2.11. Normas API 580/581

En 1993 el Instituto Norteamericano del Petróleo (American Petroleum Institute – API) inició un proyecto denominado *Inspección Basada en Riesgo (Inspection Based Risk –RBI)* en el cual participaron una serie de empresas relacionadas, entre las cuales destacaban Shell, Unocal, Exxon. Texaco, Dow Chemical. Mobil, Chevron [14]. El resultado de esta labor fue dos publicaciones:

- ✓ API 580 Risk Based Inspection
- ✓ API 581 Base Resource Document- Risk- Based Inspection.

API 580 establece los principios mínimos y presenta las directrices generales para el desarrollo de un programa de RBI para equipos estáticos y tuberías, mientras que, API 581 proporciona métodos cuantitativos para establecer un programa de inspección. Juntos, estos documentos contribuyen un estándar para prácticas de RBI ampliamente reconocido para la industria [15].

2.2.12. Inspección Basada en Riesgo (IBR)

El *riesgo* es un término de naturaleza probabilística, que se define como la probable ocurrencia de un evento no deseado o falla, con consecuencias que se traducen en pérdidas. [16] Matemáticamente el riesgo se calcula con la siguiente ecuación:

Riesgo= Probabilidad de falla x Consecuencias

Ec. 2.2

El análisis de la ecuación de riesgo, permite entender el poder de éste indicador para la toma de decisiones, debido a que el mismo, combina probabilidades o frecuencias de falla con consecuencias, permitiendo la comparar unidades que normalmente presentan altas frecuencias de falla con bajas consecuencias, con equipos que normalmente presentan patrones de baja frecuencia de falla y alta consecuencia, como es el caso de los equipos estáticos. La figura 2.2 refleja gráficamente lo expresado en el párrafo anterior.

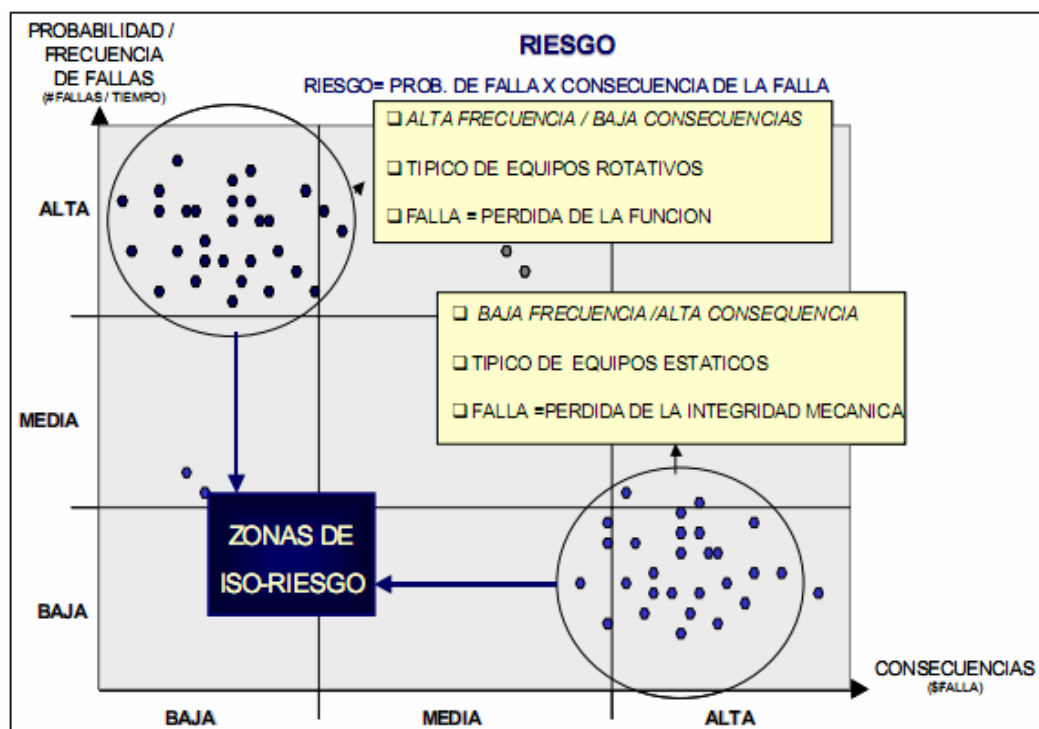


Figura 2.2. Gráfico probabilidad de falla vs consecuencias

Fuente: YAÑEZ, Medardo. “Ingeniería de Confiabilidad; Pilar Fundamental del Mantenimiento” (2006)

La metodología *Inspección Basada en Riesgo (IBR)* es una herramienta de análisis que evalúa el nivel riesgo asociado a la operación de equipos estáticos. La

evaluación se realiza a través de estimaciones de frecuencia de falla de equipos como una función directa de los mecanismos de daño que puedan atacar la pared contenedora de éstos; y de la estimación de las consecuencias en términos de los daños al personal, la instalación, medio ambiente y pérdidas de producción ocasionadas por una falla. Bajo el contexto de IBR una falla se refiere a una fuga. Una *fuga* es el escape hacia la atmósfera de fluidos o sustancias contenidas en un equipo, provocado por la rotura de la pared contenedora de éste.

Esta metodología tiene como fundamento las directrices establecidas por el Instituto Americano del Petróleo en los documentos API RP-580 / 581, los cuales definen el proceso para desarrollar una evaluación de riesgo, cuyo fin principal es obtener un plan de mantenimiento, enfocado a los equipos que representen un mayor nivel de riesgo para la seguridad de una instalación.

2.2.13. Evaluación de consecuencias

El riesgo de un conjunto de equipos solo ser comparado si éste basados en el mismo tipo de consecuencia. Debido a ello, los tipos de consecuencia a ser considerados en la jerarquización deben ser establecidos antes de iniciar el análisis [17]. Los factores que afectan las consecuencias de fuga son:

- ✓ Tipo de fluido que contiene cada equipo.
- ✓ Cantidad de fluido (Libras) por equipo.
- ✓ Sistema de aislamiento y mitigación.
- ✓ Temperatura de operación.
- ✓ Tipo de descarga.
- ✓ Grupo de inventario
- ✓ Tamaño de agujero.

En el impacto ambiental IBR considera el volumen de fluido derramado y el costo de su limpieza, para el riesgo financiero considera la duración de la parada ocasionada por el evento, equipos dañados, lesiones a personas e impacto ambiental.

Para determinar la cantidad de fluido disponible a fugar es indispensable definir los grupos de inventario. *Grupo de Inventario* es un término utilizado para designar un grupo de equipos que pueden ser aislados de otras secciones de la planta, remotamente o mediante dispositivos adyacentes al área, en el caso de una situación de emergencia [18].

Se considera que el contenido de todos los equipos dentro de un grupo de inventario está potencialmente disponible para escapar al ambiente en caso de un evento de falla de un contenedor de presión. En la figura 2.3 se muestra los datos necesarios para estimar la consecuencia de falla.

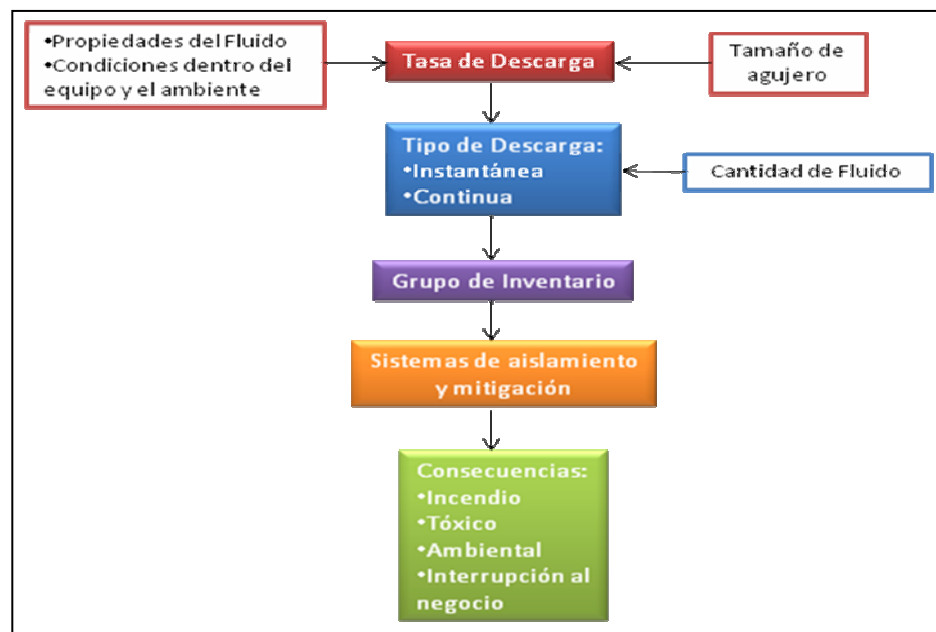


Figura 2.3. Estimación de consecuencia de Falla

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

2.2.14. Evaluación de la probabilidad de falla

La estimación de la probabilidad de falla está basada en una probabilidad genérica, que luego será modificada por la aplicación de factores de corrección que tengan en cuenta las particularidades de la instalación, tal como está expresado en la ecuación 2.3 [18]

$$\text{Frecuencia}_{\text{AJUSTADA}} = \text{Frecuencia}_{\text{GENÉRICA}} * F_E * F_M \quad \text{Ec.2.3}$$

En la siguiente figura se indican los factores de modificación y las variables asociados a estos.

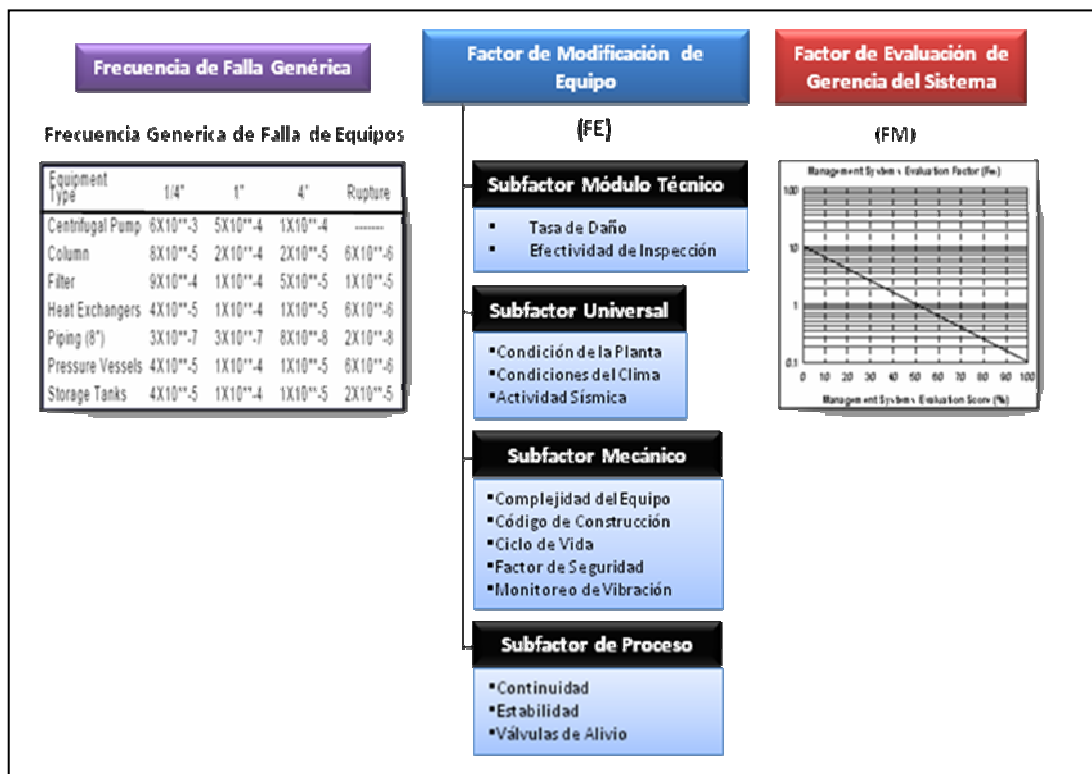


Figura 2.4. Esquemático del ajuste de la probabilidad de falla

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

2.2.15. Frecuencia genérica de falla

Las frecuencias de falla genéricas se derivan de una base estadística de datos compilada por American Petroleum Institute, de varias fuentes a nivel mundial tales como, registros disponibles de históricos de falla de equipos de varias plantas, empresas o industrias, fuentes de literatura, reportes y base de datos financieros.

El uso de las frecuencias genéricas se justifica debido a que los equipos estáticos de una planta presentan patrones de baja frecuencia de fallas y por ende no se tiene un historial de fallas que permitan algún tipo de análisis estadístico, por lo tanto estas frecuencias representan un punto de partida en la estimación de la probabilidad de falla y no la verdadera probabilidad para equipos de una planta determinada.

Las frecuencias genéricas se encuentran establecidas para cada tipo de equipo estático, tal como se muestra en la tabla 2.2, considerando tamaños de agujero de ¼, 1, 4 y 16 pulg de diámetro.

Tabla 2.2: Frecuencias de falla genéricas sugeridas por API

Tipo de Equipo	Frecuencia de fuga para cuatro tamaño de agujeros (eventos /año)			
	¼"	1"	4"	Ruptura
Torre	8×10^{-5}	2×10^{-4}	2×10^{-5}	6×10^{-6}
Filtro	9×10^{-4}	1×10^{-4}	5×10^{-5}	1×10^{-5}
Intercambiador de Calor, casco	4×10^{-6}	1×10^{-5}	1×10^{-6}	6×10^{-7}
Intercambiador de calor, tubo	4×10^{-6}	1×10^{-5}	1×10^{-6}	6×10^{-7}
Recipientes a presión	4×10^{-5}	1×10^{-4}	1×10^{-5}	6×10^{-6}

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

2.2.16. Factor de modificación del equipo (F_E)

Es un factor que identifica las condiciones específicas que pueden tener influencia importante en la probabilidad de falla de cada uno de los equipos en estudio basado en el entorno específico en el que éste funciona. Dentro del factor de modificación se encuentran los subfactores de modulo técnico, mecánico, universal y de proceso, los cuales se describen a continuación:

- **Subfactor de módulo técnico**

Es utilizado para comparar la probabilidad de falla debido al estado de daño con la probabilidad de falla genérica. Está compuesto por dos elementos:

- ✓ **Tasa de daño:** comprende la velocidad en que un equipo se deteriora debido a los mecanismos de degradación que influyen sobre él.
- ✓ **Efectividad de Inspección:** permite evaluar si las inspecciones realizadas a los equipos aportan suficiente información para el control del deterioro del equipo.

- **Subfactor Universal**

Se refiere a las condiciones que afectan por igual a los equipos de una instalación, este subfactor incluye los siguientes elementos:

- 1. Condición de la planta**

Este elemento considera la condición actual de la planta que está siendo evaluada. La clasificación debe basarse en el juicio del observador al considerar las siguientes características [19]:

- **Aspecto general de la planta evaluada**, los factores a observar son:
 - ✓ Estado general de la limpieza
 - ✓ Evidencia de reparaciones temporales por largos períodos de tiempo.
 - ✓ Deterioro de la pintura o evidencias de mantenimiento de rutina descuidado.

 - **Eficacia del programa de mantenimiento de la planta**, basada en entrevistas con el personal de mantenimiento y operaciones. Se considera un programa eficaz, aquel que logra:
 - ✓ Completar actividades de mantenimiento en el primer tiempo con pocos intentos de contacto.
 - ✓ Evitar una excesiva y creciente acumulación de trabajo.
 - ✓ Mantener una relación constructiva entre el personal de mantenimiento y operaciones.

 - **Diseño de planta y construcción.** La planta debe tener el espaciamiento y una orientación adecuada entre equipos para facilitar el mantenimiento y las actividades de inspección.

 -
2. **Condiciones del clima:** este elemento ofrece mayores problemas si el clima es frío o de invierno ya que dificulta las actividades de inspección y mantenimiento lo cual impone un riesgo adicional en la operación de una planta. [19]

 3. **Actividad Sísmica:** una planta ubicada en una zona sísmica activa tiene más probabilidad de fracaso que instalaciones fuera de ellas. [19]
- **Subfactor mecánico**
 Este subfactor está relacionado primordialmente con el diseño y fabricación de los equipos. Se compone de los cinco elementos siguientes [19]:

- **Complejidad del equipo:** Se refiere específicamente al número de boquillas que posee cada equipo [19]
- **Código de construcción:** consiste en verificar si los equipos han sido construidos bajo códigos actuales, obsoletos o códigos que no existen [19].
- **Ciclo de vida:** esta evaluación se basa en comparar la vida útil de diseño del equipo con el número de años actual en que el equipo ha estado en funcionamiento. La probabilidad de falla de los equipos aumenta a medida que se acerca a su ciclo de vida final [19].
- **Factor de seguridad:** el factor de seguridad está compuesto por dos elementos[19]:
 - ✓ ***Presión de operación:*** la relación entre la presión de operación y la de diseño indica el factor de seguridad en condiciones normales. Un equipo que funciona con una operación por debajo de la operación de diseño tiene menos probabilidades de falla.
 - ✓ ***Temperatura de operación:*** cuando los equipos funcionan a temperaturas muy por encima de las prácticas habituales o cercanas a los límites superiores de temperatura de diseño del material de construcción, la frecuencia de falla aumenta; de igual modo ocurre con equipos que operan a temperaturas anormalmente bajas.
- **Monitoreo de vibración:** este elemento es utilizado cuando se evalúa la carcasa de equipos rotativos como bombas y compresores.

- **Subfactor de proceso**

Este subfactor se obtiene de los registros de operaciones y conversaciones con el personal de operación. Está constituido por tres elementos:

1. **Continuidad del proceso.** Se compone de dos sub-elementos:

- **Paradas programadas:** son aquellas planificadas para la realización de actividades de inspección y mantenimiento. Para determinar el valor numérico se promediará las paradas programadas por año en un período de 3 años [19].
- **Paradas no programadas:** son aquellas que ocurren de manera imprevista igualmente se debe utilizar un promedio de las paradas no planificadas por año en un tiempo de 3 años [19].

2. **Estabilidad del proceso.** Algunos procesos pueden funcionar día a día sin ningún problema con poca intervención de los operadores, mientras que otros requieren una atención frecuente debido a la realización de ajustes, cambios de producto, control de calidad del producto, lo cual en el tiempo dará lugar a la inestabilidad, importantes trastornos o cortes imprevistos, aumentando así, la probabilidad de falla [19].

3. **Válvulas de alivio.** Este elemento permite evaluar si las condiciones de proceso y diseño influyen en las válvulas y si estas serán capaces de funcionar cuando sea necesario.

2.2.17. Factor de evaluación de sistema de gerencia (F_M)

La eficacia de una empresa en la gestión de la seguridad de proceso de los sistemas puede tener efecto sobre la integridad mecánica de los equipos. La importancia de un

eficaz sistema de gestión de la evaluación ha sido largamente reconocida en la prevención de emisiones de materiales peligrosos y el mantenimiento de la integridad mecánica de equipos de proceso. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de una instalación o unidad operativa de los sistemas de gestión de riesgo que afectan a la planta. La evaluación consta de una serie de entrevistas con personal de inspección, mantenimiento, procesos y personal de seguridad. Las preguntas se basan principalmente en las directrices de la API (RP 750, 510, 570, etc.) Una escala se presenta en la Figura 2.5 para convertir la evaluación a una puntuación de Evaluación de Sistemas de Gestión de Factor. [19]

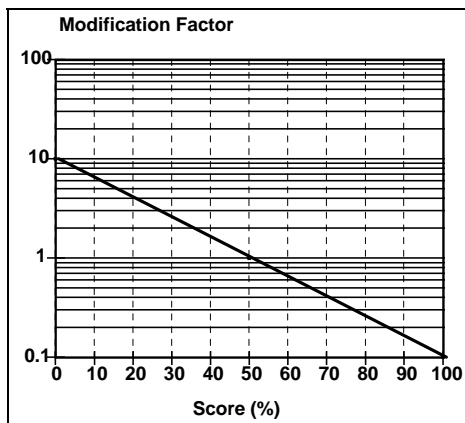


Figura 2.5 Gráfica para evaluación de sistemas de gerencia

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

2.2.18 Evaluación del Riesgo

La mejor manera de evaluar el riesgo es a través de una matriz que permite expresarlo en una forma gráfica sin necesidad de recurrir a valores numéricos.

En la matriz de riesgo se indica la probabilidad de falla en el eje vertical, tal como se muestra en la figura 2.6. Las categorías 1, 2, 3 y 4, tendrán una probabilidad de falla igual o menor a 1, 10, 100 y 1.000 veces la probabilidad de falla genérica de la

base de datos mundial, respectivamente, mientras que la categoría 5 tendrá una probabilidad de falla mayor a 10.000 veces la probabilidad de falla genérica.

La consecuencia de la falla se expresa en el eje horizontal, con una escala desde la “A” hasta la “E”. Cada escala equivale a un área afectada específica, tal como se describe a continuación:

- ✓ **Categoría A:** área afectada menor o igual que 10 pies²
- ✓ **Categoría B:** área afectada menor o igual a 100 pies²
- ✓ **Categoría C:** área afectada menor o igual a 1.000 pies²
- ✓ **Categoría D:** área afectada menor o igual a 10.000 pies²
- ✓ **Categoría E:** área mayor a 10.000 pies².

