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

"ELABORACIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EQUIPOS ESTÁTICOS BASADAS EN RIESGO"

Caso: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz.

Realizado por:
Br. Jorfrank José Mena Bravo

Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito parcial para optar al título de
INGENIERO MECÁNICO

Barcelona, Agosto de 2010.

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

"ELABORACIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EQUIPOS ESTÁTICOS BASADAS EN RIESGO"

Caso: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz.

ASESORES

Prof. Darwin Bravo
Asesor Académico

Ing. Allison Rojas
Asesor Industrial

Barcelona, Agosto de 2010.

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

"ELABORACIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EQUIPOS ESTÁTICOS BASADAS EN RIESGO"

Caso: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz.

JURADO

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

APROBADO

Prof. Darwin Bravo
Asesor Académico

Prof. Delia Villarroel
Jurado Principal

Prof. Edgar Rodríguez
Jurado Principal

Barcelona, Agosto de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el **Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado**:

"Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo del Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario"

DEDICATORIA

A Dios por permitirme lograr mis sueños y mis metas.

A la Virgen del Valle por escuchar siempre mis oraciones.

A mis Padres: Nirda y Francisco, por darme la vida y ser mi motivación día a día.

A mis Hermanos: Carlos y Francisco José, por quererme y apoyarme siempre.

A todos mil gracias, LOS AMO.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por permitirme ver realizado este gran sueño, gracias Señor.

A la Virgen del Valle, por ser mi Patrona y de todo el Oriente Venezolano, gracias por escuchar siempre mis oraciones, gracias Virgencita.

A mi Madre, por tenerme, cuidarme, apoyarme, amarme en todo momento y por siempre estar conmigo cuando más lo necesitaba. Te amo.

A mi Padre, por ser un ejemplo a seguir y por el amor y la consideración que siempre has tenido conmigo en todo momento.

A mis hermanos, Carlos y Francisco José, por el amor y el apoyo que siempre me han brindado y que siempre me brindaran. Los quiero mucho.

A mi Novia Hecyarys, gracias mi cielo por estar conmigo, tu amor me ha dado alegría en estos tiempos difíciles, Te Amo.

A mis Tías Argelia y Migdalis, por siempre tenerme presente en sus oraciones, yo igual las tengo en mis oraciones. Dios me las bendiga.

A mi prima Brenda, gracias por siempre estar presente en los momentos más importantes de mi vida. Te quiero prima

Al Prof. Darwin Bravo, mi Asesor Académico, por su apoyo incondicional y servir de guía en la elaboración de este trabajo de investigación, agradecido en todo momento por el especial interés y consideración que me brindo para culminar esta Investigación. **Profesor Mil Gracias!!!!!**

A la Ing. Allison Rojas, mi Asesor Industrial, por prestarme todo el apoyo necesario para poder culminar este Trabajo de Investigación.

Al Ing. Henry Castillo e Ing. Beatriz Brito, excelentes personas a las que agradezco siempre por facilitarme todo el conocimiento y el apoyo técnico necesario para realizar esta investigación.

A mis amigos, Héctor San Martín, Ramón Mago, Christian Urrieta, Raúl Caballero, Cesar Michelangeli, Emil Cermeño, Farid Cepeda, Rogelio Azócar y Luis Arocha, por los momentos que vivimos como estudiantes y aquellos que tuvimos como panas, se les aprecia.

A mis amigos y compañeros de pasantía, Alejandra Chersia, Patricia González, Juan Carlos López, Luis Villanueva, Andreína Villarroel, Tomás Ortega, Yésika Alejandra, Saúl Luna y Merzoily Gamboa, gracias por su apoyo, nunca olvidare esos momentos que viví con ustedes, siempre los recuerdo con mucha alegría y añoranza.

Al Ing. Héctor Yaguaraima, hermano su apoyo fue fundamental para la realización de esta investigación, sus palabras, sus consejos me sirvieron de guía para culminar este trabajo. Gracias amigo, lo tengo siempre presente.

Al equipo de Ingeniería de Instalaciones, Edgar Triana, Juan Rodríguez, José Daniel, Ángel Rodríguez, Giovanni Romero, Amalfi Hernández, David González, José Morris, Juan Villarroel, José Zambrano, Arelis, Mónica Sanabria, muchas gracias.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo, elaborar estrategias de inspección de los equipos estáticos que operan en la Planta de Generación de Vapor, que sugieran acciones de mantenimiento oportunas y efectivas según el nivel de riesgo que presenten los equipos para detectar el deterioro ocasionado por mecanismos de degradación presentes en ellos. Para lograr lo planteado, se diagnosticó el estado actual de los equipos obteniéndose que estos equipos nunca habían sido sometidos a un estudio de riesgo; se identificaron algunos de los mecanismos de degradación que influyen en el deterioro de éstos, siendo el más común el mecanismo de adelgazamiento de espesor, luego se estimó el riesgo para cada equipo utilizando el Software API-RBI y se generó la matriz de riesgo obteniéndose que de la población total de 15 equipos, 8 (53%) se encuentran en riesgo medio-alto, 5 (33%) en riesgo medio y 2 (13%) riesgo bajo. En función a esta condición, se elaboraron planes de mantenimiento para cada uno de los equipos de acuerdo con el nivel de riesgo obtenido. Se estimó el comportamiento del riesgo que pudiesen presentar los equipos en dos escenarios, un escenario en el cual se proyecta el valor de riesgo sin inspecciones en los equipos, y por otro lado, un valor de riesgo cuando se implementan los planes de inspección propuestos. Con la implementación de los planes de inspección propuestos, se estimó una reducción del porcentaje de equipos de riesgo medio a riesgo bajo en un 20%, teniendo como beneficio directo una disminución en las labores de inspección y mantenimiento, y traducido en una reducción de costos para la Empresa PDVSA Refinación Oriente, mientras que para el caso contrario, en caso de no ejecutarse inspecciones en los equipos, se estimó un incremento de 7%, el porcentaje de equipos que presentarían riesgo medio-alto.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN ..... **IV**

DEDICATORIA ..... **V**

AGRADECIMIENTOS ..... **VI**

RESUMEN ..... **VIII**

CONTENIDO ..... **IX**

LISTAS DE TABLAS ..... **XIV**

LISTA DE FIGURAS ..... **XVII**

INTRODUCCIÓN ..... **XX**

CAPÍTULO I. EL PROBLEMA **22**

1.1 RESEÑA HISTÓRICA 22

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA 22

1.3 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LA EMPRESA 24

1.4 PLANTA DE GENERACIÓN DE VAPOR 25

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 26

1.6 OBJETIVOS 28

1.6.1 Objetivo General *28*

1.6.2 Objetivos Específicos *28*

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO **29**

2.1 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN 29

2.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS 30

2.2.1 Conceptos y Principios Básicos *30*

2.2.1.1 Mantenimiento 30

2.2.1.2 Inspección 30

2.2.1.3 Plan de Mantenimiento 30

2.2.1.4 Plan de Inspección 30

2.2.1.5 Estrategias de Mantenimiento 31
2.2.1.6 Planificación de Mantenimiento 32
2.2.1.7 Peligro 32
2.2.1.8 Identificación de Peligros 32
2.2.1.9 Metodología de Mantenimiento Basado en Criticidad (MBC) . 33
2.2.1.10 Mecanismos de Degradación 36
2.2.1.10.1 Tipos de Mecanismos de Degradación más Comunes 36
2.2.1.11 Equipos Estáticos 38
2.2.1.12 Generador de Vapor 38
2.2.1.13 Riesgo 39
2.2.1.14 Probabilidad de Falla 39
2.2.1.15 Consecuencia de Falla 39
2.2.2 Descripción de Equipos de la Planta de Generación de Vapor 40
2.2.2.1 Caldera 40
2.2.2.2 Tanque de Almacenamiento Atmosférico 42
2.2.2.3 Tambor de Vaporización 43
2.2.3 Inspección Basada en Riesgo (IBR) 44
2.2.3.1 Data para un Análisis IBR 46
2.2.3.2 Procedimiento IBR según Norma API 581 47
2.2.3.3 Estimación de Probabilidades de Falla 48
2.2.3.3.1 Frecuencias de Falla Genéricas 49
2.2.3.3.2 Factor de Modificación del Equipo (FE) 50
2.2.3.3.3 Factor de Evaluación de Sistemas de Gerencia (FR) 51
2.2.3.4 Estimación de Consecuencias de Falla 52
2.2.3.4.1 Selección de Tamaños de Agujeros 54
2.2.3.4.2 Monto Total de Fluido Disponible para Liberar 54
2.2.3.4.3 Tipo de Fuga 55
2.2.3.4.4 Fase Final del Fluido 55
2.2.3.4.5 Estimación del Riesgo 55
2.2.4 Nivel de Enfoque para un Análisis IBR 57

2.2.4.1 Análisis Cualitativo 58
2.2.4.2 Análisis Cuantitativo 58
2.2.4.3 Análisis Semicuantitativo 59
2.2.5 Consideraciones para Establecer Estrategias de Inspección 59
2.2.6 Software API RBI v.3.3.3 60
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO 62
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN 62
3.1.1 Según el Nivel de Investigación 62
3.1.2 Según el Diseño de Investigación 62
3.1.3 Según el Propósito 63
3.2 TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS 63
3.2.1 Técnicas de Recolección de Datos 63
3.2.1.1 Revisión de Fuentes Secundarias 63
3.2.1.2 Observación Directa 63
3.2.1.3 Observación Indirecta 63
3.2.1.4 Entrevistas 63
3.2.2 Técnicas de Procesamiento de Datos 64
3.2.2.1 Codificación y Tabulación de Datos 64
3.2.2.2 Representación Gráfica de Datos 64
3.2.2.3 Listas de Verificación 64
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA 64
3.4 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN 65
3.4.1 Etapa 1. Revisión Bibliográfica 65
3.4.2 Etapa 2. Diagnóstico del Estado de Equipos Estáticos Estudiados. 65
3.4.3 Etapa 3. Identificación de Peligros a Equipos Estáticos 65
3.4.4 Etapa 4. Descripción de los Mecanismos de Degradación Presentes 66
3.4.5 Etapa 5. Estimación del Riesgo bajo a un Análisis I.B.R. 66
3.4.6 Etapa 6. Elaboración de Planes de Inspección y Mantenimiento 67

3.4.7 Etapa 7. Redacción del Trabajo de Grado 67

CAPÍTULO IV. DESARROLLO DE INVESTIGACIÓN 68

4.1 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO ACTUAL DE LOS EQUIPOS ESTUDIADOS 68

4.2 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS 71

4.2.1 Definición de Criterios 72

4.2.1.1 Criterio de Cálculo para el Índice HC 73

4.2.1.2 Criterio de Cálculo para el Índice HRR 75

4.2.1.3 Criterio de Cálculo para el Índice HSE 75

4.2.1.4 Criterio de Cálculo para el Índice HCR 76

4.3 IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DEGRADACIÓN 79

4.3.1 Mecanismos de Degradación en Calderas 80

4.3.2 Mecanismos de Degradación en Tambor FA-14 y Tambor FA-15 .. 80

4.3.3 Mecanismos de Degradación en los Tambores FA-3, FA-4 y FA-5 81

4.3.4 Mecanismos de Degradación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico 81

4.4 ESTIMACIÓN DEL RIESGO 82

4.4.1 Módulo de Datos de Equipo 85

4.4.2 Módulo de Datos para Probabilidad 86

4.4.2.1 Módulo de Historial de Inspección 87

4.4.2.2 Módulo Técnico de Adelgazamiento 89

4.4.2.3 Módulo Técnico de Corrosión Externa 96

4.4.2.4 Módulo de Agrietamiento por Corrosión Bajo Tensión (SCC). 98

4.4.2.5 Módulo Técnico de Fractura Frágil 99

4.4.3 Módulo de Factores de Modificación 103

4.4.4 Módulo de Datos para Consecuencias a la Seguridad 116

4.4.5 Módulo de Datos para Consecuencias Financieras 130

4.4.6 Valores de Riesgo generada por el Software API RBI 134

4.4.7 Planes de Mantenimiento Recomendados según el Nivel de Riesgo 138

CONCLUSIONES 150

RECOMENDACIONES 152

BIBLIOGRAFÍA 154

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 158

LISTAS DE TABLAS

TABLA 4.1 EQUIPOS REPRESENTATIVOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN DE VAPOR 68

TABLA 4.2 FACTOR DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGO 73

TABLA 4.3 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL FACTOR DE RIESGOS FÍSICOS 74

TABLA 4.4 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL ÍNDICE DE REDUCCIÓN DE RIESGO (HRR) 75

TABLA 4.5 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL ÍNDICE DE CORRECCIÓN DE PELIGROS (HSE) 75

TABLA 4.6 CRITERIOS PARA DETERMINAR NIVEL DE PELIGRO SEGÚN EL VALOR DEL ÍNDICE HCR 76

TABLA 4.7 FACTORES AJUSTADOS DE PELIGRO OBTENIDOS EN LOS EQUIPOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN DE VAPOR 78

TABLA 4.8 NIVELES DE PELIGRO OBTENIDOS EN LOS EQUIPOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN DE VAPOR 79

TABLA 4.9 CATEGORÍA DEL ESTADO DE DAÑO 91

TABLA 4.10 CATEGORÍA DE EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN 92

TABLA 4.11 FACTOR DE AJUSTE DE TASA DE CORROSIÓN 92

TABLA 4.12 SUBFACTORES DE MÓDULO TÉCNICO DE ADELGAZAMIENTO 94

TABLA 4.14 VALOR NUMÉRICO POR CONDICIÓN DE LA PLANTA 105

TABLA 4.15 VALOR NUMÉRICO POR TEMPERATURA DEL CLIMA 106

TABLA 4.16 VALOR NUMÉRICO POR ACTIVIDAD SÍSMICA 106

TABLA 4.17 VALOR NUMÉRICO POR COMPLEJIDAD DEL EQUIPO 107

TABLA 4.18 VALOR NUMÉRICO POR CÓDIGO DE CONSTRUCCIÓN DEL EQUIPO 108

TABLA 4.19 VALOR NUMÉRICO PARA CICLO DE VIDA DEL EQUIPO 108

TABLA 4.20 VALOR NUMÉRICO SEGÚN PRESIÓN DE OPERACIÓN 109

TABLA 4.21 VALOR NUMÉRICO SEGÚN TEMPERATURA DE OPERACIÓN 109

TABLA 4.22 VALOR NUMÉRICO POR PARADAS DE PLANTA PROGRAMADAS 110

TABLA 4.23 VALOR NUMÉRICO POR PARADAS DE PLANTA NO PROGRAMADAS 111

TABLA 4.24 VALOR NUMÉRICO POR ESTABILIDAD DEL PROCESO 111

TABLA 4.25 VALOR NUMÉRICO POR MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE ALIVIO 112

TABLA 4.26 VALOR NUMÉRICO POR TENDENCIA DE FALLA DE VÁLVULA 112

TABLA 4.27 VALOR NUMÉRICO POR SERVICIO CORROSIVO 113

TABLA 4.28 MATERIALES APLICABLES A CIERTOS FLUIDOS REPRESENTATIVOS 117

TABLA 4.29 PROPIEDADES DE ALGUNOS FLUIDOS REPRESENTATIVOS 118

TABLA 4.30 SUPOSICIONES PARA EL CÁLCULO DE INVENTARIO DE LÍQUIDO DENTRO DEL EQUIPO 120

TABLA 4.31 TAMAÑOS DE AGUJEROS USADOS EN EL ANÁLISIS CUANTITATIVO I.B.R. 121

TABLA 4.32 CAUDAL DE LIBERACIÓN PARA TAMBOR FA-15 DE ACUERDO CON EL TAMAÑO DE AGUJERO REPRESENTATIVO 123

TABLA 4.33 DURACIONES DE DESCARGA DE FLUIDO EN MINUTOS PARA EL TAMBOR FA-15 SEGÚN EL TAMAÑO DE AGUJERO Y TIPO DE LIBERACIÓN 124

TABLA 4.34 MASA LIBERADA DEL TAMBOR FA-15 PARA CADA TAMAÑO DE AGUJERO Y TIPO DE LIBERACIÓN. 125

TABLA 4.35 TIPO DE LIBERACIÓN Y ESTADO FINAL DEL FLUIDO DEL TAMBOR FA-15 126

TABLA 4.36 ECUACIONES DE ÁREA DE DAÑO HACIA OTROS EQUIPOS Y FATALIDAD PARA FUGA CONTINUA DE GAS Y AUTO-IGNICIÓN “POCO PROBABLE” 126

TABLA 4.37 ECUACIONES DE ÁREA DE DAÑO HACIA OTROS EQUIPOS Y FATALIDAD PARA FUGA INSTANTÁNEA DE GAS Y AUTO-IGNICIÓN “POCO PROBABLE” 127

TABLA 4.38 AJUSTES DE CONSECUENCIAS INFLAMABLES PARA SISTEMAS DE MITIGACIÓN 127

TABLA 4.39 ÁREAS DE CONSECUENCIA Y FATALIDAD DEL TAMBOR FA-15 128

TABLA 4.40 PROBABILIDADES DE FALLAS GENÉRICAS PARA CADA TAMAÑO DE AGUJERO REPRESENTATIVO 129

TABLA 4.41 COSTOS POR REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA CADA TAMAÑO DE AGUJERO REPRESENTATIVO 130

TABLA 4.42 COSTOS AJUSTADOS POR REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA CADA TAMAÑO DE AGUJERO REPRESENTATIVO 132

TABLA 4.43 COSTOS TOTALES POR PARADA DE CALDERA Nº 1 133

TABLA 4.44 COSTOS TOTALES POR PARADA DE CALDERA Nº 2 133

TABLA 4.45 COSTOS TOTALES POR PARADA DE CALDERA Nº 3 133

Figura 1.3. Área Operacional de la Refinería RPLC dentro del Área Local. Fuente: Google Earth Pro v. 4.3.7284.3916. (2009).

1.4 Planta De Generación De Vapor

La Planta de Generación de Vapor en la Refinería de Puerto La Cruz, forma parte de la Unidad de Servicios Industriales (SSII) y cuenta entre sus equipos principales con cuatro calderas, de las cuales tres tienen capacidad nominal de 36.287,4 Kilogramos/Hora (80.000 Libras/Hora) y una 45.359,22 Kilogramos/Hora (100.000 Libras/Hora).

Las calderas en condiciones normales utilizan gas natural, el cual es suministrado desde un cabezal distribuidor de gas que se encuentra frente a las calderas, alimentado a su vez, por dos tuberías que provienen de los Tambores de Goteo FA-14 y FA-15, cada uno con una capacidad de 3500 Litros (940 galones) y 8000 Litros (2115 galones), respectivamente. Las calderas también pueden operar con aceite combustible, el cual es empleado solo en situaciones de emergencia o de parada de la planta. Este aceite combustible es del tipo Gasóleo Nº 2 y es almacenado en los Tanques Atmosféricos TK-118 y TK-119, los cuales pueden almacenar hasta 1300 Barriles de crudo (56395 galones). Por medio de bombas integradas en el sistema, este aceite se puede succionar y transportar hacia un cabezal distribuidor, el

cual se ramifica en líneas de 1 pulgada hacia cada generador de vapor, en cuyo extremo se encuentra el múltiple de la toma de aceite que es regulado a través de una válvula de control y una válvula diferencial.

El vapor de agua sobrecalentado es enviado al cabezal principal de vapor para ser distribuido en las distintas plantas de proceso de la Refinería de Puerto La Cruz a 4.72 Mpa (685 psig) y 362.78 ºC (685 ºF).

Los Tambores Evaporadores FA-3, FA-4 y FA-5, se encargan de producir vapor de media presión (1.31 Mpa y 260 ºC) y vapor de baja presión (0.1 Mpa y 121.11 ºC) que requieren determinados equipos y plantas de procesos, a través del vapor de alta presión (4.72 Mpa y 362.78 ºC). Los Tambores Evaporadores FA-3 y FA-4 utilizan la purga continua de las calderas para producir vapor de media presión mediante una caída de presión por expansión, la cual convierte el agua de purga continua (4.72 Mpa y 362.78 ºC), en vapor de media presión. El agua que no se convierte en vapor, es enviada al Tambor Evaporador FA-5 para generar vapor de baja presión.

1.5 Planteamiento Del Problema

La Unidad de Servicios Industriales, fue creada en el año 1950 por la compañía americana VENGREF, y para el año 1976, fue integrada a la Refinería de Puerto La Cruz como parte de una política implementada por la Industria Petrolera Nacional. Esta Unidad comprende un conjunto de plantas, las cuales se encargan de suministrar servicios básicos para garantizar la operatividad en las distintas plantas de procesos que conforman la refinería, siendo la Planta de Generación de Vapor parte integral de esta unidad. La Planta de Generación de Vapor tiene una producción estimada de 220 Mil Libras por hora (220 Mlb/h) de vapor sobrecalentado, el cual resulta necesario para aumentar la temperatura de distintos procesos que resultan indispensables en el área de refinación, y al mismo tiempo, servir como fuente motriz para el movimiento de equipos rotativos.

Esta planta de procesos comprende una agrupación estratégica de sistemas, que combinan esfuerzos para lograr y mantener la capacidad productiva de la instalación. Estos sistemas para su funcionamiento, involucran un conjunto de equipos estáticos, entre los cuales tenemos: Tambores, Tanques de Almacenamiento y Calderas, entre otros, los cuales a su vez, si ven disminuida su capacidad para almacenar los fluidos que en ellos operan, puede provocar un incremento del riesgo por el efecto adverso que puede propiciar en seres humanos, equipos y medio ambiente el fluido liberado de acuerdo con su condición tóxica y/o inflamable. De igual manera, la incertidumbre en la efectividad de los planes de inspección que se vienen aplicando en los equipos estáticos de la Planta de Generación de Vapor constituye una problemática y plantea la necesidad de medir la efectividad de los planes de inspección actuales con el objetivo de mantener o sugerir acciones de inspección y mantenimiento con sus respectivas frecuencias que permitan identificar eficazmente el deterioro de la integridad mecánica ocasionada por mecanismos de degradación y minimizar el impacto.

Para minimizar estos efectos, se ha propuesto mediante este proyecto de investigación, formular un conjunto de estrategias de inspección y de mantenimiento empleando un software denominado API RBI, el cual está sustentado en el procedimiento descrito en la Norma API 581 (Desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo), con el propósito de definir los planes de inspección y mantenimiento en los equipos estáticos pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor. Esta investigación previamente iniciará con un proceso de identificación de peligros, el cual tendrá como propósito justificar el análisis de riesgo en la planta de proceso sometida a estudio.

Este trabajo contribuirá en la elaboración de los planes de inspección y mantenimiento que requerirán estos equipos estáticos para mantener la continuidad operacional en la Planta de Generación de Vapor, y de igual manera, permitirá ejercer

un mayor control en los equipos estáticos que presenten alto riesgo, con el propósito de dedicar en ellos un mayor esfuerzo, y de disminuir esfuerzos en aquellos equipos que según su nivel de riesgo, resulten excesivos o innecesarios.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Elaborar planes de inspección y mantenimiento para los equipos estáticos basados en riesgo pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor de la Unidad de Servicios Industriales de la Refinería de Puerto La Cruz.

1.6.2 Objetivos Específicos

1. Diagnosticar la condición actual de los equipos estáticos pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor.
2. Identificar los peligros existentes en la Planta de Generación de Vapor mediante uso de Listas de Verificación.
3. Describir los mecanismos de degradación presentes en los equipos estáticos pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor.
4. Estimar el riesgo en los equipos estáticos mediante la Metodología de Inspección Basada en Riesgo con un Enfoque Cuantitativo.
5. Cuantificar el daño por área que ocasiona un evento de falla en cada equipo estático sometido a estudio.
6. Elaborar planes de inspección y mantenimiento para los equipos estáticos estudiados basados en el nivel de riesgo y asociados a los mecanismos de degradación.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes De Investigación

Milvia C., Baíz V. **(2007) [1]**, en su Trabajo de Investigación involucró un análisis con la Metodología I.B.R para el estudio de ciertos equipos estáticos pertenecientes a la Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC), y en donde se determinó que todos los equipos estáticos se encontraban expuestos a los mecanismos de degradación por adelgazamiento interno y agrietamiento bajo tensión, constituyendo los modificadores principales de la probabilidad de falla. Los resultados obtenidos contribuyeron en la elaboración de los planes de inspección que permitieran como meta mantener un nivel de riesgo aceptable en la unidad de proceso.

Ricci R., Call R. **(2007) [2]**, para la realización de su Trabajo de Grado efectuó un estudio, el cual consistió en elaborar planes de inspección para los equipos estáticos de la Planta Compresora de Gas Residual Wilpro Energy Services El Furrial mediante la Metodología I.B.R. Esta metodología permitió estimar la probabilidad de falla y consecuencias de los equipos estáticos involucrados en el estudio, necesario para obtener el nivel de riesgo de cada equipo estático y posteriormente, elaborar las rutinas de inspección en función del nivel de riesgo de los equipos analizados.

Cabello H., Johann G. **(2006) [3]**, en la realización de su Trabajo de investigación, se aplico la Metodología de Análisis de Criticidad de Tony Ciliberti, la cual permitió identificar los equipos más críticos de la Planta. El empleo de esta metodología permitió enfocar esfuerzos en la procura de partes y repuestos de los equipos más críticos, disminuyendo así el costo para el la existencia y mantenimiento de los inventarios de equipos.

2.2 Fundamentos Teóricos

2.2.1 Conceptos y Principios Básicos

2.2.1.1 Mantenimiento

El mantenimiento consiste en un conjunto de actividades que permiten mantener un equipo, sistema o instalación en condición operativa, de tal forma que puedan cumplir las funciones para las cuales fueron diseñadas y asignadas o restablecer dicha condición cuando esta se pierde. **[4]**

2.2.1.2 Inspección

La inspección 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 solamente la detecta y la define. La acción que puede modificar o alterar la situación de un equipo se denomina trabajo o reparación. **[5]**

2.2.1.3 Plan de Mantenimiento

Un plan de mantenimiento es un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que se deben realizar en un equipo o instalación para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido. Es un documento que puede sufrir continuas modificaciones, debido al análisis de las incidencias que se van produciendo en el tiempo y del análisis de los diversos indicadores de gestión. **[6]**

2.2.1.4 Plan de Inspección

Un plan de inspección tiene como propósito especificar y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla y de esta forma evitarla. Las actividades que surgen de un plan de inspección dependen de los mecanismos de degradación que tengan asignados los equipos. **[7]**

2.2.1.5 Estrategias de Mantenimiento

Una estrategia de mantenimiento define el tipo y operación de mantenimiento que resulte más conveniente para mantener o restablecer el funcionamiento de cualquier activo físico. Las mejores estrategias de mantenimiento combinan los distintos tipos de mantenimiento en proporciones determinadas, y permiten responder adecuadamente a las necesidades de un equipo concreto. La figura mostrada a continuación consiste en un diagrama que ejemplifica diferentes estrategias de mantenimiento:

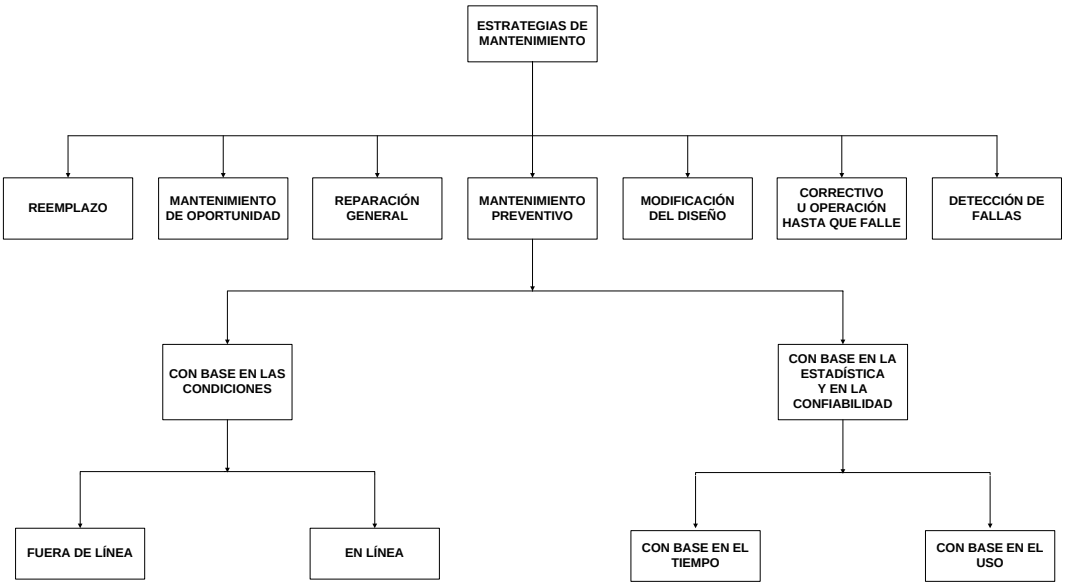


Figura 2.1. Estrategias de Mantenimiento.
Fuente: Díaz N., Juan. (2003).

Cada una de estas estrategias de mantenimiento tiene una función en la operación de la instalación. La combinación de estas estrategias da por resultado la filosofía de mantenimiento más eficaz. **[8]**

2.2.1.6 Planificación de Mantenimiento

La planificación del mantenimiento consiste en diseñar programas con actividades de mantenimiento, distribuidas en el tiempo con una frecuencia específica y dinámica, que permitan mantener los equipos en operación para cumplir con las metas de producción preestablecidas por la organización e incluye la disponibilidad y distribución de recursos. **[5]**

2.2.1.7 Peligro

Un peligro es la condición química o física de un sistema, planta o proceso que tiene el potencial para causar daño a las personas, la propiedad y/o el ambiente. Se debe entender como la combinación de una sustancia peligrosa y un ambiente operacional, tal que la ocurrencia de ciertos eventos no deseados, pueden resultar en un accidente. **[9]**

2.2.1.8 Identificación de Peligros

El primer requisito para una evaluación y una gestión correctas del riesgo industrial consiste en identificar los distintos accidentes que pueden producirse en una determinada instalación o equipo.

Entre las técnicas más comunes para identificar los peligros existentes se pueden mencionar:

- Métodos Cualitativos:

  - ✓ Auditoría de Seguridad.
  - ✓ Análisis Histórico de Accidentes.
  - ✓ Análisis Preliminar de Peligros.
  - ✓ Listas de Verificación.
  - ✓ ¿Qué pasa si?.
  - ✓ Análisis de Peligros y Operatividad.

- ✓ Análisis de Modos de Falla y Efectos.

- ✓ Métodos Semicuantitativos:

  - ✓ Índice Dow.
  - ✓ Índice Mond.
  - ✓ Índice de Peligro de Substancia.
  - ✓ Índice de Peligro de Material.
  - ✓ Árboles de Fallos.
  - ✓ Árboles de Sucesos.

El conocimiento de las propiedades de las substancias y su manipulación dentro del proceso es un aspecto importante para el correcto desarrollo del análisis. De la misma manera, una definición ajustada del objetivo y del alcance del estudio permitirá llevarlo a cabo eficientemente.

Estas técnicas son aplicadas a distintas etapas de la vida de los procesos industriales: diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una operación normal, modificaciones del proceso y desmantelamiento o abandono de las instalaciones. **[10]**

2.2.1.9 Metodología de Mantenimiento Basado en Criticidad (MBC)

El Mantenimiento Basado en Criticidad (MBC) es un enfoque de prioridad para el mantenimiento de los equipos de proceso en las industrias químicas desarrollado por Anthony Ciliberti en 1998 para la compañía Lubrizol. MBC permite evaluar aspectos de los procesos y condiciones de seguridad con la misma ponderación para determinar la criticidad, contribuyendo con las compañías en el retorno de la inversión para dirigir los esfuerzos en la integridad mecánica de equipos, mientras puedan demostrar el cumplimiento con las regulaciones gubernamentales. Este

enfoque optimiza la eficacia de los programas de integridad mecánica, centrándose en los activos más importantes o críticos.

Todos los componentes de equipos de proceso son evaluados con el mismo énfasis en los criterios de peligros (salud, seguridad y medio ambiente) y criterios de procesos. Cada componente del equipo recibe una calificación promediada basada en el riesgo y las entradas de procesos. El valor promediado se utiliza para establecer un índice de criticidad en el proceso y entorno (PHCR) para ese equipo. El valor PHCR es una clasificación relativa sobre una jerarquía de criticidad general que se utiliza para determinar las prioridades para programas de mantenimiento, inspecciones y reparaciones.

El procedimiento para estimar la variable PHCR requiere calcular el Índice de Criticidad de Peligros (HCR) y el Índice de Criticidad de Procesos (PCR). Cada parámetro representa un valor numérico (0 – 4), el cual es determinado en función de las características que presenta cada equipo evaluado. Tanto el Índice HCR como el Índice PCR representan parámetros totalmente independientes, y su uso combinado contribuye en la determinación del valor del parámetro PHCR, el cual resulta el valor concluyente para el estudio de criticidad.

MBC se aplica a cualquier programa de mantenimiento o sistema en donde la importancia del equipo puede ser utilizado como base para establecer prioridades. Si se diseñan adecuadamente una serie de esquemas para la jerarquización de la criticidad, la metodología puede evaluar los equipos rotativos, equipos estáticos, equipos eléctricos, de instrumentación, tuberías, y cualquier otro tipo de equipos de proceso. MBC también puede ser utilizado para dar prioridad a las órdenes de trabajo de mantenimiento, equipos de formación específicos, análisis de confiabilidad y fallas, y esfuerzos de mantenimiento correctivo. **[11]**

En Febrero del 2005, PDVSA usando los principios del mantenimiento basado en criticidad elaboró un procedimiento con la finalidad de determinar la criticidad en los equipos de refinación que operan en sus plantas de proceso (*"Metodología para la aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA"*). En la actualidad, el procedimiento desarrollado por PDVSA es ampliamente utilizado para determinar la criticidad.

Según el procedimiento, los criterios tomados en cuenta para determinar la criticidad son los siguientes:

- Condiciones de diseño y operación:
  - ✓ Presión.
  - ✓ Temperatura.
  - ✓ R.P.M.
- Servicio.
- Impacto potencial en:
  - ✓ Ambiente.
  - ✓ Seguridad e Higiene.
  - ✓ Proceso.
- Flexibilidad operacional.
- Tiempo Promedio para Fallar (TPPF). **[12]**

Al igual que en la metodología del mantenimiento basado en criticidad, El procedimiento desarrollado por PDVSA implica determinar el Índice HCR y el Índice PCR. La Figura 2.22 visualiza la relación entre estos parámetros:

Figura 2.2. Parámetros tomados en cuenta para el Análisis de Criticidad
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

Los criterios definidos la metodología desarrollada por PDVSA para estimar el Índice de Criticidad de Peligros (HCR) servirán de base para realizar el proceso de identificación de peligros, el cual es objetivo clave para el desarrollo de esta investigación.

2.2.1.10 Mecanismos de Degradación

Un mecanismo de degradación es un fenómeno que induce un deterioro micro y/o macro, el cual promueve un cambio en las condiciones del material estructural y que resulta perjudicial para sus propiedades mecánicas. Los mecanismos de degradación son generalmente graduales, acumulativos, y irrecuperables. Mecanismos de degradación comunes están asociados con ataque químico, termofluencia, corrosión, fatiga, fractura, fragilización, térmicas y de envejecimiento **[132]**.

2.2.1.10.1 Tipos de Mecanismos de Degradación más Comunes

- ✓ *Corrosión Uniforme*

La corrosión uniforme o general, es la forma más simple de la corrosión, y representa una pérdida uniforme de metal sobre la superficie expuesta. La pérdida de

metal es debido al ataque químico o la disolución del componente metálico en iones metálicos. En situaciones de alta temperatura, la pérdida de metal uniforme es generalmente precedida por la combinación con otro elemento en vez de su oxidación a un ión metálico. La combinación con oxígeno puede producir óxidos metálicos, o escamas, los cuales pueden resultar en la pérdida del material necesaria para conservar sus propiedades ingenieriles, por otro lado, la escala se pela en última instancia para regresar a su estado natural. **[14]**

- ✓ *Corrosión por Picaduras*

La corrosión por picaduras es un mecanismo de corrosión, pero representa a menudo, una forma de la corrosión relacionada con otras clases de mecanismos de corrosión. Es caracterizado por una pérdida muy localizada de metal. En el caso extremo, aparece como un hoyo hondo y diminuto en una superficie, estando el resto de la superficie totalmente inmune. La iniciación de un hoyo es relacionada con la perdida de la película protectora sobre la superficie de metal. **[14]**

- ✓ *Corrosión Atmosférica*

La corrosión atmosférica es un proceso de electroquímico complicado que tiene lugar en celdas de corrosión que constan de un metal base, productos de corrosión metálicos, electrólito de superficie, y la atmósfera. Muchas variables influyen en las características de corrosión de una atmósfera. La humedad relativa, temperatura, contenido de dióxido de azufre, contenido de sulfuro de hidrógeno, contenido de cloruro, cantidad de precipitación, polvo, e incluso la posición del metal expuesto exhiben influencias notables sobre el comportamiento de corrosión. La ubicación geográfica es también un factor.

Debido a que la corrosión atmosférica es un proceso electroquímico, un electrólito debe estar presente en la superficie del metal para que la corrosión pueda ocurrir. En ausencia de humedad, que es el electrólito común relacionado con la corrosión atmosférica, los metales se corroen a una tasa insignificante. **[14]**

- ✓ *Corrosión Bajo Aislamiento*

La corrosión bajo aislamiento resulta por la acumulación de agua en espacios entre el material aislante y la superficie de metal. Las fuentes del agua podrían incluir la lluvia, fugas de agua, condensación, agua de torres de enfriamiento, sistemas de diluvio, y las fugas de trazas de vapor de agua. La corrosión bajo aislamiento causa la pérdida de espesor de pared en forma de corrosión localizada. Este tipo de corrosión generalmente ocurre en el rango de temperatura entre 10 °F y 250 °F, siendo el rango de temperatura de 120 °F para 200 °F, el ambiente más grave en general. **[15]**

- ✓ *Termofluencia*

La termofluencia es una forma de daño por recalentamiento que ocurre durante un largo período y la cual produce una ruptura pronunciada generalmente en el vértice de una protuberancia o abombamiento. La termofluencia puede producir una lenta deformación plástica y la unión eventual de microvacíos en el metal durante el recalentamiento. **[16]**

2.2.1.11 Equipos Estáticos

Los equipos estáticos se refieren a aquellos equipos industriales que no contienen partes móviles o cuyas características operativas son esencialmente estática en la naturaleza **[17]**. Los equipos estáticos se diferencian de los equipos rotativos, por tener asociados bajas frecuencias de fallas y altas consecuencias de fallas. Entre los equipos estáticos se pueden mencionar: Calderas, Intercambiadores de Calor, Tambores, Torres de Fraccionamiento, Tuberías.

2.2.1.12 Generador de Vapor

Un generador de vapor es una unidad compuesta por un grupo de elementos que tienen por objeto producir vapor de agua, aprovechando el calor generado por un energético. **[18]**

2.2.1.13 Riesgo

El riesgo es una combinación de la consecuencia y la probabilidad de una falla. Así, los eventos de alto riesgo tienen una alta probabilidad que pueden resultar en grandes consecuencias o pérdidas. Los eventos de bajo riesgo son aquellos con una probabilidad de ocurrencia muy baja y sin consecuencias significativas **[19]**.

2.2.1.14 Probabilidad de Falla

La probabilidad es una medida en que un evento es probable que se produzca dentro del plazo que se examina. La probabilidad puede estar relacionada con un largo plazo de frecuencia relativa de ocurrencia o de un grado de convicción de que un evento ocurra. Para un alto grado de creencia, la probabilidad es cerca de uno **[20]**.

En la Metodología de Inspección Basada en Riesgo, la probabilidad de falla está relacionada como la posibilidad de que un evento pueda ocurrir en determinado período de tiempo.

2.2.1.15 Consecuencia de Falla

Una consecuencia se refiere al resultado generado por la ocurrencia de un evento. Pueden existir una o más consecuencias por un evento. Las consecuencias pueden ir desde positivo a negativo, sin embargo, las consecuencias son siempre negativas para los aspectos de seguridad, y estas pueden ser expresadas de forma cuantitativa o cualitativa **[20]**.

En la Inspección Basada en Riesgo, las consecuencias están definidas como la afectación a la seguridad, equipos, producción y medio ambiente, debidas a eventos de falla por fuga de un fluido de naturaleza peligrosa.

2.2.2 Descripción de Equipos de la Planta de Generación de Vapor

2.2.2.1 Caldera

Es un recipiente cerrado, donde un fluido sometido a presión y bajo la acción directa del calor, producto de los gases de la combustión, genera vapor para uso en sistema de fuerza, procesos industriales o ambos simultáneamente. **[21]**

Las calderas estudiadas en esta investigación son de tipo Acuotubulares (Ver Figura 2.2.), en las cuales, el agua está contenida dentro de los tambores y tubos. El combustible se quema en una cámara de combustión dispuesta de manera que el calor radiante y de convección de calor se transfiere al exterior de los tubos del agua para calentar el agua contenida en el interior. **[22]**

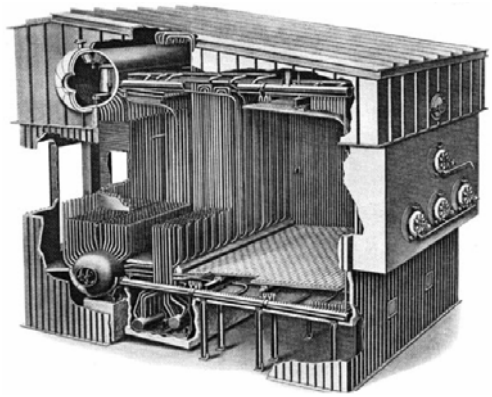


Figura 2.3. Caldera Acuotubular.
Fuente: Departamento de Energía EEUU. (2004).

Las calderas llevan a cabo uno de los procesos fundamentales en el ciclo de generación de energía térmica. El vapor de agua o simplemente vapor, puede generar potencia mecánica o suministrar calor en los diferentes y múltiples procesos de manufactura. **[23]**

Las calderas tienen entre sus principales componentes los siguientes componentes:

- ✓ *Tambor de Vapor*

El tambor de vapor es una de las partes fundamentales de la caldera. Está colocado en la parte superior y es el tambor recibidor del agua de alimentación y distribuidor del vapor saturado al supercalentador.

La formación del vapor se va originando en los tubos ascendentes del primer y segundo paso del tambor, tal como se observa en la Figura 2.3. Este vapor, con líquido en su seno, llega a, los separadores ciclónicos en forma tangencial, produciéndose una fuerza centrífuga que provoca que el agua forme una capa contra las paredes del ciclón y el vapor, de menor densidad, se mueva en el centro, dando lugar a que el vapor suba y el agua drene hacia el tambor para volver al ciclo generativo. **[21]**

- ✓ *Tambor de Lodo*

El tambor de lodo es un recipiente horizontal cuya función es distribuir el agua de alimentación a través de los tubos y cabezales del hogar y sedimentar las posibles impurezas del agua, para evitar adherencia de las mismas en las tuberías. **[21]**

- ✓ *Hogar*

El hogar representa el espacio de la caldera destinado a realizar la transformación química del combustible. Allí se produce la temperatura más elevada; por este motivo las paredes del hogar están formadas por una especie de jaula, compuesta por la mayoría de los tubos vaporizadores de la caldera.

En las paredes del hogar están provistas las aberturas necesarias para la instalación de los quemadores, las puertas de entrada, para reparaciones y las aberturas para observar la marcha de la combustión. **[21]**

- ✓ *Sobrecalentador*

El sobrecalentador consiste en un banco de tubos situado dentro de la caldera, por medio del cual, los flujos de vapor saturado desde el tambor de vapor son sobrecalentados por los mismo flujo de gases de combustión que genera el vapor en la caldera. **[22]**

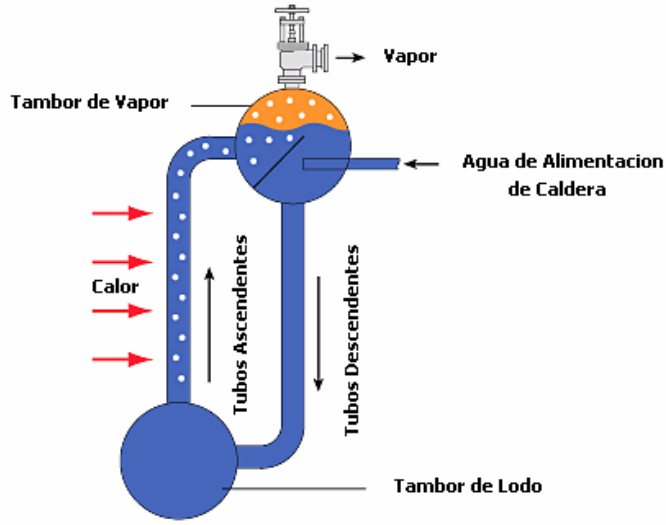


Figura 2.4. Circulación de Agua en una Caldera Acuotubular
Fuente: http://www.spiraxsarco.com/resources/steam-engineering-tutorials/the-boiler-house/water-tube-boilers.asp

2.2.2.2 Tanque de Almacenamiento Atmosférico

Los tanques de almacenamiento atmosférico están diseñados para funcionar con gas y vapor de sus espacios a la aproximación de las presiones internas de la presión atmosférica. Estos tanques son generalmente construidos de acero al carbono, aceros aleados, aluminio u otros metales, dependiendo del servicio.

Los tanques de almacenamiento atmosférico en la industria del petróleo se utilizan normalmente para almacenar fluidos que poseen una presión de vapor que es inferior a la presión atmosférica. La Presión de vapor es la presión en la superficie del líquido confinado causado por los vapores de este líquido. La Presión de vapor varía con la temperatura y aumenta a medida que la temperatura se eleva. Petróleo crudo, aceites pesados, aceites, gas, horno de aceite, nafta, gasolina, y no volátiles son

generalmente los productos químicos almacenados en los tanques de almacenamiento atmosférico. **[23]**

Dentro de los tipos de tanques de almacenamiento atmosférico, destacan los tanques de techo cónico, usualmente los más utilizados, principalmente debido a su bajo costo de construcción en comparación con otros diseños. Este tipo de almacenamiento está sujeto a respiración y pérdidas de llenado. Los vapores son obligados a abandonar y el aire es aspirado en el tanque de expansión y contracción causada por la emisión o llenado del tanque. La Figura 2.4 resulta una imagen de un tanque atmosférico de techo cónico. **[24]**

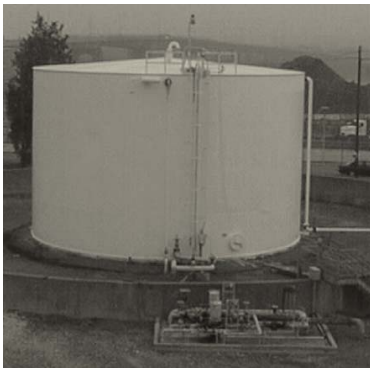


Figura 2.5. Tanque de Almacenamiento Atmosférico Tipo Cónico.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2005).

2.2.2.3 Tambor de Vaporización

Los tambores de vaporización permiten la recuperación de vapor desde las líneas de condensado, como se ilustra en la Figura 2.5. Al eliminar el vapor de la condensación del sistema, los tambores de vaporización proporcionan una eficaz fuente de vapor de baja presión para usos finales. Por ejemplo, 250 °F condensado tiene una presión de saturación de alrededor de 15 psig. En consecuencia, el vapor que es separado por los tambores de vaporización se puede utilizar en aplicaciones de baja presión de vapor tales como calefacción y precalentamiento. **[25]**

Los tambores de vaporización aprovechan la purga continua de las calderas, la cual tiene como propósito remover el agua con alta concentración de sales e impurezas para conservar la integridad mecánica y elevar la eficiencia del proceso de generación de vapor.

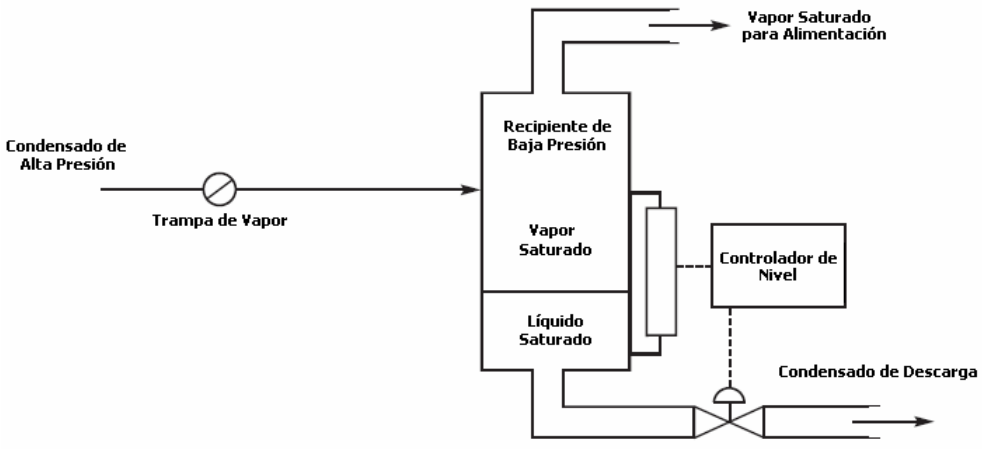


Figura 2.6. Esquema de un Recipiente de Recuperación de Vapor
Fuente: Departamento de Energía EEUU. (2004).

2.2.3 Inspección Basada en Riesgo (IBR)

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) es una herramienta de análisis utilizada para estimar el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos, y a la vez, permite evaluar la efectividad del plan de inspección (actual o potencial) para reducir dicho riesgo. **[19]**

El propósito de la Inspección Basada en el Riesgo (IBR) es medir y manejar el riesgo para dirigir el esfuerzo de inspección hacia las áreas de alto riesgo y así optimar la relación entre el riesgo y el esfuerzo de inspección. La metodología IBR cuantitativa es un instrumento para evaluar el nivel de riesgo del equipo calculando el riesgo asociado con cada pieza del equipo en funcionamiento. El método permite determinar la efectividad del programa de inspección existente o planificada para reducir este riesgo. Este método está basado en llevar a cabo una serie de cálculos para evaluar la probabilidad y consecuencia de fallas de cada pieza del equipo de

proceso, que puedan ocasionar escapes, fugas y/o derrames de materiales peligrosos. **[26]**

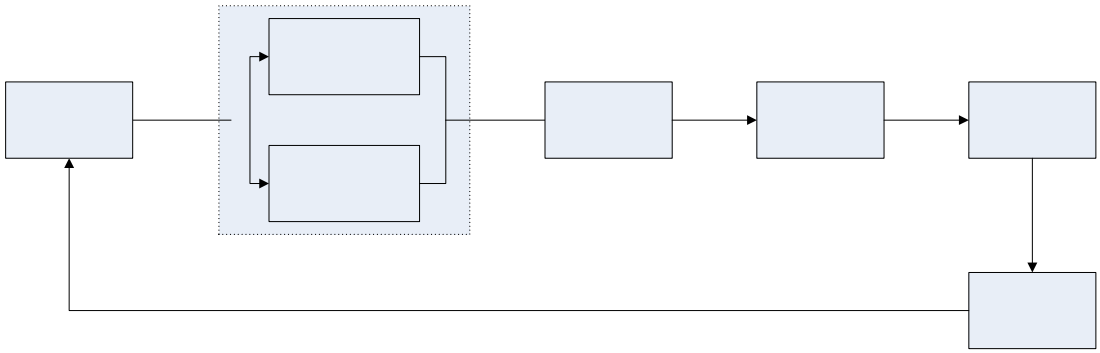


Figura 2.7. Proceso de Planificación de la Inspección Basada en Riesgo.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2002).

Para la metodología, la falla se define como cualquier evento que ocasione la rotura de los límites del contenedor de presión (es decir, el equipo). En otras palabras, la falla considerada en Inspección Basada en Riesgo (IBR) es la pérdida de la función de contención del fluido presurizado, es decir, la fuga del fluido presurizado al medio ambiente. Las pequeñas fugas, tales como las que ocurren en bridas y empacaduras, consideradas como emisiones fugitivas, no constituyen una falla para propósitos de la aplicación de la metodología IBR. Solamente se consideran como falla a aquellas fugas significativas que resulten en un peligro para la seguridad. **[19]**

El proceso IBR se centra en mantener la integridad mecánica de componentes de equipo de presión y minimizar el riesgo de la pérdida de la función de contención debido al deterioro. IBR permite generar los planes de inspección y mantenimiento para cada equipo, los cuales identifican las acciones que deben ser implementadas para proveer confiabilidad y seguridad en la operación. **[27]**

No todos los programas de inspección pueden resultar efectivos en detectar mecanismos de deterioro y disminuir del riesgo. Muchas de las técnicas de inspección

están disponibles para detectar un mecanismo de deterioro específico, y cada una tendrá una efectividad diferente. La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) permite obtener la combinación apropiada de métodos y frecuencias de inspección. Cada método disponible puede ser analizado, estimando su efectividad relativa para reducir la probabilidad de falla del equipo. Con esta información y los costos asociados a cada procedimiento se puede desarrollar un programa de inspección óptimo. La clave para hacer esto está en la habilidad de estimar el riesgo asociado a cada equipo y luego determinar la mejor técnica de inspección disponible. **[19]**

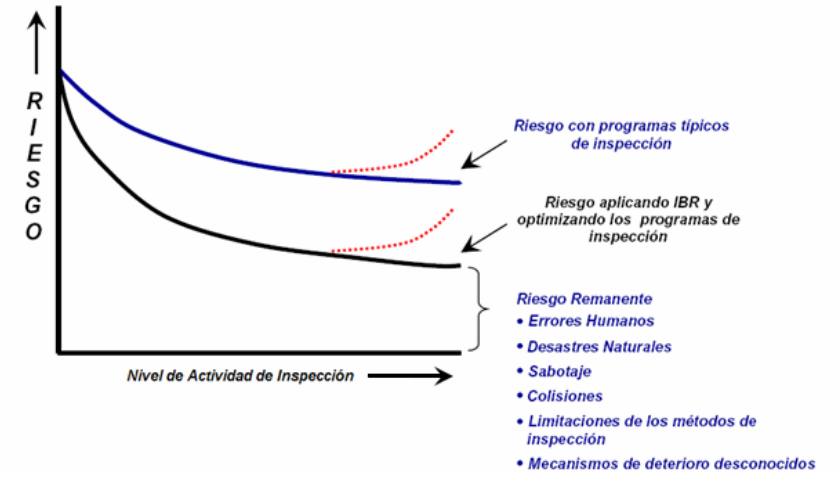


Figura 2.8. Gerencia del Riesgo usando IBR
Fuente: Medina B., María M. (2007).

2.2.3.1 Data para un Análisis IBR

Un estudio I.B.R puede utilizar una aproximación cualitativa, semi-cuantitativa y/o cuantitativa. La diferencia fundamental entre estos enfoques es la cantidad y detalle de datos de entrada, datos de salida y cálculos.