Como puede observarse en la figura 2.6, en una matriz de riesgo se identifican cuatro niveles de riesgo diferenciados en zonas de colores; la zona de color rojo corresponde al nivel de riesgo alto, mientras que las zonas de color naranja, amarillo y azul, corresponden los niveles de riesgo medio-alto, medio y bajo, respectivamente.

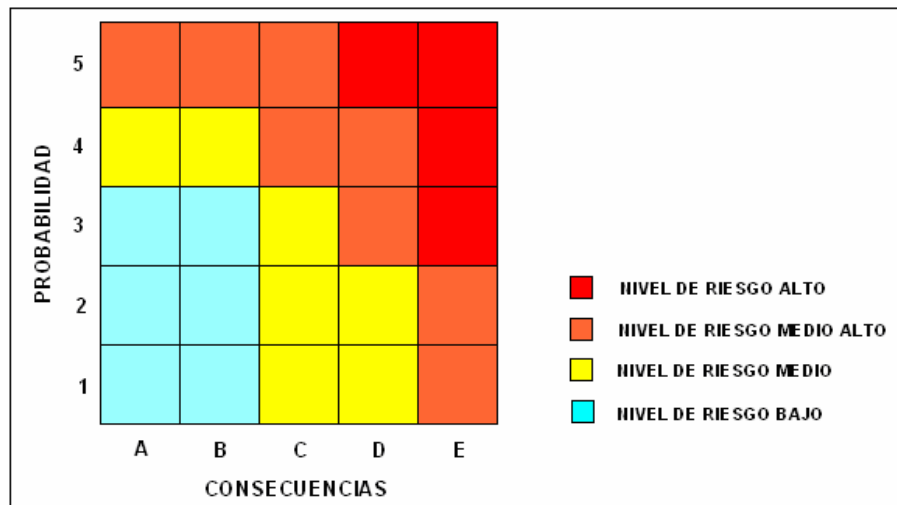


Figura 2.6 Matriz de Riesgo

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

2.2.19. Programa de Inspección Basada en Riesgo

La Inspección Basada en Riesgos evalúa la condición del límite de presión para cada equipo y recomienda los niveles de inspección y mantenimiento requeridos para asegurar la integridad mecánica, en base a los siguientes conceptos:

- ✓ Los equipos deben ser examinados en intervalos predeterminados para asegurar la integridad del equipo y del proceso.
- ✓ Los factores que influyen la tasa de deterioro del activo se deben monitorear para determinar procedimientos e intervalos de inspección eficaces y proactivos.
- ✓ La combinación de los intervalos de inspección mayor con el seguimiento apropiado de las actividades en operación constituye la base fundamental para un programa eficaz de inspección [9].

2.2.20. Beneficios de la aplicación de la metodología IBR en instalaciones de proceso

La aplicación de la metodología IBR permite gestionar el mantenimiento de sus instalaciones consiguiendo los siguientes beneficios:

- **Facilitar la planificación del mantenimiento**

Esta metodología permite identificar los componentes que más influyen en el riesgo de la instalación, sobre los cuales habrá que focalizar los esfuerzos de inspección, y

definir, en cada caso, el alcance, la periodicidad y los métodos para su mantenimiento.

- **Aumentar la seguridad de la instalación**

La aplicación de la metodología IBR aumenta la seguridad de la instalación, garantizando un alto nivel de integridad mecánica de los equipos y una reducción de los mecanismos de fallo posibles. Esto se consigue tras la identificación de los equipos que poseen un mayor riesgo, a cuyo mantenimiento se destinan mayores esfuerzos y recursos.

Adicionalmente la IBR, permite conseguir una reducción del riesgo sobre el personal de la instalación o sobre las contratistas que realicen la inspección, si tras su aplicación se identifica la posibilidad de ampliar el periodo de inspección en aquellos lugares que pueden resultar más peligrosos o en lugares de difícil acceso.

- **Reducir los costos de *mantenimiento e inspección***

Uno de los mayores atractivos que presenta la metodología IBR es que permite administrar los recursos de mantenimiento e inspección, destinando los mayores esfuerzos a aquellos equipos que presentan un mayor nivel de riesgo.

2.2.21. Limitaciones de la Inspección Basada en Riesgo

Un estudio IBR presenta las siguientes limitaciones o barreras:

- ✓ Si la información no describe lo que verdaderamente ocurre en el contexto operacional del activo, los resultados estarán fuera de la realidad.

- ✓ El adiestramiento en el manejo de paquetes de computación utilizados para facilitar la implementación de la metodología IBR como el API-RBI Versión 3.3.3, debe ser adecuado.
- ✓ Se debe contar con asesoría técnica durante la realización del estudio, la validación de resultados y el establecimiento de las tareas que deben realizarse.
- ✓ No analiza las partes o accesorios internos de los activos.
- ✓ Existe una amplia gama de riesgos que la metodología del IBR no puede reducir, tales como: errores humanos, desastres naturales, eventos externos, actos deliberados y errores de diseño.

2.2.22. Destilación

La destilación es la primera etapa dentro de los procesos de refinación y su objetivo principal es separar las fracciones livianas pertenecientes al crudo en distintos cortes, basándose en las diferencias de puntos de ebullición.

2.2.23. Importancia de la Destilación

El petróleo crudo, tal como viene de los pozos, rara vez puede usarse directamente. El mérito del crudo consiste en los muchos productos que se pueden obtener de él en una refinería moderna. Se ha establecido que el petróleo crudo es una mezcla de muchos hidrocarburos que varían de tipo, peso molecular y punto de ebullición. En su mayor parte el petróleo es refinado por destilación para producir productos como gas para usos domésticos, gasolina para aviones y automóviles, kerosene, naftas, bases para lubricantes, aceite combustible, gasoil, asfaltos y productos especiales.

Muchos hidrocarburos puros, algunos de ellos, tales como el kerosene y la gasolina, se pueden vender directamente al consumidor y así mismo, algunos de los

productos destilados se utilizan para carga de alimentación a otras unidades de refinería.

2.2.23.1. Descripción general de proceso de la Unidad de Destilación Atmosférica DA-1

El crudo a separar, es bombeado hacia un tren de precalentamiento donde intercambia calor con productos destilados para alcanzar temperaturas cercanas a 250° F antes de ingresar al desalador, donde se retiran agua y sedimentos. El crudo, previamente desalado continúa precalentando hasta 440°F en otro tren de intercambiadores de calor antes de entrar a los hornos BA-1 y H-751, de donde emerge a 735-740°F. Parcialmente vaporizado pasa a la zona flash de la columna de destilación DA-1 donde ocurre la separación física de cada una de las fracciones de acuerdo al punto de ebullición de las mismas. [21]

2.2.23.2. Descripción de los equipos estáticos que operan en la Unidad de Destilación N°1 (DA-1)

- **Intercambiador de Calor**

Un intercambiador es el nombre genérico de un dispositivo mecánico, o equipo, diseñado para transferir calor entre dos o más corrientes de fluidos que fluyen a través del equipo. La función básica de los intercambiadores es la transferencia de energía térmica entre dos o más fluidos a diferentes temperaturas. El calor fluye como resultado del gradiente de temperatura, desde el fluido caliente hacia el frío a través de una pared de separación, la cual se denomina superficie o área de transferencia de calor, es decir, no existe fuente de energía térmica en un intercambiador de calor.

Existe una gran variedad de intercambiadores, pero los intercambiadores tubo y carcaza mostrados en la figura 2.7, es el que se utiliza comúnmente en la Planta DA-1

porque tienen bajo costo, son fáciles de limpiar y relativamente fáciles de construir en diferentes tamaños y pueden ser diseñados para presiones desde moderadas a altas, sin que varíe sustancialmente el costo.

El intercambiador de tubo y carcaza consiste en un haz de tubos paralelos encerrados en un estuche cilíndrico llamado carcaza. En la figura 2.8 se muestran las diferentes partes de este tipo de intercambiador.



Figura 2.7. Intercambiadores de calor tipo tubo-carcaza

Fuente. Unidad de Destilación Atmosférica DA-1, RPLC

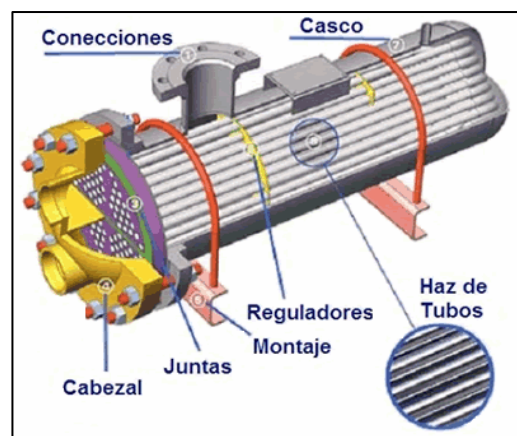


Figura 2.8 Partes de un intercambiador del tipo tubo- carcaza

Fuente: Refrigeración Industrial. www.refrigeracionindustrial.com (2005)

- **Tambores**

Los tambores son contenedores metálicos de grandes dimensiones utilizados para almacenar sustancias tales como líquidos inflamables y combustibles [22]. Los tambores pueden ser horizontales o verticales, en la figura 2.9 se puede observar un ejemplo de este último.



Figura2.9 Tambor vertical FA-4

Fuente: Unidad de Destilación Atmosférica DA-1, RPLC.

- **Hornos**

Un horno es un dispositivo en el que el calor es liberado y transferido directa o indirectamente a un sólido o masa de líquido con el fin de provocar un cambio físico o químico [23].

Dentro de la Unidad de Destilación DA-1, los hornos son equipos necesarios para producir calor y transferirlo al crudo que va a ser fraccionado en productos del petróleo. En términos de costos de refinación, los hornos son unos de los equipos más importantes del proceso. Actualmente, la Unidad DA-1 dispone de dos hornos, uno vertical y otro horizontal similares a los que se muestran en la figura 2.10 de manera

respectiva. Cuando se dice que un horno es horizontal o vertical se refiere a la disposición en que se encuentran los tubos por donde circula el crudo.

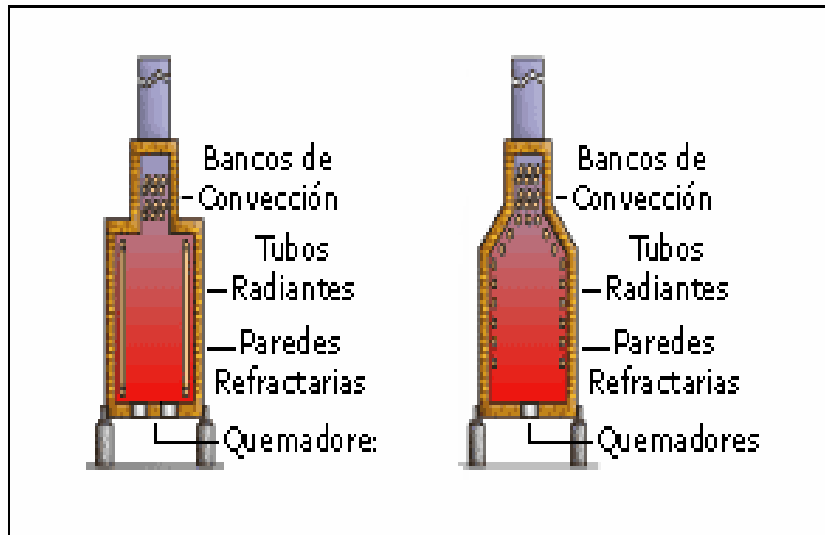


Figura 2.10 Esquemático de tipos de hornos de tubos para crudo.

Fuente: www.flargent.com/

- **Horno BA-1**

Es un horno horizontal de tiro forzado con capacidad para vaporizar parcialmente 65 MBD de crudo, cuya alimentación proviene del tren de precalentamiento, en la figura 2.11 se puede observar una fotografía de éste. El horno BA-1 posee cuatro celdas las cuales constituyen la zona radiante, en donde gran parte del calor generado por la combustión, es cedido por radiación a la alimentación de crudo que fluye por los tubos que se encuentran a lo largo de las paredes y techos de las cuatro celdas. En la figura 2.12 se muestra un diagrama del horno BA-1, donde las zonas 1, 2, 3 y 4 representan las celdas de radiación del horno [21].



Figura 2.11 Horno horizontal BA-1

Fuente: Unidad de Destilación Atmosférica DA-1, RPLC

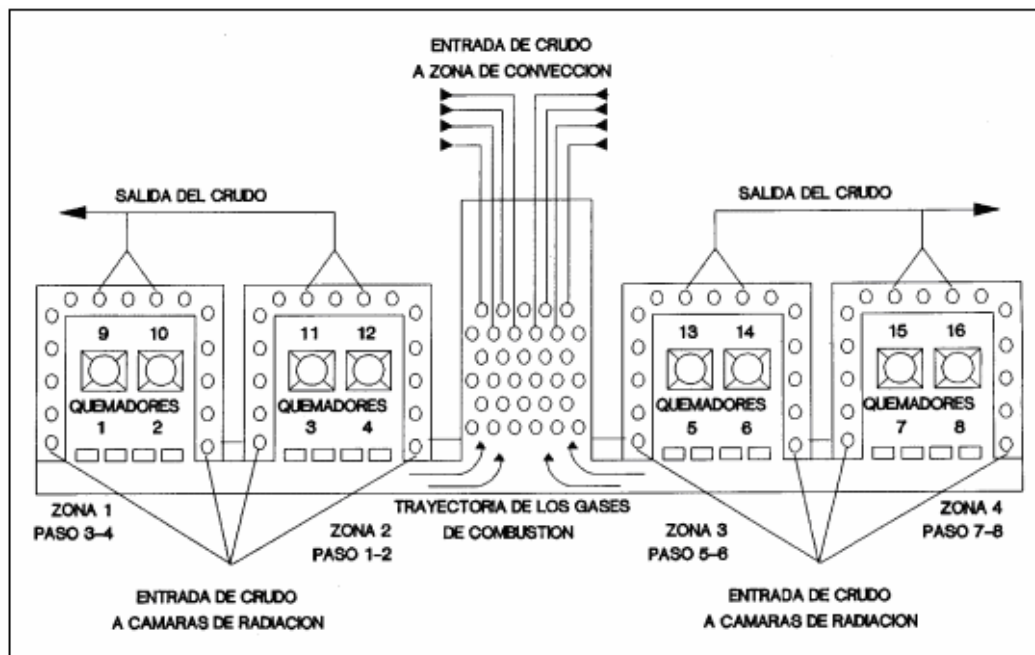


Figura 2.12 Diagrama Horno BA-1 de la Planta DA-1 RPLC

Fuente: Manual de operaciones de Refinería (2007)

- **Horno H-751**

El horno H-751 mostrado en la figura 2.13, es un horno tipo vertical donde la cámara de combustión es el espacio abierto que está por encima de los quemadores. Este equipo no posee sección de convección y en su lugar se encuentra un cono radiante encargado de dirigir los gases calientes hacia los tubos con el fin de transferir calor al crudo que fluye por la zona más alejada de la llama. La carga máxima de H-751 es de 12.000 BPD de crudo de 30-31° API, es utilizado normalmente para aumentar la capacidad de procesamiento de la Unidad DA-1 [21]. La figura 2.14 muestra un esquema de este horno.



Figura 2.13 Horno Vertical H-751

Fuente: Unidad de Destilación Atmosférica DA-1, RPLC

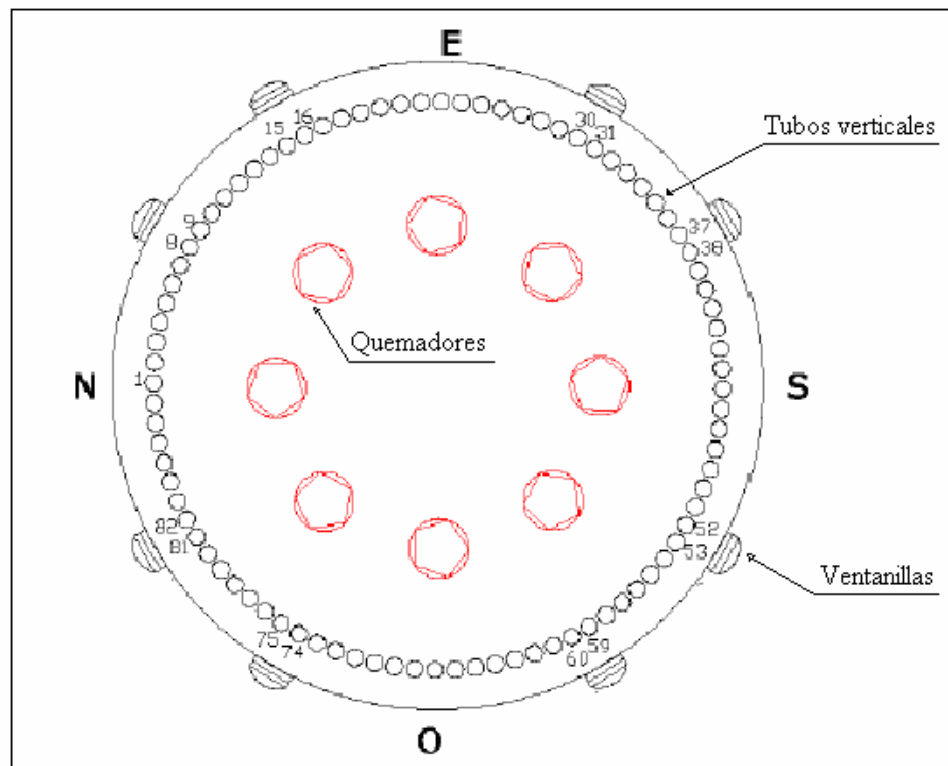


Figura 2.14 Diagrama del Horno H-751 (Vista superior)

Fuente: Nota Técnica “Inspección Termográfica de los tubos del horno H-751, DA-1. PDVSA (2008)

- **Torre Fraccionadora**

La torre fraccionadora es un equipo en forma de cilindro vertical utilizado para separar componentes de una mezcla en fracciones basándose en la diferencia de volatilidad entre ellas. Contiene una serie de platos o bandejas que recolectan las fracciones separadas para su almacenaje, tal como se muestra en la figura 2.15. La torre fraccionadora DA-1 mostrada en la figura 2.16, ubicada en la Refinería de Puerto La Cruz es una torre atmosférica, es decir, trabaja a una presión ligeramente superior a la atmosférica.

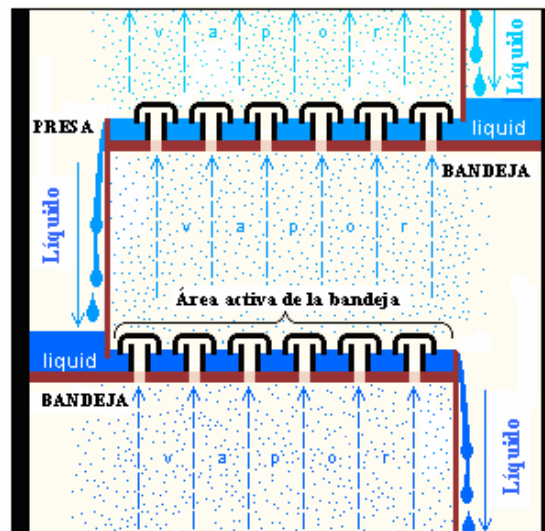


Figura 2.15 Detalles de las bandejas de una torre fraccionadora

Fuente: KISTER, Henry. "Distillation Desing". Primera Edición. Editorial MacGraw-Hill (1992)



Figura 2.16 Torre de Destilación Atmosférica DA-1

Fuente: Unidad de Destilación Atmosférica DA-1, RPLC

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo, como parte del proceso de investigación, se describen aspectos característicos sobre las técnicas y metodología empleada en el desarrollo de las actividades planteadas para el logro del objetivo de este trabajo.

3.1. Tipo de investigación

La investigación según la estrategia aplicada se clasifica en *documental*, puesto que se apoya en un contexto teórico mediante la consulta y extracción de información de Normas Internacionales API 580/581/571, Normas Técnicas de PDVSA, textos relacionados con el tema en estudio, revistas, manuales, guías de aplicación y cualquier otro tipo de material bibliográfico que sea útil para la documentación de la investigación; y **de campo** ya que gran parte de la información que sustenta el proyecto debe ser verificada en el área donde se presenta el problema planteado. También puede ser clasificada según los objetivos propuestos, como **aplicada**, porque la investigación tiene como finalidad primordial la solución de un problema específico mediante la implementación de actividades y recomendaciones que modifiquen la problemática.

3.2. Población y muestra

La **población** está constituida por treinta y ocho (38) equipos estáticos que conforman los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de la Unidad de Destilación DA-1, así como el personal que labora en la planta representado por veintiocho (28) personas. La **muestra** está conformada por treinta y siete (37) equipos, es decir, la población total de equipos menos el intercambiador EA-6 el cual

se encuentra fuera de servicio y cinco (5) personas que trabajan directamente con los sistemas involucrados en el estudio a los cuales se le realizaron encuestas no estructuradas, considerándose así una muestra no probabilística de tipo intencional.

3.3. Técnicas de recolección de datos

✓ Observación

Se realizaron inspecciones u *observaciones directas* para el obtener características referentes a la ubicación física, condición estructural y operativa de los equipos en estudio; estado general de la Planta de Destilación y de otros aspectos que al no estar registrados o documentados se tuvieron que verificar de manera visual en el área de trabajo. Bajo esta técnica también se manejó la *observación indirecta* puesto que se obtuvo información de observaciones realizadas anteriormente por otras personas, tal es el caso de las mediciones de espesores ejecutadas y registradas por personal empresa.

✓ Entrevistas no estructuradas

Dada la complejidad de algunos aspectos involucrados en esta investigación, se recurrió al diálogo con personal calificado y con amplia experiencia en la industria; ingenieros, técnicos, operadores y mantenedores. La aplicación de esta técnica permitió la obtención de información que de otra manera sería difícil de conseguir; la validación de datos recolectados y el soporte de aspectos que no estaban claramente sustentados.

3.4. Técnicas de procesamiento de datos

✓ Crystal Ball

Cristal Ball es un software con aplicaciones ejecutables en Microsoft ® Excel. El uso de esta herramienta computacional fue empleado en el cálculo automatizado de la velocidad de corrosión de cada uno de los equipos estudiados a través de una técnica denominada Simulación Monte Carlo.

✓ Software API-RBI Versión 3.3.3

Un Software es un conjunto de aplicaciones, programas, instrucciones y reglas informáticas para ejecutar ciertas tareas en una computadora ^[9].

API-RBI Versión 3.3.3 es una herramienta software basada en la publicación API 581, utilizada para evaluar el riesgo de equipos de proceso e identificar aquellos con más alto nivel de riesgo.

Características del Software API-RBI VERSION 3.3.3

- ✓ Análisis de recipientes a presión, tanques, hornos, intercambiadores de calor, tuberías y dispositivos de alivio de presión.
- ✓ Tres niveles de análisis: cualitativo (Nivel I), semicuantitativo (Nivel II) y cuantitativo (Nivel II)
- ✓ Planificación de la Inspección automatizada.
- ✓ Valores de consecuencia expresados en términos de riesgo por unidad de área, riesgo por unidad de área por año, riesgo financiero.

- ✓ Modelaje de consecuencias para varios fluidos y gases comúnmente encontrados en las industrias de refinación, petroquímica y de productos químicos.
- ✓ Matriz de calificación cualitativa de riesgo.
- ✓ Opciones de cálculo de riesgos financieros.
- ✓ Transferencia de datos a partir del formato Excel para acelerar la entrada de información.
- ✓ Módulos específicos para los diversos mecanismos de corrosión
- ✓ Reportes de todos los escenarios de riesgo, matrices de riesgo, informes de consecuencia, probabilidad y planes de inspección^[20]

3.5. Técnicas de análisis de datos

✓ Inspección Basada en Riesgo

Es una técnica de evaluación de riesgos de equipos estáticos basada en las Normas Internacionales API 580 /581 que permite la jerarquización de éstos en función al mayor nivel de riesgo asociado, para la focalización de los esfuerzos de inspección y mantenimiento en las áreas que más lo requieran.

✓ Técnicas Estadísticas

Las técnicas estadísticas se usan tradicionalmente para la recopilación, organización, presentación, análisis e interpretación de datos numéricos a fin de obtener datos más precisos que sirvan de base para toma de decisiones efectivas.

✓ **Simulación Monte Carlo**

La simulación Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y los ordenadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales.

3.6. Etapas de la investigación

Éste trabajo se llevó a cabo en siete etapas las cuales se describen a continuación:

Etapa 1: Revisión Bibliográfica

Esta etapa consistió en la revisión y recopilación de material bibliográfico (manuales técnicos, libros, revistas, trabajos de grado e Internet) con el fin de obtener información teórica necesaria referente al tema de investigación.

Etapa 2: Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas en estudio.

En esta etapa se realizó el levantamiento informativo que define la condición actual de los sistemas y equipos a estudiar, dentro de esta etapa se encuentran las sub-etapas que se describen a continuación:

✓ **Sistemas y equipos a estudiar**

En esta etapa se identificaron los equipos que pertenecen a los sistemas estudiados y se delimitaron los componentes o partes estructurales de los equipos estudiados bajo la metodología IBR.

✓ **Recopilación de Datos**

Esta etapa consistió en la búsqueda de datos que definen las condiciones de diseño y operación de cada equipo en estudio, así como también, datos que se utilizaron para la evaluación del riesgo, tales como, datos de consecuencia, adelgazamiento, corrosión externa, financieros, datos modificadores de probabilidad, fechas de inspección y sus efectividades.

Etapa 3: Identificar los mecanismos de degradación potenciales que causan el deterioro d los equipos y modifican la probabilidad de falla.

De acuerdo a las condiciones de operación, sustancias almacenadas o transportadas y el tipo de material con el que fueron construidos los equipos se identificaron los mecanismos de degradación que se pudieran presentar en los mismos. Para esta etapa fue fundamental la consulta de la Norma API 571 y el apoyo del Departamento de Corrosión y Materiales de R.P.L.C. El cumplimiento de esta etapa permitió la estimación de la probabilidad de falla de los equipos estáticos estudiados.

Etapa 4: Estimar la consecuencia y probabilidad de falla de los equipos en estudio.

Una vez que se realizó el diagnóstico de los equipos y se identificaron los mecanismos de degradación, se ingresó toda la data recopilada al Software API- RBI Versión 3.3.3. Este paquete computacional utiliza una base genérica de frecuencias de falla recopiladas para distintos equipos estáticos asociados a ambientes de industrias petroleras y petroquímicas a nivel mundial, como punto de partida para la estimación de la probabilidad de falla, luego, estas probabilidades se ajustaron al escenario real de estudio mediante factores modificadores. Por otro lado, la estimación de la consecuencia de falla se realizó igualmente a través del paquete computacional API-

RBI Versión 3.3.3 que contiene modelos matemáticos ya validados tanto para el cálculo de cantidades, tasas y duración de descarga de sustancias combustibles, inflamables y tóxicas como para, afectación de integridad física de personas e instalaciones.

Etapa 5: Generar la matriz de riesgo utilizando el Software API-RBI Versión 3.3.3

Una vez obtenidas las estimaciones de probabilidad y consecuencia de falla de cada uno de los equipos en estudio, se emitieron los resultados de forma gráfica en una matriz de riesgo generada por el Software API-RBI Versión 3.3.3, en la cual quedarán clasificados cualitativamente los equipos según su nivel de riesgo, en categorías de alto, medio-alto, medio y bajo riesgo.

Etapa 6: Elaborar los planes de mantenimiento de los equipos estáticos según el nivel de riesgo.

Una vez categorizados los equipos, se elaboraron los planes de mantenimiento adaptando las actividades y frecuencias de mantenimiento al nivel de riesgo resultante y a los mecanismos de degradación potenciales de éstos, contribuyendo así a la administración de tiempo y dinero en las paradas programadas de mantenimiento mayor. Para esta etapa se utilizaron tanto las recomendaciones arrojadas por el Software API-RBI Versión 3.3.3 como las normas para inspecciones de equipos estáticos de PDVSA, tomando en cuenta la planificación de paradas programadas por parte de la organización.

Etapa 7: Redacción y presentación del trabajo de investigación

En esta etapa se redactó y estructuró toda la información recopilada durante la investigación, obteniéndose conclusiones asociadas a los objetivos propuestos. De igual forma se emitieron recomendaciones para la implantación de los planes de mantenimiento propuestos, siguiendo los lineamientos establecidos y exigidos por la Universidad de Oriente.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL TRABAJO

4.1. Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos de la unidad de destilación DA-1

4.1.1. Sistemas y equipos estudiados

Los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento representan el corazón de la Unidad de Destilación DA-1, ya que son los que proporcionan la preparación preliminar del crudo a las condiciones específicas necesarias para que el fraccionamiento pueda llevarse a cabo.

Dada las condiciones operacionales y funcionales, estos tres sistemas fueron identificados como los más críticos de acuerdo a un análisis de criticidad elaborado en el año 2007 por la Ingeniero Beatriz Brito del Departamento de Confiabilidad de Refinería P.L.C. Cada sistema está compuesto por un conjunto de equipos los cuales fueron estudiados por componentes como recomienda la norma API581, debido a que manejan distintos fluidos y ello implica consideraciones distintas en el estudio; por ejemplo, en el caso de los intercambiadores se estudiaron los componentes casco y canal, las torres o tambores se estudiaron por tope y fondo o en más componentes según la diversidad de fluidos que puedan manejar como es el caso de la torre de destilación; y los hornos se evaluaron los tubos de radiación y convección, y se clasifican según el tipo de material. Cada uno de los equipos comprendidos en este estudio que pueden observarse en la tabla 4.1, con sus respectivos códigos de identificación.

Tabla 4.1 Sistemas y equipos estáticos contemplados en la Unidad DA-1

Sistema	Código	Tipo de equipo
Precalentamiento	EA-4	Intercambiador
	EA-6	
	EA-17	
	EA-24	
	FA-4	Tambor
Calentamiento	EA-11 A	Intercambiador
	EA-11B	
	EA-11 C	
	EA-11 D	
	EA-11 E	
	EA-11 F	
	FA-8	Tambor
	FA-9	
	FA-12	
	FA-13	
	Horno BA-1	Horno
Horno H-751		
Fraccionamiento	Torre DA-1	Columna Destilación

La inspección visual realizada en la Unidad Destiladora DA-1 permitió observar los siguientes aspectos de los equipos estáticos en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo:

- ✓ El intercambiador EA-6 se encuentra fuera de servicio por lo tanto no se tomará en cuenta para el estudio.
- ✓ El resto de los equipos estáticos se encuentran en condición operativa.
- ✓ Los equipos no presentan evidencia externa de daños mayores de corrosión y se encuentran protegidos debidamente con recubrimientos.
- ✓ El aislamiento de los equipos que lo requieren, se encuentran en buenas condiciones y debidamente enchaquetados.

Sin embargo, aunque los equipos se observan buenas condiciones externas, no es un indicativo de que estos no posean deterioro, por lo tanto, la condición del equipo no queda definida por esta descripción inicial, además, esta información no es suficiente para cuantificar y caracterizar el riesgo asociado a éstos.

4.1.2. Características de los equipos estáticos de los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de la DA-1.

Como parte del diagnóstico, se recopilaron las características bajo las cuales funcionan los equipos actualmente. A continuación se presenta en la tabla 4.2, un resumen de las condiciones operacionales principales y los materiales de construcción de los equipos estáticos evaluados.

Tabla 4.2 Características operacionales de equipos estáticos en los sistemas de Precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento.

EQUIPO	TAG	COMPONENTE	T.O (°F)	P.O (PSIG)	SERVICIO	MATERIAL
Tambores	FA-4	Cuerpo	256	19	Crudo	Acero al Carbono
	FA-8	Cuerpo	115	140	Propano	Acero al Carbono
	FA-9	Cuerpo	135	70	Gas Natural	Acero al Carbono
	FA-12	Cuerpo	112	70	Gas Natural	Acero al Carbono
	FA-13	Cuerpo	135	70	Gas Natural	Acero al Carbono
Intercambiadores	EA-4	Casco (C)	400	60	Diesel	Acero al Carbono
		Canal (T)	151	189	Crudo	Acero al Carbono
	EA-17	Casco (C)	360	88	Diesel	Acero al Carbono
		Canal (T)	121	202	Crudo	Acero al Carbono
	EA-24	Casco (C)	370	54	Diesel	Acero al Carbono
		Canal (T)	180	151	Crudo	Acero al Carbono
	EA-11A	Casco (C)	699	160	Residual	Acero al Carbono
		Canal (T)	435	280	Crudo	Acero al Carbono

Continuación de la tabla 4.2

EQUIPO	TAG	COMPONENTE	T.O (°F)	P.O (PSIG)	SERVICIO	MATERIAL
Intercambiadores	EA-11B	Casco (C)	510	160	Residual	Acero al Carbono
		Canal (T)	435	280	Crudo	Acero al Carbono
	EA-11C	Casco (C)	699	160	Residual	Acero al Carbono
		Canal (T)	435	280	Crudo	Acero al Carbono
	EA-11D	Casco (C)	510	160	Residual	Acero al Carbono
		Canal (T)	435	280	Crudo	Acero al Carbono
	EA-11E	Casco (C)	388	289	Crudo	Acero al Carbono
		Canal (T)	475	140	Residual	Acero al Carbono
EA-11F	Casco (C)	410	282	Crudo	Acero al Carbono	
	Canal (T)	475	146	Residual	Acero al Carbono	
Torre Destiladora	DA-1	Cuerpo-Tope	232	15	Gas Comb.	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo-Nafta	305	14	Nafta	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo -Jet	365	15	Jet A-1	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo-Diesel 1	480	16	Diesel	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo-Diesel 2	480	16	Diesel	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo-Gasóleo	680	17	Gasóleo	Acero al Carbono
	DA-1	Cuerpo-Fondo	700	15	Residual	Acero al Carbono
Tubos de Hornos	BA-1	Tubos- radiación	2000	145	Crudo	ASTM A-213 T5
	BA-1	Tubos- radiación	1440	145	Crudo	ASTM A-213 T7
	BA-1	Tubos- radiación	3560	145	Crudo	ASTM A-213 T9
	BA-1	Tubos- convección	2011,44	20	Crudo	ASTM A-106 B
	BA-1	Tubos- convección	1144,34	20	Crudo	ASTM A-335 P11
	BA-1	Tubos- convección	594,8	20	Crudo	ASTM A-335 P5
	H-751	Tubos- convección	4752	167	Crudo	ASTM A-200 T-7

Los componentes casco y canal de los intercambiadores de calor, serán designados con los subíndices “C” y “T” respectivamente tal como se muestra en la tabla 4.2.

El anexo A, presenta las tablas con el total de los datos recopilados en el diagnóstico según la historia de fallas e inspección, datos basados en condición y datos técnicos. Ésta data será utilizada para la aplicación de la metodología IBR en la estimación de probabilidades de falla y consecuencia, necesarias para la cuantificación del riesgo de los equipos.

4.2. Identificación de los mecanismos de degradación potenciales

Actualmente los equipos estáticos de los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de la Unidad de Destilación N°1 no poseen sistemas de monitoreo en línea para la determinación de los mecanismos de degradación, por lo tanto, éstos se identificaron con el apoyo de estudios realizados por PDVSA INTEVEP, la Norma API 571 y la opinión de expertos del Departamento de Corrosión y Materiales de la Refinería Puerto La Cruz.

Para la identificación de los mecanismos de degradación, es necesario el conocimiento de la temperatura de operación, el material de construcción y el tipo de fluido manejado en el proceso, registradas en la tabla 4.2. A continuación, se definen los mecanismos de degradación potenciales que pueden afectar la probabilidad de falla de los equipos pertenecientes a los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento.

4.2.1. Mecanismos de degradación en intercambiadores de calor y tambores

El crudo manejado por estos equipos posee impurezas como compuestos de azufre y compuestos de ácidos orgánicos que pueden reaccionar con el acero al carbono y a temperaturas por encima de los 350 °F, activando mecanismos de adelgazamiento por *sulfidación y corrosión por ácidos nafténicos*. Otros mecanismos de degradación importantes que se activan son: la *corrosión bajo depósito y corrosión- erosión*, éstas se dan a menores temperaturas tal es el caso de los tambores, pero como estos mecanismos no se encuentran considerados directamente por la metodología IBR, se asumieron como desconocidos en aquellos equipos afectados por ellos. Los equipos EA-4_T, EA-17_T, EA-24_T, FA-8, FA-9, FA-12 y FA-13, pueden ser afectados por *corrosión externa*, ya que su temperaturas de operación se encuentran entre un rango de -10°Fy 250° F y algunos intercambiadores como los EA-11 por sus elevadas

temperaturas de operación están sujetos al mecanismo de degradación **HTHA** el cual se describe a continuación en la sección 4.2.3.

4.2.2. Mecanismos de degradación en la torre DA-1

El tope de la torre es susceptible a corrosión a bajas temperaturas, por la presencia de cloruros debido a la disolución de ácidos y sales altamente corrosivas en el agua que se condensa (**corrosión por ácido hidrociorhídrico**), mientras que, el fondo de la torre de destilación DA-1 y el resto del cuerpo de ésta es susceptible a adelgazamiento por **sulfidación y corrosión por ácidos nafténicos** debido las altas temperaturas, el contenido de azufre y ácidos nafténicos en la alimentación.

4.2.3. Mecanismos de degradación de los hornos BA-1 y H-751

Los hornos de crudo son susceptibles a presentar varios tipos de mecanismos de degradación a elevadas temperaturas. Los más comunes son adelgazamiento por **oxidación y ataque por hidrógeno a altas temperaturas (HTHA)**. La ocurrencia de oxidación en la parte externa de los tubos de radiación del los hornos se activa como consecuencia de la descomposición del vapor en hidrógeno y oxígeno sobre la superficie metálica a elevadas temperaturas, mientras que, la ocurrencia de HTHA se produce en el acero al carbono expuesto a una elevada presión parcial de hidrógeno a altas temperaturas. Sin embargo, el mecanismo de degradación más importante es **la termofluencia** porque es uno de los problemas más comunes en servicios que manejan temperaturas muy elevadas. Ésta ocurre por la generación de puntos calientes localizados en los tubos del horno debido a depósitos de coque o incidencia directa de la llama de los quemadores. En estas zonas de puntos calientes, el material tiende a elongarse plásticamente a niveles de esfuerzo de fluencia muy bajos debido a la alta temperatura, ocasionando abultamiento de los tubos y pérdida de espesor que conlleva a la ruptura.

4.2.4. Mecanismo de degradación común para todos los equipos

La norma API 581 establece, que todos los equipos deben ser considerados por *SCC* (*Stress Corrosion Cracking*) o lo que es lo mismo decir, agrietamiento bajo tensión. La susceptibilidad al SCC se debe principalmente a dos parámetros del material, la dureza y el estrés. La alta dureza del acero aumenta la susceptibilidad a este mecanismo.

A pesar de que los materiales de los equipos estudiados tienen niveles suficientes de baja resistencia, éstos poseen soldaduras que pueden contener zonas de alta dureza y altas tensiones residuales. La alta resistencia a la tracción residual asociada con las soldaduras aumenta la susceptibilidad a SCC. Adicionalmente, si el material de construcción del componente es acero al carbono o acero de baja aleación y el medio ambiente de proceso contiene H₂S y agua en “cualquier concentración”, debe evaluarse la susceptibilidad por agrietamiento bajo tensión. A continuación, en la tabla 4.3 se presenta un resumen de los mecanismos de degradación identificados para cada equipo estudiado.

Tabla 4.3 Mecanismos de degradación identificados para los equipos estáticos de los sistemas en estudio.

Equipo	TAG	Componente	Mecanismos identificados
Intercambiadores	EA-4	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		Canal(T)	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
	EA-17	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		Canal(T)	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
	EA-24	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización), SCC
		Canal(T)	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
	EA-11A	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA
		Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA
	EA-11B	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA
		Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA

	EA-11C	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
		Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
	EA-11D	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
		Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
	EA-11E	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
		Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA	
EA-11F	Casco (C)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA		
	Canal(T)	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC; HTHA		
Torre Destiladora	Tambores	FA-4	Cuerpo	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); corrosión externa, SCC
		FA-8	Cuerpo	Adelgazamiento (Ácido Hidroclorhídrico), corrosión externa, SCC
		FA-9	Cuerpo	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
		FA-12	Cuerpo	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
		FA-13	Cuerpo	Adelgazamiento (Desconocido); corrosión externa, SCC
	Torre Destiladora	DA-1	Cuerpo-Topo	Adelgazamiento (Ácido Hidroclorhídrico), corrosión externa, SCC
		DA-1	Cuerpo-Nafta	Adelgazamiento (Ácido Hidroclorhídrico), SCC
		DA-1	Cuerpo -Jet	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		DA-1	Cuerpo Diesel 1	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		DA-1	Cuerpo Diesel 2	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		DA-1	Cuerpo Gasóleo	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
		DA-1	Cuerpo Fondo	Adelgazamiento (Sulfidación y Naftenización); SCC
Tubos de Horno	BA-1	Tubos-Radiación	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Radiación	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Radiación	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Convección	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Convección	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Convección	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	BA-1	Tubos-Convección	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	
	H-751	Tubos-Radiación	Adelgazamiento (Oxidación), HTHA, termofluencia	

4.3. Estimación de consecuencia y probabilidad de falla utilizando el software API-RBI VERSIÓN 3.3.3

Una vez recopilada toda la información de los equipos referente a condiciones de operación y diseño, historiales de inspección, datos técnicos y mecanismos de degradación; se descargaron las mismas en una hoja bajo formato Excel, como la mostrada en la figura 4.1. En esta figura se observa solo un extracto donde se ingresa la identificación y tipo de equipo, información de diseño y operación (temperatura y presión).

De esta manera se agiliza el proceso de ingreso de la data al Software API-RBI versión 3.3.3, exportando el archivo al programa. Con este procedimiento toda la información de los equipos quedará registrada en la base de datos del software y no será necesario introducir cada uno de los valores en las ventanas de evaluación del mismo.