Para cada enfoque RBI es importante documentar todas las bases para el estudio e hipótesis y la aplicación de una lógica coherente. Cualquier desviación de las prescritas, procedimientos estándar debe estar bien documentado. La Documentación de equipos e identificación de tuberías es un buen punto de partida

para cualquier nivel de estudio. El equipo también debería corresponder a un único grupo o lugar, como una unidad de proceso particular ubicada en una determinado lugar de la planta.

La información necesaria típica para un análisis IBR pueden incluir pero no está limitado a:

- Tipo de equipo.
- Materiales de construcción.
- Inspección, reparación y registros de reemplazo.
- Composición del fluido de proceso.
- Inventario de fluidos.
- Condiciones de Operación.
- Sistemas de seguridad.
- Sistemas de detección.
- Mecanismos de deterioro, tasas de daño y severidad.
- Densidad de personal.
- Data de Revestimiento y aislamiento de equipos.
- Costos de interrupción de producción.
- Costos de indemnización ambiental.

La información para I.B.R. puede ser encontrada en muchos lugares dentro de la instalación. Es importante hacer énfasis que la precisión de la información debe encajar con la complejidad del nivel de análisis I.B.R. utilizado. **[276]**

2.2.3.2 Procedimiento IBR según Norma API 581

La Norma API 581 fue desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo y tiene como base el uso del riesgo para priorizar y administrar un programa de

inspección, donde los equipos que vayan a ser inspeccionados se clasifican según su riesgo.

La metodología IBR describe los fundamentos básicos para la gestionar el riesgo creando una herramienta de decisión basada en la frecuencia de inspección, nivel de detalle, y tipos de Ensayos no Destructivos. El método IBR define el riesgo como el producto de dos términos separados, la probabilidad de que una falla pueda ocurrir y la consecuencia de falla. **[15]**

Para la estimación del riesgo, se emplea un procedimiento descrito en el contenido de la Norma API 581, y el cual comprende la estimación de probabilidades y consecuencias de falla como herramientas prácticas para determinar tanto la probabilidad de falla como la consecuencia de falla, respectivamente.

2.2.3.3 Estimación de Probabilidades de Falla

La estimación de probabilidades en un programa IBR es llevado a cabo para tasar la probabilidad de una consecuencia específica desfavorable, la cual resulta de la pérdida de la función de contención en equipos debido a mecanismos de degradación. La probabilidad de que una consecuencia específica pueda ocurrir es producto de la probabilidad de falla y la probabilidad del escenario en consideración, suponiendo que la falla ha ocurrido.

La estimación de la probabilidad de falla debe direccionar todos los mecanismos de degradación a los que el equipo estudiado pueda ser susceptible. Más lejos, debe abordar la situación donde el equipo es propenso a mecanismos de degradación múltiples. **[27]**

El proceso de estimación de probabilidad empieza partiendo desde un valor de frecuencia de falla genérica proveniente desde una base de datos de frecuencias de falla que emplea el Software API RBI para equipos de plantas de procesos químicos y

de refinación (ver Apéndice B – Figura). Estas frecuencias genéricas son modificadas por dos términos, el factor de modificación de equipo (FE) y el factor de evaluación de sistemas de gerencia (FM), de producir una frecuencia de falla ajustada, de la siguiente manera:

$$Frequencia_{AJUSTADA} = Frequencia_{GENERICA} * FE * FM$$

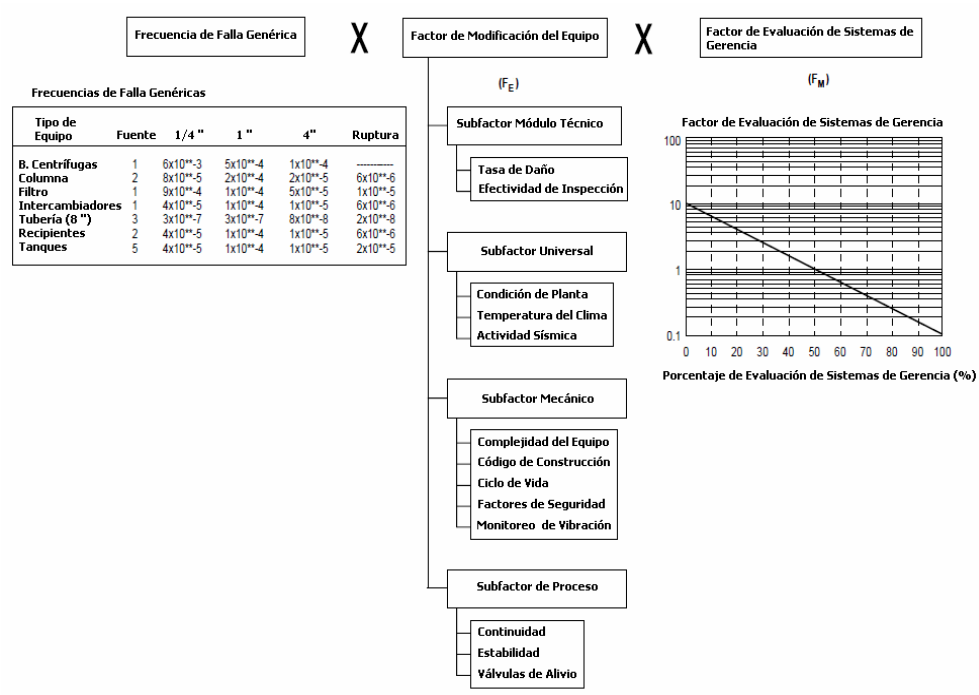


Figura 2.9. Esquema para el Cálculo de la Probabilidad de Falla.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2002).

2.2.3.3.1 Frecuencias de Falla Genéricas

La base de datos de frecuencias de falla genérica se basa en una recopilación de los registros disponibles de los históricos de fallas de equipos. Las frecuencias de falla genérica se construyen utilizando los registros de plantas de procesos dentro de una empresa o de varias plantas de procesos dentro de una industria, a partir de fuentes bibliográficas, informes anteriores, y bases de datos comerciales. Los valores

genéricos representan a una industria, en general, y no reflejan la verdadera frecuencia de fallas para una determinada planta o la unidad de proceso. **[15]**

2.2.3.3.2 Factor de Modificación del Equipo (FE)

El factor de modificación del equipo permite reflejar las diferencias existentes entre unidades de proceso y componentes de equipo dentro de una unidad proceso. El equipo identifica los factores de modificación de las condiciones específicas que puede tener una gran influencia en la frecuencia de fracaso de los equipos tema. El factor de modificación de equipo se compone de cuatro subfactores que se discuten a continuación. Una visión general de los equipos de factor de modificación se muestra en la Figura 2.9., mostrada con anterioridad.

Cada subfactor se compone de varios elementos que son analizados de acuerdo con reglas bien definidas. Para cada elemento, los valores numéricos son asignados a indicar en qué medida la frecuencia de falla se desvía de la frecuencia genérica, como resultado de la condición de que se está analizando. Los valores positivos son asignados para las condiciones que se consideren más nocivos que el valor genérico y valores negativos se usan para indicar una reducción esperada en la frecuencia de falla.

- Subfactor Modulo Técnico

El Subfactor Módulo Técnico representa una relación usada para comparar la frecuencia de falla debida al daño con la frecuencia de falla genérica asociada al equipo en consideración. El Subfactor Módulo Técnico es calculado para cada mecanismo de daño que se encuentre activo en el equipo. El Subfactor Módulo Técnico Total resulta la suma de los factores de daño parciales para los diferentes estados de daño

- Subfactor Universal

El Subfactor Universal se refiere al valor numérico relativo a las condiciones que pueden afectar a los componentes del equipo dentro de la instalación. Como resultado, la información relativa a estas condiciones debe ser recogida y registrada una sola vez. Los valores numéricos asignados a los elementos del subfactor se aplican por igual a todos los componentes del equipo.

- Subfactor Mecánico

El Subfactor Mecánico representa un valor que permite direccionar las condiciones relacionadas principalmente con el diseño y la fabricación de componentes de equipos. La información para el análisis normalmente se encuentra en Diagramas de Instrumentación y de Procesos, archivos de ingeniería, entre otros. Los valores numéricos que se generan son a menudo diferentes para cada componente del equipo.

- Subfactor de Proceso

El Subfactor de Proceso es un valor numérico, el cual permite reflejar las condiciones que son más influenciadas por el proceso y la manera como se opera la instalación. Información para el análisis de estas condiciones es obtenida de registros de operaciones, conversaciones con personal de operación. Los valores numéricos obtenidos pueden ser universales o específicos para cada equipo, dependiendo de la circunstancia. **[15]**

2.2.3.3.3 Factor de Evaluación de Sistemas de Gerencia (FR)

El procedimiento I.B.R utiliza el factor de evaluación de sistemas de gestión para ajustar las frecuencias de falla genéricos debido a diferencias en los sistemas de gestión de seguridad del proceso. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de la instalación o unidad operativa de los sistemas de gestión de riesgo que afectan a la planta. **[15]**

2.2.3.4 Estimación de Consecuencias de Falla

La estimación de consecuencias de falla en un procedimiento I.B.R se realiza para establecer una jerarquización relativa de los equipos sobre el nivel del riesgo. **[15]**

La consecuencia de la pérdida de la contención en equipos es generalmente evaluada como la pérdida de fluido hacia el medio ambiente. Los efectos de de la consecuencia por la pérdida de contención generalmente pueden ser considerados dentro de las siguientes categorías:

- Impacto a la Salud y Seguridad.
- Impacto ambiental.
- Pérdidas de producción.
- Costos por Mantenimiento y Reconstrucción. **[27]**

La Figura 2.10, representa el procedimiento para estimar consecuencias de falla:

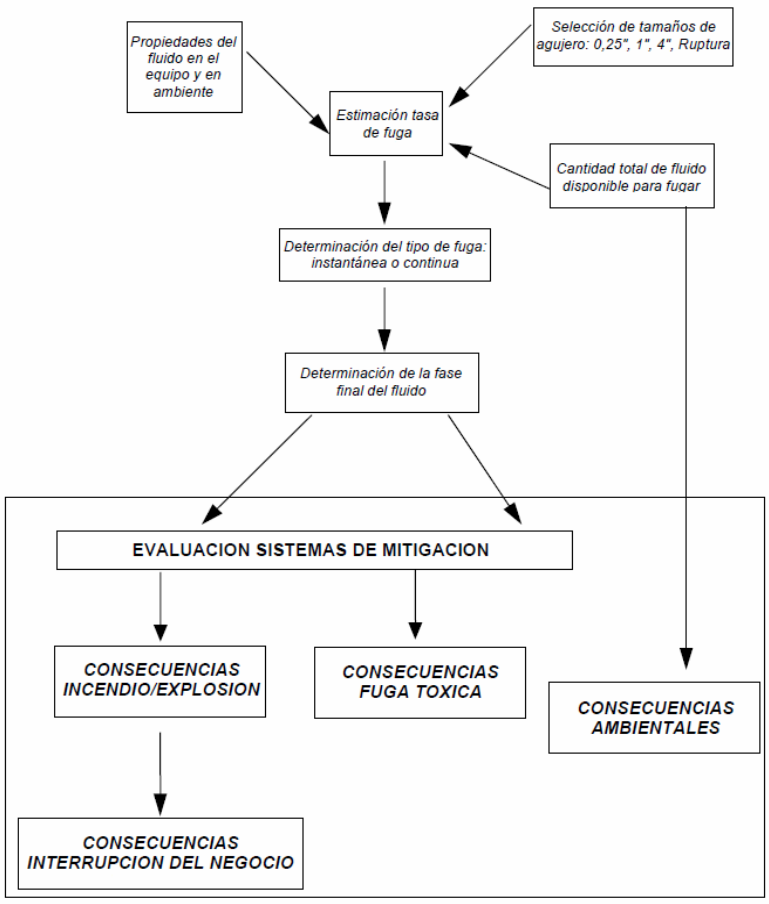


Figura 2.10 Esquema para el cálculo de las Consecuencias de Falla.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2002).

Las estimaciones, están basadas en tamaños de agujero predeterminados, las condiciones reales de operación, el inventario de fluido disponible en el equipo y la cantidad de fluido de proceso liberado en el caso de una fuga. Para materiales inflamables, las consecuencias dependen de su ignición, y si pudiese ocurrir, del tipo de ignición. Esto es una función de las propiedades físicas del material liberado, la densidad de la fuente de ignición, y una variedad de condiciones específicas del lugar. Todos estos factores son considerados en la determinación del valor final de las consecuencias. **[19]**

2.2.3.4.1 Selección de Tamaños de Agujeros

El método I.B.R utiliza un conjunto predefinido de tamaños de agujeros. Este enfoque proporciona la reproducibilidad y la coherencia entre los estudios, y aumenta la facilidad con la que el proceso se puede automatizar con el software.

I.B.R define tamaños de agujeros que representan pequeño (1/4"), mediano (1"), grande (4") y ruptura ($D_{NOMINAL} \leq$ valor $\leq$ 16"). El rango de tamaños de agujeros es elegido para hacer frente a posibles consecuencias in situ y fuera de sitio. Para los efectos in situ, los tamaños de agujeros pequeños y medianos suelen dominar la situación de riesgo debido a su alta probabilidad y consecuencia de falla. Para efectos fuera de sitio, los tamaños de agujeros mediano y de gran tamaño pueden dominar el riesgo. **[15]**

2.2.3.4.2 Monto Total de Fluido Disponible para Liberar

El cálculo de consecuencia para I.B.R requiere un límite máximo para la cantidad de líquido puede ser liberada desde un equipo. En teoría, la cantidad total de líquido que se puede liberar es la cantidad que mantiene la presión dentro de equipo que contiene tales como recipientes y tuberías, entre válvulas de aislamiento que pueden ser rápidamente cerradas.

Un simple procedimiento se utiliza para determinar la masa de fluido que podría liberar en caso de un evento de fuga. El procedimiento permite estimar la masa disponible como el menor de estas dos cantidades:

- La masa del equipo más la masa que se puede añadir a ella durante tres minutos proveniente del grupo de inventario, asumiendo el mismo caudal de liberación desde equipos fugando, pero limitada a una fuga de 8 pulgadas en el caso de rupturas.
- La masa total del líquido del fluido en el grupo de inventario asociado con el resto de los equipos. **[15]**

2.2.3.4.3 Tipo de Fuga

Los cálculos de consecuencias pueden variar considerablemente, dependiendo del tipo de fuga que se seleccione para modelar. Es muy importante que el tipo de fuga esté categorizada correctamente dentro de uno de los siguientes casos:

- Instantánea, se produce tan rápidamente que el fluido se puede dispersar como una gran nube.
- Continua, se produce durante un período más largo de tiempo, permitiendo que el fluido pueda dispersar en forma de una elipse alargada. **[15]**

2.2.3.4.4 Fase Final del Fluido

La dispersión de las características de un fluido después de su liberación dependen en gran medida de la fase (es decir, gas o líquido) en el medio ambiente. Si no existe un cambio de fase del fluido desde condiciones de operación en estado estacionario en hacia condiciones ambientales en estado estacionario, la fase final del fluido es la misma que la fase inicial. **[15]**

2.2.3.4.5 Estimación del Riesgo

El cálculo del riesgo para un equipo es el producto de la probabilidad de falla estimada por su consecuencia. Por lo tanto, para la metodología Inspección Basada en Riesgo (I.B.R.) el riesgo será:

$$\text{Riesgo (consecuencias/año)} = P \times C \qquad \textbf{Ec. 2.1}$$

Donde,

P = Probabilidad o frecuencia de ocurrencia de un evento (eventos/año).

C = Consecuencias del evento (consecuencias/evento).

Al concluir la evaluación de los equipos, se realiza una jerarquización de los equipos por su nivel de riesgo, probabilidad de falla o consecuencia de falla. Esta jerarquización del riesgo provee los fundamentos para desarrollar un plan de inspección **[20]**. La jerarquización del riesgo es visualizada dentro de una matriz de riesgo, la cual es una representación gráfica que muestra la categoría de probabilidad y consecuencia de falla para cada equipo estático analizado, y resulta una manera práctica para identificar los equipos de acuerdo a su nivel de riesgo.

En la matriz de riesgo se indica la probabilidad de falla en el eje vertical, con una escala del 1 al 5. Esta escala indica que los equipos que estén en las Categorías 1, 2, 3 y 4, tendrán una probabilidad de falla igual o menor a 2, 20, 100 y 1000 veces la probabilidad de falla genérica presente en la base de datos genérica, respectivamente, mientras que los que estén en la Categoría 5 tendrán una probabilidad de falla mayor a 1000 veces la probabilidad de falla genérica. La consecuencia de falla se expresa en el eje horizontal, con una escala desde la Categoría A hasta la Categoría E, y cada una equivale a un área afectada específica. La Categoría A corresponde a un área afectada menor o igual que 100 pie^2, en caso de falla imprevista del equipo; la Categoría B corresponde a un área afectada menor o igual a 1000 pie^2; la Categoría C equivale a un área afectada menor o igual a 3000 pie^2; la Categoría D a un área afectada menor o igual a 10000 pie^2, mientras que la E corresponde a un área mayor a 10000 pie^2 **[28]**.

Las consecuencias también se pueden expresar en términos de costos (Riesgo Financiero), y resulta útil utilizar esta nomenclatura, cuando los equipos pueden no representar un riesgo para la seguridad, equipos o medio ambiente, pero si pueden tener un impacto en la producción. De la misma forma que lo expresado en el párrafo anterior, en el eje horizontal, cada categoría corresponde un costo financiero, y están dados de la siguiente manera:

- Categoría A = Costo Financiero $\leq$ 10.000 $.
- Categoría B = 10.000 $ < Costo Financiero $\leq$ 100.000 $.

- Categoría C = 100.000 $ < Costo Financiero ≤ 1.000.000 $.
- Categoría D = 1.000.000 $ < Costo Financiero ≤ 10.000.000 $.
- Categoría E = Costo Financiero ≥ 10.000.000 $.

A continuación, en la Figura 2.2 se puede observar un ejemplo típico de una matriz de riesgo:

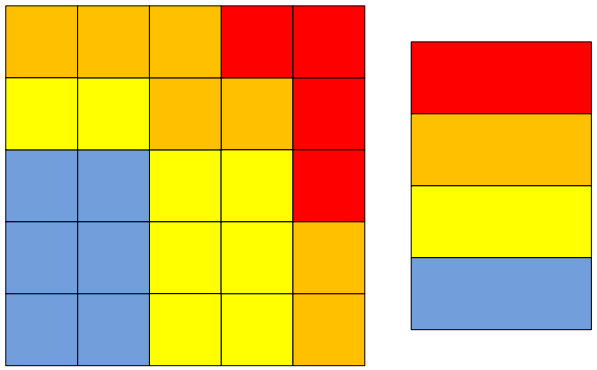


Figura 2.11. Matriz de Riesgo.
Fuente: Balda, S., Adrián A., "FUENTE PROPIA MODIFICADA". (2003).

2.2.4 Nivel de Enfoque para un Análisis IBR

El procedimiento IBR podrá ser aplicado cualitativamente, cuantitativamente o utilizar los aspectos de ambos (es decir, semi-cuantitativamente). Cada análisis ofrece una forma sistemática para detectar el riesgo, identificar áreas de potencial preocupación y desarrollar una lista de prioridad de más profundidad en el análisis o de inspección. Cada enfoque desarrolla una medida de riesgo que se utilizará para evaluar por separado la probabilidad de falla y las consecuencias potenciales de falla. Estos dos valores se combinan para calcular el riesgo. El uso de la opinión de los expertos suele ser incluido en la mayoría de las evaluaciones de riesgo, independientemente del tipo o nivel. **[20]**

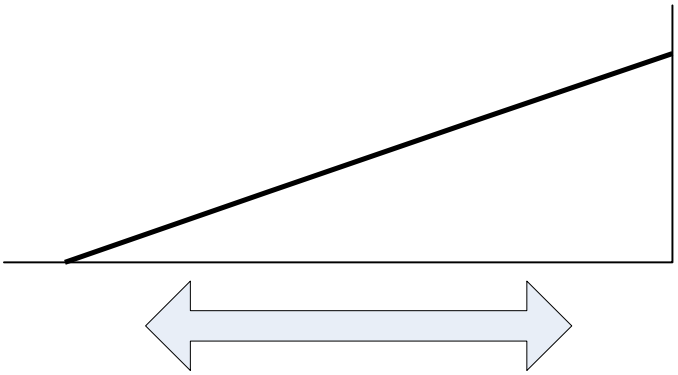


Figura 2.12. Tipo de Análisis IBR según el Nivel de Detalle.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2002).

2.2.4.1 Análisis Cualitativo

El Análisis Cualitativo requiere la entrada de datos sobre la base de información descriptiva utilizando criterios de ingeniería y la experiencia como base para analizar la probabilidad y la consecuencia de falla. Las entradas se dan a menudo en rangos de datos en lugar de valores discretos. Los resultados se suelen dar en términos cualitativos como alta, media y baja, aunque los valores numéricos pueden estar asociados con estas categorías. El valor de este tipo de análisis es que permite realizar una evaluación del riesgo en ausencia de datos cuantitativos detallados. La precisión de los resultados de un análisis cualitativo dependerá de los antecedentes y la experiencia del análisis. **[20]**

I.B.R
Cualitativo

I.B.R

2.2.4.2 Análisis Cuantitativo

El análisis de riesgo cuantitativo permite integrar dentro de una metodología uniforme, la información pertinente sobre el diseño de las instalaciones, las prácticas de operación, historial de operaciones, la fiabilidad de componentes, las acciones humanas, la progresión física de los accidentes y posibles efectos sobre la salud y el medio ambiente.

El análisis de riesgo cuantitativo mediante la aplicación de modelos lógicos puede representar combinaciones de eventos que pudieran dar lugar a accidentes graves, y emplea modelos físicos para representar la progresión de accidentes y el transporte de material peligroso para el medio ambiente. Los modelos se evalúan de forma probabilística para proporcionar ideas tanto cualitativas como cuantitativas sobre el nivel del riesgo y para identificar el diseño, el sitio, o las características operacionales que son las más importantes arriesgar. El análisis de riesgo cuantitativo se distingue del análisis cualitativo por la profundidad del análisis y la integración de evaluaciones detalladas. **[20]**

2.2.4.3 Análisis Semicuantitativo

El término semi-cuantitativo describe cualquier enfoque que tiene aspectos derivados del análisis cualitativo y cuantitativo (por ejemplo, la velocidad del análisis cualitativo y el rigor del análisis cuantitativo). Típicamente, la mayoría de los datos utilizados en un análisis cuantitativo son necesarios para este enfoque pero en menor detalle. Los modelos también pueden no ser tan rigurosos como aquellos usados en el análisis cuantitativo. Los resultados se suelen suministrar en categorías de probabilidad y consecuencia en lugar de valores numéricos de riesgo, pero los valores numéricos pueden estar asociados con cada una de las categorías para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de criterios de aceptación de riesgo apropiados. **[20]**

2.2.5 Consideraciones para Establecer Estrategias de Inspección

Los resultados de una evaluación IBR y el resultado de la evaluación de la gestión del riesgo pueden ser utilizados como base para desarrollar una estrategia global de inspección para el grupo de equipos involucrados. La estrategia de inspección debe ser diseñada en combinación con otros planes de mitigación a fin de que todos los equipos puedan tener resultados de riesgos que resulten aceptables. Los usuarios deben considerar la jerarquización de riesgo, históricos de equipos, número y resultados de inspecciones, tipo y la eficacia de inspecciones, equipos en servicio similar, vida remanente para el desarrollo de la estrategia de inspección.

La Inspección, sólo es eficaz si la técnica de inspección elegida es suficiente para detectar el mecanismo de deterioro y su severidad. El nivel de la reducción del riesgo realizado por la inspección dependerá de:

- Modo de falla del mecanismo de degradación.
- Intervalo de tiempo entre la aparición de deterioro y falla, (es decir, la velocidad de deterioro).
- Capacidad de detección de técnicas de inspección.
- Alcance de inspección.
- Frecuencia de inspección.

Los resultados de la inspección tales como mecanismos de deterioro, tasa de deterioro y tolerancia del equipo hacia los tipos de deterioro se debe utilizar como variables para evaluar la vida remanente de equipos y futuros planes de de inspección. Los resultados también se pueden utilizar para la comparación o validación de los modelos que se han utilizado para determinar la probabilidad de falla.

La inspección debe ser una estrategia de documentación, proceso iterativo para asegurar que las actividades de inspección se deben centrar en equipos con mayor riesgo y que los riesgos se reducen en la implementación de actividades de inspección. **[27]**

2.2.6 Software API RBI v.3.3.3

El programa API-RBI v.3.3.3 es una herramienta de software utilizada para evaluar el riesgo basado en la inspección de equipos de proceso. Todas las plantas de proceso tienen un cierto riesgo de sufrir una pérdida de contención de materiales peligrosos. Este software se utiliza para cuantificar el riesgo de cada componente del equipo y de identificar aquellos componentes con el más alto nivel de riesgo. Un

programa de inspección puede ser aplicado con el fin de gestionar estos riesgos de manera más eficaz.

El software API-RBI v.3.3.3 calcula tanto las consecuencias de una falla que ocurre y la probabilidad de esa falla. La combinación de las consecuencias y la probabilidad que identifica el equipo merece la mayor atención de la gestión del riesgo. **[29]**

CAPÍTULO III
MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo De Investigación

3.1.1 Según el Nivel de Investigación

Según el nivel de conocimiento la investigación se clasifica como **Descriptiva**, ya que comprendió la descripción, registro e interpretación de la problemática actual, aunado a esto se necesitó de recolección de datos y documentación, entrevistas informales al personal experimentado y técnicas de investigación y análisis.

3.1.2 Según el Diseño de Investigación

Dentro del desarrollo de este trabajo de grado, se emplearon las estrategias de Investigación Documental e Investigación de Campo para alcanzar los objetivos propuestos para esta investigación.

Se consideró Investigación Documental porque se procedió a la búsqueda, recopilación, análisis e interpretación de información proveniente de de Fuentes Documentales tales como: Normas Nacionales e Internacionales (API, ASME, ISO, COVENIN, NACE, PDVSA), Textos de Ingeniería, Manuales de Procesos y Registros Históricos de los equipos involucrados.

Se consideró también una Investigación de Campo debido a que parte de la información recolectada provino de comentarios y experiencias intercambiadas con personal involucrado en la operación, mantenimiento e inspección de los equipos estudiados, además de visitas realizadas al sitio para la observación y toma de datos para comprender mejor el funcionamiento de estos equipos y diagnosticar su condición actual.

3.1.3 Según el Propósito

En congruencia con los resultados obtenidos durante la investigación, la misma puede ser clasificada como **Aplicada,** porque tuvo como propósito complementar los planes de inspección y mantenimiento existentes para aumentar la efectividad en la detección de mecanismos de degradación y severidad.

3.2 Técnicas De Investigación Y Análisis

3.2.1 Técnicas de Recolección de Datos

3.2.1.1 Revisión de Fuentes Secundarias

Se procedió a una recopilación de información proveniente de diversas fuentes bibliográficas, con la finalidad de realizar un aporte al proyecto de investigación mediante la incorporación de todos aquellos aspectos teóricos que puedan mantener relación con el área de investigación y las variables presentes en el estudio.

3.2.1.2 Observación Directa

Se realizaron inspecciones al Sistema de Generación de Vapor, permitiendo la identificación y ubicación de los equipos estáticos involucrados en el estudio, y al mismo tiempo, facilitando la recolección de datos provenientes de los equipos estudiados y de las condiciones del proceso en que se encuentran inmersos.