General Data			Equipment Data			
Sort ID	Equipment ID	Equipment Type	Design Information: Temperature	Design Information: Pressure	Operation Information: Temperature	Operation Information: Pressure
n/a	Required	<input type="text"/>	F	psig	F	psig
1	EA-4 C	EXCHANGER	400,00	150,00	400,00	60,00
2	EA-4 T	EXCHANGER-TS	155,00	300,00	151,00	189,00
3	EA-6 C	EXCHANGER	443,00	150,00	410,00	83,00
4	EA-6 T	EXCHANGER-TS	200,00	300,00	158,00	182,00
5	EA-11A C	EXCHANGER	631,00	250,00	639,00	160,00
6	EA-11A T	EXCHANGER-TS	435,00	350,00	435,00	280,00
9	EA-11B C	EXCHANGER	631,00	250,00	510,00	160,00
10	EA-11B T	EXCHANGER-TS	435,00	350,00	435,00	280,00
11	EA-11C C	EXCHANGER	631,00	250,00	639,00	160,00
12	EA-11C T	EXCHANGER-TS	435,00	350,00	435,00	280,00
13	EA-11D C	EXCHANGER	631,00	250,00	510,00	160,00
14	EA-11D T	EXCHANGER-TS	435,00	350,00	435,00	280,00
15	EA-11E C	EXCHANGER	680,00	430,00	388,00	289,00
16	EA-11E T	EXCHANGER-TS	475,00	430,00	475,00	140,00
17	EA-11F C	EXCHANGER	680,00	430,00	410,00	282,00
18	EA-11F T	EXCHANGER-TS	475,00	430,00	475,00	146,00
19	EA-17 C	EXCHANGER	400,00	150,00	360,00	88,00
20	EA-17 T	EXCHANGER-TS	118,00	300,00	121,00	202,00
21	EA-24 C	EXCHANGER	700,00	210,00	370,00	54,00
22	EA-24 T	EXCHANGER-TS	300,00	75,00	180,00	151,00

Figura 4.1. Hoja bajo formato Excel para recolección de data de los equipos requerida por el Software API-RBI versión 3.3.3

Una vez exportada la data, se crea el archivo y se inicia el “**Programa**”. Para acceder a los módulos de evaluación, se selecciona la opción “**Data Entry Level 3**” marcada en un ovalo rojo tal como se muestra la ventana de la figura 4.2. Este nivel posee un enfoque cuantitativo y ofrece un estudio detallado en el análisis de riesgo.

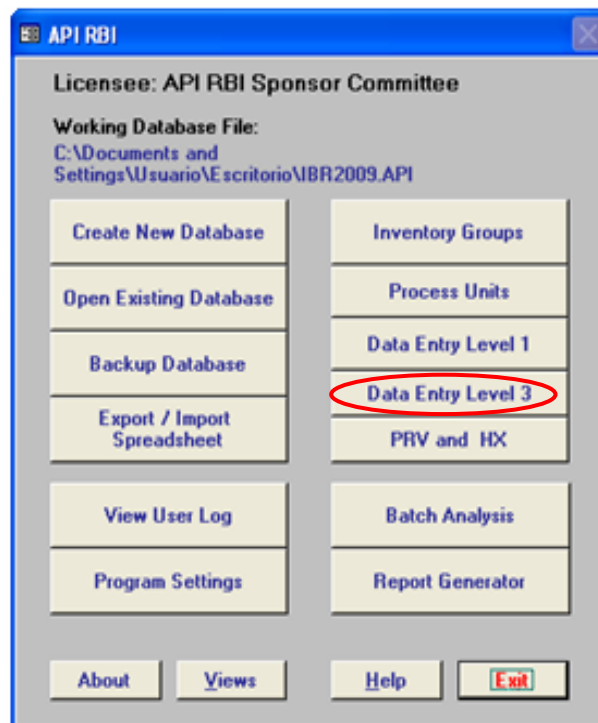


Figura 4.2 Ventana de inicio del Software API-RBI Versión 3.3.3

Inmediatamente al ingresar al módulo del nivel 3 (Data Entry Level 3), el programa presenta una ventana operativa como la mostrada en la figura 4.3, en la cual se puede observar dentro del óvalo rojo, los módulos de evaluación disponibles en el software API-RBI versión 3.3.3 y se pueden clasificar en:

- ✓ Datos de Equipos (Equipment Data)
- ✓ Datos de Probabilidad (Likelihood Data)

- ✓ Datos de Consecuencia (Consequence Data)
- ✓ Datos de Riesgo Financiero (Financial Risk)
- ✓ Datos de Factores de Modificación (Modification Factors)

Figura 4.3 Módulo de datos de los equipos

4.3.1. Módulo de Datos de Equipo

Los recuadros de color amarillo en la figura 4.3, representan los datos que son necesarios ingresar al módulo de “*Datos de Equipos*”. Esta información es particular para cada equipo, lo cual permite caracterizarlos. La data introducida al programa, correspondiente a éste módulo, se enlistó en la tabla A-1 de anexo A y se empleó como base en los cálculos de cada uno de los módulos siguientes.

A continuación, para mejor comprensión y entendimiento del funcionamiento del Software, los módulos siguientes serán explicados utilizando como muestra de estudio el intercambiador EA-11 D_C.

4.3.2. Módulo de Datos de Probabilidad

La probabilidad de falla de los equipos, se encuentra modificada por la efectividad en la detección y control de mecanismos de degradación durante las últimas inspecciones realizadas; el tipo de mecanismo que influye en el deterioro de la paredes contenedoras de los equipos y la velocidad con que progresa el deterioro (tasa o velocidad de corrosión). El módulo de probabilidad, tiene un enlace a los sub-módulos técnicos de mecanismos de degradación: Thinning (adelgazamiento), External (corrosión externa), SCC (corrosión bajo tensión), HTHA (ataque por hidrógeno a altas temperaturas), Furnace (horno), Brittle Fracture (fractura frágil), Piping Fatigue (fatiga de tuberías) y Linning; y un enlace al sub-módulo de historial de inspección, tal como se señala en los óvalos rojos de la figura 4.4.

Equipment Data

Record ID: 11
 Equipment ID: EA-11D C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: DA-1
 Inventory Group: 17
 Asset ID Number:
 Description: CRUDO-RESIDUAL LC

Risk Rank: **High**
 Likelihood Category: 3
 Consequence Category: E
 Likelihood Factor: 27
 Likelihood of Failure: 4,212E-04 events / year
 Consequence of Failure: 18923 sq ft
 Risk: 8,0E+00 sq ft / year

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

Category	Damage Factor
Thinning	20
External	0
SCC	2
HTHA	1
Furnace	0
Brittle Fracture	0
Piping Fatigue	0
Lining	0

Record: 14 of 142

Figura 4.4 Módulo Técnico para estimación de probabilidad

Para el caso del Intercambiador EA-11D_C, los sub-módulos de probabilidad aplicables son adelgazamiento, SCC y HTHA según la tabla 4.3.

4.3.3. Sub-módulo de historial de inspección

En éste sub-módulo, tal como se muestra en la figura 4.5, se ingresaron las fechas de las seis (6) inspecciones más recientes realizadas al equipo EA-11 D_C y las efectividades correspondientes a esas inspecciones según recomendación del software API-RBI (Ver tabla de datos A-3 en el anexo A.)

Cada tipo de mecanismo de degradación aplicable al equipo en estudio, posee un módulo de historial de inspección ya que se pretende registrar datos que indiquen si las inspecciones realizadas son capaces o no, de detectar cada mecanismo específico.

Inspection History - Thinning

Record ID: 11
 Equipment ID: EA-11D C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: DA-1
 Service Start Date: 11/01/1985

Thinning External SCC HTHA Furnace

Date	Inspection Category					Notes
	A	B	C	D	E	
21/12/2007	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>
23/06/2001	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>
16/05/2000	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>
12/10/1994	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>
20/10/1993	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>
17/02/1990	A	B	C	D	E	<input type="checkbox"/>

Inspection Effectiveness: Calculated **A** Current **A**
 Number of Inspections: Calculated **3,125** Current **3,125**

Buttons: Update, Update All, Override, Help, Close

Record: 11 of 142

Figura 4.5 Sub-módulo de historiales de inspección por adelgazamiento

Luego que la data está cargada, el programa calculó automáticamente el número de inspecciones equivalente a la información ingresada, de la siguiente forma:

- ✓ El equipo posee tres (3) inspecciones tipo A, una (1) D y dos (2) tipo E, tal como se muestra en la figura 4.5.
- ✓ La categoría de efectividad A según la norma API 581 significa una inspección de alta calidad que detecta eficazmente un mecanismos de deterioro, de esta manera en las categorías B, C, D y E las inspecciones van decreciendo en calidad.
- ✓ Cada categoría de efectividad tiene asignada una ponderación por la norma API 581, de esta manera A=1, B=0.5, C=0.25, D= 0.125 y E=0

Por lo tanto el número de inspecciones equivalente será la sumatoria de ponderaciones para cada categoría, tal como se muestra a continuación

$$\text{Número de inspecciones equivalente} = 3(1) + 1(0.125) + 2(0) \quad \text{Ec.4.1}$$

$$\text{Número de inspecciones} = 3.125 \text{ A}$$

La categoría de efectividad equivalente se asume como la mayor registrada, es decir, la categoría A, por lo tanto el equipo tiene 3.125 inspecciones tipo A. Este resultado se puede observar en los recuadros azules de la figura 4.5. La inspección equivalente es utilizada para la estimación del factor de daño por adelgazamiento de los equipos el cual influye en la probabilidad de éstos a fallar, tal como se muestra a continuación.

4.3.4. Módulos Técnico de Adelgazamiento

Este módulo establece un subfactor de módulo técnico (modificador de frecuencia de falla) para equipos sometidos a daños causados por mecanismos que resultan en adelgazamiento, bien sea general o localizado. Un adelgazamiento generalizado es aquel que se presenta de manera uniforme en la pared del equipo mientras que el localizado se da en zonas determinadas en forma de picaduras.

Como se puede observar en la figura 4.6 dentro del óvalo rojo, el módulo de adelgazamiento requiere como dato principal, la tasa o velocidad de corrosión del equipo, para lo cual se presenta la alternativa de estimar, medir o calcular dicho valor. Un valor estimado está representado por una apreciación basada en la experiencia de personal experto, el valor medido está basado en las mediciones de

espesor realizadas en campo y el valor calculado es aquel que se estima mediante los módulos técnicos integrados al programa.

Para esta investigación la tasa de corrosión se ingresó en calidad de medida porque se contó con un historial de mediciones de espesor realizadas en campo de cada uno de los equipos. Sin embargo, debido a que, en las paradas de mantenimiento mayor, se recubren los equipos (se pintan), la marca de referencia del punto de medición de espesor se borra, creando la incertidumbre de si la medición se realizó o no, en el mismo punto para cada inspección. Recordando que la tasa de corrosión se obtiene comparando los espesores de una fecha antigua con una fecha actual en un tiempo de años transcurridos, sería errado comparar el espesor de dos puntos distintos, ya que éstos pueden tener comportamientos diferentes en cuanto a la degradación.

Thinning Main Module

Record ID: 11
 Equipment ID: EA-11D C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: DA-1

Material: Carbon Steel
 Op Press: 160,0 psig
 Op Temp: 510,0 F

Service Start Date: 11/01/1985
 Equipment Thickness: 0,5 in
 Corrosion Type: Localized

Corrosion Rate Type

Estimated 0,0
 Measured 9,45
 Calculated 0,0

Corrosion Rate in mpy

Calc>>

Correct for Actual Corrosion Allowance?
 Corrosion Allowance: 0,13 in

Known Cause: Sulfidic And Naphthenic
 Online Monitoring: No Monitor

Potential Cause: Sulfidic And Naphthenic
 Thinning Factor: 20
 Thinning Category: 2
 Likelihood Factor: 27

Inspection Effectiveness: A
 Number of Inspections: 4,125

Planning History Calc Views Help Close

Record: 11 of 133

Figura 4.6 Sub-módulo para estimación del factor de adelgazamiento

Debido a la incertidumbre planteada, se utilizó la herramienta Crystal Ball, en la cual se realizaron simulaciones bajo el método de Monte Carlo, a fin de que, bajo las suposición de mediciones se realizadas en puntos distintos de la pared del equipo, se logre encontrar una tasa de corrosión general representativa para todo el componente evaluado, lo cual se traduce en una reducción de la incertidumbre.

Por ejemplo, para el caso particular del intercambiador EA-11 D_C, se registró la información de espesores de pared en milímetros mostrada en la tabla 4.4 tomadas en los años 2001 y 2007.

Tabla 4.4 Espesores medidos para el intercambiador EA-11 D_C

AÑO	2007	2001
ESPESORES (mm)	8,52	9,2
	8,55	9,2
	8,66	9,5
	8,9	10
	9,14	10
	9,26	10
	9,75	10
	9,76	10
	9,99	10,2
	-	10,2
	-	10,2
	-	10,4
	-	10,4
	-	10,5
	-	10,5
	-	10,6
	-	10,9
	-	10,9

Al ingresar los valores de espesores de la tabla 4.4 a la herramienta Crystal Ball mediante la expresión que rige el cálculo de la tasa de corrosión (Ver ecuación 2.1 de la sección 2.2.9 Capítulo 2), simula todos los posibles escenarios de combinaciones entre espesores realizando hasta 10.000 iteraciones (mientras más iteraciones más preciso es el resultado) arrojando la gráfica de la figura 4.7, la cual representa una **distribución desconocida** de los datos de salida.

Crystal Ball, posee una galería de distribuciones probabilísticas que son comparadas de manera automática con la **distribución desconocida**, retornando otra pantalla (figura 4.8), con la distribución **conocida** que “más” se asemeja a la distribución de los datos ingresados, en este caso particular corresponde a una distribución Weibull.

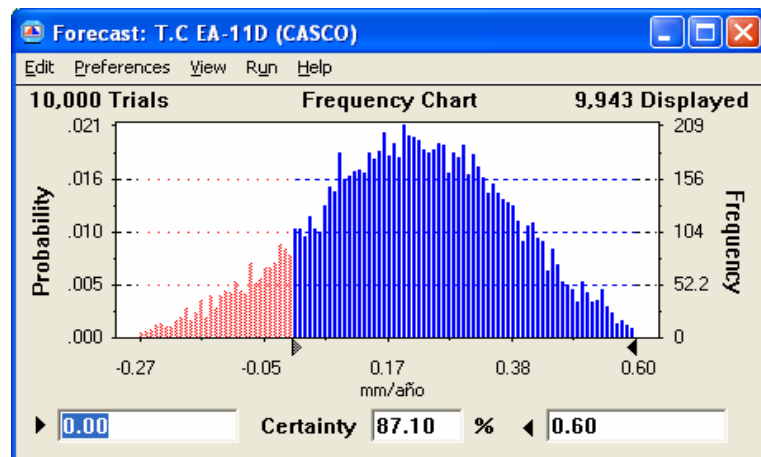


Figura 4.7 Distribución desconocida ajustada a los valores de tasa de corrosión (valores de salida)

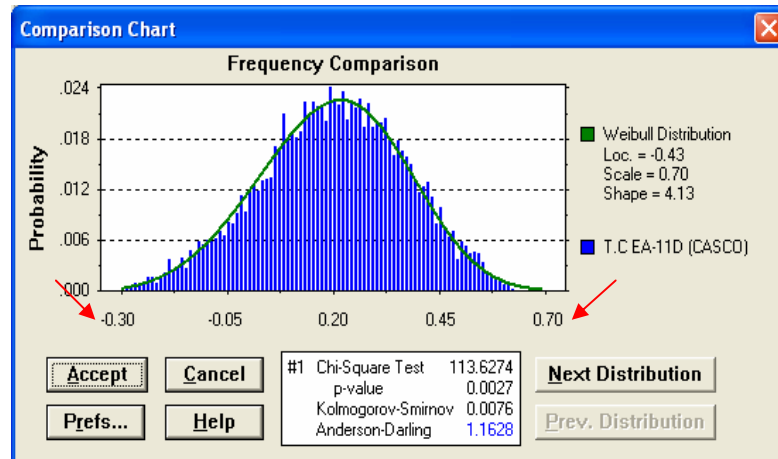


Figura 4.8 Distribución probabilística que más se ajusta a los valores de salida

Como se puede observar en la figura 4.8 la distribución está comprendida en un rango de -0.30 a 0.70 mm/año, pero como no existen valores de velocidad de corrosión negativos, la distribución se debe delimitar en un rango de valores reales comprendido de 0 a 0.70 mm/año, obteniendo entonces la distribución probabilística ajustada a la realidad mostrada en la figura 4.9

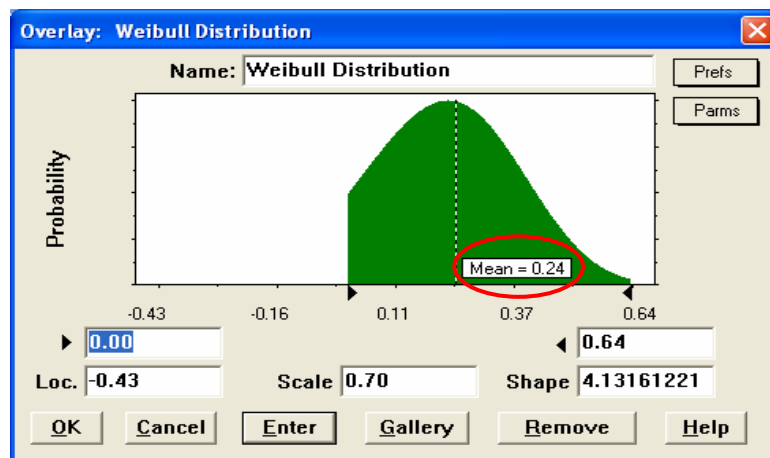


Figura 4.9 Distribución probabilística acotada en rango de valores reales

El valor de la media (0.24 mm/año) observado dentro del óvalo rojo en la figura 4.9 es el valor de interés, es decir, la tasa de corrosión representativa del equipo EA-11D_C. Cabe destacar que el valor obtenido se transformó a unidades de milésimas de pulgadas (mpy) para ser ingresado en el módulo técnico de adelgazamiento, siendo **9.45 mpy** el valor final. En la tabla A-2 del anexo A, se pueden observar las tasas de corrosión obtenidas para cada equipo estudiado y la totalidad de los datos ingresados al módulo de adelgazamiento.

Una vez que se obtuvo la tasa de corrosión del equipo, se calculó el factor de daño por adelgazamiento, en base a una fracción equivalente de pérdida de espesor de pared (ar/t) determinada a partir del tiempo de servicio del equipo (a), la tasa de corrosión (r) y el espesor de pared (t) tal como se muestra a continuación:

Datos:

$$a = 2009 - 1985 = 24 \text{ años}$$

$$r = 0.00945 \text{ plg/año}$$

$$t = 0.500 \text{ plg}$$

$$ar/t = \frac{(24) * (0.00945)}{0.500} = 0.45 \quad \text{Ec.4.2}$$

Con este valor y el número de inspecciones equivalente determinado en el módulo de historial de inspección de la figura 4.5, se ingresa a la tabla 4.5 (abstracto de la tabla original), donde se obtiene el subfactor del módulo técnico indicado en el óvalo rojo, el cual representa el factor de daño del equipo debido al mecanismo de adelgazamiento de pared.

Tabla 4.5. Subfactores de módulo técnico de adelgazamiento

ar/t	Sin inspección	1 Inspección				2 Inspecciones				3 Inspecciones				4 Inspecciones			
		Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5	440	90	10	4
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

El subfactor de módulo técnico (SFMT) es 20, pero este valor debe ser modificado por un factor de seguridad por sobrediseño:

$$\text{Factor de sobrediseño} = \frac{\text{espesor actual}}{\text{espesor actual} - \text{Corrosión permitida}} \quad \text{Ec.4.3}$$

$$\text{Factor de sobrediseño} = \frac{0.500}{0.500 - 0.125}$$

$$\text{Factor de sobrediseño} = 1.33$$

Según la norma API 581, si el factor de sobre-diseño se encuentra dentro del rango 1.0 a 1.5 el factor de corrección será 1, de lo contrario, si es mayor a 1.5 el ajuste será 0.5. Este factor se multiplicará al sub-factor obtenido, tal como sigue:

$$\text{Factor daño por adelgazamiento} = 20 * 1$$

Factor daño por adelgazamiento = 20

Este resultado puede ser observado en la figura 4.4 en la columna azul identificada como *damage factor* en el recuadro correspondiente a Thinning (adelgazamiento) y en la columna azul de la figura 4.6 en el recuadro de la esquina inferior derecha identificado como *thinning factor* (factor de adelgazamiento).

4.3.5 Módulo de Corrosión Externa

Este módulo establece un subfactor de módulo técnico para equipos sometidos a daños externos que resultan en un adelgazamiento progresivo del material. Los casos más graves de daño externo involucran la corrosión bajo aislamiento. Este tipo de daño es difícil de detectar y ocurre por la humedad o contaminación en la parte interna, entre el aislamiento y la pared del equipo. Este módulo es aplicable a equipos con temperaturas de operación entre 10°F y 250 °F según la norma API 571, por lo tanto, como el intercambiador EA-11D_C propuesto como ejemplo opera a una temperatura de 510 °F tal como se muestra en la tabla 4.2; no es afectado por el mecanismo de corrosión externa, sin embargo, a modo de muestra en la figura 4.10 se presenta la ficha de datos correspondiente a este módulo para otro equipo.

External Corrosion Main Module

Record ID: 18
 Equipment ID: EA-17 T
 Equipment Type: EXCHANGER-TS
 Unit: DA-1

Material: Carbon Steel
 Insulated: No
 Diameter: 29.75 in
 Op Temp: 121.00 F

Service Start Date: 01/11/1985
 Weather: Marine
 Thickness: 0.625 in
 Insulation Condition: Average
 Complexity: Average
 Piping Support:
 Soil or Water to Air Interfaces:
 Is Coated (Yes):
 Coating High Qual (Yes):
 Date Last Coated: 1/11/1985
 Chlorine Free?:

Corrosion Rate Type
 Corrosion Rate in mpy
 Estimated
 Measured
 Calculated 5.0

External Corrosion Factor: 1
 External Corrosion Category: 1
 Likelihood Factor: 10
 Inspection Effectiveness: E
 Number of Inspections: 0
 Last Inspection Date:

Planning History Calc Views Help Close

Record: 3 of 77

Figura 4.10 Sub-módulo para estimación del factor de corrosión externa.

La información ingresada a este módulo se encuentra en la tabla A-4 del anexo A, de manera similar al módulo de adelgazamiento.

4.3.6 Módulo de agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC)

Este módulo calcula un subfactor de módulo técnico (modificador de la probabilidad de falla) de equipos sujetos a este tipo de daño o que se sospeche que puede estar sujeto a este.

El primer factor que se debe determinar es la susceptibilidad del equipo a sufrir daños por este mecanismo. Previa consulta con personal experimentado del Departamento de Corrosión y Materiales de la Refinería Puerto La Cruz, se predijo

una susceptibilidad baja (low) para SSC (Sulfide Stress Cracking), tal como se observa dentro de los óvalos rojos de la figura 4.1.

La última fecha de inspección por SSC se llevo a cabo en la parada programada del 21/12/2007 y actualmente no se realizan pruebas de hidrógeno (Hydrogen Probes) ni posee sistemas de monitoreo (Key Process Monitoring), por lo tanto no se seleccionan estas opciones en la ventana operacional del software de la figura 4.11. El factor por SCC se obtiene seleccionando un factor preliminar del la tabla 4.6 ingresando el índice de gravedad o susceptibilidad. Para el caso del intercambiador EA-11 D_C, *el factor es 1*, como se muestra resaltado en la misma tabla.

SCC Main Module

Record ID: 11
 Equipment ID: EA-11D C
 Equipment Type: EXCHANGER
 Unit: DA-1

Material: Carbon Steel
 Op Press: 160,00 psig
 Op Temp: 510,00 F
 Design Press: 250,00 psig

Last Inspection Date for Cracking: 21/12/2007
 SCC Factor: 2
 SCC Category: 1
 Likelihood Factor: 27
 Inspection Effectiveness: E
 Number of Inspections: 0

Hydrogen Probes:
 Key Process Monitoring:

Stress Corrosion Cracking:
 Predicted
 Detected
 Calculated

Mechanism: SSC
 Susceptibility: Low

Planning History Calc Views Help Close

Record: 11 of 140

Figura 4.11 Sub-módulo para estimación del factor de SCC

Tabla 4.6. Subfactores de SCC según el índice de gravedad o susceptibilidad

Susceptibilidad	Mecanismos de degradación por SCC						
	Cáustico	Amina	Carbonato	SSC, HSC-HF	HIC/ SOHIC	CISCC	PTA
Alta	5000	1000	1000	100	100	5000	5000
Media	500	100	100	10	10	500	500
Baja	50	10	10	1	1	50	50
Ninguna	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Luego, este factor debe ser ajustado por un factor dependiente del tiempo que lleva el equipo sin ser inspeccionado por SCC. Puesto que han pasado dos (2) años desde la última inspección, el factor SCC final será:

$$SFMT_{final} = SFMT * (\text{años desde la última inspección SCC})^{1.1} \quad \text{Ec.4.4}$$

$$SFMT_{final} = 1 * (2)^{1.1} = 2.14 \approx 2$$

Este resultado se puede observar indicado con una flecha en la figura 4.11.

4.3.7 Módulo de ataque de hidrógeno a alta temperatura (HTHA)

El ataque de hidrogeno a alta temperatura ocurre en aceros al carbono y de baja aleación expuestos a una alta presión parcial de hidrógeno a altas temperaturas. Para que este mecanismo de degradación aplique a algún equipo en particular se deben cumplir tres condiciones:

- ✓ Material acero al carbono o de baja aleación
- ✓ Temperaturas de operación > 400 °F
- ✓ Presiones de operación > 80 psi.

El intercambiador EA-11D C, está construido de acero al carbono, tiene una temperatura de operación de 510°F y una presión de 160 psi, por lo tanto, cumple con las condiciones y el módulo aplica en el estudio.

El factor de HTHA es calculado por el programa en base al valor de presión parcial de hidrógeno (Hydrogen Partial Pressure), tal como se muestra en el óvalo rojo de la figura 4.12. La presión parcial depende de la temperatura a la cual opera el equipo y del tiempo de exposición del equipo a ésta, tal como lo expresa la ecuación 4.5.

Figura 4.12 Sub-módulo para estimación del factor de HTHA

$$P\theta = \text{Log}(P_{H_2}) + 3.09 * 10^{-4}(T)[\text{Log}(t) + 14] \quad \text{Ec.4.5}$$

Donde:

$P\theta$: presión parcial del hidrógeno

P_{H_2} : presión de hidrógeno (14.2 psi)

T: temperatura de operación en °K

t: Tiempo de exposición en horas (200.000 horas para equipos de funcionamiento continuo, valor recomendado por la norma API 581)

La presión parcial del equipo estudiado, será:

$$P\theta = \text{Log}(14.2) + 3.09 * 10^{-4} (539) [\text{Log} (200.000) + 14]$$

$$P\theta = 4.37 \text{ psi}$$

Según la tabla 4.7, para aceros al carbono (material de construcción del equipo) la presión parcial de hidrógeno calculada se encuentra en un rango de valores menor a 4.53 psi tal como se muestra en el óvalo rojo, lo cual indica que el equipo no es susceptible a sufrir daños por HTHA.

Tabla 4.7 Susceptibilidad a HTHA para aceros al carbono y de baja aleación

Materiales	Factores de Presión parcial críticos			
	Alta Susceptibilidad	Media Susceptibilidad	Baja Susceptibilidad	No Susceptible
Acero al carbono	$P_v > 4.70$	$4.61 < P_v \leq 4.70$	$4.53 < P_v \leq 4.61$	$P_v \leq 4.53$
C-1/2 Mo	$P_v > 4.95$	$4.87 < P_v \leq 4.95$	$4.78 < P_v \leq 4.87$	$P_v \leq 4.78$
C-1/2 Mo	$P_v > 5.60$	$5.51 < P_v \leq 5.60$	$5.43 < P_v \leq 5.51$	$P_v \leq 5.43$
1 Cr-1/2 Mo	$P_v > 5.80$	$5.71 < P_v \leq 5.80$	$5.63 < P_v \leq 5.71$	$P_v \leq 5.63$

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Con ninguna susceptibilidad del equipo a sufrir daños por HTHA y ningún registro de inspecciones para este mecanismo de degradación en el historial del equipo, se obtiene un *factor de HTHA igual a 1*, tal como se muestra en la tabla 4.8. Este resultado puede ser observado en el recuadro de la columna azul identificado como *HTHA factor* ubicado en la esquina inferior derecha de la figura 4.12, y representa un factor de daño debido este mecanismo de degradación.

Tabla 4.8 Factores de HTHA para aceros al carbono y de baja aleación

Índice de Severidad	Sin Inspección	Primera Inspección Efectividad de Inspección			Segunda Inspección Efectividad de Inspección		
		Pobre	Media	Buena	Pobre	Media	Buena
Daños Observados	-	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Susceptibilidad Alta	2000	1800	1200	800	1600	800	400
Susceptibilidad Media	200	180	120	80	160	80	40
Susceptibilidad Baja	20	18	12	8	16	8	4
No susceptible	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Finamente, el subfactor de módulo técnico total ($SFMT_{TOTAL}$) será la sumatoria de los factores por adelgazamiento, SCC y HTHA calculados anteriormente:

$$SFMT_{Total} = SFMT_{Adelgazamiento} + SFMT_{SCC} + SFMT_{HTHA} \quad \text{Ec.4.6}$$

$$SFMT_{Total} = 20 + 2 + 1 = 23$$

4.3.8 Módulo de Factores de Modificación (FE)

El módulo de factor de modificación del equipo mostrado en la figura 4.13, examina los detalles específicos de cada equipo o componente de éste y del entorno en el cual operan, a fin de adaptar el estudio de probabilidad a las características reales que presentan.

Figura 4.13 Módulo Técnico para estimación del factor de modificación

Este módulo se compone de varios factores (cuadros amarillos de la figura 4.13), que son analizados de acuerdo a reglas bien definidas. Para cada equipo, se asignan valores numéricos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (API) para indicar en qué medida la frecuencia de falla se aparta de la frecuencia estadística genérica definida por la Norma API 581 como resultado la particularidad del proceso que se está evaluando.

Los valores positivos son asignados para las condiciones que se consideran más perjudiciales y los valores negativos se utilizan para indicar una reducción en la frecuencia de falla esperada (genérica). Para el caso planteado como ejemplo, los *subfactores de modificación* se obtienen de la siguiente forma:

- **Subfactor Universal**
- **Valor numérico de condición de la planta (Tabla 4.9)**

Tabla 4.9 Valores numéricos por condición de la planta

Condición de la Planta	Categoría	Valor numérico
Significativamente mejores que los estándares de la industria	A	-1.0
Cerca de la igualdad a los estándares de la industria	B	0
Por debajo de los estándares de la industria	C	+1.5
Muy por debajo de los estándares de la industria	D	+4.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

- **Valor numérico de temperatura del clima (tabla 4.10)**

Tabla 4.10 Valores numéricos por temperatura de clima

Temperatura del ambiente	Valor Numérico
Sobre 40° F	0
+20°F a +40°F	1.0
-20°F a +20°F	2.0
Bajo -20° F	3.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Valor numérico por actividad sísmica (tabla 4.11)

Tabla 4.11 Valores numéricos por actividad sísmica

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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

El subfactor universal resultante de la sumatoria de cada uno de los valores numéricos indicados en las tablas anteriores es igual a uno (1).

Subfactor Universal = 1

El resultado obtenido indica que la probabilidad de falla no se encuentra modificada por el subfactor universal.

- **Subfactor mecánico**

- ✓ **Valor numérico de complejidad del equipo:** se refiere a la complejidad del equipo en cuanto al número de boquillas, mientras más boquillas tenga el equipo más complejo será. El intercambiador EA-11D_C posee dos (2) boquillas, por lo tanto, como es mejor a siete (7), el valor numérico es **-1** tal como se indica en la tabla 4.12

Tabla 4.12 Valores numéricos por complejidad del equipo

Equipo	Valor Numérico			
	-1.0	0	+1.0	+2.0
Columna total	<20	20-35	36-46	>46
Mitad de Columna	<10	10-17	18-23	>23
Compresor	2	3-6	7-10	>10
Intercambiador casco	< 7	7-12	13-16	>16
Intercambiador tubo	< 4	4-8	9-11	>11
Bombas	--	2-4	>4	--
Recipientes	< 7	7-12	13-16	>16

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

✓ **Valor numérico por código de construcción (tabla 4.13)**

Tabla 4.13 Valores numéricos por código de construcción del equipo

Estado de Código	Categoría	Valor Numérico
El equipo cumple con la última edición del Código	A	0
El Código para este tipo de equipos se ha modificado desde el momento de la fabricación	B	1.0
Sin Código formal para este tipo de equipo en el momento de la fabricación, o no fue fabricado para un Código.	C	5.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

✓ **Valor numérico para ciclo de vida**

El ciclo de vida del equipo está representado por el porcentaje de años de en servicio entre la vida útil:

$$\text{Ciclo de vida} = \frac{\text{Años de servicio}}{\text{Vida útil}} * 100 \quad \text{Ec.4.7}$$

$$\text{Ciclo de Vida} = \frac{\text{Años de servicio}}{\text{Vida útil}} * 100 = \frac{24}{40} * 100 = 60\%$$

Con este valor, a través de la tabla 4.14, se obtiene un valor numérico igual a **cero (0)**.

Tabla 4.14 Valores numéricos para ciclo de vida del equipo

% De Tiempo de vida de diseño	Valor Numérico
0 a 7	2.0
7 a 75	0
76 a 100	1.0
>100	4.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

- ✓ **Valor numérico por factor de seguridad:** corresponde a las condiciones de seguridad en cuanto a presión (Ec.4.8) y temperatura (tabla 4.16).

$$\frac{P_{\text{OPERACIÓN}}}{P_{\text{DISEÑO}}} = \frac{160 \text{ psi}}{250 \text{ psi}} = 0.64 \quad \text{Ec. 4.8}$$

Ingresando en la tabla 4.15, se obtiene el valor numérico resaltado a continuación:

Tabla 4.15 Valores numéricos para presión de operación

P_{operación}/P_{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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Luego con la temperatura de operación del equipo (510 °F) y para un material de construcción acero al carbono, se obtiene que el valor numérico es **dos (2)** tal como se muestra resaltado en la tabla 4.16.

Tabla 4.16 Valores para temperatura de operación

Temperatura de Operación	Valor numérico
Para acero al carbono: >500 °F	2.0
Para acero 1% to 5% cromo >650 °F	2.0
Para acero >5% to 9% cromo >750 °F	2.0
Para acero inoxidable 304/316: >1500 °F	2.0
Para todos los aceros < -20 °F	1.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Finalmente el subfactor mecánico resultante es la sumatoria de cada uno de los valores numérico:

$$\text{Subfactor mecánico} = -1+1-1+2$$

$$\text{Subfactor mecánico} = 1$$

- **Subfactor de proceso**

- ✓ **Valor numérico por paradas de planta programadas (tabla 4.17)**

Tabla 4.17 Valores numéricos por paradas de planta programadas

Número de paradas programadas	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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

- ✓ **Valor numérico por paradas de planta no programadas (tabla 4.18)**

Tabla 4.18 Valores numéricos para paradas de planta no programadas

Número de paradas no programadas	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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

- ✓ **Valor numérico de estabilidad del proceso (tabla 4.19)**

Tabla 4.19 Valores numéricos por estabilidad del proceso

Índice de Estabilidad	Valor Numérico
Más estable que los procesos promedio	-1.0
Proceso sobre la estabilidad promedio	0
Menos estables que los procesos promedio	1.0
Mucho menos estable que los procesos promedio	2.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

✓ **Valor numérico por mantenimiento de válvulas de alivio (tabla 4.20)**

Tabla 4.20 Valores numéricos por mantenimiento de válvulas de alivio

Estado de mantenimiento de válvulas	Categoría	Valor Numérico
Menos del 5% de válvulas de alivio atrasadas	A	-1.0
5% al 15% de las válvulas atrasadas	B	0
15% al 25% del válvulas atrasadas	C	+1.0
Mas del 25% de válvulas atrasadas o mantenimiento deficiente	D	+2.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

✓ **Valor numérico por tendencia de fallas de las válvulas (tabla 4.21)**

Tabla 4.21 Valores numéricos por tendencia de falla de válvula

Tendencia de Falla	Categoría	Valor Numérico
Ninguna cantidad significativa de suciedad	A	0
Algunos polimeros 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 un historial frecuente de acumulación de depósitos en válvulas de alivio u otras partes del sistema	C	4.0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

✓ **Valor numérico por servicio corrosivo (tabla 4.22)**

Tabla 4.22 Valores numéricos por servicio corrosivo

Servicio Corrosivo	Valor Numérico
Si	3.0
No	0

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

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

$$\text{Subfactor de proceso} = -1 - 1.5 + 1 + 3 = 1.5$$

Finalmente del factor modificador del equipo resulta de la sumatoria de todos los subfactores (SFMT) obtenidos:

$$F_E = SFMT_{\text{Total}} + SF_{\text{Universal}} + SF_{\text{Mecánico}} + SF_{\text{Proceso}} \quad \text{Ec.4.9}$$

$$F_E = 23 + 1 + 1 + 1.5$$

$$F_E = 27$$

Este resultado se puede observar resaltado en un óvalo rojo en la esquina superior derecha de la figura 4.13.

- **Subfactor de gerencia**

De acuerdo a la figura 4.14, se intercepta para una escala de 50% obteniéndose un valor de uno (1). Este valor es un promedio recomendado por la Norma API 581, para casos donde se cuenta con poca información para la evaluación y representa el valor promedio según estadísticas de datos recopilados de industrias a nivel mundial.

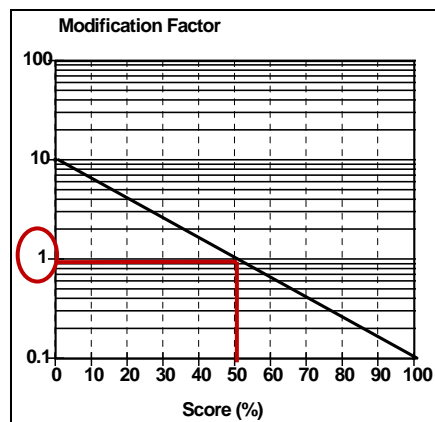


Figura 4.14 Gráfico para determinar el subfactor de gerencia (F_M)

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Finalmente, la probabilidad de falla (F) se obtiene sustituyendo la frecuencia genérica de falla y cada uno de los factores calculados anteriormente en la ecuación 4.10.

$$F = F_G * F_E * F_M \quad \text{Ec.4.10}$$

Donde:

F: frecuencia o probabilidad de falla

F_G: Frecuencia o probabilidad genérica de falla (sumatoria de la frecuencias de falla para cada tamaño de agujero predeterminado por la norma API 581)

F_E: Factor de modificación del equipo

F_M: Factor de modificación del sistema de gerencia

$$F = (4 * 10^{-6} + 1 * 10^{-5} + 1 * 10^{-6} + 6 * 10^{-7}) * (27) * (1)$$

$$F = 4.212 * 10^{-4} \text{ eventos/año}$$

Este resultado se puede observar resaltado dentro de un óvalo rojo en la esquina superior derecha de la figura 4.13 con un 0% de error.

4.3.9 Módulo de subfactor de probabilidad para hornos

Este módulo proporciona un subfactor modificador de probabilidad de falla de forma similar al módulo de adelgazamiento, pero aplicado especialmente para tubos de hornos sometidos a fuego externo. En este análisis se considera los daños ocasionados por la exposición por largo período de tiempo a elevadas temperaturas, así como el excesivo calentamiento a corto plazo. La ventana operativa de éste módulo se puede observar en la figura 4.15.

Algunos de los datos característicos de este módulo son:

- ✓ **Perturbación de temperatura o sobrecalentamiento (upset overheat temp):** magnitud estimada de temperatura de operación que excede a la temperatura de diseño de metal del tubo en un rango de 0 a 300 °F.
- ✓ **Tiempo de duración de la perturbación de temperatura (upset time):** duración estimada de tiempo de los eventos de sobrecalentamiento en horas.
- ✓ **Monitoreo en línea (on-line monitoring):** tipos de métodos de vigilancia proactiva o herramientas utilizadas para el seguimiento de la corrosión como termocuplas de piel de tubo y termografía,

Para entender, el funcionamiento de este módulo, se sugiere revisar la muestra de cálculos para los tubos ASTM A-213 T5 del horno BA-1, ubicado en el Anexo B de este trabajo.

Furnace Main Module

Record ID: 33
 Equipment ID: BA-1 RAD ASTM A - 213 T5
 Equipment Type: HEATER
 Unit: DA-1

Material ID: 5 Cr - 1/2 Mo
 Design Press: 400,00 psig
 Op Press: 145,0 psig

Service Start Date: 29/01/1987

Design Tube Metal Temp: 1250,0 F
 Op Tube Metal Temp: 1230,3 F
 Upset (Overheat) Temp: 50,0 F
 Tube Wall Thickness: 0,37 in
 Tube Corr Allowance: 0,13 in

Upset Time (Hrs): > 10 to <= 100
 Online Monitoring: Thermography

Tube Stress: 1087,5 psig
 Furnace Factor: 1
 Furnace Category: 1
 Likelihood Factor: 2.003

Inspection Effectiveness: D
 Number of Inspections: 4

Corrosion Rate Type

Estimated 6,0 CorrosionRate in mpy
 Measured 0,0
 Calculated 0,0 Calc>>

Planning History Calc Views Help Close

Record: 1 of 7

Figura 4.15 Sub-módulo para estimación del factor de hornos

4.3.10 Módulo de Datos de Consecuencia

Éste módulo considera las consecuencias por inflamabilidad y toxicidad, sin embargo, como los fluidos manejados en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento no se consideran potencialmente tóxicos, la estimación se realizará solo por inflamabilidad.