3.2.1.3 Observación Indirecta

La revisión de planos isométricos y diagramas de flujo del proceso permitió concebir una idea sobre la disposición y funcionalidad de estos equipos estáticos dentro del Sistema de Generación de Vapor sin necesidad de haber estado presente en el sitio de estudio.

3.2.1.4 Entrevistas

Se mantuvo un diálogo con ingenieros y personal técnico que mantenían relación con el funcionamiento de equipos del Sistema de Generación de Vapor, y al mismo tiempo, con expertos que tenían conocimiento sobre el área de investigación y

aspectos relacionados con este proyecto, los cuales facilitaron la toma y procesamiento de información relevante para el desarrollo de esta trabajo.

3.2.2 Técnicas de Procesamiento de Datos

3.2.2.1 Codificación y Tabulación de Datos

Mediante el uso de esta técnica se procedió a clasificar la información de una manera ordenada y sistemática, para luego ser tabulada en una serie de formatos de tablas, los cuales permitieron facilitar la lectura e interpretación de la data correspondiente a los equipos estáticos pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor.

3.2.2.2 Representación Gráfica de Datos

La representación gráfica permitió representar los datos a través de gráficas, las cuales resultaron de fácil entendimiento debido al aspecto visual, y pudieron ser interpretadas y comparadas entre ellas con la finalidad de analizar los resultados y emitir las conclusiones correspondientes.

3.2.2.3 Listas de Verificación

Esta herramienta permitió identificar el nivel de peligro (cualitativo) asociado al funcionamiento de los equipos estudiados en la investigación, mediante la comparación de las condiciones operacionales de cada equipo estático con parámetros descritos dentro en una serie de criterios definidos en la *Metodología de Tony Ciliberti para realizar Análisis de Criticidad*.

3.3 Población Y Muestra

La población de estudio para esta investigación la constituyen once (11) equipos estáticos, entre los cuales se citan: cuatro (4) Calderas Acuotubulares, tres (3) Tambores de Vaporización, dos (2) Tambores de Gas Combustible, dos (2) Tanques de Almacenamiento de Aceite Combustible, y una población humana correspondiente a 12 personas pertenecientes al Grupo de Trabajo de: Operaciones, Inspección y

Mantenimiento, Finanzas, Procesos y SIAHO, correspondiendo todos al Equipo Natural de Trabajo. La muestra de estudio para esta investigación, es igual a la Población, es decir, los once (11) equipos estáticos más la población humana correspondiente al Equipo Natural de Trabajo. Los equipos y personal mencionados pertenecen a la Planta de Generación de Vapor, la cual a su vez está adscrita a la Unidad de Servicios Industriales (SSII) de la Refinería de Puerto La Cruz.

3.4 Etapas De La Investigación

3.4.1 Etapa 1. Revisión Bibliográfica

Para este proyecto se procedió a buscar, recopilar, revisar y seleccionar el material bibliográfico (textos, antecedentes de investigación, normas nacionales e internacionales, artículos y/o revistas científicas, manuales técnicos e Internet, base de datos de PDVSA, entre otros) concerniente para la identificación y análisis del riesgo, planes de inspección, Inspección Basada en Riesgo (I.B.R.), equipos estáticos, procedimientos de inspección, y cualquier otra información que guardó relación con esta investigación.

3.4.2 Etapa 2. Diagnóstico del Estado de Equipos Estáticos Estudiados

Mediante la revisión de los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI) y la identificación de los fluidos representativos en los equipos estáticos de la Planta de Generación de Vapor, se procedió a recopilar información sobre las condiciones de diseño y operación, material de fabricación, tipo de servicio y tiempo de funcionamiento que presentaban estos equipos. Las informaciones suministradas por el personal comprometido con la inspección y operación de estos equipos, al igual que las inspecciones visuales realizadas y la revisión de los historiales de inspección, resultaron determinantes para caracterizar la condición actual de estos equipos

3.4.3 Etapa 3. Identificación de Peligros a Equipos Estáticos

El proceso de identificación de peligros involucró la elaboración de una lista de verificación que contenía información sobre las condiciones en las que se encuentran expuestos los equipos estudiados en esta investigación. Para la interpretación de la

información se toman en cuenta los criterios establecidos en la *"Metodología para la Aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA"* para calcular el Índice HCR (Factor Ajustado de Peligro). Estos criterios encajaron perfectamente dentro del propósito que se tenía con este objetivo, el cual era la identificación de peligros de los equipos estudiados dentro de un aspecto cualitativo.

3.4.4 Etapa 4. Descripción de los Mecanismos de Degradación Presentes

Se revisaron de manera exhaustiva los reportes de inspección correspondientes a los equipos estáticos estudiados y se compararon los parámetros operacionales y de diseño con los requerimientos para la activación de mecanismos de degradación segun lo estipulado en la Norma API 581, lo cual resultó muy útil para poder identificar los mecanismos de degradación presentes. El conocimiento y la experiencia por parte del personal del Departamento de Corrosión y Materiales adscrito a la Superintendencia de Ingeniería de Instalaciones en la Refinería de Puerto La Cruz, resultó también necesario para comprender el desarrollo de estos mecanismos de daño dentro de los equipos estáticos de la Planta de Generación de Vapor, y su apoyo facilitó la identificación de estos mecanismos. Además se solicitaron asesorías con el personal perteneciente a la Sección de Metalurgia y Materiales del Departamento de Mecánica en la Universidad de Oriente.

3.4.5 Etapa 5. Estimación del Riesgo bajo a un Análisis I.B.R.

Este ciclo se inició con la entrada de datos correspondientes a los parámetros operacionales y de diseño de los equipos estáticos de la Planta de Generación de Vapor al Software API RBI, el cual permitió estimar la probabilidad y consecuencia de falla para cada equipo estático analizado, y a su vez, permitió generar una matriz, que describió una jerarquización de los equipos, según el nivel de riesgo obtenido. Los resultados permitieron establecer comparaciones entre equipos según el valor de riesgo obtenido, áreas afectadas por ocurrencia de falla e impacto operacional.

3.4.6 Etapa 6. Elaboración de Planes de Inspección y Mantenimiento

Dentro de esta etapa se desarrollaron planes de inspección y mantenimiento basados en riesgo para los equipos estáticos estudiados. En esta etapa, se implementó el Módulo para Planificación de Inspecciones del Software API RBI, mediante el cual se determinaron las actividades y frecuencias de inspección.

3.4.7 Etapa 7. Redacción del Trabajo de Grado

El alcance en este último ciclo se limitó a redactar el trabajo de grado, una vez finalizadas las etapas antes mencionadas, y de manera simultánea, emitidas las conclusiones y recomendaciones correspondientes.

CAPÍTULO IV
DESARROLLO DE INVESTIGACIÓN

4.1 Diagnóstico Del Estado Actual De Los Equipos Estudiados

Los equipos que integran la Planta de Generación de Vapor, tienen un largo período de servicio garantizando el suministro de vapor que necesita la Refinería de Puerto La Cruz para mantener la operatividad de otros equipos de proceso. Entre los equipos más representativos destacan los que se mencionan en la Tabla 4.1 que se muestra a continuación:

Tabla 4.1 Equipos Representativos de la Planta de Generación de Vapor
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Nº	CÓDIGO	TIPO DE EQUIPO
1	C-1	CALDERAS ACUOTUBULARES
2	C-2	
3	C-3	
4	C-4	
5	FA-3	TAMBORES DE VAPORIZACIÓN
6	FA-4	
7	FA-5	
8	FA-14	TAMBORES DE GAS COMBUSTIBLE
9	FA-15	
10	TK-118	TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO
11	TK-119	

De acuerdo con la inspección visual que se realizó a la Unidad de Generación de Vapor y opiniones expresadas por el personal técnico de inspección y de operación, ciertos aspectos fueron observados, comentados y descritos a continuación:

- ✓ Los equipos que componen la Planta de Generación de Vapor y que se sometieron a estudio en esta investigación se encontraban completamente operativos.

- ✓ El aislamiento que recubre a los Tambores de Vaporización FA-3 y FA-4 (Ver Figura 4.1), se encontró en mal estado, algo totalmente contrario para el aislamiento que recubre al Tambor de Vaporización FA-5, el cual se encontró en perfecto estado.

- ✓ Las calderas acuotubulares indicadas en la Figura 4.2, actualmente vienen atravesando una serie de dificultades en su operatividad debido a continuas e inesperadas paradas por fallas de sus componentes internos.

- ✓ Los diversos equipos que conforman la Unidad Generadora de Vapor no cuentan con sistemas de monitoreo y detección de mecanismos de degradación.

- ✓ El Tambor FA-14 presentó un deterioro apreciable en su superficie externa con presencia de picaduras muy pequeñas en comparación con el Tambor FA-15, que presentó un mejor aspecto en su superficie externa (Ver Figura 4.3).

- ✓ Los Tanques de Almacenamiento Atmosférico TK-118 y TK-119, indicados en la Figura 4.4, evidenciaron un buen aspecto en la superficie externa tanto del cuerpo como del techo, sin embargo, por dificultad de acceso, no se pudo observar la condición actual del fondo de los mismos

- ✓ Ninguno de los equipos que se han evaluado en este trabajo de investigación contaban con un estudio previo de análisis de riesgo

Sin embargo, los aspectos mencionados anteriormente no resultaron suficientes para poder cuantificar la magnitud del riesgo característico de estos equipos, y la condición actual de los mismos no pudo ser definida con precisión por esta descripción inicial, por resultar información algo escasa y con un alto grado de incertidumbre.

Figura 4.1 Caldera C-1, Caldera C-2, Caldera C-3 y Caldera C-4.
Fuente: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz. (2009).

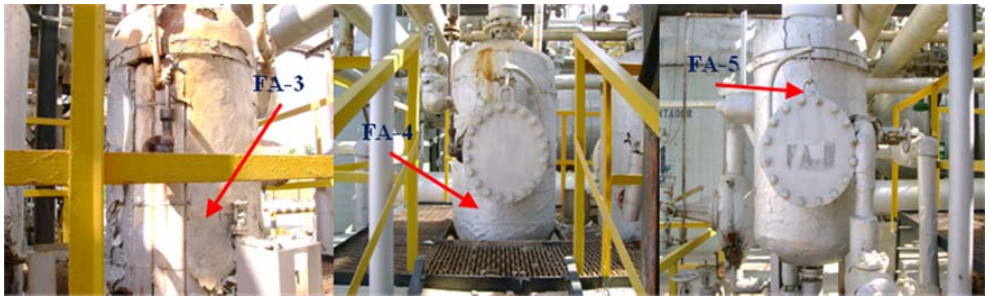


Figura 4.2 Tambores de Vaporización FA-3, FA-4 y FA-5.
Fuente: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz. (2009).

Figura 4.3 Tambores de Gas Combustible FA-14 y FA-15.
Fuente: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz. (2009).

Figura 4.4 Tanque de Aceite Combustible TK-118 y TK-119.
Fuente: Planta de Generación de Vapor. Refinería de Puerto La Cruz. (2009).

4.2 Identificación De Peligros

El proceso de identificación de peligros se inició con la elaboración de una lista de verificación que contenía información sobre las condiciones en las que se encuentran expuestos los equipos estudiados en esta investigación.

Para la interpretación de la información se toman en cuenta los criterios establecidos en la *"**Metodología para la Aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA**"* para calcular el Factor de Peligro Ajustado (HCR). Estos criterios encajaron perfectamente dentro del propósito que se tenía con este objetivo, el cual era la identificación de peligros de los equipos estudiados dentro de un aspecto cualitativo.

El procedimiento descrito en la *"**Metodología para la Aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA**"* involucra tres parámetros fundamentales: Índice HCR, Índice PCR y el Índice PHCR. El Índice HCR representó el único parámetro que sirvió como base para llevar a cabo el proceso de identificación de peligros debido a que con este parámetro se pudo estimar desde un punto de vista cualitativo, el riesgo que podía existir a la seguridad, higiene y ambiente según las condiciones y el tipo de servicio en el que operaban los equipos.

La información que se podía derivar de la interpretación de los valores que resultaban tanto del Índice PCR como el Índice PHCR, se alejaban del propósito establecido en el objetivo, y por lo tanto, no resultó útil su determinación.

4.2.1 Definición de Criterios

El procedimiento para calcular el Índice HCR (Factor Ajustado de Peligro), se basó en determinar las condiciones físico-químicas de los equipos evaluados y compararlas con los criterios dispuestos en la *"**Metodología para la Aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA**"*, para determinar los valores del Índice HC (Factor de Peligro), Índice HRR (Factor de Reducción del Riesgo) e Índice HSE (Factor de Corrección de Peligros), los cuales resultaban variables esenciales para determinar el Índice HCR.

Como ejemplo, se seleccionó el Tambor FA-15, para describir el procedimiento de cálculo en la estimación cualitativa de peligro.

4.2.1.1 Criterio de Cálculo para el Índice HC

Para establecer el valor del Índice HC, se determinaron dos parámetros de importancia para este cálculo, el Factor de Riesgo Químico y el Factor de Otros Riesgos (también llamado Factor de Riesgos Físicos).

- *Cálculo del Factor de Riesgo Químico*

Para determinar este valor, se seleccionó el mayor de los valores establecidos por la Norma NFPA 704 (Sistema Estándar para Identificación de Peligros de Materiales para Casos de Emergencia), los cuales estaban relacionados con el tipo de fluido o servicio manejado por cada equipo estudiado. Para el Tambor FA-15, el **Factor de Riesgos Químicos** resultó ser cuatro (4) de acuerdo con lo resaltado con óvalo rojo en la Tabla 4.2, donde se reflejan los valores según condición de inflamabilidad, efectos sobre la salud y reactividad de algunas sustancias establecidas en la Norma NFPA 704 y que resultaron de interés para nuestro caso.

Tabla 4.2 Factor de Identificación de Riesgo
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

	IDENTIFICACION DE RIESGO		
NOMBRE	**SALUD (TOXICIDAD)**	**INFLAMABILIDAD**	**REACTIVIDAD**
FUEL OIL Nº 1 (Kerosene), (Range oil), (Coal oil)	0	2	0
FUEL OIL Nº 2	0	2	0
FUEL OIL Nº 4	0	2	0
FUEL OIL Nº 6	0	2	0
GAS, NATURAL	1	4	0
GAS, OIL GAS	4	2	0

- *Cálculo del Factor Riesgos Físicos*

El valor que se estableció para este parámetro derivó del valor obtenido en función del nivel de peligro establecido para cada equipo analizado, y el cual se

determinó con la comparación de los estándares de operación de cada equipo estudiado con los valores observados en la Tabla 4.3. El Tambor FA-15, de acuerdo con su presión de operación de 35 psig y temperatura de operación de 100 ºF, resultó tener un peligro bajo (resaltado con color amarillo en la Tabla 4.3.), por lo tanto, el valor de **Factor de Riesgos Físicos** fue de uno (1)

Tabla 4.3 Criterios para determinar el Factor de Riesgos Físicos
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

PELIGROS MUY ALTOS (4)	**TEMPERATURAS > 1000 ºF ó < - 50 ºF**
	PRESIONES ≥ 500 psig ó 1 atm DONDE EL O_2 PRESENTE PUEDE CAUSAR UNA EXPLOSION POTENCIAL
	VELOCIDAD DE ROTACION > 5000 r.p.m.
PELIGROS ALTOS (3)	**TEMPERATURAS > 500 ºF ó < - 20 ºF**
	250 psig < PRESIONES < 500 psig
	VELOCIDAD DE ROTACION > 3500 r.p.m.
PELIGROS MODERADOS (2)	**212 ºF < TEMPERATURAS < 500 ºF**
	PRESIONES > 150 psig
	200 r.p.m < VELOCIDAD DE ROTACION < 3500 r.p.m.
PELIGROS BAJOS (1)	**TEMPERATURAS > 100 ºF < 212 ºF**
	15 psig < PRESIONES < 250 psig
	EQUIPOS CON VELOCIDADES ROTACIONALES DE 200 r.p.m.
NO PELIGROSOS (0)	**32 ºF < TEMPERATURAS < 100 ºF**
	0 psig < PRESIONES < 15 psig
	EQUIPOS CON VELOCIDADES ROTACIONALES DE 0 A 200 r.p.m.

El valor para el Índice HC fue de cuatro (4), valor que resultó mayor entre la comparación el valor del *Factor de Riesgos Químicos* y el valor del *Factor de Riesgos Físicos*.

4.2.1.2 Criterio de Cálculo para el Índice HRR

El **Factor de Reducción de Riesgos** (HRR) representó un valor que fue determinado en relación con los posibles escenarios que pudieron derivarse con la ocurrencia de una falla en cada equipo evaluado y que son mencionados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Criterios para determinar el Índice de Reducción de Riesgo (HRR)
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

FACTOR DE REDUCCIÓN DE RIESGOS (HRR)	**HRR = 0**	Cuando existe alta probabilidad de que la falla del equipo genere consecuencias sobre la seguridad, salud y/o medio ambiente.
	HRR = 1	Cuando existe baja o mediana probabilidad de que la falla del equipo genere consecuencias sobre la seguridad, salud y/o medio ambiente.

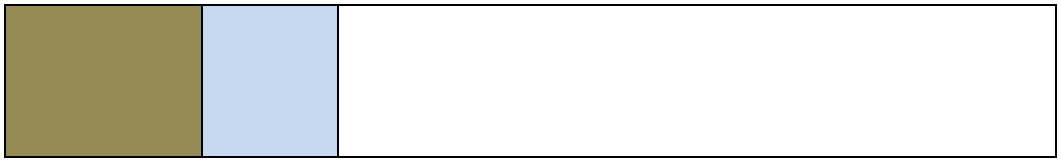
Según el material representativo que maneja el Tambor FA-15, este valor fue de cero (0), por ser un fluido con potencial de causar daños a personas y equipos.

4.2.1.3 Criterio de Cálculo para el Índice HSE

La falta o presencia de políticas de mitigación de riesgos fue determinante para poder estimar el Factor de Corrección de Peligros, y su valor estuvo dado en función de los criterios señalados en la Tabla 4.5 que se muestra a continuación:

Tabla 4.5 Criterios para determinar el Índice de Corrección de Peligros (HSE)
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

FACTOR DE CORRECCIÓN DE PELIGROS (HSE)	**HSE = 0**	Si no existe un plan de contingencia que pueda mitigar el peligro.
	HSE = 1	Si existe una línea de repuesto o plan de contingencia que mitigue el peligro.



De acuerdo con el personal de operaciones, el Tambor FA-15 en caso de existir una fuga de fluido, se cuenta con un sistema de purga de inventario, el cual envía el fluido directamente a un quemador para quemar el gas y evitar que mucha más masa del material sea liberado a la atmósfera. En este caso, el valor del **Factor de Corrección de Peligros** correspondió a uno (1)

4.2.1.4 Criterio de Cálculo para el Índice HCR

Obtenidos los valores correspondientes al Índice HC, Índice HRR e Índice HSE, el valor del Índice HCR estuvo dado por la ecuación:

$$HCR = HC - HRR - HSE \qquad \text{Ec. 4.1}$$

El valor obtenido es un valor comprendido entre cero (0) y cuatro (4), representando cuatro (4), un equipo de alto peligro para la seguridad, higiene y ambiente y cero (0), un equipo sin peligro de daño, tal como se observa en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Criterios para determinar Nivel de Peligro según el Valor del Índice HCR
Fuente: COMITÉ DE OPTIMIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA (PDVSA). (2005).

ÍNDICE HCR (FACTOR AJUSTADO DE PELIGRO)		
	4	PELIGRO MUY ALTO
	3	PELIGRO ALTO
	2	PELIGRO MODERADO
	1	POCO PELIGRO

	0	**NO PELIGROSO**

Sustituyendo en la ecuación 4.1, lo obtenido para el Tambor FA-15, el valor del Índice de Peligro Ajustado del Equipo en cuanto al Entorno (HCR) correspondió a tres (3). Los resultados obtenidos para el resto de los equipos se pueden observar en la Tabla 4.7, que se muestra a continuación:

Tabla 4.7 Factores Ajustados de Peligro obtenidos en los equipos de la Planta de Generación de Vapor
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

EQUIPO	TIPO DE EQUIPO	FLUIDO REPRESENTATIVO	$T_{OPERACIÓN}$ (°F)	$P_{OPERACIÓN}$ (psig)	ÍNDICE DE CRITICIDAD DE PELIGRO (HC)								FACTOR DE REDUCCIÓN DEL RIESGO (HRR)		FACTOR DE CORRECCIÓN DE PELIGROS (HSE)		FACTOR AJUSTADO DE PELIGRO (HCR)
					RIESGO QUÍMICO			OTROS RIESGOS					DAÑOS A PERSONAS, EQUIPOS O AMBIENTE		MITIGACIÓN DE PELIGRO		
					SALUD	INFLAMABLE	REACTIVIDAD	PELIGRO MUY ALTO	PELIGRO ALTO	PELIGRO MODERADO	PELIGRO BAJO	NO PELIGROSO	SI	NO	SI	NO	
C-1	CALDERA	VAPOR	700	685										x		x	4
C-2	CALDERA	VAPOR	700	685										x		x	4
C-3	CALDERA	VAPOR	700	685										x		x	4
C-4	CALDERA	VAPOR	700	685										x		x	4
FA-14	TAMBOR	GAS NATURAL	100	35									x		X		3
FA-15	TAMBOR	GAS NATURAL	100	35									x		X		3
TK-118	TANQUE	GASOLEO Nº 2	100	14.7									x			x	2
TK-119	TANQUE	GASOLEO Nº 2	100	14.7									x			x	2
FA-3	TAMBOR	VAPOR	380	200									x		X		2
FA-4	TAMBOR	VAPOR	250	15									x		X		2
FA-5	TAMBOR	VAPoR	380	200									x		X		2

De acuerdo los valores de Factor Ajustado de Peligro obtenidos para los equipos de la Planta de Generación de Vapor, el nivel de peligro asociado a sus condiciones operacionales se muestra en la Tabla 4.8

Tabla 4.8 Niveles de Peligro obtenidos en los equipos de la Planta de Generación de Vapor

Fuente: Elaboración Propia. (2009).

CÓDIGO	NIVEL DE PELIGRO
C-1	**PELIGRO MUY ALTO**
C-2	**PELIGRO MUY ALTO**
C-3	**PELIGRO MUY ALTO**
C-4	**PELIGRO MUY ALTO**
FA-3	**PELIGRO MODERADO**
FA-4	**PELIGRO MODERADO**
FA-5	**PELIGRO MODERADO**
FA-14	**PELIGRO ALTO**
FA-15	**PELIGRO ALTO**
TK-118	**PELIGRO MODERADO**
TK-119	**PELIGRO MODERADO**

4.3 Identificación De Mecanismos De Degradación

Los mecanismos de degradación presentes en los equipos vinculados a la Planta de Generación de Vapor y seleccionados para esta investigación pudieron ser identificados parcialmente mediante un análisis cualitativo de las condiciones a las que se encuentran sometidos dichos equipos y el estudio del comportamiento reflejado a lo largo de sus tiempos de servicio, debido a que estos equipos no cuentan con sistemas en línea que permitan monitorear y cuantificar el daño que ocurre en ellos y un estudio detallado sobre el deterioro que se genera en ellos en su integridad producto del daño ocasionado por los mecanismos de degradación.

Fue determinante para la identificación de estos mecanismos el conocimiento de ciertos parámetros de servicio (registrados en la Tabla A-1 del Apéndice A), entre los cuales tenemos: presiones y temperaturas de operación, materiales de

construcción, fluidos de servicio, relativos a los equipos analizados, al igual que la interpretación de resultados observados en inspecciones anteriores (Apéndice), revisión de códigos internacionales (API 581) y las consideraciones sobre las opiniones emitidas por expertos adscritos al Departamento de Corrosión y Materiales de la Refinería Puerto La Cruz.

4.3.1 Mecanismos de Degradación en Calderas

Las Calderas (Caldera 1, Caldera 2, Caldera 3 y Caldera 4) cuentan en su historial con un extenso historial de fallas, primordialmente en los tubos dispuestos dentro del hogar de las calderas (Lado Radiactivo) y los tubos del supercalentador (Lado Convectivo). Los Tubos del Lado Radiactivo de las Calderas constituyen la sección más crítica, y entre los daños podemos enumerar: **Oxidación**, el cual es ocasionado por la incidencia directa de la llama sobre la superficie externa de los tubos, comprometiendo su resistencia mecanica, **Termofluencia**, debido a la deformación plástica de los tubos, generados por puntos calientes (incrustaciones) formados en la superficie interna de los tubos. La Termofluencia es un mecanismo presente en los Tubos del Supercalentador, denominados Tubos del Lado Radiactivo, por también estar presentes incrustaciones dentro de las paredes internas de los tubos, ocasionando el abombamiento, por último, la existencia de **Cambios Metalúrgicos** en los Tubos Radiactivos debido a que las altas temperaturas que se generan dentro del hogar ocasionan cambios en la microestructura del metal.

4.3.2 Mecanismos de Degradación en Tambor FA-14 y Tambor FA-15

Los Tambores FA-14 y FA-15 presentan condiciones similares de servicio y similar deterioro, en los que se ha detectado una formación de una capa de óxido (**adelgazamiento generalizado**) en el interior de las superficies internas de estos equipos, presumiendo que la causa fundamental de este deterioro es la presencia de de oxígeno en el fluido de servicio (Gas Natural), y por otro lado, y resultando más severo, se ha detectado la presencia de picaduras (**adelgazamiento localizado**) debajo de la capa de óxido luego de ser removidas (**corrosión bajo depósito**). A

pesar de haber presencia de Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2) en el gas natural operado por estos equipos, los mecanismos de degradación debido a estos compuestos químicos no podían activarse debido a que el gas natural se encuentra totalmente deshidratado, por lo que la presencia de agua (necesaria para la activación de estos mecanismos) era nula. También, la presencia de Hidrógeno en al gas natural pudiese activar mecanismos de degradación, sin embargo, estos equipos por operar a una temperatura por debajo de 100 ºF no genera la activación de mecanismos asociados a este elemento químico. Por otro lado, se ha observado un continuo deterioro de la superficie externa de estos equipos (**corrosión externa**), debido a que se encuentran expuestos en un ambiente severo por la presencia de humedad, ocasionada por el reiterado venteo de los equipos de la Planta de Generación de Vapor.

4.3.3 Mecanismos de Degradación en los Tambores FA-3, FA-4 y FA-5

En los Tambores FA-3, FA-4 y FA-5 se ha detectado según lo expuesto por los inspectores en los respectivos historiales de inspección de estos equipos, **adelgazamiento generalizado y localizado** en sus superficies internas, ocasionado por el oxigeno presente en el vapor de agua, el cual ocasiona una reacción electroquímica que favorece la oxidación de la superficie interna. El aislamiento que recubre a los tambores condiciona la activación de **corrosión bajo aislamiento,** el cual ha sido más notorio en el Tambor FA-4 que en el resto de los tambores, debido a que la temperatura a la que opera este equipo (250 ºF) resulta la condición más perjudicial de este mecanismo por la continua condensación y reevaporación de la humedad presente en el ambiente y contenida en espacios reducidos entre el aislamiento y la superficie externa del equipo.