Dentro de las áreas de consecuencia por inflamabilidad se consideran las áreas de daño de equipo y de fatalidad o perjuicio (Lesión o muerte de personas) tal como se observa en la figura 4.16, la cuales se calculan según la tasa de liberación del fluido contenido en el grupo inventario a través de los tamaños de orificios considerados por

la Norma API 581 (1/4, 1, 4 y 16 pulgadas) tal como se muestra a continuación a modo de ejemplo con el intercambiador EA-11 D_C.

Figura 4.16 Módulo Técnico para estimación de consecuencias

- **Grupos de inventario**

Los equipos que conforman cada grupo de inventario se presentan en la tabla 4.23, éstos deben ser aislados en el momento de ocurrir una fuga con el resto de los demás grupos. Cada grupo de inventario fue delimitado como se indica en dicha tabla y comprende: *desde* válvulas para cerrar el paso de fluido a la entrada o salida de equipos, válvulas de control de proceso y control de flujo (motorizadas o manuales), límites de batería (límites de jurisdicción de la planta), succión o descarga de bombas; *hasta* otros de las mismas características.

Tabla 4.23 Grupos de inventario de la Unidad de Destilación DA-1

Grupo	Desde	Hasta	Equipos Incluidos
1	Límite de baterías	Succión GA-1	Líneas
2	Succión GA-1	Entrada EA-17 (T) y EA-6 (T)	GA-1, líneas
3	Entrada EA-17 (T) y EA-6 (T)	Salida EA-4 (T) y EA-6 (T)	EA-17 (T), EA-4 (T), EA-6 (T)
4	Salida EA-4 (T) y EA-6 (T)	Entrada EA-24 (T)	Líneas
5	Entrada EA-24 (T)	Salida EA-24 (T)	EA-24 (T)
6	Salida EA-24 (T) y succión GA-37	Entrada DS-2000	GA-37, líneas agua-crudo al desalador
7	Entrada crudo-agua DS-2000 y succión GA-26	Salida DS-2000	DS-2000, GA-26
8	Salida DS-2000 (fondo)	Salida EA-35 (C)	EA-35 (C)
9	Salida DS-2000 (tope)	Salida EA-12 A/B(T)	EA-9 (T), EA-12's (T)
10	Salida EA-12's (C)	Entrada FA-4	Líneas
11	Entrada FA-4, salida EA-11 A/B/C/D (T) E/F (C)	Descarga GA-2's, salida EA-1's (C), DA-4 y DA-2, entrada DA-8, descargas: GA-3's, GA-4's, GA-6's, GA-8's, GA-14 y P-1	FA-4, H-751, BA-1, DA-1, EA-8's (C), GA-9's, EA-34 (T), EA-9 (C), EA-2 (C), EA-32 (C), DA-3, EA-17 (C), EA-3 (C), DA-2, DA-4, DA-5, EA-1's (C), GA-14, P-1, EA-32 (T)
13	Descarga GA-2's	Salida EA-11's (C)	EA-8's (T), EA-11 A/B/C/D (T) E/F (C)
14	Descarga P-1	Límite de baterías	EA-23 (C), EA-24 (C), EA-4 (C), EA-5 (C)
15	Salida DA-2	Entrada EA-1's (C) y descarga de GA-5, GA-33's	EA-32 (T), DA-8, EA-31A(C), FA-10, EA-33 (C), GA-32's, EA-31B (C), GA-5, GA-33's
16	Descarga GA-5	Límite de baterías	DA-9 DA-10
17	Descarga GA-10's	Salida EA-12 (C)	EA-11 A/B/C/D (T) E/F (T), EA-12's (C)
18	Salida EA-12's (C)	Entrada EB-1, límite de baterías	EA-21 (C), EA-22 (C), EA-40 (C)
19	Entrada EB-1	Salida EB-1	EB-1
20	Descarga GA-6's	Límite de baterías	EA-42 (C)
21	Salida FA-5	Descarga GA-23, entrada H-751, BA-1 y salida FA-12	FA-8, FA-9, GA-23, FA-13, FA-12
22	Salida EA-1's (C)	Descarga GA-3's, succión de GB-2 y GA-12	GA-3's, FA-1, FA-2
23	Descarga GA-4's	Entrada FA-8, descarga GA-16's y salida EA-15 (C)	EA-14 (C), EA-14 (T), EA-34 (C), DA-6, EA-16 (C), EA-13 (C), FA-5, GA-16's, EA-15 (C)
24	Salida EA-15 (C)	Límite de baterías	Líneas
25	Descarga GA-16's	Límite de baterías	Líneas
26	Succión GA-12	Succión GA-37	GA-12, FA-11, líneas
27	Succión GB-2	Descarga GA-4	GB-1, GB-2, EA-10 (C), FA-3, GA-4

Fuente: PDVSA-INTEVEP

- **Estimación de la tasa de liberación**

Como paso inicial hay que seleccionar en la tabla 4.24 el fluido representativo contenido en el equipo estudiado.

Tabla 4.24 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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Este dato, y todos los necesarios para la utilización de este módulo se encuentran en la tabla A-6 del Anexo A.

El próximo paso será el cálculo de la masa contenida tanto en la parte estudiada del equipo, como en el grupo inventario al cual pertenece. Para esto, es necesario conocer las propiedades del fluido representativo manejado por el equipo, seleccionado en la tabla 4.25

Tabla 4.25 Propiedades de los fluidos representativos

Fluido	Peso molecular	Densidad (lb/pies ³)	Punto de Ebullición Norma (°F)	Estado en ambiente	Temperatura de Auto-ignición (°F)
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	696
C5	72	39.03	97	Liquid	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	406

Fluido	Peso molecular	Densidad (lb/pies ³)	Punto de Ebullición Norma (°F)	Estado en ambiente	Temperatura de Auto-ignición (°F)
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	396
Agua	18	62.3	212	Liquid	N/A

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Con las dimensiones (diámetro externo y longitud) del equipo mostradas en la tabla A-1 del anexo A, se calcula la masa contenida de la siguiente forma:

Datos:

Equipo: intercambiador EA-11 D_C

Diámetro=28 plg= 2.33 pies

Longitud= 15.19 pies

$$\text{Volumen} = \frac{\pi * D^2}{4} * L = \frac{\pi * (2.33)^2}{4} * 15.19 = 64.77 \text{ pies}^3 \quad \text{Ec.4.11}$$

$$\text{Masa} = \text{Volumen} * \text{Densidad} \quad \text{Ec.4.12}$$

Para una densidad de 56.18 lb/pies³ según la tabla 4.25 se tiene que la masa será:

$$\text{Masa} = 64.77 \text{ pies}^3 * 56.18 \text{ Lb} / \text{pies}^3$$

$$\text{Masa} = 3639.23 \text{ Lb}$$

Según las suposiciones para el cálculo de inventario establecidas por la Norma API 581 de la tabla 4.26 se ajusta el valor de la masa bajo la consideración de que el

volumen total de casco esta compartido con el haz de tubos alojado dentro del mismo; obteniéndose finalmente que la masa contenida en el equipo es:

$$\text{Masa Inventario del Equipo} = 0.50 * 3639.23 \text{ Lb} = 1819.62 \text{ Lb}$$

Masa Inventario del Equipo = 1819.62 Lb

Este resultado puede ser observado en la figura 4.16, con un 1.2% de error.

Tabla 4.26 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
Acumuladores y tambores	50% líquido
Intercambiadores de Calor	50% lado casco, 25% lado canal
Hornos	50% líquido

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Como se muestra en la tabla 4.23, el equipo EA-11D_c pertenece al grupo inventario número 17. La masa del resto de los equipos pertenecientes al grupo se calcula igualmente de la forma que se mostró anteriormente pero con las dimensiones particulares de éstos. La masa total del grupo de inventario será entonces la sumatoria de la masa de fluido de cada equipo constituyente del grupo, la cual para este caso particular es:

Masa grupo inventario= 14947 Lb

La estimación de la tasa de liberación del fluido se realiza para cada tamaño de agujero predefinido por la Norma API 581 en base a las fallas más comunes según información recopilada de equipos estáticos en industrias a nivel mundial. La tabla

4.27 define los posibles tamaños de agujeros usados en el análisis IBR y el valor representativo de éstos.

Tabla 4.27 Tamaños de agujeros usados en el análisis cuantitativo de IBR

Agujero	Rango	Valor Representativo
Pequeño	0 - ¼ pulg	¼ plg
Medio	¼ - 2 plg	1 plg
Grande	2 - 6 pulg	4 plg
Ruptura	> 6 pulg	16 pulg

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Teniendo en cuenta que el fluido dentro del equipo es líquido, el software estima la tasa de liberación a través ecuación (4.13) mostrada a continuación:

$$QL = C_d * A * \sqrt{2 * \rho * \Delta P * \frac{g_c}{144}} \quad \text{Ec.4.13}$$

Donde:

QL: Tasa de descarga (Lb/seg)

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 de 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"

$$\rho = 56.187 \text{ Lb/pies}^3$$

$$\Delta P = \text{Presión de operación Líquido} - \text{Presión atmosférica} = 160 - 14.7 \text{ psi} = 145.3 \text{ psi}$$

$$QL = 0.61 * \frac{\pi * (1/4)^2}{4} * \sqrt{2 * (56.187) * (145.3) * \frac{(32.2)}{144}}$$

$$QL = 1.81 \text{ Lb/seg}$$

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 4.28.

Tabla 4.28 Tasas de liberación del equipo EA-11 D_C para cada tamaño de agujero.

Tamaño de Agujero (plg)	1/4	1	4	16 (Ruptura)
Tasa de Liberación (Lb/seg)	1.81	28.95	463.18	7410.92
Tasa de Liberación (Lb/min)	108.6	1737.6	27790.8	444655.2

Estos valores se pueden comparar con los resultados arrojados por el software en la figura 4.17 presentada más adelante.

- **Determinación del tipo de liberación**

Para determinar el tipo de liberación de fluido (Continua o instantánea) se estima el tiempo necesario para que toda la masa del grupo inventario se libere al medio ambiente según la tasa de liberación utilizando la ecuación 4.14.

$$\text{Duración de fuga (min)} = \frac{\text{Masa grupo inventario}}{\text{Tasa de liberación}} \quad \text{Ec.4.1}$$

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

$$\text{Duración de fuga (min)} = \frac{14947 \text{ Lb}}{108.6 \text{ Lb/min}} = 137.63 \text{ min}$$

Si la duración de descarga es menor a 3 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 4.29.

Tabla 4.29 Duraciones de descarga en minutos del equipo EA-11 D_C para cada tamaño de agujeros y tipo de liberación

Tamaño de Agujero	$\frac{1}{4}$	1	4	16 (Ruptura)
Duración de descarga (Min)	137.63	8.6	0.54	0.03
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea

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

Según la definición de grupo inventario, en caso de una falla, se deben aislar los equipos del grupo de inventario en un tiempo menor o igual a 3 minutos, por lo tanto es necesario predecir la cantidad de masa del grupo inventario que podría liberarse en un tiempo igual a 3 minutos con la ecuación 4.15

$$\text{Masa liberada}_{(3 \text{ min})} = \text{Tasa de liberación} * 180 \text{ seg} \quad \text{Ec.4.15}$$

De igual manera, para un tamaño de agujero de $\frac{1}{4}$ “se tiene que la cantidad de masa liberada en un tiempo de 3 minutos será:

$$\text{Masa liberada}_{(3 \text{ min})} = 1.81 \text{ Lb/seg} * 180 \text{ seg}$$

$$\text{Masa liberada}_{(3 \text{ min})} = 325.8 \text{ Lb}$$

Si la masa es mayor a 10.000 Lb, la descarga se considera instantánea, si es menor a 10.000 se considera continua. Los resultados para cada tamaño de agujero se muestran en la tabla 4.30.

Tabla 4.30 Masa liberada del equipo EA-11 D_C para cada tamaño de agujero y tipo de liberación.

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Masa Liberada (Lb)	325.8	5211	83372.4	1333965.6
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea

- **Tipo de liberación y estado final del fluido**

Considerando que el fluido permanece en todo momento en estado líquido, las condiciones finales del tipo de liberación se pueden observar en la tabla 4.31.

Tabla 4.31 Tipo de liberación y estado final del fluido del equipo EA-11D_C

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea
	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido

- **Estimación áreas de consecuencia de daño a equipos y fatalidad**

Una vez que se han estimado la tasa, la duración y tipo de liberación para cada tamaño de agujero predeterminado, se pueden determinar las áreas de consecuencia del equipo.

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 auto-ignición se ingresa en las tablas 4.32 y 4.33 para seleccionar la ecuación de área de consecuencia apropiada tanto para fugas continuas como instantáneas.

Se considera probable la auto-ignición si la temperatura del proceso es mayor a la temperatura de ignición mostrada en la tabla 4.25 más 80°F. Puesto que el fluido manejado posee esta condición, se considera probable que se auto-ignicie, de esta manera, se aplicarán las tablas 4.32 y 4.33 mostradas a continuación. Las celdas en blanco indican que para el material mostrado no existe en fase líquida.

Tabla 4.32 Ecuaciones de área de daño de equipo y fatalidad para fuga continua de líquido y auto-ignición “Probable”

Material	Fase final líquida	
	Área por daño de equipos (pies ²)	Área por fatalidad (pies ²)
C3-C4		
C5		
C6-C8	$A = 525 x^{0.95}$	$A = 1315 x^{0.92}$
C9-C12	$A = 560 x^{0.95}$	$A = 1401 x^{0.92}$
C13-C16	$A = 1023 x^{0.92}$	$A = 2850 x^{0.90}$
C17-C25	$A = 861 x^{0.92}$	$A = 2420 x^{0.90}$
C25 +	$A = 544x^{0.9}$	$A = 1604x^{0.9}$

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Tabla 4.33 Ecuaciones de área de daño de equipo y fatalidad para fuga instantánea de líquido y auto-ignición “Probable”

Material	Fase final líquida	
	Área por daño de equipos (pies ²)	Área por fatalidad (pies ²)
C3-C4		
C5		
C6-C8		
C9-C12	$A = 6.0 x^{0.53}$	$A = 20 x^{0.54}$
C13-C16	$A = 9.2 x^{0.88}$	$A = 26 x^{0.88}$
C17-C25	$A = 5.6 x^{0.91}$	$A = 16 x^{0.91}$
C 25+	$A = 1.4 x^{0.99}$	$A = 4.1 x^{0.99}$

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Donde:

X: Tasa de liberación (Lb/seg) para fugas continuas ó masa de liberación (Lb) para fugas de tipo instantánea. Tablas 4.28 y 4.30

A: área (pies²)

Los resultados de áreas de consecuencia se deben ajustar según el sistema de mitigación implantado en la Planta DA-1; como el sistema de equipo EA-11 D_C es spray de espuma, el factor de ajuste será el valor señalado en la tabla 4.34

Tabla 4.34 Ajustes de consecuencias inflamables para sistemas de mitigación

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%

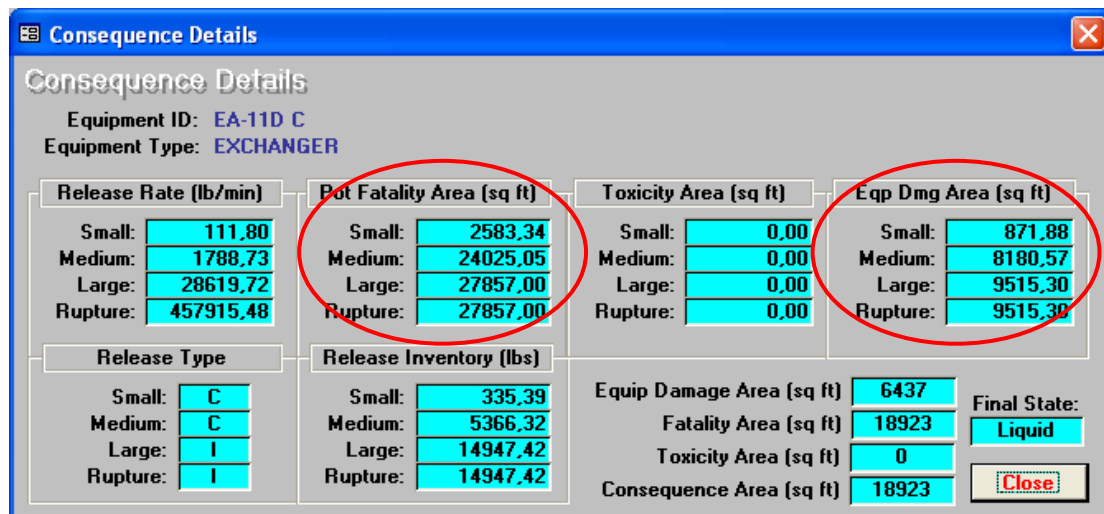
Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Sustituyendo los valores de tasa de liberación en las ecuaciones de áreas de consecuencia y realizando el ajuste de 15% se obtuvieron los resultados de la tabla 4.35

Tabla 4.35 Áreas de consecuencia y fatalidad del equipo EA-11 D c

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Área de daño a equipos (pies ²)	846.6	7943.3	9239.36	9239.36
Área por fatalidad (pies ²)	2508.42	23328.32	27049.15	27049.15

Estos valores se pueden observar en las columnas identificadas como “*Eqp dmg area*” y “*Pot fatality area*” dentro del óvalo rojo en la figura 4.17 con un 2.9% de error.

**Figura 4.17.** Detalles de cálculos de consecuencia del Software API-RBI

Finalmente, se calcula la consecuencia de falla multiplicando las áreas obtenidas por las frecuencias de falla genéricas para cada tamaño de agujero, dividido entre la sumatoria de las frecuencias genéricas, igualmente para cada tipo de agujero tal como se muestra en la ecuación 4.16:

$$\text{Area} = \sum_{n=1}^{n-4} \text{Area } n * \text{Frecuencia}_n \div \sum_{n=1}^{n-4} \text{Frecuencia } n \quad \text{Ec.4.16}$$

Donde:

n: tamaños de agujeros predeterminados por la norma API581

Área: área de consecuencia tabla 4.35

Frecuencia: frecuencia genérica tabla 4.36

Tabla 4.36 Probabilidades de fallas genéricas de lado casco de intercambiadores para cada tamaño de agujero

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

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

De esta manera, las áreas de consecuencia serán:

$$A_{\text{daño a equipos}} = \frac{846.6(4 \cdot 10^{-6}) + 7943.3(1 \cdot 10^{-5}) + 9239.36(1 \cdot 10^{-6}) + 9239.36(6 \cdot 10^{-7})}{4 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-6} + 6 \cdot 10^{-7}}$$

$$A_{\text{daño a equipos}} = 6256.56 \text{ pies}^2$$

$$A_{\text{fatalidad}} = \frac{2508.42(4 \cdot 10^{-6}) + 23328.32(1 \cdot 10^{-5}) + 27049.15(1 \cdot 10^{-6}) + 27049.15(6 \cdot 10^{-7})}{4 \cdot 10^{-6} + 1 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 10^{-6} + 6 \cdot 10^{-7}}$$

$$A_{\text{fatalidad}} = 18371.51 \text{ pies}^2$$

De manera conservadora, el área que resulte en mayor magnitud será la que el programa tomará como la consecuencia de falla del equipo, para este caso será ***18371.51 pies²***

- **Estimación del Riesgo del equipo**

Una vez que se han obtenido los valores de probabilidad y consecuencia de falla, se calcula el valor de riesgo con la ecuación 4.16:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de falla} * \text{Consecuencia} \quad \text{Ec.4.16}$$

$$\text{Riesgo} = 4.212 * 10^{-4} \text{eventos/año} * 18371.51 \text{ pies}^2$$

$$\text{Riesgo} = 7.74 \approx 8 \text{ pies}^2/\text{año}$$

Este resultado obtenido es el valor de riesgo cuantitativo y se puede observar resaltado dentro de un óvalo rojo en la equina superior derecha de la figura 4.16 con un 0% de error. El nivel de riesgo cualitativo, se obtiene comparando el factor de probabilidad y el área de consecuencia obtenida con los criterios de la tabla 4.37 establecidos por la Norma API 581:

Tabla 4.37 Criterios para selección de categoría de probabilidad y consecuencia de falla

Factor Probabilidad (FP)		Consecuencias (pies2)	
1	$FP \leq 1$	A	$C \leq 10$
2	$1 < FP < 10$	B	$10 < C \leq 100$
3	$10 < FP < 100$	C	$100 < C \leq 1.000$
4	$100 < FP \leq 1.000$	D	$1.000 < C < 10.000$
5	$FP > 1.000$	E	$C > 10.000$

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

El factor de probabilidad obtenido para el equipo EA-11 D_C es igual a 27, tal como se indicó en la sección 4.3.2.6. Este valor se encuentra dentro del rango ($10 \leq FP < 100$) indicado en la tabla 4.37 obteniéndose una categoría de probabilidad de 3. Por otra parte, el valor de consecuencia de falla (18371.51 pies^2) está dentro del rango ($FP \geq 10.000$), con una categoría E. Estas categorías corresponden a un nivel de *riesgo alto*, tal como será mostrado más adelante en la figura 4.18.