4.3.4 Mecanismos de Degradación en Tanques de Almacenamiento Atmosférico

Se ha observado en los Tanques de Almacenamiento TK-118 y TK-119, presencia de picaduras y ligera oxidación (**adelgazamiento localizado y generalizado**) ubicadas en el fondo de tanque, ocasionadas por reacción del metal

con alguno de los componentes químicos que presenta el crudo manejado por estos equipos (Gasóleo Nº 2). Las condiciones operacionales y las características del crudo, no activaron ninguno de los mecanismos de degradación presentes en la base de datos del Software API RBI, sin embargo, esto no significó que el equipo no se encuentre afectado por mecanismos de degradación, sino que la Norma API 581 presenta limitaciones con respecto al tipo y cantidad de mecanismos de daño. Estos equipos han presentado un deterioro continuo en sus superficies externas (**corrosión externa**) debido al encontrarse expuestos en un ambiente con alta presencia de humedad, tal como sucede con el Tambor FA-14 y FA-15.

4.4 Estimación Del Riesgo

La estimación del riesgo se inició con el arranque de la herramienta computarizada API RBI v.3.3.3 (ver óvalo rojo en Figura 4.5.), y en la cual se creó nueva base de datos (ver óvalo rojo en Figura 4.6.) con la data recolectada sobre las características de diseño, operación y del entorno relativas a los equipos estudiados y aspectos representativos de la Planta de Generación de Vapor.

Figura 4.5 Interfaz de Inicio del Software API RBI
Fuente: Software API RBI

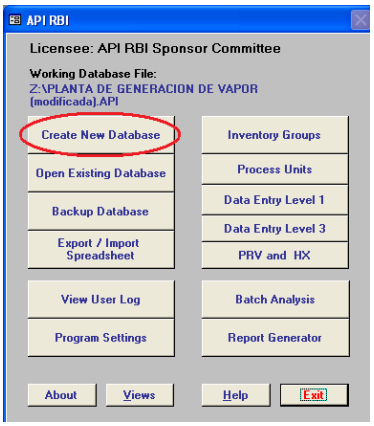


Figura 4.6 Interfaz para Opciones de Entrada al Software API RBI
Fuente: Software API RBI

Antes fue necesario, ajustar en las opciones del programa API RBI v.3.3.3 (como se indica con un óvalo rojo en la Figura 4.7), los valores precisados por la herramienta computarizada para la *Frecuencia de Falla Genérica, Días de Parada por Falla, Costos del Material, y Costos de Inspección* con los valores establecidos en la Norma API 581 (Inspección Basada en Riesgo) de su más reciente edición, esto con el propósito de obtener mayor certidumbre en los resultados derivados en el cálculo del riesgo.

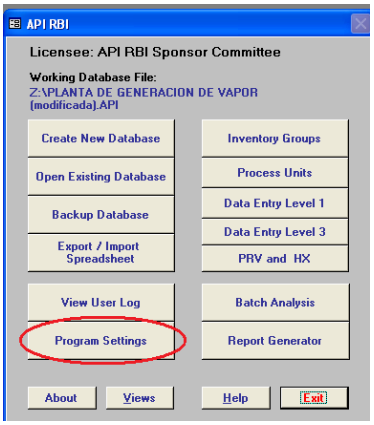


Figura 4.7 Opción de Ajuste de Valores Predeterminados por el Software API RBI
Fuente: Software API RBI

Luego de cumplido estos pasos, para acceder a los módulos del programa para evaluar la probabilidad y consecuencia de falla, se seleccionó la opción "**Data Entry Level 3**" visualizada en la interfaz del Software API RBI (observar Figura 4.8), el cual permite estimar el riesgo bajo un enfoque cuantitativo, permitiendo obtener mayor veracidad y cantidad de información con un nivel de análisis más detallado para el cálculo del riesgo.

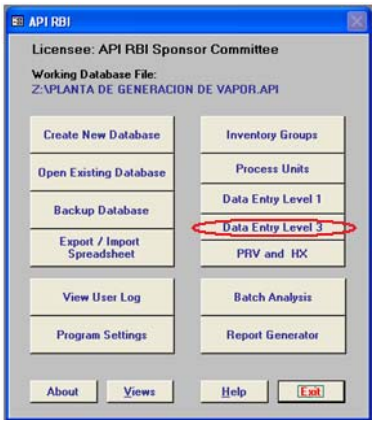


Figura 4.8 Opción de Entrada para un Análisis Cuantitativo de Riesgo con el Software API RBI
Fuente: Software API RBI

Una vez ingresado en la opción "**Data Entry Level 3**" (Entrada al Nivel 3)", el programa abre una nueva interfaz donde se visualizan los módulos que presenta el software API RBI v.3.3.3 como se observa con un óvalo rojo en la Figura 4.9, para el estimar el riesgo y los cuales corresponden a:

- Módulo de Data de Equipos (Equipment Data)
- Módulo de Data para Probabilidad (Likelihood Data)
- Módulo de Data para Consecuencia (Consequence Data)
- Módulo de Data para Riesgo Financiero (Financial Risk)
- Módulo de Data para Factores de Modificación (Modification Factors)

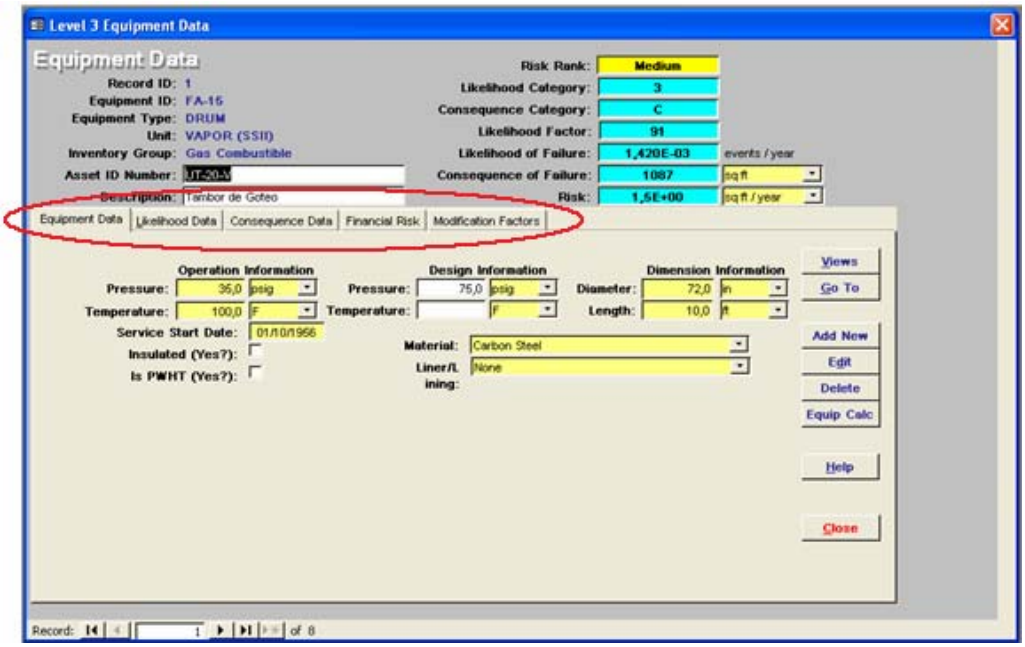


Figura 4.9 Módulos Básicos que presenta el Software API RBI
Fuente: Software API RBI

4.4.1 Módulo de Datos de Equipo

Dentro de este módulo, se ingresó la data correspondiente a cada recuadro amarillo indicado en la interfaz del programa, y el cual se puede observar con mayor comprensión en la Figura 4.10. Los recuadros de color amarillo representaban los datos que eran necesarios ingresar al módulo para caracterizar cada equipo y permitir la estimación del riesgo. La data introducida al programa, correspondiente a éste módulo, se enlistó en la Tabla A-1 del Apéndice A y se empleó como base en los cálculos de cada uno de los módulos siguientes.

Con la finalidad de comprender el procedimiento utilizado por la herramienta API RBI, se tomó como muestra de estudio el Tambor de Gas Combustible FA-15 para la explicación del resto de los módulos vinculados al software.

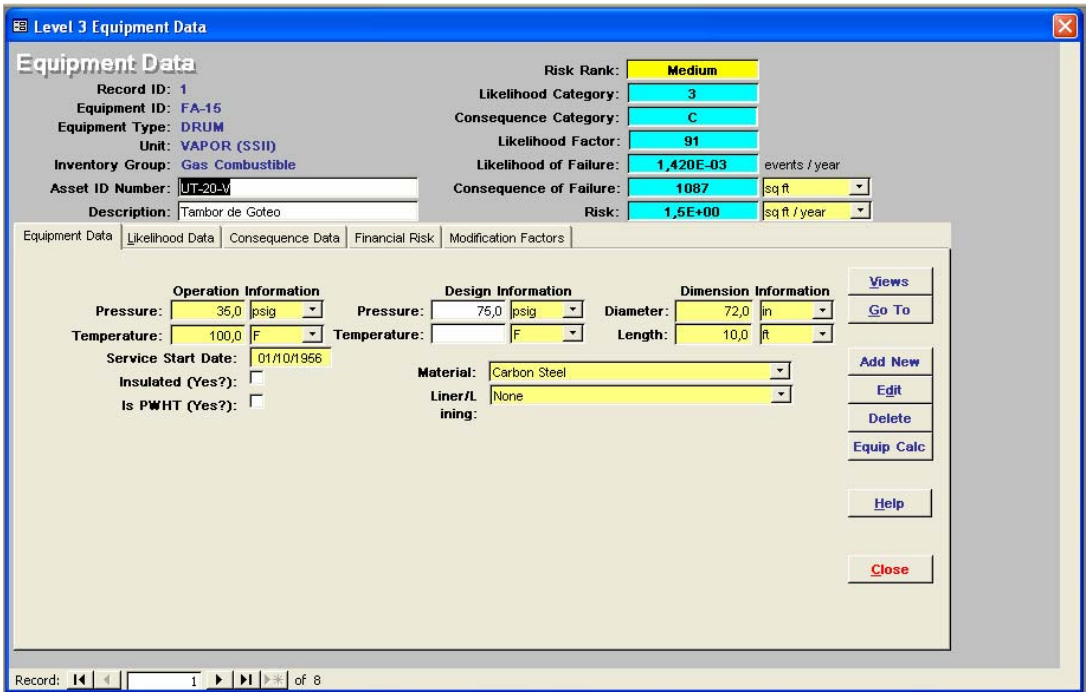


Figura 4.10 Módulo de Datos de Equipos
Fuente: Software API RBI

4.4.2 Módulo de Datos para Probabilidad

Como se observa con un óvalo rojo en la Figura 4.11, luego de introducir la data correspondiente para el Tambor FA-15, el programa habilitó cuatro (4) módulos técnicos que evalúan los posibles daños ocasionados por mecanismos de degradación a los que puede estar sujeto el equipo. También se observa con un óvalo verde en la Figura 4.11, que el software además de los enlaces hacia los módulos técnicos habilita tres enlaces en la interfaz, de los cuales fue el enlace al módulo de historial de inspección el utilizado para esta etapa.

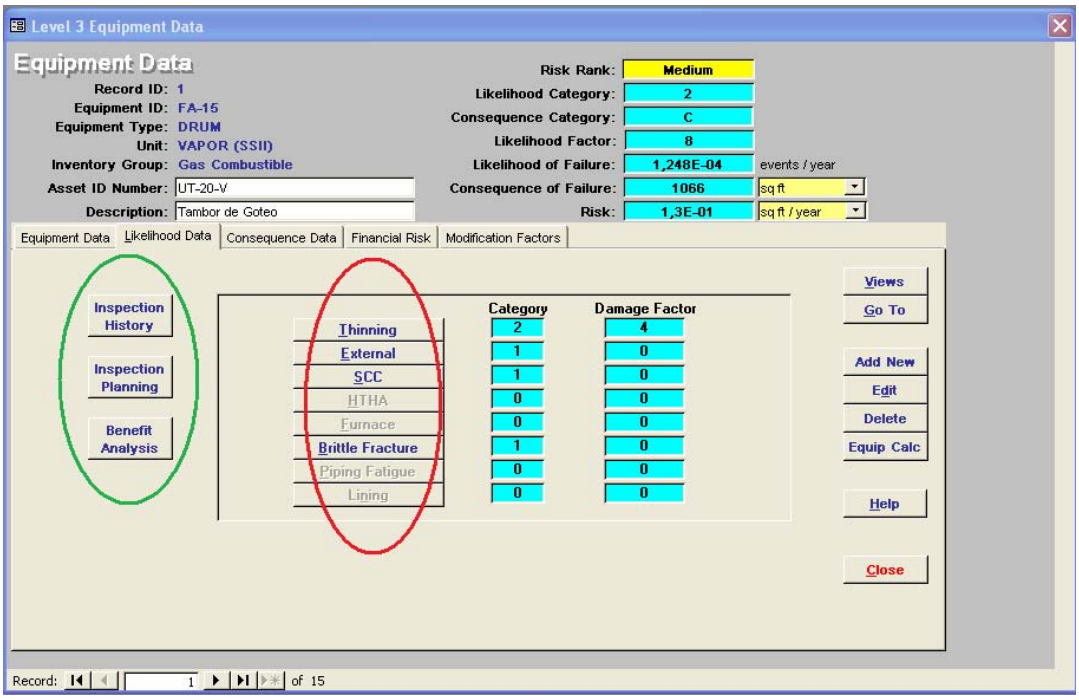


Figura 4.11 Módulo de Datos para determinar Probabilidad de Falla
Fuente: Software API RBI

4.4.2.1 Módulo de Historial de Inspección

Dentro de este módulo, se ingresó las fechas correspondientes a las seis últimas inspecciones realizadas en el Tambor FA-15 y la efectividad de cada inspección siguiendo las pautas establecidas en la norma API 581 para determinar la efectividad equivalente del programa de inspección. Este módulo puede verse con más detalle en la Figura 4.12 mostrada a continuación:

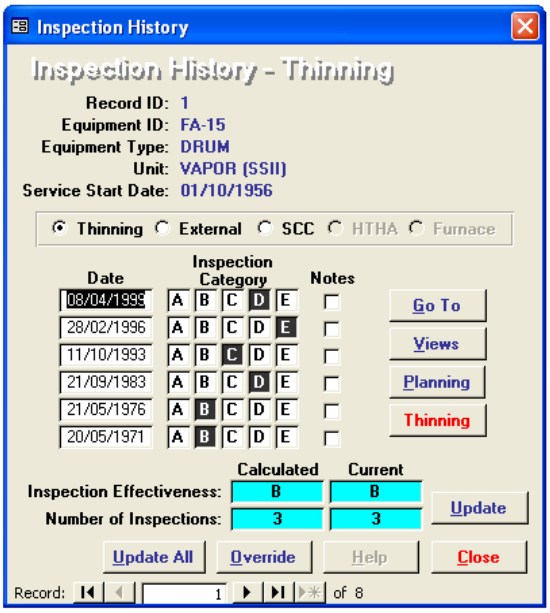


Figura 4.12 Módulo de Datos para Historial de Inspección
Fuente: Software API RBI

El software luego de introducida la data automáticamente arrojó el número de inspecciones equivalente en relación con la cantidad de inspecciones registradas en el Tambor FA-15. El procedimiento utilizado por el programa API RBI se explica de la siguiente manera:

La efectividad global del programa de inspección, se asumió como la mayor efectividad registrada para el Tambor FA-15, la cual resultó ser B. De acuerdo con el software (Ver Figura B-1, Apéndice B), el valor de una inspección tipo A tiene un valor de 1, una inspección tipo B un valor de 0.5, una inspección tipo C un valor de 0.25, una inspección tipo D un valor de 0.125 y una inspección tipo E un valor de 0, y para este caso, el Tambor FA-15 presentó dos (2) inspección tipo B, una (1) inspección tipo C, dos (2) inspecciones tipo D y una (1) inspección tipo E, donde el resultado fue la suma del tipo de inspecciones:

Número de Inspecciones Equivalente = 2 (1) + 1 (0.5) + 2 (0.25) + 1 (0)

Número de Inspecciones Equivalente = 3 B

Este valor fue determinante para calcular el valor del subfactor módulo técnico para adelgazamiento, el cual se explica más adelante.

4.4.2.2 Módulo Técnico de Adelgazamiento

A través de este módulo se pudo establecer un Subfactor Módulo Técnico ($SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$), el cual resultó en un modificador de la probabilidad de falla del Tambor FA-15 debido a los daños a los que se encontró sujeto el Tambor FA-15 por el adelgazamiento tanto general como localizado en la pared interna del equipo, según lo reflejado en el historial de inspección del equipo.

Debido a la importancia de determinar la causa del adelgazamiento en la pared del Tambor FA-15, el módulo técnico disponía en su base de datos, las siguientes causas de mecanismos de degradación para reducción de espesor:

- Corrosión por Ácido Clorhídrico
- Corrosión por Ácidos Sulfhídricos y Nafténicos a Altas Temperaturas
- Corrosión por H_2S/H_2 a Altas Temperaturas
- Corrosión por Acido Sulfúrico
- Corrosión por Acido Fluorhídrico
- Corrosión por Aguas Agrias
- Corrosión por Aminas
- Oxidación a Altas Temperaturas

Conocer el mecanismo de adelgazamiento es importante para establecer un apropiado programa de monitoreo en la detección y daño en el equipo, pero en vista de que las características del Tambor FA-15 en cuanto a diseño, tipo de servicio y parámetros operacionales no se ajustaron dentro del rango básico de alguna de estas causas de adelgazamiento de espesor, fue imposible determinar la causa del

mecanismo de degradación por adelgazamiento presente en el equipo, por lo que se consideró un mecanismo de degradación desconocido para este equipo (ver Figura 4.13)

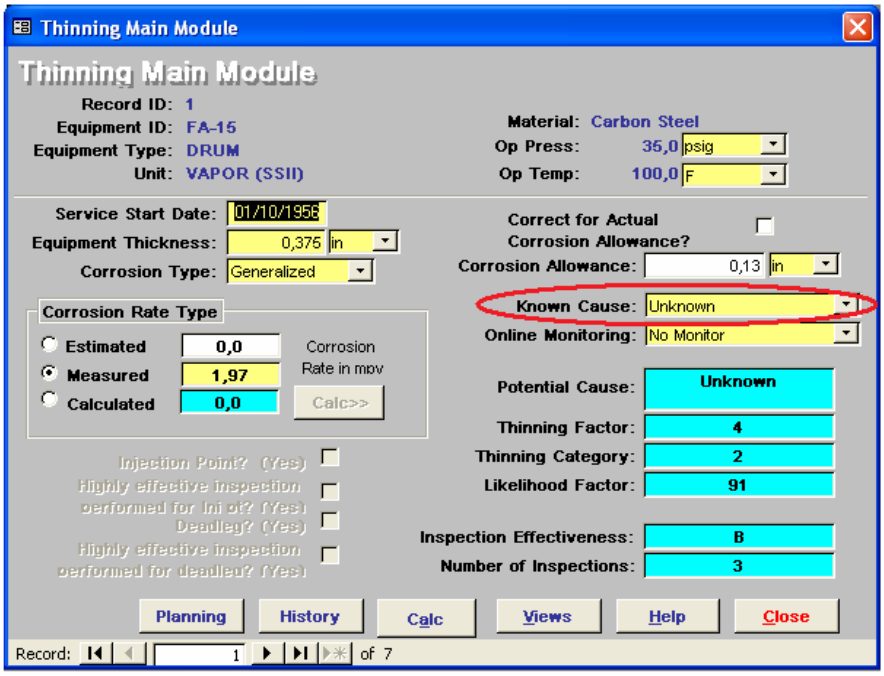


Figura 4.13 Módulo de Datos para Adelgazamiento
Fuente: Software API RBI

Otro parámetro para estimar el $SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$ es la tasa de corrosión. Debido a que el Tambor FA-15 contaba con un historial de registro de medición de espesores, dicha data fue utilizada para estimar la tasa de corrosión de la siguiente manera:

$$T.C = \frac{T_{PREVIO} - T_{ACTUAL}}{\text{Tiempo entre } T_{PREVIO} \text{ y } T_{ACTUAL}} \qquad \text{Ec. 4.2}$$

Donde,

T.C: Tasa de Corrosión (mm/año)

T_{PREVIO} : Espesor previo de pared en una misma locación que T_{ACTUAL} (mm)

T_{ACTUAL} : Espesor previo de pared en una misma locación que T_{PREVIO} (mm)

Tiempo entre T_{PREVIO} y T_{ACTUAL} : Tiempo en años entre T_{PREVIO} y T_{ACTUAL}

Para el equipo FA-15, el registro de medición de espesor más actual se remontó al año 1999 y el registro de medición de espesor previo al año 1993, por lo tanto, en un mismo lugar y según el historial de espesores, T_{PREVIO} corresponde a 10.6 mm y T_{ACTUAL} corresponde a 10.0 mm, entonces:

$$T.C = \frac{10.6 - 10.0}{6}$$

$$T.C = 0.1 \text{ mm/año}$$

Los valores de espesor para esta estimación contaron con un margen de incertidumbre, generando desconfianza en el valor de la tasa de corrosión. Para la corrección se aplicó un procedimiento descrito en el Manual Técnico del Programa API RBI, y el cual se describe a continuación:

1. Se determinó una tasa de corrosión previa, siendo para este caso, T.C = 0.17 mm/año siendo el rango de tiempo entre medición de espesores igual a siete (7) años (1976 – 1983).

2. Se determinó la Categoría del Estado de Daño mediante la comparación entre las dos tasas de corrosión y definiendo la condición que se ajustó según lo expuesto en la Tabla 4.9 (observar lo resaltado con color amarillo)

Tabla 4.9 Categoría del Estado de Daño
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Categoría del Estado de Daño

Estado de Daño 1	El daño en el equipo no es peor que el esperado basado en los valores de la tasa de corrosión o la experiencia
Estado de Daño 2	El daño en el equipo es algo peor que el anticipado
Estado de Daño 3	El daño en el equipo es considerablemente peor que el anticipado

3. Se estableció la efectividad del programa de inspección mediante la revisión del historial de inspección del Tambor FA-15 tomando en cuenta las consideraciones establecidas en la Tabla 4.10 mostrada a continuación:

Tabla 4.10 Categoría de Efectividad de la Inspección
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Categoría de Efectividad de la Inspección	
Altamente Efectiva	Los métodos de inspección correctamente identificarán el daño anticipado en servicio en casi todos los casos (90%)
Usualmente Efectiva	Los métodos de inspección correctamente identificarán el daño actual en la mayoría del tiempo (70%)
Bastante Efectiva	Los métodos de inspección correctamente identificaran el verdadero estado de daño en la mitad del tiempo (50%)
Escasamente Efectiva	Los métodos de inspección proveerán una pequeña información para identificar correctamente el verdadero estado de daño (40%)
No Efectiva	Los métodos de inspección no proveerán la información para identificar correctamente el verdadero estado de daño (33%)

4. A través de la Tabla 4.11 que se muestra más adelante, se determinó el grado de confianza (ver óvalo rojo en la Tabla 4.11.) de la tasa de corrosión de acuerdo con la obtenido en los pasos anteriores:

Tabla 4.11 Factor de Ajuste de Tasa de Corrosión
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Estado de Daño	Probabilidad de que los resultados de inspección determinen el verdadero estado de daño			
	Escasamente Efectiva	Bastante Efectiva	Usualmente Efectiva	Altamente Efectiva
1	0.33	0.5	0.7	0.9
2	0.33	0.3	0.2	0.09
3	0.33	0.2	0.1	0.01

Para el Tambor FA-15, con nivel de Estado de Daño igual a uno (1) y una Efectividad de Inspección tipo "Bastante Efectiva", el grado de confianza para la tasa de corrosión estimada actual corresponde a 0.5, valor que fue multiplicado por la tasa de corrosión actual para su corrección, correspondiendo a un valor de T.C = 0.05 mm/año

Obtenida la tasa de corrosión del Tambor FA-15, se calculó el factor de daño por adelgazamiento, en base a una fracción equivalente de pérdida de espesor de pared (a*r/t) determinada a partir del tiempo de servicio del equipo (a), la tasa de corrosión (r) y el espesor de pared (t), procedimiento descrito a continuación:

a = 2009-1956 = 53 años
r = 0.05 mm/año (Anexo A-2)
t = 9.525 mm (Anexo A-2)

$$(a*r)/t = \frac{(53)*(0.05)}{9.525} = 0.28$$

Con este valor, correspondiente a la fracción equivalente de pérdida de espesor de pared (a*r/t) junto con la efectividad global de inspección y número de inspecciones equivalentes para el Tambor FA-15, se procedió a ingresar a la Tabla 4.12 para determinar el $SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$

Tabla 4.12 Subfactores de Módulo Técnico de Adelgazamiento
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

r/t	in inspección	1 Inspección				2 Inspecciones				3 Inspecciones				4 Inspecciones			
		Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección				Efectividad de Inspección			
.25	20	50	90	50	0	50	70	0		40	0			00	0		
.30	50	50	00	00	0	00	00	0		20	10			40	0		
.35	50	50	50	00	0	00	00	0	0	40	50	0		40	0	0	
.40	00	00	00	00	30	00	00	20	0	00	00	0	0	00	40	0	
.45	050	00	10	00	00	00	00	60	0	00	70	0	0	00	00	0	5
.50	200	100	70	00	70	000	00	00	0	00	60	0	0	00	70	0	0
.55	350	200	130	00	50	100	50	00	00	000	00	30	0	00	50	00	0
.60	500	400	250	50	00	300	00	00	30	200	20	50	10	000	50	20	10

Fue necesaria la interpolación entre los valores 0.25 y 0.30 dentro de la categoría de "3 Inspecciones" y Efectividad de Inspección" Tipo B (Número de Inspección Equivalente del Equipo FA-15) para obtener el valor de $SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$, el cual resultó en el valor de 7.68.

El valor del Subfactor Módulo Técnico de Adelgazamiento debió ser corregido por un factor de sobrediseño,

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

Para el Tambor FA-15,

Espesor nominal: 9.525 mm

Corrosión Permitida: 3.175 mm

$$\text{Factor de sobrediseño} = \frac{9.525 \text{ mm}}{9.525 \text{ mm} - 3.175 \text{ mm}}$$

$$\text{Factor de sobrediseño} = 1.5$$

De acuerdo con la Norma API 581 (Ver Tabla B-, Apéndice B), el factor de sobrediseño, fue igual a 1.5, por lo que debió ser ajustado con un factor de 0.5. Este factor se multiplicó al $SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$ obtenido, tal como se muestra:

$$SFMT_{ADELGAZAMIENTO} \text{ Corregido} = SFMT_{ADELGAZAMIENTO} \text{ obtenido} * 0.5$$

$$SFMT_{ADELGAZAMIENTO} \text{ Corregido} = 3.84 \approx 4$$

Al observarse con un óvalo rojo en la Figura 4.14, el valor $SFMT_{ADELGAZAMIENTO}$ correspondió con el valor obtenido por el software y que se remarcó con el ovalo rojo para su visualización.

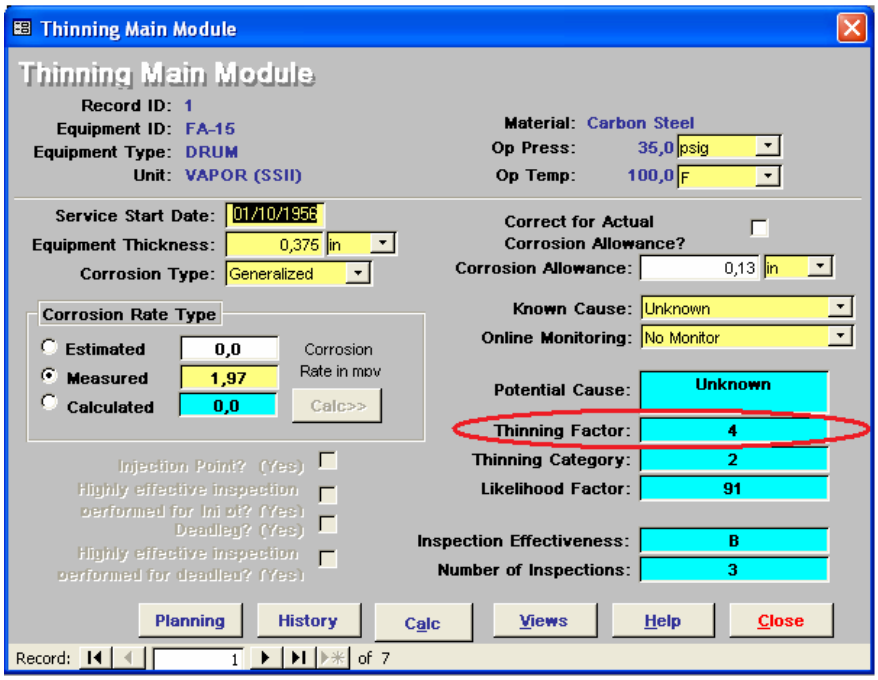


Figura 4.14 Valor de SFMTADELGAZAMIENTO obtenido por el Módulo Técnico de Adelgazamiento
Fuente: Software API RBI

4.4.2.3 Módulo Técnico de Corrosión Externa

Con la ayuda de este módulo se estableció el Subfactor de Módulo Técnico de Corrosión Externa ($SFMT_{EXTERNO}$), el cual mide el estado de daño presente en las paredes externas del equipo debido a las condiciones del entorno al que se encuentra expuesto. Este módulo tuvo aplicabilidad para el Tambor FA-15 por presentar una temperatura de operación de 100 ºF, valor de temperatura que se encuentra dentro del rango entre 10 ºF y 250 ºF, rango de temperaturas en que particularmente es agresivo la corrosión externa debido a los escenarios frecuentes o continuos de condensación y reevaporación de humedad atmosférica.

Siguiendo con el procedimiento establecido en la Norma API 581 para determinar el $SFMT_{EXTERNO}$ para el Tambor FA-15, fue necesario precisar el tipo de ambiente al que se encontró sometido el equipo, siendo el ambiente marino el que más se ajustó al entorno operacional. Definido el tipo de ambiente y con el uso de la

Temperatura de Operación del Tambor FA-15 (100 ºF), se estableció mediante recomendación de la Norma API 581 (ver óvalo rojo en Figura 4.15.) un valor de Tasa de Corrosión, resultando para este caso, un valor de 0.0508 mm/año (2 mpy).

Operating Temperature, °F	Driver		
	Marine / Cooling Tower Drift Area (mpy)	Temperate (mpy)	Arid / Dry (mpy)
10 or less	0	0	0
11 to 60	5	3	1
61 to 120	2	1	0
121 to 200	5	2	1
201 to 250	1	0	0
> 250	0	0	0

Figura 4.15 Valor de Tasa de Corrosión Externa según el ambiente operacional
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Teniendo el valor de la Tasa de Corrosión, fue necesario determinar la fecha, tipo y condición del recubrimiento de pintura, información que se muestra a continuación en la Tabla 4.13:

Tabla 4.13 Condición del Recubrimiento de Pintura del Tambor FA-15
Fuente: Departamento de Inspección y Corrosión. Nota de Inspección 157-96. (1996).

Fecha Final del Recubrimiento	**28 de Febrero de 1996**
Tipo de Recubrimiento	**Capa de Fondo Epoxi Poliamida y dos Capas de Esmalte Epoxi Poliamida, cada una con espesor de 1,5 mm de espesor de película seca.**

Según las observaciones expuestas por el personal de inspección de equipos de la Superintendencia de Ing. De Instalaciones de la Refinería Puerto La Cruz, se determinó que el recubrimiento es de alta calidad, información de mucha utilidad para la estimación del $SFMT_{EXTERNO}$.

De acuerdo la Norma API 581 para el ajuste del $SFMT_{EXTERNO}$ en función de calidad del recubrimiento, la acción de daño en el exterior de las paredes del equipo se ve disminuida y es prolongado su inacción hasta quince (15) años por encima

desde la última fecha de aplicación de recubrimiento a las paredes del equipo (Ver Figura B-2, Apéndice B), escenario que se traduce en un valor de cero (0) para el $SFMT_{EXTERNO,}$ valor que se corresponde con el valor demarcado con ovalo rojo en la Figura 4.16, que muestra la interfaz del Módulo de Corrosión Externa.

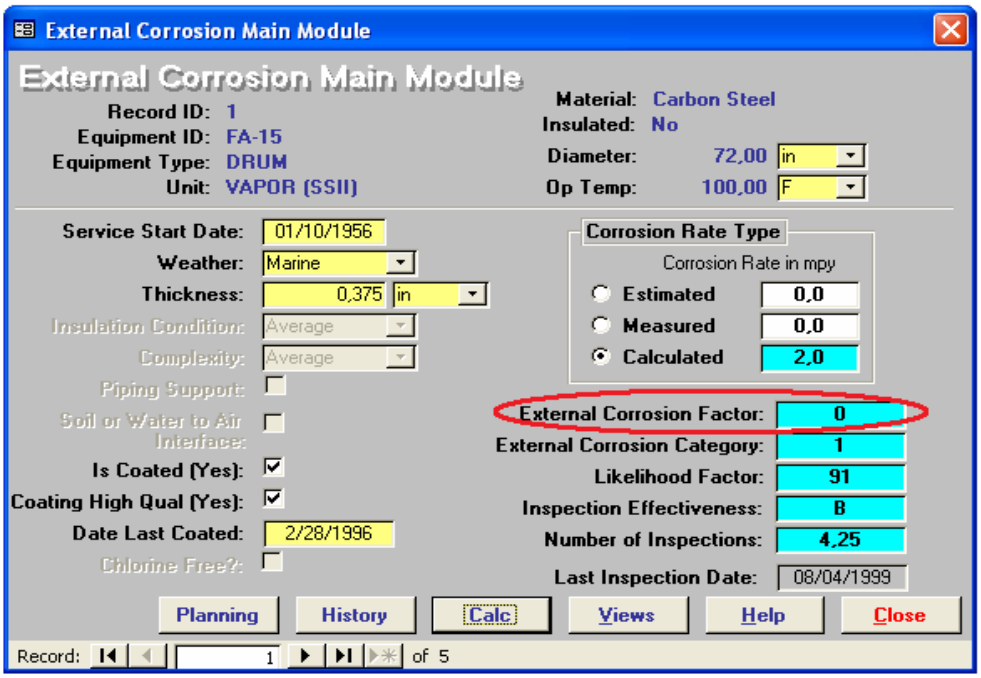


Figura 4.16 Sub-módulo para estimación del Factor de Corrosión Externa
Fuente: Software API RBI

4.4.2.4 Módulo de Agrietamiento por Corrosión Bajo Tensión (SCC)

A través de este módulo se estableció un Subfactor Módulo Técnico ($SMTF_{SCC}$), el cual permitió medir la susceptibilidad al daño en el Tambor FA-15 por la acción combinada de corrosión y esfuerzo. Están incluidos dentro de este módulo, los siguientes mecanismos de agrietamiento:

- Agrietamiento por Caustico (NaOH)
- Agrietamiento por Aminas
- Agrietamiento por Sulfuros (SSC)
- Agrietamiento Inducido por Hidrógeno (HIC/SOHIC)

- Agrietamiento por Carbonatos
- Agrietamiento por Ácido Politiónico (PTA)
- Agrietamiento por Cloro (ClSCC)

En vista que el gas natural con que opera el Tambor FA-15, es un gas deshidratado proveniente del Complejo Criogénico de San Joaquín, la susceptibilidad a daño por agrietamiento es poco probable debido a que estos mecanismos de degradación necesitan la presencia de agua o un medio electrolítico para favorecer el mecanismo de corrosión, por lo tanto, el $SMTF_{SCC}$ para el Tambor FA-15 tiene un valor de cero (0), valor que es igual al arrojado por el software y que se puede observar en la figura de abajo (Figura 4.17)

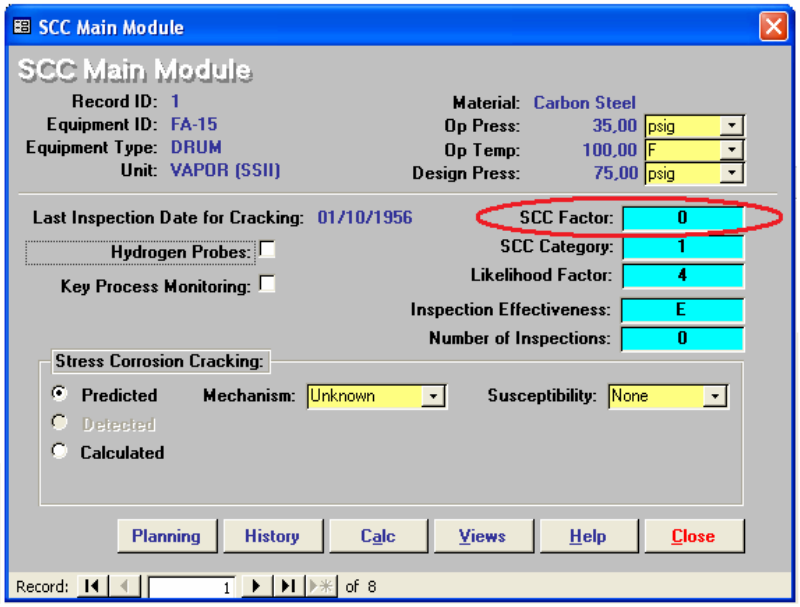


Figura 4.17 Sub-módulo para estimación del Factor de Corrosión Bajo Tensión
Fuente: Software API RBI

4.4.2.5 Módulo Técnico de Fractura Frágil

A través de este módulo se pudo establecer un valor de Subfactor Módulo Técnico para Falla Frágil ($SFMT_{FRÁGIL}$) para el Tambor FA-15, el cual permitió estimar

la susceptibilidad que presentó dicho equipo con respecto a la ocurrencia de este mecanismo de degradación.

Para estimar la susceptibilidad fue de interés conocer dos parámetros necesarios para determinar el Subfactor Módulo Técnico ($SFMT_{FRÁGIL}$), siendo estos parámetros:

- Temperatura Mínima de Desviación.
- Temperatura Mínima de Diseño del Metal (MDMT).

Para determinar la temperatura mínima, se seleccionó la menor temperatura entre los tres siguientes valores:

- Temperatura de Diseño
- Temperatura de Operación
- Temperatura de Desviación Observada

La Temperatura de Desviación Observada corresponde a un valor de 212 º F (Temperatura de Ebullición del Líquido Presurizado), debido a que el Tambor FA-15 ha sido presurizado con agua líquida en pruebas hidrostáticas aplicadas en épocas anteriores. Al comparar este valor con el valor de la Temperatura de Operación del Tambor FA-15, este valor resultó ser mayor, por lo que la Temperatura de Operación del equipo resultó ser la Temperatura de Desviación (T). Para determinar la Temperatura MDMT, se utilizó la Figura 4.19, mediante la cual se levantó una línea paralela al eje de las ordenadas a partir del espesor nominal del Tambor FA-15 y se interceptó con la curva de interés para determinar la Temperatura MDMT. La Curva B resultó la curva de interés debido a que el material del Tambor FA-15 resultó ser Acero al Carbono (SA-285 Gr. C) y no fue tratado térmicamente al momento de ser puesto en servicio (Ver óvalo rojo en Figura 4.18). El valor resultante para la Temperatura MDMT fue de -35 ºF aproximadamente.

Specification.	Default Curve	Normalized Curve
SA 36	A	B
SA-283 All Grades	A	B
SA-285 All Grades	B	C
SA-299	A	B
SA-414 Gr A	B	C
SA-414 Gr B,C,D,E,F,G	A	B

Figura 4.18 Tipo de Curva de Impacto para Aceros al Carbono
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

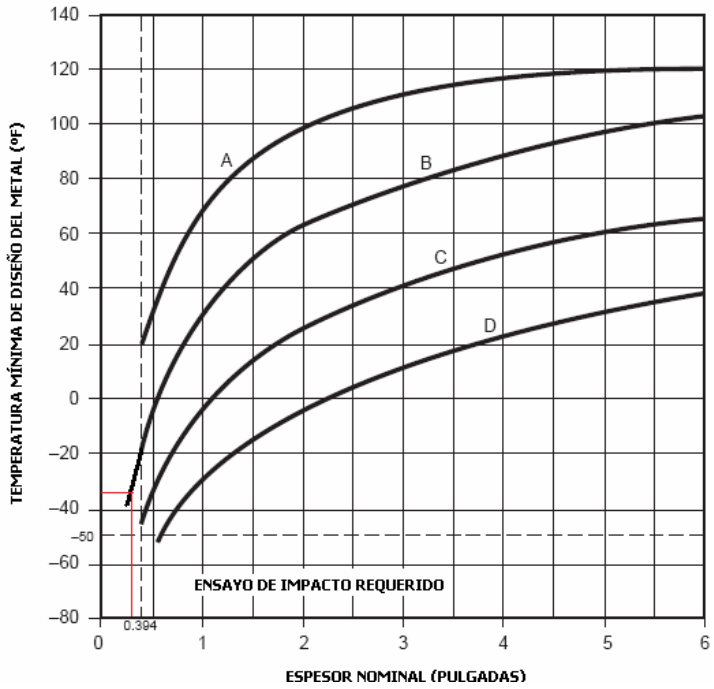


Figura 4.19 Curva para obtener la Temperatura MDMT.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

El valor del Subfactor Módulo Técnico para Falla Frágil ($SFMT_{FRÁGIL}$) se estimó a través del valor correspondiente de la diferencia entre el valor de la Temperatura de Desviación (T) y la Temperatura MDMT (T_{ref}):

$SFMT_{FRÁGIL}$ ⟶ $T - T_{ref}$

$SFMT_{FRÁGIL}$ ⟶ 135 ºF

		ESPESOR (PULGADAS)								
		0.25	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0
$T - T_{ref}$	100	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.9	1.1	1.2
	80	0.0	0.0	0.0	0.8	1.1	2	2	4	6
	60	0.0	0.0	1.0	2	4	9	19	36	60
	40	0.0	0.7	2	9	29	69	133	224	338
	20	0.1	1.3	10	49	143	296	500	741	1,008
	0	0.9	3	39	175	424	759	1,142	1,545	1,950
	–20	1.2	7	109	405	850	1,366	1,897	2,415	2,903
	–40	2	16	220	697	1,317	1,969	2,596	3,176	3,703

Figura 4.20 Curva para obtener el valor de SFMTFRÁGIL correspondiente al Tambor FA-15
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

El valor del Subfactor Módulo Técnico para Falla Frágil ($SFMT_{FRÁGIL}$) correspondió a cero (0) debido a que el valor del $SFMT_{FRÁGIL}$ tendía a cero (0) de acuerdo con el valor obtenido por la diferencia entre el valor de la Temperatura de Desviación (T) y la Temperatura MDMT (T_{ref}) y observado en Figura 4.20. El valor obtenido mediante este procedimiento, fue el mismo valor reflejado por el Software API RBI (observar la Figura 4.21), resultando un valor de cero (0), lo que implicó que el Tambor FA-15 no presenta susceptibilidad a falla por Fractura Frágil.

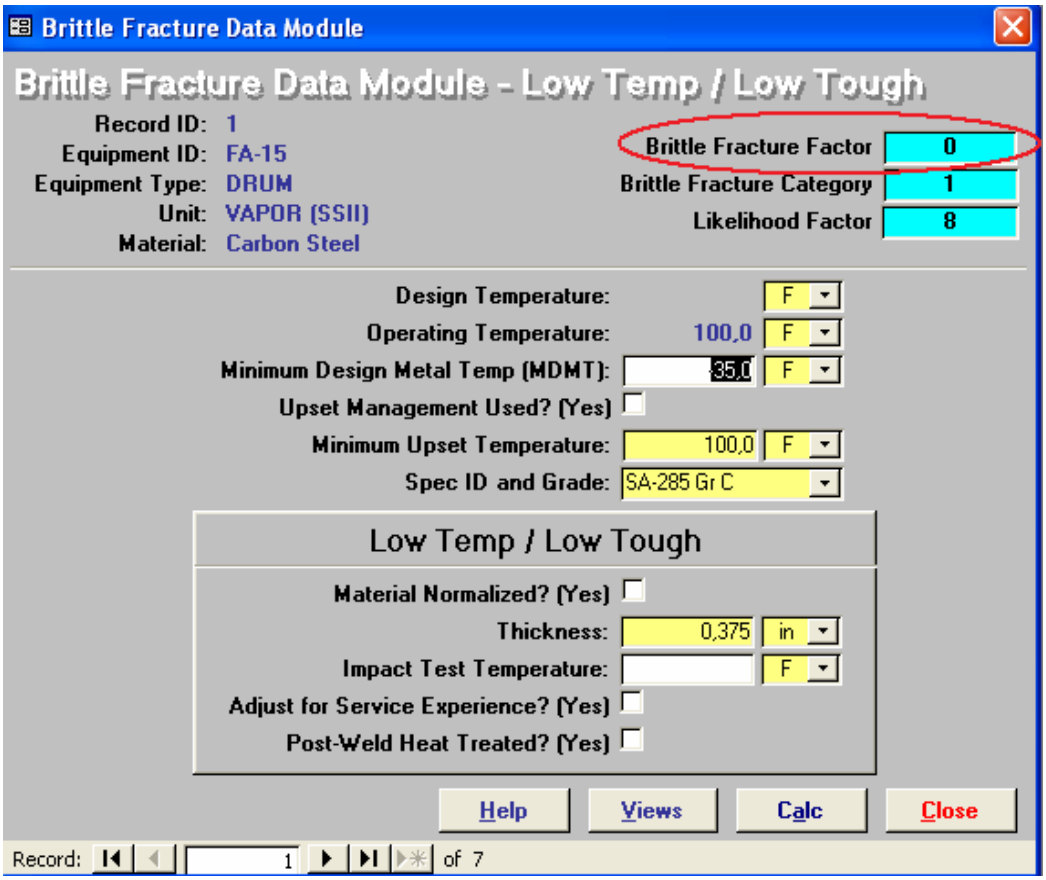


Figura 4.21 Sub-módulo para estimación del Factor de Fractura Frágil.
Fuente: Software API RBI

4.4.3 Módulo de Factores de Modificación

La Figura 4.22 representó la interfaz del Módulo de Factores de Modificación del Equipo del Software API RBI, y en el cual se examinaron detalles específicos del Tambor FA-15 y del entorno en el cual opera, con la finalidad de medir la influencia que tuvieron las condiciones en las que opera el equipo sobre el valor de la frecuencia de falla genérica.

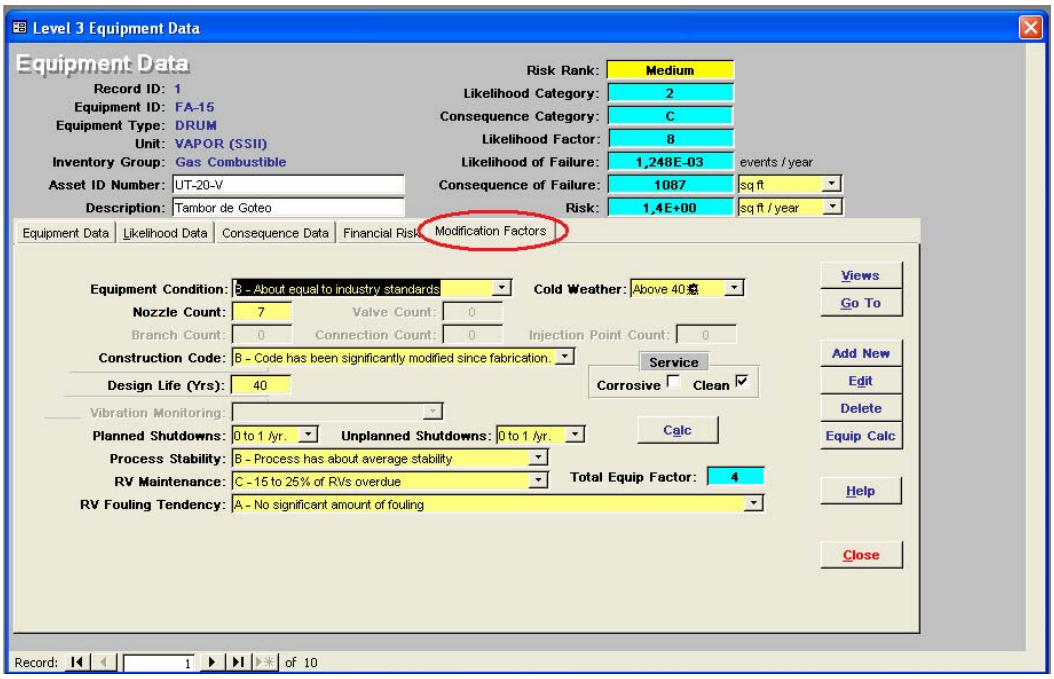


Figura 4.22 Módulo para determinar el Factor de Modificación
Fuente: Software API RBI

Los recuadros amarillos observados en la Figura 4.22, representaron las respuestas que fueron seleccionadas mediante la comparación de características específicas del Tambor FA-15 con una serie de criterios definidos por el Instituto Americano de Petróleo en la Norma Internacional API 581, los cuales permitieron generar un Subfactor Global de Modificación de Equipo (F_E). Este Subfactor Global representó un valor numérico que resultó del análisis de los argumentos definidos en la interfaz del Software mostrada en la Figura 4.22 y que correspondieron a elementos característicos de tres Subfactores esenciales para estimar el Subfactor Global de Modificación de Equipo, tales como: Subfactor Universal, Subfactor de Proceso y Subfactor Mecánico.

El valor del Subfactor Global de Modificación de Equipo (F_E) resultó en un valor positivo, lo cual ocasionó un incremento de la frecuencia de falla genérica del Tambor FA-15. A continuación, tomando como mismo ejemplo, el Tambor FA-15,

los valores para el Subfactor Universal, Subfactor de Proceso y Subfactor Mecánico se obtuvieron de la siguiente forma:

- **Subfactor Universal**

✓ **Valor Numérico por Condición de la Planta**

En la Tabla 4.14 se identificó el valor que representó la condición actual en que se encontraba la Planta de Generación de Vapor. Su estimación estuvo basada en el buen juicio de expertos, siendo para este caso, los operadores y el inspector de equipos asignado a esta planta.

Tabla 4.14 Valor Numérico por Condición de la Planta
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

✓ **Valor Numérico por Temperatura del Clima**

Este valor representó un importante factor debido a que temperaturas muy extremas en el ambiente operacional del Tambor FA-15 podrían impedir acciones de inspección y mantenimiento en los equipos reduciendo la eficiencia para monitorear las condiciones externas del Tambor FA-15. El valor obtenido puede ser observado con un óvalo rojo en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Valor Numérico por Temperatura del Clima
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

- ✓ **Valor Numérico por Actividad Sísmica**

La probabilidad de falla de equipos de proceso localizados dentro de un área sísmica en comparación con equipos que no se encuentran ubicados en zonas de actividad sísmica, de alguna forma presentan una mayor probabilidad de falla, siendo este valor, un número representativo que cuantifica dicha situación (ver óvalo rojo en Tabla 4.16). Este valor está basado la Norma ANSI A58.1 – 1982 que determina el tipo de Zona Sísmica, (Ver Figura B-3 y Figura B-4, Apéndice B)

Tabla 4.16 Valor Numérico por Actividad Sísmica
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

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

$$\text{Subfactor Universal} = (0) + (0) + (1) = 1$$

- **Subfactor Mecánico**

✓ **Valor Numérico por Complejidad del Equipo**

Este factor se refiere a la complejidad que presenta el equipo de acuerdo a su cantidad de boquillas, es decir, mientras más boquillas posea un equipo más complejo será. El Tambor FA-15 presentó siete (7) boquillas, por lo tanto, por ser igual a siete (7), el valor numérico es igual a cero (0) tal como se indica en la Tabla 4.17:

Tabla 4.17 Valor Numérico por Complejidad del Equipo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Equipo	Valor Numérico			
	-1.0	0	+1.0	+2.0
Columna total	<20	20-35	36-46	>46
Intercambiador casco	< 7	7-12	13-16	>16
Intercambiador tubo	< 4	4-8	9-11	>11
Recipientes	< 7	7-12	13-16	>16

✓ **Valor Numérico por Código de Construcción del Equipo**

Los códigos de construcción representan un conocimiento a profundidad sobre la forma en que se encuentran diseñados y fabricados los equipos, al igual que en ellos se establecen pautas que definen las condiciones de operación en el que deben operar los equipos. Estos códigos con el tiempo van evolucionando y constantemente van sufriendo modificaciones que pudieran evitar tomar en cuenta recomendaciones hechas en ediciones pasadas, o por el contrario, incluir nuevas sugerencias que permitan mantener la integridad mecánica de los equipos de proceso.

En la Tabla 4.18, se indica el valor que resultó para el Tambor FA-15, cuyo valor estuvo condicionado por la variación que existe desde la fecha del Código de Construcción del Equipo y la Fecha Actual:

Tabla 4.18 Valor Numérico por Código de Construcción del Equipo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

- ✓ **Valor Numérico para Ciclo de Vida del Equipo**

El ciclo de vida del equipo, está representado por la relación porcentual entre los años en servicio y la vida útil que presenta el Tambor FA-15, tal como se muestra en la Ec. 4.4:

$$\text{Ciclo de Vida} = \frac{\text{Años de servicio}}{\text{Vida útil}} * 100 \qquad \text{Ec. 4.4}$$

$$\text{Ciclo de Vida} = \frac{\text{Años de servicio}}{\text{Vida útil}} * 100 = \frac{53}{40} * 100 = 132.5\%$$

Este valor corresponde en porcentaje al Ciclo de Vida alcanzado en el Tambor FA-15, resultando para este caso, que el equipo ya ha superado el tiempo de vida útil. Con esta cifra, a través de la Tabla 4.19, se obtiene un valor numérico igual a cuatro (4) para el Tambor FA-15

Tabla 4.19 Valor Numérico para Ciclo de Vida del Equipo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

- ✓ **Valor Numérico por Factor de Seguridad**

Corresponde a las condiciones de seguridad en cuanto a presión (Ec. 4.5) y temperatura (Tabla 4.20) al que se encuentra sometido el Tambor FA-15, y se indica a continuación:

$$\frac{P_{OPERACIÓN}}{P_{DISEÑO}} = \frac{35\ \ psi}{75\ \ psi} = 0.47 \approx 0.5$$

Ingresando en la Tabla 4.20, se obtiene el valor numérico resaltado mediante un óvalo rojo para el Tambor FA-15:

Tabla 4.20 Valor Numérico según Presión de Operación
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

$P_{operación}/P_{diseño}$	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: Instituto Americano del Petróleo (API). "**Inspección Basada en Riesgo**", Documento Base, Publicación API 581. 1era Edición. **(2000)**.