4.4. Emisión de resultados en la matriz de riesgo utilizando el software api-rbi versión 3.3.3

La aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR) a los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo de la Unidad Destiladora DA-1 involucró el análisis de 18 equipos estáticos distribuidos en los siguientes tipos: 9 intercambiadores de calor tipo carcaza-tubo, 5 tambores, 1 torre o columna y 2 hornos, que fueron estudiados por componentes, lo cual corresponde a 37 componentes incorporados en la base de datos del Software API-RBI, para la estimación del riesgo.

Los resultados derivados de un IBR, pueden ser de carácter cuantitativo y cualitativo. Los resultados cuantitativos son representados por valores calculados mediante la implementación de la metodología a través de los módulos de evaluación del Software API-RBI Versión 3.3.3, mientras que los resultados cualitativos se presentan en la matriz de riesgo, la cual permite, de forma gráfica conocer el estatus de los equipos evaluados según los niveles de riesgo alto, medio-alto, medio y bajo. Ambos resultados son presentados en este trabajo en la tabla 4.38 y la figura 4.18 respectivamente.

Tabla 4.38 Tabla de resultados cuantitativos de estimación de riesgo

Equipo	Factor de Probabilidad	Probabilidad de Falla	Categoría de Falla	Consecuencia de Falla	Categoría de Consecuencia	Riesgo
EA-11 A _T	199	$3.104 \cdot 10^{-3}$	3	22400	E	70
EA-11 D _C	27	$4,212 \cdot 10^{-4}$	3	18923	E	8
DA-1 Gasóleo	127	$3,886 \cdot 10^{-3}$	4	30989	E	120

Continuación de la tabla 4.38

DA-1 Fondo	269	$8,231 \cdot 10^{-3}$	4	15339	E	130
BA-1 ASTM 213 T5	2007	$1,325 \cdot 10^{-2}$	5	59008	E	780
BA-1 ASTM 213 T7	27	$1,782 \cdot 10^{-4}$	3	57522	E	10
BA-1 ASTM 213 T9	7006	$4,624 \cdot 10^{-2}$	5	64164	E	3000
EA-11 F _T	6	$9,360 \cdot 10^{-5}$	2	16361	E	1,5
EA-11 A _C	8	$1,248 \cdot 10^{-4}$	2	18923	E	2,4
EA-11 B _C	8	$1,248 \cdot 10^{-4}$	2	18923	E	2,4
EA-11 B _T	10	$1,560 \cdot 10^{-4}$	2	22400	E	3,5
EA-11 C _C	8	$1,248 \cdot 10^{-4}$	2	18923	E	2,4
EA-11 C _T	8	$1,248 \cdot 10^{-4}$	2	22400	E	2,8
EA-11 D _T	10	$1,560 \cdot 10^{-4}$	2	22400	E	3,5
EA-11 E _C	5	$7,8 \cdot 10^{-5}$	2	15694	E	1,2
EA-11 E _T	6	$9,360 \cdot 10^{-5}$	2	16275	E	1,5
EA-11 F _C	6	$9,36 \cdot 10^{-5}$	2	19041	E	1,8
FA-12	657	$1,025 \cdot 10^{-2}$	4	6114	D	63
DA-1 Jet	5	$1,53 \cdot 10^{-4}$	2	11011	E	1,7
BA-1 ASTM 106 B	8	$5,280 \cdot 10^{-5}$	2	36662	E	1,9

Continuación de la tabla 4.38

BA-1 ASTM 335 P11	6	$3,96 \cdot 10^{-5}$	2	35995	E	1,4
BA-1 ASTM 335 P5	6	$3,96 \cdot 10^{-5}$	2	33379	E	1,3
H-751 ASTM 200 T7	8	$5,28 \cdot 10^{-5}$	2	59331	E	3,1
FA-9	258	$4,025 \cdot 10^{-3}$	4	1442	C	5,8
EA-4 C	4	$6,240 \cdot 10^{-5}$	2	6426	D	0,4
EA-17 C	5	$7,8 \cdot 10^{-5}$	2	6491	D	0,51
EA-24 C	4	$6,240 \cdot 10^{-5}$	2	4887	D	0,3
FA-4	255	$3,978 \cdot 10^{-3}$	4	753	B	3
FA-8	5	$7,8 \cdot 10^{-5}$	2	4553	D	0,36
FA-13	7	$1,092 \cdot 10^{-4}$	2	1324	C	0,14
DA-1 Nafta	5	$1,530 \cdot 10^{-4}$	2	4532	D	0,69
DA-1 Diesel Secc.1	5	$1,530 \cdot 10^{-4}$	2	4994	D	0,76
DA-1 Diesel Secc. 2	5	$1,530 \cdot 10^{-4}$	2	4984	D	0,76
EA-4 _T	6	$9,360 \cdot 10^{-5}$	2	527	B	0,049
EA-17 _T	10	$1,560 \cdot 10^{-4}$	2	527	B	0,082
EA-24 _T	9	$1,404 \cdot 10^{-4}$	2	388	B	0,054
DA-1 Tope	5	$1,530 \cdot 10^{-4}$	2	420	B	0,064

		CATEGORÍAS DE CONSECUENCIA				
		A	B	C	D	E
CATEGORÍAS DE PROBABILIDAD	5					BA-1 ASTM 213T5, BA-1 ASTM 213 T9
	4		FA-4		FA-12	EA-11 A T, DA-1 Gasóleo, DA-1 Fondo
	3					EA-11 D C, BA-1 ASTM 213 T7
	2		EA-4 T, EA-17 T EA-24 T DA-1 Tope	FA-13 FA-9	EA-4 C EA-17 C EA-24 C, DA-1 Nafta DA-1 Diesel 1 DA-1 Diesel 2, FA-8	EA-11 A C, EA-11 B C, EA-11 B T, EA-11 C C, EA-11 C T, EA-11 D T, EA-11 E T, EA-11 F C, EA-11 F T DA-1 Jet, BA-1 ASTM 106 B, BA-1 ASTM 335 P11, BA-1 ASTM 335 P5, H-751 ASTM 200 T7
	1					

Figura 4.18. Ubicación de los equipos estáticos estudiados en la matriz de riesgo

Como se puede observar en la matriz de la figura 4.18, los 37 equipos estáticos estudiados se encuentran distribuidos la siguiente forma: 7 equipos en la zona de alto riesgo, 16 en riesgo medio-alto, 10 en riesgo medio y finalmente 4 equipos se

encuentran en bajo riesgo. Estos resultados se muestran gráficamente en la figura 4.19, donde se puede observar la representación porcentual para cada categoría.

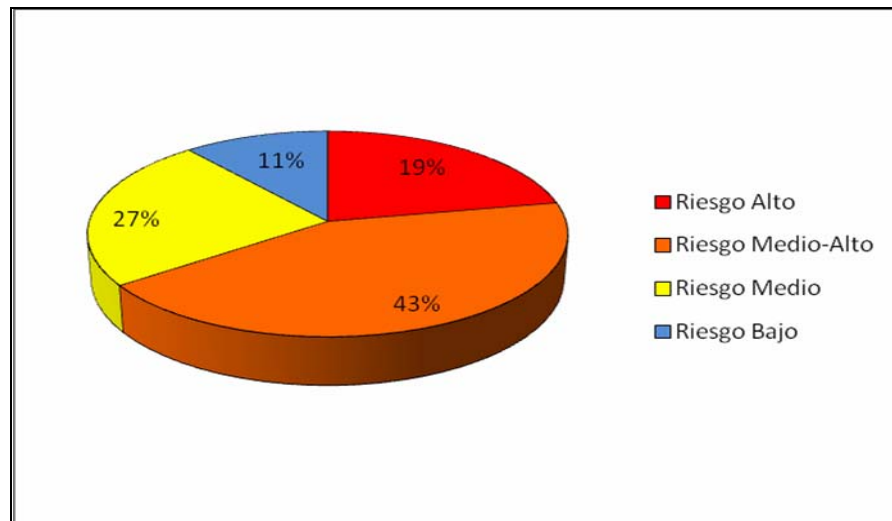


Figura 4.19. Distribución porcentual actual de los equipos estudiados según la categoría de riesgo.

4.5. Elaboración de los planes de mantenimiento según el nivel de riesgo

La clave de la planificación en la metodología IBR es el uso del método de actualización probabilística de las inspecciones, como una parte central del concepto de IBR. El proceso para establecer el intervalo de tiempo entre inspecciones está basado en las combinaciones seleccionadas de métodos de inspección (es decir, efectividad de la inspección) y cantidad e intervalos de inspecciones; que puedan asegurar que el riesgo se conserve, sea reducido o en su defecto; no se incremente notablemente en el tiempo.

Para ello, el Software API-RBI Versión 3.3.3 posee un módulo de planificación mostrado en la figura 4.20 cuya base, es la proyección del valor de riesgo hacia la

fecha final del plan (10 años), considerando como primer plano que el equipo no se inspecciona durante este tiempo (future without new inspections) y como segundo plano que el equipo se inspecciona según el número de inspección y efectividad propuestas en las tablas 4.39, 4.40, 4.41 y 4.42 presentadas más adelante (future with new inspection).

Inspection Planning - Thinning

Record ID: 11 Equipment Type: EXCHANGER
 Equipment ID: EA-11D C Unit: DA-1

Damage Module: Thinning External SCC HTHA Furnace View Risk Matrix Definition

Select Method: Inspection Target

Plan Ending Date: 21/12/2019 Service Start Date: 1/11/1985

Number of Inspections: 3 Current Number of Inspections: 4,13

Effectiveness: A B C D E Current Inspection Effectiveness: A

Total Effective Inspection Number: 5,13

Total Effective Inspection Effectiveness: A

	Current	Future Without New Inspections	Future With New Inspections
Module Factor:	20	250	250
Total Factor:	27	270	261
Risk Area: sq ft/yr	7,97E+00	7,97E+01	7,70E+01
Financial:	\$183.589	\$1.835.889	\$1.774.693
Risk Rank:	High-3E	High-4E	High-4E

Inspection Type: Non Intrusive Intrusive Both Automatic Comment Updates

Inspection: Intrusive - 100% visual examination (with Maintenance:

Go To Views History Benefit Calc Report Help Thinning Close

Record: 11 of 139

Figura 4.20. Módulo de planificación de inspecciones por adelgazamiento

Para planificar, se establecieron las siguientes premisas:

- ✓ Período de tiempo para la planificación: 10 años (intervalo recomendado por la Norma API 581)

- ✓ Fecha de finalización del plan: 21/12/2019, contados desde el presente año, es decir, desde el tiempo en que se hace la evaluación.
- ✓ Lapso de tiempo entre inspecciones: 3 años (duración promedio de la corrida de operación o tiempo promedio entre paradas de mantenimiento mayor, establecida por la organización, según Normas de PDVSA).

El módulo de planificación contiene un recuadro identificado como “*plan ending date*” donde debe ser ingresada la fecha de finalización del plan (21/12/2009), así como también otros dos recuadros que corresponden al número de inspecciones (number of inspections) y efectividad de las mismas (effectiveness), tal como se indica en la figura 4.20.

El número de inspecciones máximo será 3, ya que según el lapso de tiempo entre inspecciones establecido por la organización, en un periodo de 10 años, solo es posible hacer 3 paradas programadas, éste valor podrá ser variado a 2, 1 o 0 inspecciones según la necesidad del equipo evaluado. Las efectividades de inspección son A, B, C, D y E, las cuales van de mayor a menor calidad respectivamente; la calidad se refiere específicamente a la capacidad para detectar el mecanismo de degradación evaluado. Bajo estos criterios, se seleccionan en el módulo de planificación los números y efectividad de inspecciones hasta encontrar la mejor combinación que permita modificar el riesgo, buscando en todo momento la reducción de éste o en su defecto mantenerlo en el tiempo.

A continuación se presentarán en las tablas 4.39, 4.40, 4.41 y 4.42, las recomendaciones de mantenimiento para cada uno de los equipos estudiados con una descripción detallada de las actividades a realizar. Estas recomendaciones fueron previamente consultadas, validadas y modificadas en algunos casos por el personal experimentado del Departamento de Confiabilidad de la Refinería Puerto La Cruz.

Tabla 4.39 Plan de mantenimiento para equipos de alto riesgo

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de inspecciones	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
EA-11 A_T	Adelgazamiento generalizado	3	A	50 a 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos) acompañado de mediciones de espesor
EA-11 D_C	Adelgazamiento localizado	3	B	20% de inspección visual, con remoción de internos y mediciones de espesor
	SCC	1	D	Inspección visual
DA-1 Gasóleo	Adelgazamiento generalizado	3	A	50 a 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos) acompañado de mediciones de espesor
DA-1 Fondo	Adelgazamiento generalizado	3	B	20% de inspección (sin remoción de internos) y un spot de mediciones de espesor externo
	SCC	1	D	Inspección visual

Continuación de la tabla 4.39

DA-1 Fondo	Adelgazamiento generalizado	3	B	20% de inspección (sin remoción de internos) y un spot de mediciones de espesor externo
	SCC	1	D	Inspección visual
BA-1 ASTM 213 T5	SCC	1	D	Inspección visual
	HTHA	2	B	Técnica avanzada de ultrasonido, spot basado en análisis de stress o metalografía extensiva en el sitio
	Horno	2	C	Para el número total de tubos: 95-100% de inspección visual y 33-94% de medición de espesores por ultrasonido
BA-1 ASTM 213 T7	HTHA	2	B	Técnica avanzada de ultrasonido, spot basado en análisis de stress o metalografía extensiva en el sitio
	Horno	3	A	Para el total de tubos: 95-100% de inspección visual, 95-100% de ultrasonido y evaluación de termofluencia por métodos de ensayos no destructivos o evaluación de vida remanente

Continuación de la tabla 4.39

BA-1 ASTM 213 T9	HTHA	2	B	Técnica avanzada de ultrasonido, spot basado en análisis de stress o metalografía extensiva en el sitio
	Horno	3	A	Para el total de tubos: 95-100% de inspección visual, 95-100% ultrasonido y evaluación de termofluencia por métodos de ensayos no destructivos o evaluación de vida remanente

Tabla 4.40. Plan de mantenimiento para equipos de riesgo medio-alto

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de inspecciones	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
EA-11 F_T	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 A_C	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 B_C	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de inspección visual y spot de medición de espesor por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 B_T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual

Continuación de la tabla 4.40

EA-11 C_C	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 C_T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 D_T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 E_C	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de Inspección visual y spot de medición de espesor por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 E_T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-11 F_C	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de inspección visual y spot de medición de espesor por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
FA-12	Adelgazamiento generalizado	3	A	50 a 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos) acompañado de mediciones de espesor
	SCC	1	D	Inspección visual
DA-1 Jet	Adelgazamiento generalizado	3	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual

Continuación de la tabla 4.40

BA-1 ASTM 106 B	SCC	1	D	Inspección visual
	Horno	2	D	Para el total de tubos: 5-49% monitoreo de espesor, en ubicaciones accesibles
BA-1 ASTM 335 P11	SCC	1	D	Inspección visual
	Horno	2	D	Para el total de tubos: 5-49% monitoreo de espesor, en ubicaciones accesibles
BA-1 ASTM 355 P5	SCC	1	D	Inspección visual
	Horno	2	D	Para el total de tubos: 5-49% monitoreo de espesor, en ubicaciones accesibles
H-751 ASTM 200 T7	SCC	1	D	Inspección visual
	Horno	2	D	50% de inspección visual y 5-32% de medición de espesores por ultrasonido

Tabla 4.41. Plan de mantenimiento para equipos de riesgo medio

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de inspecciones	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
FA-9	Corrosión externa	2	B	Inspección visual de más del 60% del área expuesta con medición de espesor
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-4_C	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de examinación visual y spot de medición de espesor por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual

Continuación de la tabla 4.41

EA-17 c	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de inspección visual y spot de medición de espesor por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
EA-24 c	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
FA-4	Adelgazamiento generalizado	3	B	20% de inspección (sin remoción de internos) y un spot de mediciones de espesor externo
	SCC	1	D	Inspección visual
FA-8	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual
FA-13	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido
	Corrosión externa	2	A	Inspección visual del más del 95% del área expuesta con medición de espesores por ultrasonido
	SCC	1	D	Inspección visual

Continuación de la tabla 4.41

DA-1 Nafta	Adelgazamiento generalizado	3	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
DA-1 Diesel 1	Adelgazamiento generalizado	3	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual
DA-1 Diesel 2	Adelgazamiento generalizado	3	C	Inspección visual y medición de espesores
	SCC	1	D	Inspección visual

Tabla 4.42. Planes de mantenimiento para equipos de riesgo bajo

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de inspecciones	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
EA-4 T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido
EA-17 T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido
	Corrosión externa	2	D	Inspección visual de más del 5% del área expuesta con medición de espesores
EA-24 T	Adelgazamiento generalizado	2	C	Inspección visual y medición de espesores con ultrasonido

Continuación de la tabla 4.42

	Corrosión externa	2	B	Inspección visual de más del 60% del área expuesta con medición de espesor
DA-1 Tope	Adelgazamiento localizado	2	D	20% de inspección visual y spot de medición de espesor por ultrasonido

Las recomendaciones de inspección para cada equipo, se emiten de acuerdo al nivel de riesgo y al mecanismo de degradación potencial causante de su deterioro en el tiempo ya que éstos son los responsables directos del incremento de la probabilidad de falla de los equipos; única variable en el lapso de estudio porque el valor de consecuencia no varía, a menos que se hagan mejoras en los sistemas de aislamiento de los equipos.

Los planes de mantenimiento por adelgazamiento que se encuentran resaltados en amarillo en las tablas 4.39, 4.40, 4.41 y 4.42, fueron propuestos a causa de un vacío de información existente en los registros de mediciones de espesor de los equipos, los cuales presentaban en algunos casos, periodos de tiempos muy distantes entre inspecciones, lo cual repercute en el incremento de la incertidumbre respecto a los cálculos de velocidades de corrosión, factor de gran relevancia en un estudio IBR. Adicionalmente, las actividades planteadas para la solución de la problemática expuesta, también permitirán evaluar las condiciones del equipo, sin que implique mayor esfuerzo de mantenimiento porque pueden ser realizadas en forma rutinaria y poseen la flexibilidad de realizarlas o no, sin efectos en el valor de riesgo; no ocurriendo así, con las demás actividades las cuales deben ser cumplidas para evitar

un mayor incremento de riesgo según las proyecciones indicadas por el software API-RBI en el módulo de planificación de la figura 4.20.

A continuación, se presentan los valores de riesgo, en base a la proyección de dos escenarios en un lapso de 10 años: riesgo sin el plan de mantenimiento propuesto y riesgo con la implementación de éste, ambos escenarios a su vez, son comparados con el riesgo actual tal como se muestra en la tabla 4.43.

Tabla 4.43 Valores de riesgo actual, sin inspecciones y con nuevas inspecciones en un tiempo de estudio de 10 años

Equipo	Riesgo actual	Riesgo sin inspecciones	Riesgo con inspecciones propuestas
EA-11 A _T	70	230	179
EA-11 D _C	8	449	78
DA-1 Gasóleo	120	275	12.3
DA-1 Fondo	126	161	7,04
BA-1 ASTM 213 T5	782	1813	160
BA-1 ASTM 213 T7	10	162	46
BA-1 ASTM 213 T9	2970	2970	2290
EA-11 F _T	1.5	5.1	2.8
EA-11 A _C	2,4	6,2	3,5
EA-11 B _C	2,4	8	5,3
EA-11 B _T	3,5	8,7	5,6
EA-11 C _C	2,4	6,2	3,5
EA-11 C _T	2,8	7,3	4,2
EA-11 D _T	3,5	8	4,9
EA-11 E _C	1,2	4,4	2,2
EA-11 E _T	1,5	5,1	2,8

Continuación de la tabla 4.43

EA-11 F _c	1,8	5,6	3
FA-9	0,36	13,3	8,28
FA-12	62,7	145	22
DA-1 Jet	1,7	8,4	5,4
BA-1 ASTM 106 B	1,9	5,1	2,9
BA-1 ASTM 335 P11	1,4	4,5	2,4
BA-1 ASTM 355 P5	1,3	4,2	2,2
H-751 ASTM 200 T7	3,1	8,2	4,7
EA-4 _c	0,4	1,8	0,91
EA-17 _c	0,51	1,8	0,91
EA-24 _c	0,3	1,3	0,61
FA-4	3	3,2	3,07
FA-8	0,36	1,3	0,64
FA-13	0,14	7,1	0,21
DA-1 Nafta	0,69	3,5	2,2
DA-1 Diesel 1	0,76	3,8	2,5
DA-1 Diesel 2	0,76	3,8	2,4
EA-4 _T	0,049	0,16	0,16
EA-24 _T	0,054	2,54	0,24
DA-1 Tope	0,064	0,32	0,32

Como se puede observar, si durante el tiempo de estudio no se realiza ninguna inspección, los valores de riesgo se incrementan considerablemente en algunos equipos debido al aumento del factor de daño durante el lapso de estudio. El software API-RBI, realiza la proyección del riesgo en el tiempo, en base al *factor equivalente de pérdida de espesor (ar/t)* utilizado anteriormente para estimar el subfactor del módulo técnico de adelgazamiento, pero esta vez, el tiempo de servicio del equipo será, el lapso comprendido entre la fecha de evaluación y la fecha de finalización del plan, tal como se muestra a continuación para el intercambiador EA-11D_C, tomado como ejemplo en los cálculos anteriores:

Datos:

a: tiempo de servicio (2019-1985=34 años)

r: tasa de corrosión, 0.00945 plg/año

t: espesor actual del equipo, 0.500 plg

Nótese que el único valor variante en este caso, son los años de servicio que para el ejemplo anterior era 24 años, los demás datos son los mismos utilizados el cálculo del subfactor de módulo técnico.

$$ar/t = \frac{34 * 0.00945}{0.500}$$

$$ar/t = 0.6$$

EL factor ar/t es considerado por la norma API 581, como una especie de vida remanente del equipo. Con este valor, la efectividad (B) y tres (3) inspecciones propuestas, tal como se muestra en la tabla 4.39 para el mecanismo de adelgazamiento, se ingresa a la tabla 4.44, obteniéndose un factor de daño proyectado a 10 años de 250 resaltado en el óvalo rojo.