Luego con la temperatura de operación del equipo (100 ºF) y para un material de construcción de Acero al Carbono, se obtiene que el valor numérico es cero (0), debido a que la temperatura se encuentra entre los limites de temperatura reflejados en la Tabla 4.21

Tabla 4.21 Valor Numérico según Temperatura de Operación
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

Finalmente el Subfactor Mecánico resultante es la sumatoria de cada uno de los valores numéricos:

$$\text{Subfactor Mecánico} = (0) + (1) + (4) + (-1) + (0) = 4$$

- **Subfactor de Proceso**

  - ✓ **Valor Numérico por Paradas de Planta Programadas**

Las paradas programadas incluyen aquellas paradas donde los procedimientos de operación y mantenimiento recomendados son ejecutados por personal calificado. Cualquier parada, incluso aquellas bien planificadas y ejecutadas tienen el potencial de ocasionar errores operacionales o fallas en la integridad mecánica. De acuerdo con lo observado en el historial de inspección del Tambor FA-15 (Ver Apéndice), el valor que resultó fue el indicado dentro de un óvalo rojo en la Tabla 4.22, tal como se muestra:

Tabla 4.22 Valor Numérico por Paradas de Planta Programadas
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

✓ **Valor Numérico por Paradas de Planta no Programadas**

Las paradas no programadas resultan en aquellas paradas efectuadas por situaciones imprevistas obligando a modificar el tiempo de ejecución de parada cronometrado por el personal de operaciones y mantenimiento, y a diferencia de las paradas programas tienden a presentar un mayor riesgo de sucesos que pudieran comprometer la seguridad de equipos y personas. El valor que resultó para el Tambor FA-15 se obtuvo de acuerdo con lo observado en el historial de inspecciones del equipo, y se indica con un óvalo rojo en la Tabla 4.23:

Tabla 4.23 Valor Numérico por Paradas de Planta no Programadas
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

✓ **Valor Numérico por Estabilidad del Proceso**

Ciertos procesos tienden a resultar más estables que otros, debido que no comprometen la intervención continúa del operador para monitorear condiciones de operación. Para este caso, el Tambor FA-15 no presenta un dedicado monitoreo según el personal de operaciones, debido a que este equipo presenta pocas desviaciones en los parámetros operacionales, cuyo valor para este caso, se indica en la Tabla 4.24:

Tabla 4.24 Valor Numérico por Estabilidad del Proceso
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

✓ Valor Numérico por Mantenimiento de Válvulas de Alivio

Las válvulas de alivio periódicamente deben ser sacadas fuera de servicio para su inspección y mantenimiento. De acuerdo con el historial de inspección del Tambor FA-15, este valor correspondió con lo que se observa en la Tabla 4.25, y que se muestra a continuación:

Tabla 4.25 Valor Numérico por Mantenimiento de Válvulas de Alivio
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

✓ Valor Numérico por Tendencia de Falla de Válvula

La cantidad significativa de polímeros u otro tipo de materiales viscosos en fluidos de proceso manejados por equipos pudiese ocasionar el bloqueo tanto en la entrada como en la salida de válvulas de alivio, comprometiendo su operatividad. De acuerdo con las condiciones del fluido manejando por el Tambor FA-15, este valor resultó (Tabla 4.26):

Tabla 4.26 Valor Numérico por Tendencia de Falla de Válvula
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Tendencia de Falla	Categoría	Valor Numérico
Ninguna cantidad significativa de suciedad	A	0
Algunos polímeros u otros materiales sucios, con un historial de acumulación de vez en cuando en algunas partes del sistema.	B	2.0
Alto nivel de suciedad, con un historial frecuente de acumulación de depósitos en válvulas de alivio u otras partes del sistema	C	4.0

- ✓ **Valor Numérico por Servicio Corrosivo**

Fluidos que resultan altamente corrosivos resultan perjudiciales para la integridad mecánica de válvulas de alivio debido a que pueden comprometer componentes internos de las válvulas necesarios para garantizar el accionar de dichas válvulas cuando la situación lo amerite. Este valor se observa a continuación (Tabla 4.27):

Tabla 4.27 Valor Numérico por Servicio Corrosivo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Servicio Corrosivo	Valor Numérico
Si	3.0
No	0

El Subfactor de Proceso resulta de sumar todos los valores numéricos obtenidos:

$$\text{Subfactor de Proceso} = (-1) + (-1.5) + (0) + (1) + (0) + (0) = -1.5$$

Finalmente, el Factor Modificador del Equipo (F_E) FA-15 resultó de la sumatoria de todos los subfactores (SFMT) obtenidos:

$$F_E = SFMT_{Total} + SF_{Universal} + SF_{Mecánico} + SF_{Proceso} \qquad \text{Ec.4.6}$$

$$F_E = 4 + 1 + 4 - 1.5 = 7.5$$

$$F_E \approx 8$$

Este resultado se puede observar resaltado en un óvalo rojo en la esquina superior derecha de la Figura 4.24 que se muestra más adelante.

- **Subfactor de Gerencia**

De acuerdo a la Figura 4.23, se interceptó para una escala de 50% obteniéndose un valor de uno (1). De acuerdo con la Norma API 581, este valor de 50% resulta para casos donde se cuenta con mucha información para la auditoría por parte de la organización (PDVSA) del sistema de operación de la Planta de Generación de Vapor, y corresponde a un valor promedio será de 50% de acuerdo con estadísticas obtenidas de otras plantas de procesos (Ver Figura B-5, Apéndice B).

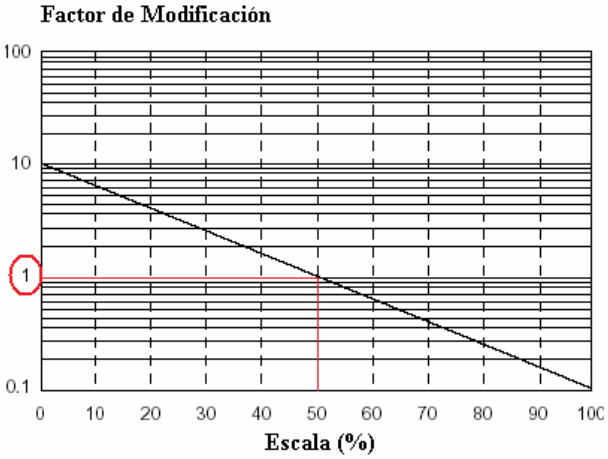


Figura 4.23 Gráfico para determinar el Subfactor de Gerencia (FM)
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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 4.7

$$F = F_G * F_E * F_M \qquad \text{Ec.4.7}$$

Donde:

F: frecuencia 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

$$F = (4 \times 10^{-5} + 1 \times 10^{-4} + 1 \times 10^{-5} + 6 \times 10^{-6}) * 8 * 1$$

$$\mathbf{F = 1.248*10^{-3}\ eventos\ /\ año}$$

Este resultado se puede observar resaltado dentro de un óvalo verde en la equina superior derecha de la Figura 4.24:

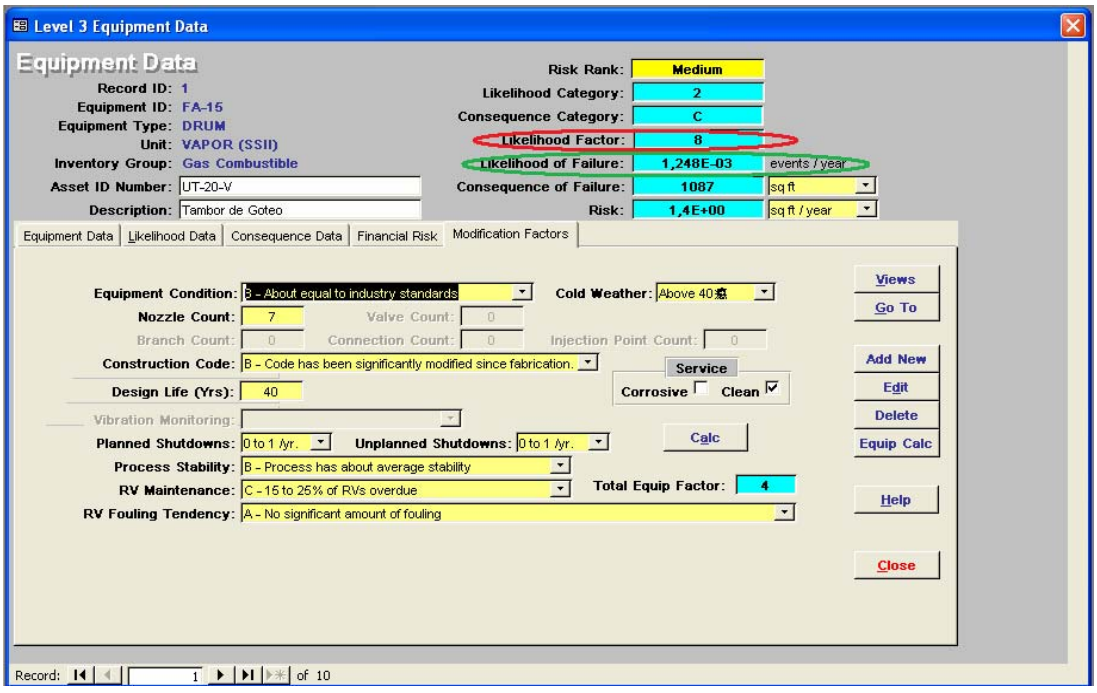


Figura 4.24 Probabilidad de Falla Ajustada para el Tambor FA-15
Fuente: Software API RBI

4.4.4 Módulo de Datos para Consecuencias a la Seguridad

Dentro de este módulo se consideraron las consecuencias que pudieron afectar la seguridad de personas y equipos debido a la condición inflamable y tóxica que pudieron exhibir los fluidos de operación (ver Figura 4.25), sin embargo, como los fluidos manejados en la Planta de Generación de Vapor no resultaron ser de naturaleza toxica sino de cierta naturaleza inflamable, la estimación en este módulo solo se basó en la condición de inflamabilidad.

Las consecuencias por inflamabilidad se estimaron en un valor de área que representó el área efectiva donde era muy probable ocasionar daños a equipos o generar perjuicio y/o fatalidad. Estos valores de área están medidos en pies cuadrados, y en la Figura 4.16 se muestra un ejemplo de estos valores, la cuales se calcularon en función del caudal de liberación del fluido contenido en el grupo de inventario a través de los tamaños de orificios representativos considerados por la Norma API 581 (1/4, 1, 4 y 16 pulgadas). A continuación, para realizar los cálculos de manera explicativa para la estimación de consecuencias se tomó nuevamente como ejemplo el Tambor FA-15, siendo el procedimiento que más adelante se explica, el mismo procedimiento utilizado por el software para la estimación de consecuencias de fallas para el resto de los equipos estudiados en esta investigación.

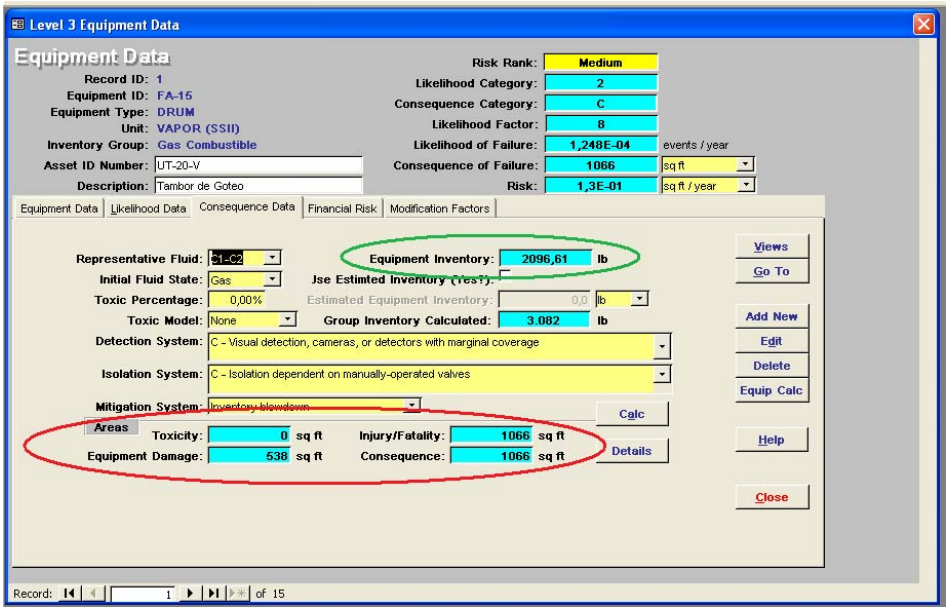


Figura 4.25 Módulo Técnico para Estimación de Consecuencias
Fuente: Software API RBI

Como paso inicial se seleccionó en la Tabla 4.28 el fluido representativo contenido en el equipo estudiado, el cual para este caso fue de Gas Natural (Metano), correspondiente al grupo C_1-C_2 de los materiales representativos.

Tabla 4.28 Materiales Aplicables a Ciertos Fluidos Representativos
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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}	Fuel Jet, Kerosene, Gasoil Atmosférico
C_{17} - C_{25}	Gasoil y Crudo Liviano

El próximo paso fue el cálculo de la masa contenida en el interior del equipo. Para esto, fue necesario conocer las propiedades del fluido representativo manejado por el equipo, seleccionado en la Tabla 4.29 que se muestra a continuación:

Tabla 4.29 Propiedades de Algunos Fluidos Representativos
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Fluido	Peso Molecular (lb/mol)	Densidad ($lb/pies^3$)	Punto de Ebullición Normal (°F)	Estado en Ambiente	Temperatura de Auto-Ignición (°F)
C_1-C_2	23	15.639	-193	Gas	1036
C_3-C_4	51	33.61	-6.3	Gas	696
C_5	72	39.03	97	Líquido	544
C_6-C_8	100	42.702	210	Líquido	433
C_9-C_{12}	149	45.823	364	Líquido	406
Agua/Vapor	18	62.3	212	Líquido	N/A

Con las dimensiones (diámetro interno y longitud) del equipo mostradas en la Tabla A-1 del Apéndice A, se calculó la masa contenida según la ecuación 4.8:

Datos:

Equipo: Tambor FA-15

Diámetro = 72 plg = 6 pies

Longitud = 9.5 pies

$$\text{Volumen} = \frac{\pi * D^2}{4} * L = \frac{\pi * (6)^2}{4} * 9.5 = 268.606 \ \ pies^3$$

$$\text{Masa} = \text{Volumen} * \text{Densidad} \qquad \text{Ec.4.8}$$

Para una densidad de 15.639 lb/pies^3 según la Tabla 4.29 se tiene que la masa será:

$$\text{Masa} = 268.606 \ \text{pies}^3 * 15.639 \ \text{lb}/\text{pies}^3 = 4200.73 \ \text{lb}$$

$$\text{Masa} = 4200.73 \text{ lb}$$

Según las suposiciones para el cálculo de inventario establecidas por la Norma API 581 y lo indicado en la Tabla 4.30, se ajustó el valor de la masa del fluido en el Tambor FA-15 bajo la suposición de que el fluido contenido en el Tambor FA-15 se encontraba en un estado multifásico de dos etapas, sin embargo, en la realidad, esto no sucede así, el gas natural se encuentra en un estado completamente monofásico pero para efectos de correspondencia con los resultados arrojados por el software, se utiliza dicho suposición, obteniéndose finalmente que la masa contenida en el equipo fue:

$$\text{Masa Inventario del Equipo} = 0.50 * 4200.73 \ \text{Lb} = 2100.37 \ \text{Lb}$$

$$\text{Masa Inventario del Equipo} = 2100.37 \ \text{Lb}$$

Este resultado correspondió con el resultado observado en la Figura 4.26 resaltado en un óvalo verde, y contó con un margen de 0.18 % de error, valor totalmente aceptable.

Tabla 4.30 Suposiciones para el Cálculo de Inventario de Líquido dentro del Equipo Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Equipo	Volumen Porcentual
Liquido/Columnas de líquido	50% de cada material
Columna de Bandejas (tratada como dos equipos) Mitad tope Mitad inferior	50% vapor 50% líquido
Acumuladores y Tambores	50% líquido
Separadores	50% de cada material/ fase
Bombas y compresores	Insignificante
Intercambiadores de Calor	50% lado casco, 25% lado tubo
Horno / Caldera	50% líquido /50% vapor en los tubos
Tuberías	100% Full

El Tambor FA-15 como el Tambor FA-14 correspondieron al mismo grupo de inventario por compartir válvulas de isolación comunes y manejar el mismo fluido representativo, por lo que la masa total del grupo de inventario fue la sumatoria de la masa de ambos equipos pertenecientes al grupo de inventario, la cual para este caso particular fue:

Masa Grupo de Inventario = 3082 lb

La estimación del caudal de liberación del fluido hacia la atmosfera se realizó para cada tamaño de agujero predefinido por la Norma API 581, siendo estos tamaños de agujeros, los tamaños más comunes observados en fallas según información recopilada de equipos estáticos en industrias a nivel mundial por el Instituto Americano de Petróleo. La Tabla 4.31 define los posibles tamaños de agujeros usados en el Análisis I.B.R. y el valor representativo de éstos.

Tabla 4.31 Tamaños de Agujeros usados en el Análisis Cuantitativo I.B.R.
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

Teniendo en cuenta que el fluido dentro del equipo es gas, se determinó en que régimen de flujo podría encontrarse el fluido contenido del equipo al pasar por un orificio, utilizando la ecuación 4.9, la cual es indicada a continuación:

$$P_{trans} = P_a * \left(\frac{k+1}{2} \right)^{\left(\frac{k}{k-1} \right)} \qquad \text{Ec. 4.9}$$

Donde:

P_{trans}: Presión de transición (psia)

P_a: Presión atmosférica (psia)

k: C_P / C_V (Relación de Calores Específicos)

C_P: Capacidad calorífica del gas ideal a presión constante (Btu / -lb mol ºF)

C_V: Capacidad calorífica del gas ideal a volumen constante (Btu / lb mol ºF)

Utilizando los datos que se muestran debajo, se determinó el régimen de flujo del fluido manejado por el Tambor FA-15:

Datos:

P_a: 14.7 psia

k: 1.28 (Valor aproximado para Gas Natural)

$$P_{trans} = 14.7 * \left(\frac{1.28+1}{2} \right)^{\left(\frac{1.28}{1.28-1} \right)}$$

$$P_{trans} = 25.76 \text{ psi}$$

Debido a que la presión de operación del Tambor FA-15 (35 psi) es mayor que la presión de transición (P_{trans}), se consideró que el fluido si pudiese escapar por un orificio ocasionado por la acción de mecanismos de degradación, estaría bajo un *Régimen de Flujo Sónico*.

Sabiendo que el fluido estaría gobernado por un régimen de flujo sónico y en forma de gas si pudiese liberarse a la atmosfera, el caudal de liberación se estimó mediante la ecuación 4.10, que se muestra a continuación:

$$Q_{g\ Sónico} = C_d * A * P \sqrt{\left(\left(\frac{k * M}{R * T} \right) \left(\frac{g_c}{144} \right) \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right)} \qquad \text{Ec. 4.10}$$

Q_g: Caudal de descarga por orificio (lb/seg)

C_d: Coeficiente de descarga (0.85 para gas según Norma API 581)

A: Área de la sección transversal del tamaño de agujero ($Pulg^2$)

P: Presión Aguas Arriba <psia> (para este caso, $P_{OPERACIÓN} + P_{ATMOSFÉRICA}$)

k: C_P / C_V (Relación de Calores Específicos)

M: Peso molecular (lb/lbmol)

R: Constante de Gases (10.73 $pies^3$-psia/lbmol ºR)

T: Temperatura Aguas Arriba <º R> (para este caso, $T_{OPERACIÓN}$)

g_c: Factor de conversión de lbf a lbm (32.2 lbm-pies/lbf-seg^2)

De esta forma, sustituyendo en la ecuación 4.10 y para un tamaño de agujero pequeño (¼ pulg), el caudal resultó:

$$Q_{g\ \text{Sónico}} = 0.85 * 0.049 * 49.7 \sqrt{\left(\frac{1.28 * 23}{10.73 * 559}\right)\left(\frac{32.2}{144}\right)\left(\frac{2}{1.28+1}\right)^{\frac{1.28+1}{1.28-1}}}$$

$$Q_{g\ \text{Sónico}} = 0.040\ \text{lb/seg}$$

El valor del resto de los caudales de liberación de fluido para los distintos agujeros contemplados en la Norma API 581, se muestran en la Tabla 4.32

Tabla 4.32 Caudal de Liberación para Tambor FA-15 de acuerdo con el Tamaño de Agujero Representativo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Tasa de Liberación (lb/seg)	0.040	0.645	10.32	165.06
Tasa de Liberación (lb/min)	2.4	38.7	619.2	9903.6

Estos valores se pueden comparar con los resultados arrojados por el software en la Figura 4.26 indicada con un óvalo verde presentada más adelante.

Determinación del Tipo de Liberación

Para determinar el tipo de liberación de fluido (Continua o Instantánea) se estimó el tiempo necesario para que toda la masa del grupo de inventario pudiese liberarse al medio ambiente según el caudal de liberación utilizando la ecuación 4.11.

$$\text{Duración de fuga}(\text{min}) = \frac{\text{Masa grupo inventario}}{\text{Tasa de liberación}} \qquad \text{Ec. 4.11}$$

De esta manera, la tasa de liberación correspondiente a un agujero de ¼ de pulg la duración de descarga fue:

$$\text{Duración de fuga (min)} = \frac{3082 \text{ lb}}{2.4 \text{ lb/min}} = 1284.17 \text{ min}$$

Como la duración de descarga fue mayor a 3 minutos, la liberación de fluido se consideró de tipo continua y si hubiese resultado menor a 3 minutos se hubiese considerado instantánea. Los resultados para cada tipo de agujero se presentan en la Tabla 4.33.

Tabla 4.33 Duraciones de Descarga de Fluido en minutos para el Tambor FA-15 según el Tamaño de Agujero y Tipo de Liberación
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Duración de descarga (min)	1284.17	79.64	4.98	0.31
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Continua	Instantánea

Estimación de la Masa de Liberación en un Tiempo de 3 minutos

Según la definición de grupo de 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 fue necesario predecir la cantidad de masa del grupo inventario que podría liberarse en un tiempo igual a 3 minutos con la ecuación 4.12

$$\text{Masa liberada}\,(3 \text{ min}) = \text{Tasa de liberación} * 180 \text{ seg} \qquad \text{Ec. 4.12}$$

De igual manera, para un tamaño de agujero de ¼ "se tuvo que la cantidad de masa liberada en un tiempo de 3 minutos fue:

$$\text{Masa liberada}\,(3\ \text{min}) = 0.04\ \text{lb/seg} * 180\ \text{seg}$$

$$\text{Masa liberada}\,(3\ \text{min}) = 7.2\ \text{lb}$$

Por resultar la masa liberada menor a 10.000 Lb, la descarga se consideró continua, por el contrario, si hubiese sido mayor a 10.000 se consideraba instantánea. Los resultados para cada tamaño de agujero se muestran en la Tabla 4.34.

Tabla 4.34 Masa Liberada del Tambor FA-15 para cada Tamaño de Agujero y Tipo de Liberación.
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Masa Liberada (Lb)	7.2	116.1	1857.6	3082*
Tipo de Liberación	Continua	Continua	Continua	Instantánea

*La masa que se puede liberar a la atmosfera con el caudal correspondiente para un orificio de 16 pulgadas correspondió a 29710.8 lb, sin embargo, el software utilizó el valor correspondiente a la masa del grupo de inventario por ser el mayor valor que el Tambor FA-15 puede fugar.

Tipo de Liberación y Estado Final del Fluido

Considerando que el fluido permanece en todo momento en estado gaseoso, las condiciones finales del tipo de liberación se pueden observar en la Tabla 4.34

Tabla 4.35 Tipo de Liberación y Estado Final del Fluido del Tambor FA-15
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

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

Estimación de Áreas de Consecuencia de Daño hacia 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 determinó las áreas de consecuencia del equipo.

El área de consecuencia por daño del equipo y por fatalidad se obtuvo mediante al cálculo de áreas ponderadas.

Debido a que la temperatura del fluido manejado por el Tambor FA-15 fue menor a la temperatura de auto-ignición mostrada en la Tabla 4.24 más 80 ºF, se consideró "poco probable" la auto-ignición, sin embargo, por tratarse de valores estadísticos, se debió ajustar el valor de área con un factor de 0.2, valor que cuantificó la probabilidad de auto ignición si el fluido al liberarse a la atmosfera.

Con el tipo de fluido manejado por el equipo y la probabilidad "poco probable" de auto-ignición se ingresó en las Tablas 4.36 y 4.37 para seleccionar la ecuación de área de consecuencia apropiada tanto para fugas continuas como instantáneas.

Tabla 4.36 Ecuaciones de Área de Daño hacia Otros Equipos y Fatalidad para Fuga Continua de Gas y Auto-Ignición "Poco Probable"
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Material	Fase Final Gas	
	Área por daño de equipos (pies^2)	Área por fatalidad (pies^2)

C_1-C_2	$A = 43 \times^{0.98}$	$A = 110 \times^{0.96}$

Tabla 4.37 Ecuaciones de Área de Daño hacia Otros Equipos y Fatalidad para Fuga Instantánea de Gas y Auto-Ignición "Poco Probable"
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Material	Fase Final Gas	
	Área por daño de equipos (pies^2)	Área por fatalidad (pies^2)
C_1-C_2	$A = 41 \times^{0.67}$	$A = 79 \times^{0.67}$

Donde:

x: Tasa de liberación (lb/seg) para fugas continuas ó masa de liberación (lb) para fugas de tipo instantánea. Tablas 4.29 y 4.31

A: área (pies^2)

Los resultados de áreas de consecuencia debían ajustarse según el sistema de mitigación implantado en la Planta de Generación de Vapor según lo mostrado en la Tabla 4.38 que se muestra a continuación, pero como el Tambor FA-15 no cumplió con las condiciones mostradas, dicho ajuste no aplicó.

Tabla 4.38 Ajustes de Consecuencias Inflamables para Sistemas de Mitigación
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

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

Tabla 4.39 Áreas de Consecuencia y Fatalidad del Tambor FA-15
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Área de daño a equipos (pies^2)	9.24	139.84	2116.80	8918.70
Área por fatalidad (pies^2)	9.24	212.67	4050.66	16987.13

Los resultados obtenidos anteriormente e indicados en la Tabla 4.39, pueden observarse para su respectiva validación con lo obtenido por el Software API RBI en la Figura 4.26:

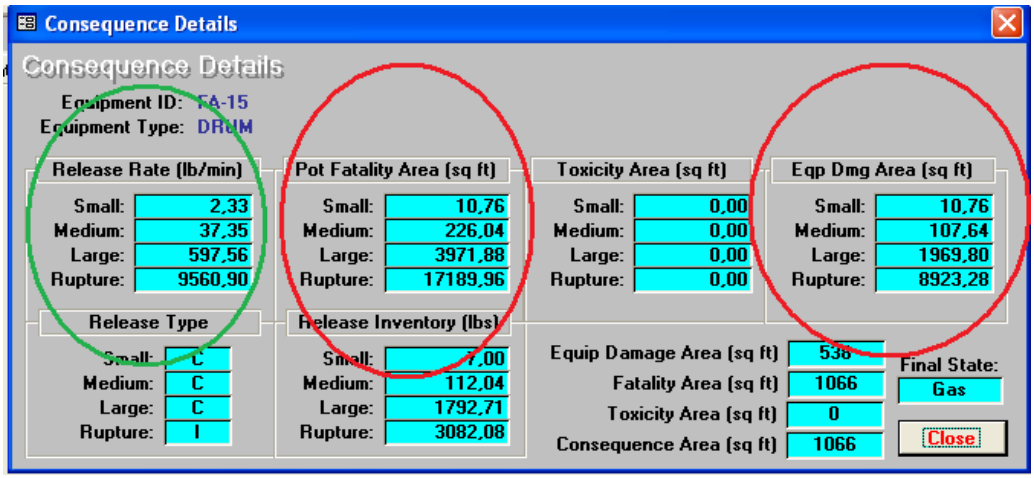


Figura 4.26 Detalles de Estimación de Consecuencias por el Software API-RBI
Fuente: Software API RBI

Finalmente, se calculó 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 4.13:

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

Donde:

n: tamaños de agujeros predeterminados por la norma API 581

Área: Área de Consecuencia (Tabla 4.39)

Frecuencia: Probabilidad de Falla Genérica (Tabla 4.40)

Tabla 4.40 Probabilidades de Fallas Genéricas para cada Tamaño de Agujero Representativo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Probabilidades genéricas de falla (eventos/año)	$4*10^{-5}$	$1*10^{-4}$	$1*10^{-5}$	$6*10^{-6}$

De esta manera, las áreas de consecuencia serán:

$$A_{\text{daño a equipos}} = \frac{9.24\left(4*10^{-5}\right)+139.84\left(1*10^{-4}\right)+2116.80\left(1*10^{-5}\right)+8918.70\left(6*10^{-7}\right)}{4*10^{-5}+1*10^{-4}+1*10^{-5}+6*10^{-6}}$$

$$A_{\text{daño a equipos}} = 571 \text{ pies}^2$$

$$A_{\text{fatalidad}} = \frac{9.24\left(4*10^{-6}\right)+212.67\left(1*10^{-5}\right)+4050.66\left(1*10^{-6}\right)+16987.13\left(6*10^{-7}\right)}{4*10^{-6}+1*10^{-5}+1*10^{-6}+6*10^{-7}}$$

$$A_{\text{fatalidad}} = 1050 \text{ pies}^2$$

De manera conservadora, el software consideró el área efectiva de fatalidad como el valor de consecuencia total de falla del equipo por resultar en mayor magnitud que el área efectiva de daños a equipos. Este valor al ser multiplicado por la probabilidad ajustada de falla del Tambor FA-15, permitió obtener el valor de riesgo (pies^2/año) del equipo.

4.4.5 Módulo de Datos para Consecuencias Financieras

La aplicación de este módulo estuvo condicionada por la presencia de equipos (Caldera Nº 1 - Caldera Nº 2 – Caldera Nº 3 - Caldera Nº 4) que no manejaban en su interior fluidos de naturaleza tóxica o inflamable e igualmente se encontraban completamente aislados por una estructura reforzada que impedía afectar áreas próximas a otros equipos y personas, pero al encontrarse fuera de servicio, estos equipos tenían un importante impacto en la producción debido a su poco tiempo de autonomía y poca flexibilidad operacional.

Dentro de las consecuencias financieras se analizaron los siguientes aspectos mostrados a continuación:

- Costos por mantenimiento y reparación.
- Costos por parada de producción.

Fue seleccionado el equipo **Caldera 1 (Tubos L.R.)**, como ejemplo de cálculo para la estimación de las consecuencias financieras.

Los costos por mantenimiento y reparación incluyen los costos de reparación del equipo, costos por labor de mantenimiento y costos de materiales para fallas ocasionadas por mecanismos de degradación y estos fueron estimados mediante data genérica perteneciente a la base de datos de la herramienta computarizada API RBI, la cual puede ser observada en la Tabla 4.41:

Tabla 4.41 Costos por Reparación y Mantenimiento para cada Tamaño de Agujero Representativo
Fuente: Instituto Americano del Petróleo (API). (2000).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Costos de Reparación y	$1,0	$10,0	$30,0	$60,000

Mantenimiento	00	00	00	

Estos costos son valores aproximados (1978) y recopilados por el Instituto Americano de Petróleo, y tuvieron que ser ajustados a la fecha actual (2009) para garantizar una aproximación a la tasación actual. Para efectuar este ajuste, se recurrió a la Regla de Seis Décimos (*The Rule of Six-Tenths*), la cual permitió estimar una aproximación monetaria actual mediante el uso de un índice específico inflacionario del costo por mantenimiento y reparación, dicha estimación se realizó utilizando la ecuación 4.14:

$$C_{ACTUAL} = C_{PREVIO} * \left(\frac{I_A}{I_B} \right)^N \qquad \text{Ec. 4.14}$$

Donde,

C_{ACTUAL}: Costo aproximado actual del equipo o servicio a estimar

C_{PREVIO}: Costo previo del equipo o servicio a estimar

I_A,I_B: Índices inflacionarios (Índice de Marshall-Swift)

N: Factor exponencial relacionado con el tipo de equipo o servicio (por tratarse de calderas, el factor "N" correspondió a 0.72)

Sustituyendo quedó:

$$C_{ACTUAL} = \$1000 * \left(\frac{1490.8_{(2009)}}{552_{(1978)}} \right)^{0.72}$$

$$C_{ACTUAL} = \$2044{,}87$$

El valor obtenido correspondió el costo de reparar un agujero de tamaño de ¼ pulg, y el resto de los costos de reparación de agujeros de otros tamaños se puede observar en la tabla (Tabla 4.42) que se muestra a continuación:

Tabla 4.42 Costos Ajustados por Reparación y Mantenimiento para cada Tamaño de Agujero Representativo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tamaño de Agujero	¼	1	4	16 (Ruptura)
Costos de Reparación y Mantenimiento	$2,04 4.87	$20,44 8.71	$61,34 6.12	$122,69 2.23

Para estimar el costo por parada de producción se recurrió a la ***Recomendación Técnica RTICP-023-08, titulada: "ANALISIS DE CRITICIDAD PARA LAS UNIDADES DE PROCESO Y SERVICIO DE REFINERIA PLC"*** (Ver Figura B-6, Apéndice B), en la cual, fue estimado el valor de pérdida de oportunidad diaria (Costos por Parada de Producción) en caso de estar inoperativas las cuatro (4) calderas pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor. Según la recomendación técnica, este valor fue de $16,943,010.00 Millones, valor que al dividir con la producción de vapor que promedian las cuatro (4) calderas (220 Mlb/h de vapor) se pudo estimar el costo de libras de vapor de agua producida, tal como se muestra más adelante:

$$C_{lb\ VAPOR} = \left(\frac{16943010\ \$/Día}{\left(220000000\ lb/hora\right) * \left(24\ horas/Día\right)} \right)$$

$$C_{lb\ VAPOR} = 0.0032\ \$/lb$$

En el caso del equipo Tubos Nº 1, el valor de libras de vapor de agua producida que promedia diario fue de 1,200,000,000.00 lb/Día, por lo tanto, al multiplicar este

valor por el valor anterior obtenido, se determinó que el costo por parada de producción de la Caldera Nº 1 fue de $3,840,000 Millones. Las Tablas 4.43, 4.44, 4.45 y 4.46, muestran los costos totales por parada de la Caldera Nº 1, Caldera Nº 2, Caldera Nº 3 y Caldera Nº 4 para los diversos tamaños de agujeros representativos:

Tabla 4.43 Costos Totales por Parada de Caldera Nº 1
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Tipo de Falla	Costos por Reparación y Mantenimiento	Costos por Parada de Producción	Costo Total
Agujero de ¼ pulg	$2,044.87	$3,840,000	$3,842,044.87
Agujero de 1 pulg	$20,448.71	$3,840,000	$3,860,448.71
Agujero de 4 pulg	$61,346.12	$3,840,000	$3,901,346.12
Agujero de 16 pulg	$122,692.23	$3,840,000	$3,962,692.23

Tabla 4.44 Costos Totales por Parada de Caldera Nº 2
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipos	Costos por Reparación y Mantenimiento	Costos por Parada de Producción	Costo Total
Agujero de ¼ pulg	$2,044.87	$3,840,000	$3,842.044.87
Agujero de 1 pulg	$20,448.71	$3,840,000	$3,860.448.71
Agujero de 4 pulg	$61,346.12	$3,840,000	$3,901.346.12
Agujero de 16 pulg	$122,692.23	$3,840,000	$3,962.692.23

Tabla 4.45 Costos Totales por Parada de Caldera Nº 3
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipos	Costos por Reparación	Costos por	Costo Total

	y Mantenimiento	Parada de Producción	
Agujero de ¼ pulg	$2,044.87	$3,840,000	$3,842,044.87
Agujero de 1 pulg	$20,448.71	$3,840,000	$3,860,448.71
Agujero de 4 pulg	$61,346.12	$3,840,000	$3,901,346.12
Agujero de 16 pulg	$122,692.23	$3,840,000	$3,962.692.23

Tabla 4.46 Costos Totales por Parada de Caldera Nº 4
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipos	Costos por Reparación y Mantenimiento	Costos por Parada de Producción	Costo Total
Agujero de ¼ pulg	$2,044.87	$6,140,000	$6,142,044.87
Agujero de 1 pulg	$20,448.71	$6,140,000	$6,160,448.71
Agujero de 4 pulg	$61,346.12	$6,140,000	$6,201,346.12
Agujero de 16 pulg	$122,692.23	$6,140,000	$6,262,692.23

4.4.6 Valores de Riesgo generada por el Software API RBI

La aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR) a los equipos de la Planta de Generación de Vapor involucró el análisis de 11 equipos estáticos distribuidos en los siguientes tipos: dos (2) Tanques de Almacenamiento Atmosférico, cinco (5) Tambores o Recipientes de Presión y cuatro (4) Calderas Acuotubulares, siendo las calderas, estudiadas por componentes, lo cual correspondió a 15 componentes incorporados en la base de datos del Software API-RBI.

Los resultados derivados de un IBR, pueden ser de carácter cuantitativo y cualitativo. Los resultados cuantitativos son representados por valores calculados

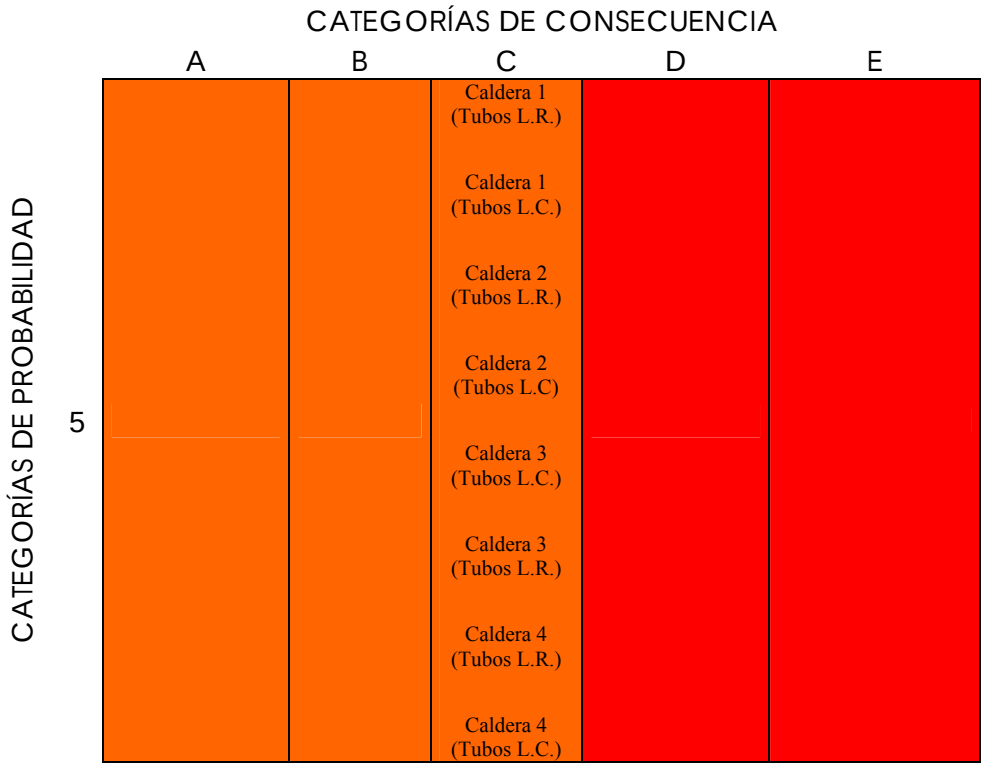
mediante la implementación de la metodología a través de los módulos de evaluación del Software API-RBI, mientras que los resultados cualitativos se presentan en la matriz de riesgo, la cual permite de manera gráfica, conocer el estatus de los equipos evaluados según los niveles de riesgo alto, medio-alto, medio y bajo. Ambos resultados son presentados en la Tabla 4.47 y la Figura 4.25, respectivamente.

Tabla 4.47 Tabla de Resultados de la Estimación de Riesgo Cuantitativo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipo	Factor de Probabilidad	Probabilidad de Falla (eventos/año)	Consecuencia de Falla ($pies^2$)	Consecuencia de Falla ($)	Riesgo ($pies^2$/año)	Riesgo ($/año)
FA-14	97	1,513 E-3	1012	-	2. 2E-1	-
FA-15	8	1.248 E-4	1066	-	1, 3E-1	-
TK-118	23	1.661 E-1	-	13,778	-	86
TK-119	300	2.16E-1	-	4,600	-	1033
FA-3	520	8.112 E-3	194	-	1. 6E+00	-
FA-4	900	1.404 E-2	97	-	1. 4E+00	-
FA-5	520	1.56E-5	194	-	5E -3	-
Caldera 1 (Tubos L.R.) *	5021	3.314 E-2	-	$3,842. 044.87	-	343,326
Caldera 1 (Tubos L.C.) *	5021	3.314 E-2	-	$3,842. 044.87	-	343,326
Caldera 2 (Tubos L.R.) *	5018	3.312 E-2	-	$3,842. 044.87	-	343,326
Caldera 2 (Tubos L.C) *	5018	3.312 E-2	-	$3,842. 044.87	-	343,662
Caldera 3 (Tubos L.C.) *	5014	3.309 E-2	-	$3,842. 044.87	-	344,388
Caldera 3 (Tubos L.R.) *	5018	3.312 E-2	-	$3,842. 044.87	-	344,662
Caldera 4 (Tubos L.R.) *	5016	3.312 E-2	-	$6,142, 044.87	-	550,111
Caldera 4 (Tubos L.C.) *	5018	3.311 E-2	-	$6,142, 044.87	-	550,111

***LEYENDA**

- Tubos del Hogar (Lado Radiactivo) de la Caldera 1
- Tubos del Supercalentador (Lado Convectivo) del Caldera 1
- Tubos del Hogar (Lado Radiactivo) de la Caldera 2
- Tubos del Supercalentador (Lado Convectivo) del Caldera 2
- Tubos del Hogar (Lado Radiactivo) de la Caldera 3
- Tubos del Supercalentador (Lado Convectivo) del Caldera 3
- Tubos del Hogar (Lado Radiactivo) de la Caldera 4
- Tubos del Supercalentador (Lado Convectivo) del Caldera 4



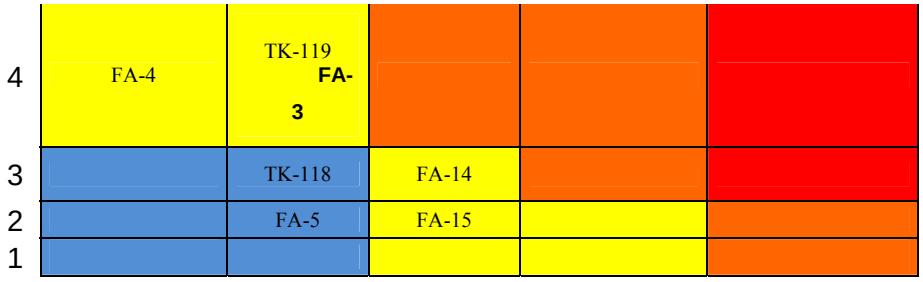


Figura 4.27 Ubicación de los equipos estáticos estudiados en la Matriz de Riesgo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

En la Tabla 4.47, se muestran los valores de consecuencias traducidos en daños por área (pies^2) e impacto económico por ocurrencia de una falla para los equipos estáticos, en el cual se observa, que solo los equipos **FA-14**, **FA-15**, **FA-3**, **FA-4**, **FA-5**, tienen la capacidad para ocasionar un daño por manejar fluidos en su interior con altas presiones y altas temperaturas, y de naturaleza inflamable. También se puede observar en la matriz de riesgo de la Figura 4.27, los 15 equipos estáticos estudiados se encontró distribuidos la siguiente forma: cero (0) equipos en la zona de alto riesgo, ocho (8) en la zona de riesgo medio-alto, seis (5) en la zona de riesgo medio y finalmente dos (2) equipos se encontraron en la zona de bajo riesgo. Estos resultados se muestran gráficamente en la Figura 4.28, donde se puede observar la representación porcentual para cada categoría.

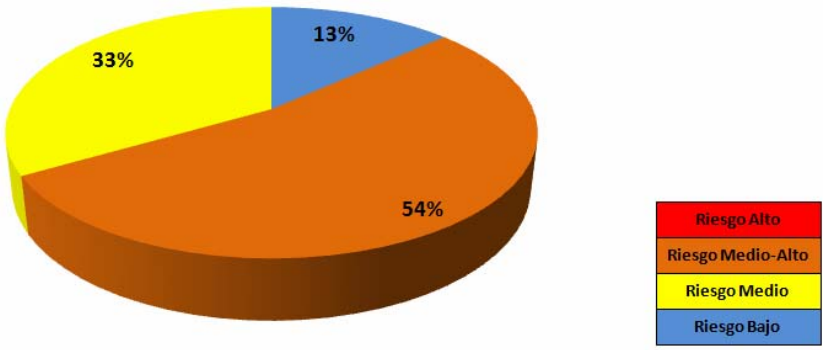


Figura 4.28 Distribución Porcentual Actual de los equipos estudiados de acuerdo con su categoría de riesgo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

4.4.7 Planes de Mantenimiento Recomendados según el Nivel de Riesgo

A través de un módulo que posee el Software API-RBI (Ver Figura 4.27), se definió el plan de inspección para cada uno de los equipos evaluados en este trabajo de investigación, y el cual, en un primer escenario, permitió proyectar el valor de riesgo de cada equipo hacia la fecha final del plan propuesto (***Future With New Inspections***), y por otro lado, otro escenario donde estimó el riesgo cuando en los equipos estudiados no se realizaban inspecciones (***Future Without New Inspections***). Ambos escenarios están indicados en la Figura 4.29 mostrada mas adelante con el recuadro verde y amarillo, respectivamente.

El proceso para definir el plan de inspección de un equipo mediante el Software API RBI, parte de un análisis de sensibilidad, el cual consistió en un procedimiento iterativo para determinar la cantidad y efectividad (método de inspección) de las inspecciones que pudieran mantener o disminuir el riesgo del equipo en el tiempo hasta una nueva reevaluación del riesgo o hasta que la organización (PDVSA) decida.

En el programa, el módulo de planificación poseía un recuadro identificado como ***"Plan Ending Date"*** donde se ingresó la fecha de finalización del plan propuesto para el Tambor FA-15 (21/12/2018), así como también otros dos recuadros que correspondieron al número de inspecciones (***"Number of Inspections"***), y efectividad (***"Effectiveness"***), que para este caso fueron tres (3) inspecciones y efectividad "A", tal como se indica a continuación con un óvalo rojo en la Figura 4.29.

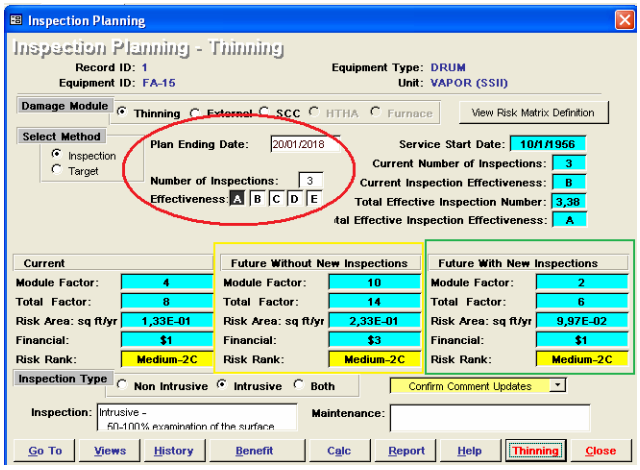


Figura 4.29 Módulo de Planificación de Inspecciones para Daño por Adelgazamiento
Fuente: Software API RBI

La duración del Plan de inspección del Tambor FA-15, se estableció para una duración de nueve (9) años, tomando como consideración la **Norma PDVSA MR-02-15-06** y la **Norma API 581**, que establecen que el intervalo máximo de inspección no debe exceder los diez (10) años. Para la cantidad de inspecciones, según el historial de inspección del Tambor FA-15, las inspecciones han estado programadas para cada 5 años, sin embargo, el deterioro consistente en la superficie externa ha sido notable cada tres (3) años, por lo que de acuerdo con el tiempo de duración del plan de inspección, la cantidad resultó ser tres (3) inspecciones. Por último, la efectividad del plan se fijó en "A", debido a que con el procedimiento iterativo, una efectividad menor en calidad que "A" incrementaba el riesgo en el tiempo. Bajo estos criterios, se seleccionaron en el módulo de planificación los números y efectividad de inspecciones con el propósito de reducir o mantener el riesgo hasta la fecha de finalización del plan.

En las Tablas 4.48, 4.49 y 4.50 que se muestran a continuación, están detalladas las recomendaciones de inspección a realizar para cada uno de los equipos estudiados con la Herramienta Computarizada API RBI según el mecanismo de degradación que afecta al equipo.

Tabla 4.48 Planes de Mantenimiento para Equipos de Riesgo Medio-Alto
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de Inspecciones (años de ejecución)	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
Caldera 1 (Tubos L.R.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 1 (Tubos L.C.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 2 (Tubos L.R.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos

	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 2 (Tubos L.C.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 3 (Tubos L.R.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 3 (Tubos L.C.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos

Caldera 4 (Tubos L.R.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos
Caldera 4 (Tubos L.C.)	Termofluencia.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Inspección Visual de Tubos
	Oxidación.	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Medición de espesor por ultrasonido de todos los tubos
	Cambios Metalúrgicos	5 (2009-2010-2011-2012-2013)	A	**(Intrusiva)** Metalografía en Sitio para varios tubos

Tabla 4.49 Planes de Mantenimiento para Equipos de Riesgo Medio
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de Inspecciones (años de ejecución)	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
FA-14	*Adelgazamiento Generalizado – Localizado *Corrosión Externa	3 (2012-2015-2018)	A	**(Intrusiva)** 50 a 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos) acompañado de mediciones de espesor

				(No-Intrusiva) 50-100% de cobertura de escaneo ultrasónico (automatizado o manual) Ó Perfil Radiográfico
FA-15	*Adelgazamiento Generalizado – Localizado *Corrosión Externa	3 (2012-2015-2018)	A	**(Intrusiva)** 50 a 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos) acompañado de mediciones de espesor **(No-Intrusiva)** 50-100% de cobertura de escaneo ultrasónico (automatizado o manual) Ó Perfil Radiográfico
TK-119	*Adelgazamiento Generalizado – Localizado *Corrosión Externa	2 (2014-2019)	B	**(Intrusiva)** 20% inspección nominal (sin remoción de internos) Y mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos.

				(No-Intrusiva) 20% de cobertura de escaneo ultrasónico (automatizado o manual) Ó Perfil Radiográfico Ó Mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos (estadísticamente validado).
FA-3	*Adelgazamiento Generalizado *Corrosión Bajo Aislamiento	3 (2012-2015-2018)	B	**(Intrusiva)** 20% inspección nominal (sin remoción de internos) Y mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos.
				(No-Intrusiva) 20% de cobertura de escaneo ultrasónico (automatizado o manual) Ó Perfil Radiográfico Ó Mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos (estadísticamente validado).

				(Intrusiva) 20% inspección nominal (sin remoción de internos) Y mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos.
FA-4	*Adelgazamiento Generalizado - Localizado *Corrosión Bajo Aislamiento	3 (2012-2015-2018)	B	**(No-Intrusiva)** 20% de cobertura de escaneo ultrasónico (automatizado o manual) Ó Perfil Radiográfico Ó Mediciones de espesor por ultrasonido en puntos externos (estadísticamente validado).

Tabla 4.50 Planes de Mantenimiento para Equipos de Riesgo Bajo
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipo	Mecanismo a controlar	Número de Inspecciones (años de ejecución)	Efectividad de Inspección	Actividad a realizar
TK-118	*Adelgazamiento Generalizado - Localizado *Corrosión Externa	2 (2014 y 2019)	B	**(Intrusiva)** 100% de inspección de la superficie (Remoción parcial de internos, incluidos bocas de visitas, boquillas.) acompañado de mediciones de espesor

				(No-Intrusiva) 20% cobertura de escaneo ultrasónico automatizado Ó 50% cobertura de escaneo manual ultrasónico Ó 50% perfil radiográfico en áreas especificadas por un ingeniero de corrosión u otro especialista
FA-5	*Adelgazamiento Generalizado *Corrosión Bajo Aislamiento	2 (2012-2015)	D	**(Intrusiva)** Lecturas en puntos externos de espesor solamente. **(No-Intrusiva)** Medición exhaustiva de espesores y un sistema de planificación de inspección bien documentado.

Las recomendaciones de inspección para cada equipo, se emiten de acuerdo al nivel de riesgo y al mecanismo de degradación detectado y registrado en los historiales de inspección, los cuales resultaron causantes de su deterioro en el tiempo y son los responsables directos del incremento de la probabilidad de falla, único parámetro que resulta variable porque el valor de consecuencia no varía, a menos que se realicen mejoras en los sistemas de detección y mitigación de los equipos.

A continuación, se presentan los valores de riesgo, en base a la proyección de dos eventos, uno donde se implementaba el plan de inspección propuesto para cada equipo (**Riesgo en el Futuro con Inspecciones Propuestas)**, y otro evento, donde no se realizaban inspecciones en el equipo (**Riesgo en el Futuro sin Inspecciones)**, ambos escenarios a su vez, son comparados con el riesgo actual tal como se muestra en la Tabla 4.50.

Tabla 4.51 Valores de Riesgo Actual sin Inspecciones y con Inspecciones
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Equipo	Riesgo Actual	Riesgo en el Futuro sin Inspecciones	Riesgo en el Futuro con Inspecciones Propuestas
FA-14	0.221 pies^2/año	0.379 pies^2/año	0.158 pies^2/año
FA-15	0.133 pies^2/año	0.233 pies^2/año	0.0097 pies^2/año
TK-118	86 $/año	222 $/año	56 $/año
TK-119	1,033 $/año	1427 $/año	262 $/año
FA-3	1.572 pies^2/año	2.02 pies^2/año	0.0816 pies^2/año
FA-4	1.390 pies^2/año	1.62 pies^2/año	0.121 pies^2/año
FA-5	0.054 pies^2/año	0.054 pies^2/año	0.054 pies^2/año
Caldera 1 (Tubos L.R.)	343,326 $/año	343,326 $/año	343,326 $/año
Caldera 1 (Tubos L.C.)	343,326 $/año	343,326 $/año	343,326 $/año
Caldera 2 (Tubos L.R.)	343,326 $/año	343,326 $/año	343,326 $/año
Caldera 2 (Tubos L.C)	343,662 $/año	343,662 $/año	343,662 $/año
Caldera 3 (Tubos L.C.)	344,388 $/año	344,388 $/año	344,388 $/año
Caldera 3 (Tubos L.R.)	344,662 $/año	344,662 $/año	344,662 $/año
Caldera 4 (Tubos L.R.)	550,111 $/año	550,111 $/año	550,111 $/año
Caldera 4 (Tubos L.C.)	550,111 $/año	550,111 $/año	550,111 $/año

Riesgo Alto | Riesgo Medio-Alto | Riesgo Medio | Riesgo Bajo

Como se puede observar, si durante el tiempo de estudio no se realiza ninguna inspección, los valores de riesgo se incrementan en algunos equipos debido al aumento del factor de daño durante el lapso de estudio. De acuerdo con la Figura 4.30, si se implementan los planes de inspección propuestos, incrementaría un 21% de equipos a un nivel de riesgo bajo. Por el contrario, tal como se observa en la Figura 4.31, no implementar inspecciones en el tiempo en ninguno de los equipos evaluados, elevaría un 7% la cantidad de equipos a un nivel de riesgo medio-alto.