Considerado que, el equipo posee una tasa de corrosión baja; se estima que el espesor de pared se reduce apenas en menos de medio milímetro al año (0.24 mm/año=0.009.45plg/año), y que como se dijo anteriormente, la única variable que se modificó fueron los años de servicio, es evidente que el tiempo influye notablemente en el incremento de la probabilidad de falla del equipo, ya que éste se va acercando en cada año a su tiempo de vida útil.

Tabla 4.44 Subfactores de módulo técnico de adelgazamiento

art	No Inspection	1 Inspecciones				2 Inspecciones				3 Inspecciones				4 Inspecciones				5 Inspecciones				6 Inspecciones			
		Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

Continuación de la tabla 4.44

art	No Inspección	1 Inspecciones				2 Inspecciones				3 Inspecciones				4 Inspecciones				5 Inspecciones				6 Inspecciones			
		Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección				Efectividad de inspección			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

Fuente: Publicación API P 581 Risk Based Inspection Base Resource Document. (2000)

En la tabla 4.44 se puede observar, como el número y efectividad de inspecciones también influyen en el factor de daño del equipo, mientras menos inspecciones se le realicen al equipo, más incertidumbre se tendrá, respecto a la condición en cuanto a deterioro que éste posee y por ende, esto implica mayor riesgo de falla, de igual manera ocurre cuando se realizan inspecciones de poca calidad o efectividad para detectar el deterioro.

Las proyecciones deben aplicar para cada mecanismo potencial que afecte al equipo, para el mecanismo de SCC, se proyectará en base a la última fecha estimada para inspección de SCC.

Suponiendo que las fechas tentativas para las paradas en el lapso de estudio son en los años 2012, 2015 y 2018 y que la actividad propuesta en la tabla 4.39, se realiza en la parada intermedia, el factor de daño proyectado para SCC considerando como se dijo anteriormente en la figura 4.11, que el equipo posee susceptibilidad baja para SSC (Subfactor preliminar =1) será:

Datos:

Años desde la última inspección por SCC (proyectado): 2019-2015= 4 años

Subfactor preliminar= 1

$$\text{Factor de daño} = 1 * (4)^{1.1}$$

$$\text{Factor de daño} = 5$$

Una vez que se tienen las proyecciones para cada mecanismo potencial, se estima la probabilidad de falla para el escenario donde se aplican las recomendaciones de mantenimiento emitidas en este trabajo en las tablas 4.39. Recordando que el factor

de probabilidad es la sumatoria de los factores de daño de cada mecanismo potencial tal como se mostró en la ecuación 4.4, se tiene que:

$$SFMT_{Total} = SFMT_{Adelgazamiento} + SFMT_{SCC} + SFMT_{HTHA}$$

$$SFMT_{Total} = 250 + 5 + 1$$

$$SFMT_{Total} = 256$$

Adicionando a este subfactor, el factor modificador de equipos cuatro (4), el cual permanece igual que en cálculos anteriores referentes a módulo de la figura 4.13 se obtiene que un factor modificador de probabilidad $FE = 260$. De esta manera, la probabilidad de falla será:

$$F = (4 * 10^{-6} + 1 * 10^{-5} + 1 * 10^{-6} + 6 * 10^{-7}) * (260) * (1)$$

$$F = 4.1 * 10^{-3} \text{ eventos/año}$$

Considerando que la consecuencia de falla permanece igual, finalmente, el riesgo de falla será:

$$\text{Riesgo} = 4.1 * 10^{-3} \text{ eventos/año} * 18923 \text{ pies}^2$$

$$\text{Riesgo} = 78 \text{ pies}^2/\text{año}$$

Este valor puede ser observado en la tabla 4.43. Para este escenario se presenta una distribución porcentual de los equipos para cada una de las categorías en la figura 4.21, obteniéndose que con la implementación de los planes de mantenimiento propuestos en este trabajo, disminuye la cantidad de equipos en alto riesgo de un 19 % a un 14%, esto se puede observar comparando las figuras 4.19 y 4.21. Los demás equipos se encuentran distribuidos en un 62% de equipos en riesgo medio alto, 19% en riesgo medio y tan solo un 5% de los equipos se encuentran en riesgo bajo.

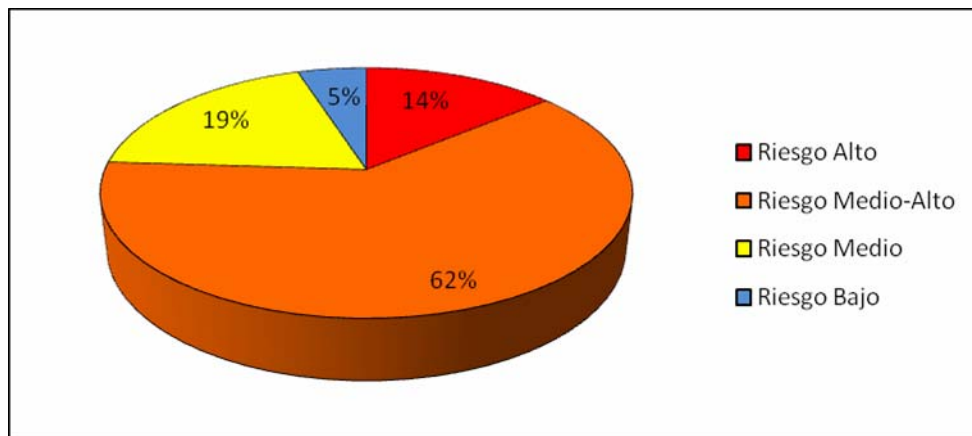


Figura 4.21 Distribución porcentual del los equipos en las categorías de riesgo considerando que se inspeccionan según el plan propuesto.

La proyección de riesgo para el escenario donde no se inspeccionan los equipos en el período de estudio, se realiza de manera similar a la expuesta anteriormente, bajo las siguientes directrices:

- ✓ Para la proyección del factor de daño por adelgazamiento, con el mismo factor de ar/t calculado anteriormente, se ingresa a la tabla 4.44, y se tomará el factor correspondiente, solo y únicamente de la columna identificada como “No inspección”.

- ✓ Para la proyección del factor de daño por SCC, se tomará el lapso comprendido entre la última fecha de inspección en el registro del equipo, es decir, año 2007, y la fecha de finalización del plan, 2019 (12 años).
- ✓ Repetir los pasos restantes aplicados en el ejemplo anterior.

Para esta proyección se puede observar la distribución de los equipos por categorías de riesgo en la figura 4.22, donde los equipos en alto riesgo aumentan 19% a 46 %, los cual representa casi la mitad de la población de 37 equipos estudiados. Bajo este escenario, los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento representarían, en general, un gran riesgo para la planta DA-1.

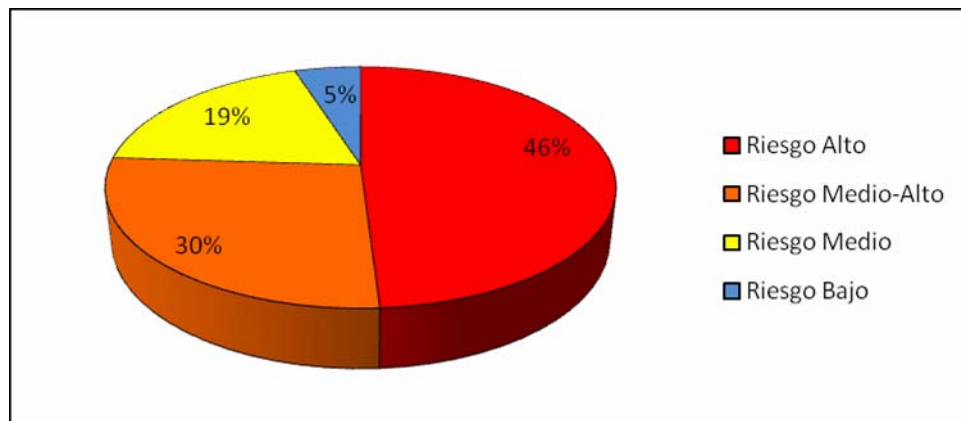


Figura 4.22. Distribución porcentual de los equipos en las categorías de riesgo considerando que no se inspeccionan durante el periodo de estudio.

En equipos como los *intercambiadores EA-11 A T*, *EA-11 D_C* y los **tubos ASTM 213 T7 del horno BA-1**, tal como se observa en la tabla 4.43, el plan de mantenimiento propuesto no logra evitar que el riesgo tienda a aumentar según la proyección hacia la fecha final del plan, esto se debe al incremento del factor de daño

por adelgazamiento, pues este mecanismo no se detiene en el tiempo y la tasa de corrosión es la que determina que tan rápido puede avanzar el deterioro.

Es importante notar en la tabla 4.39, que estos equipos poseen el número y calidad máxima de inspección; lo que significa que se necesitaría un número mayor de éstas para disminuir el riesgo. Sin embargo, en el cumplimiento del plan de mantenimiento propuesto, se llevará a cabo una examinación exhaustiva, con la cual se determinará en cada vez, la condición real del equipo, y si la proyección en realidad se cumple, ya que esta es solo una estimación, y no un escenario determinante.

Los tubos ASTM 213 T9 del horno BA-1, poseen dos causales de deterioro, corrosión por HTHA y adelgazamiento. Estos tubos manejan las más altas temperaturas del grupo de equipos evaluados en este trabajo, lo cual agrava estos mecanismos, por ende, tampoco se logra disminuir su riesgo de manera notable, al igual que el caso anterior se necesitarían mas inspecciones o acciones correctivas que permitan mitigar el riesgo. Al aplicar el plan de mantenimiento, estos tubos deberán ser examinados y según su condición; si presentan algún tipo de deformación fuera de los límites aceptables, deberán ser reemplazados. Las temperaturas de este equipo deben ser monitoreadas para evitar que superen el límite de diseño, pues se agravaría aún más su riesgo actual.

CONCLUSIONES

- ✓ Los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo de la Unidad Destiladora DA-1 poseen un buen estado estructural y se encuentran operativos a excepción del intercambiador EA-6 que se encuentra fuera de servicio.
- ✓ Se determinó que los mecanismos de degradación que pueden afectar potencialmente los equipos estudiados son; adelgazamiento de pared (sulfidación y corrosión por ácidos nafténicos, corrosión por ácido hidroclorhídrico) corrosión externa, SCC, HTHA, oxidación y termofluencia.
- ✓ Las consecuencias de fallas de los equipos estudiados, son elevadas debido a la gran cantidad de fluido que manejan los grupos de inventario y por tanto el riesgo está inducido por la consecuencia de falla más que por la frecuencia de la misma.
- ✓ De acuerdo con los resultados de la aplicación de la metodología IBR a los 37 equipos estudiados, 19% (7 equipos) se encuentran en riesgo alto, 43% (16 equipos) se encuentran en riesgo medio-alto, 27% (10 equipos) poseen un nivel de riesgo medio y el 11% (4 equipos) tienen un nivel de riesgo bajo.
- ✓ Bajo la premisa del IBR se elaboró un plan de mantenimiento que adaptado al nivel de riesgo asociado a los equipos que contiene actividades efectivas de inspección que buscan en todo momento la prevención y reducción de fallas.

- ✓ Con la implementación del plan de mantenimiento propuesto en este trabajo, se busca disminuir el porcentaje de equipos en alto riesgo, de un 19% a un 14 %.
- ✓ Si no se inspeccionan los equipos en el lapso de estudio, el porcentaje de los mismos en alto riesgo se incrementará de un 19% a un 46%, lo cual representa un gran riesgo para la planta DA-1 en general.
- ✓ Los intercambiadores *EA-11 A_T*, *EA-11 D_C* y los tubos *ASTM 213 T7* del horno BA-1 tienden a un incremento del factor de daño por adelgazamiento debido principalmente al tiempo y sus tasas de corrosión.
- ✓ Los tubos *ASTM 213 T9* del horno BA-1 poseen las más altas temperaturas de los equipos estudiados, lo cual es un agravante que influye notablemente en su nivel de riesgo.

RECOMENDACIONES

- ✓ Aplicar el plan de mantenimiento propuesto en este trabajo, a fin de evitar un incremento en el nivel de riesgo y hacer uso efectivo de los recursos disponibles para la inspección y el mantenimiento de los equipos estáticos de los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de la Unidad de Destilación DA-1.
- ✓ Independientemente de las fechas en que se ejecuten las paradas programadas de la planta, se recomienda realizar las inspecciones en los equipos que, según la metodología IBR, requieren inspección durante el período de planificación (próximos 10 años a partir del año 2009).
- ✓ Ajustar el plan de mantenimiento propuesto a otros mecanismos de degradación no considerados por la metodología IBR, como por ejemplo, obstrucción de tubos de intercambiadores y componentes internos de torres y recipientes).
- ✓ 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.
- ✓ Independientemente del nivel de riesgo de los equipos, se recomienda realizar actividades correctivas cuando en las inspecciones propuestas se detecte alguna condición perjudicial para el equipo.
- ✓ Hacer un estudio y selección de aquellos equipos que pueden ser intervenidos fuera de las paradas de mantenimiento mayor, a objeto

de administrar de manera más efectiva el tiempo y los recursos asignados para este fin.

- ✓ Realizar un estudio de factibilidad técnica económica para instalar válvulas de control remoto que permitan aislar los equipos con prontitud y sin exposición humana, en casos de fuga, lo cual permitiría reducir el índice de consecuencias.
- ✓ Instalar sistemas que permitan determinar de manera más precisa los mecanismos de corrosión a los cuales se encuentran expuestos los equipos de la Unidad de Destilación DA-1.
- ✓ Instalar adhesivos en la pared de los equipos, que permitan ubicar con mayor precisión el palpador del instrumento de ultrasonido en los mismos puntos de medición, durante inspecciones sucesivas.
- ✓ Incluir en el estudio al intercambiador EA-6 tan pronto sea puesto en condición operativa.
- ✓ Extender el estudio al resto de los sistemas y equipos que integran la Unidad Destiladora DA-1.
- ✓ El Software API-RBI versión 3.3.3 debe ser utilizado con criterio por parte del evaluador porque posee algunas discordancias que deben ser detectadas para la obtención de resultados acertados.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] BÁIZ, Milvia. C. **“Propuestas Estratégicas de Planes de Mantenimiento a Equipos Estáticos en sistemas Críticos de la Unidad FCC R.P.L.C Considerando el Nivel de riesgo”**. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, UDO-Anzoátegui (2007).
- [2] CALL, Ricci .R **“Elaboración de Rutinas de Mantenimiento para Equipos Estáticos de una Planta Compresora de Gas, Mediante Inspección Basada en Riesgo”**. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, UDO-Anzoátegui (2007).
- [3] BALDA, Adrián. A **“Plan de Inspección Basada en Riesgo para Equipos Estáticos de una Instalación de Procesamiento de Hidrocarburos”** Trabajo de Postgrado, Universidad Simón Bolívar (2006).
- [4] ARRÁEZ, Juan Francisco. **“Aplicación de la Metodología de Confiabilidad Inspección Basada en Riesgo para Mejorar los Planes de Inspección de la Planta Destiladora 1 de la Refinería de Amuay PDVSA-CRP, Edo. Falcón”** Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada (2006).
- [5] Comisión Venezolana de Normas Industriales (COVENIN). Publicación 3049.93. **“Mantenimiento. Definiciones”**
- [6] Portal de Mantenimiento Integral. **“Tipos de Mantenimiento Industrial”**
www.solomantenimiento.com/m_correctivo.htm(2009).

- [7] SUÁREZ, Diógenes y BRAVO, Darwin. **“Mantenimiento Mecánico”**, Universidad de Oriente. Venezuela (2008).
- [8] DUFFUAA. Salih, RAOUF. A, CAMPBELL, John. **“Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control”**. Editorial Limusa. México (2008).
- [9] Norma Técnica PDVSA MR-02-15-06 **“Manual del Proceso de Mantenimiento de Rutina”** (2004).
- [10] YAÑEZ, Menardo. **“Ingeniería de Confiabilidad; Pilar Fundamental del Mantenimiento”**. Reability and Risk Managment S.A (2006).
- [11] Norma Técnica PDVSA PI-09-01-00. **“Manual de Inspección”** (1994).
- [12] American Petroleum Institute. Recommended Practice 571. **“Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”** Primera Edición (2003).
- [13] RODRÍGUEZ, Delfín. **“Deterioro de Materiales y Técnicas de Inspección en Refinerías”** Primera Edición. Editorial Alta Tecnología. Caracas, Venezuela (1989).
- [14] Mantenimin. **“Normas API 580/581 Inspección Basada en Riesgo y su implementación en las Mantenciones Mineras”** www.mantenimin.cl/esp/resumenes/A24.pdf (2003).
- [15] API University. **“RBI Focuses Resources, Optimizes Inspection Planning”** www.api-u.org/documents/RBI%20Training-2008_US.pdf (2008).
- [16] YAÑEZ, Medardo. **“Confiabilidad y Análisis probabilístico de Riesgo”**. Reability and Risk Managment S.A (2003).

[17] SOLARI, Mario. **“Análisis de Riesgo, Vida Remanente y Análisis de Fallas en Equipos Industriales”**, Jornadas de Investigación, Facultad de Ingeniería, UCV, Caracas (2000).

[18] American Petroleum Institute. Publicación API 581. **“Risk- Based Inspection. Base Resource Document”**. Primera Edición (2009).

[19] American Petroleum Institute **“Technical Manual API-RBI Version 3.0”** (2008).

[20] Energy API. Publication **“API Risk Based Inspection Software”** www.api.org/Publications/rbi-software.cfm (2006).

[21] VIZCAINO, Ricardo. **“Manual de Operaciones. Unidad de Destilación Atmosférica DA-1”**. PDVSA (1992).

[22] TOOLINGU. **“Definition of Drum”**. www.toolingu.com/definition-851155-33319-tambores.html (2006).

[23] LICKER, Mark. **“Dictionary of Engineering”**. Segunda Edición. Editorial McGrawHill (2005).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ELABORACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO BASADOS EN RIESGO DE EQUIPOS ESTATICOS EN LOS SISTEMAS DE PRECALENTAMIENTO, CALENTAMIENTO Y FRACCIONAMEINTO DE CRUDO.
SUBTÍTULO	CASO: UNIDAD DE DESTILACIÓN N°1, REFINERÍA PUERTO LA CRUZ-EDO. ANZOÁTEGUL.

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Chersia Azcárate, Alejandra Desireé	CVLAC: 17.359.795 E MAIL: achersia@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Riesgo

Elaboración planes de mantenimiento

Inspección basada en riesgo

IBR

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo tiene como objetivo, elaborar los planes de mantenimiento basados en riesgo de equipos estáticos; a objeto de adaptar las acciones de mantenimiento al nivel de riesgo asociado a sus condiciones de operación; administrando así, el tiempo y los costos durante las paradas programadas de la planta. Para lograr lo planteado, se diagnosticó el estado actual de los equipos; se identificaron los mecanismos de degradación potenciales que influyen en el deterioro de éstos, luego se estimó la probabilidad y consecuencia de falla utilizando el Software API-RBI versión 3.3.3 y se emitieron los resultados a través de la matriz de riesgo obteniéndose que 19% se encuentran en alto riesgo, (43%) en medio-alto, (27%) en riesgo medio y (11%) en riesgo bajo. Bajo esta premisa se elaboraron planes de mantenimiento para cada equipo según su nivel de riesgo. Finalmente, se proyectó el comportamiento del riesgo de los equipos en un lapso 10 años para los casos supuestos de, no inspeccionar los equipos y de inspeccionarlos aplicando los planes recomendados, para esta última, se estimó una reducción del porcentaje de equipos en alto riesgo de un 19% a un 14%, mientras que para el caso contrario se estimó un incremento de un 19% a un 46%.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Bravo, Darwin	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Suarez, Diógenes	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

AÑO	MES	DÍA
-----	-----	-----

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de planes de mantenimiento basados en riesgo de equipos estáticos, en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo.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: Elaboración de planes de mantenimiento basados en riesgo de equipos estáticos, en los sistemas de precalentamiento, calentamiento y fraccionamiento de crudo (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ 1año _____ (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 cuál lo notificará al Consejo Universitario”.

Alejandra Chersia

AUTOR

Darwin Bravo

TUTOR

Diógenes Suárez

JURADO 1

Edgar Rodríguez

JURADO 2

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS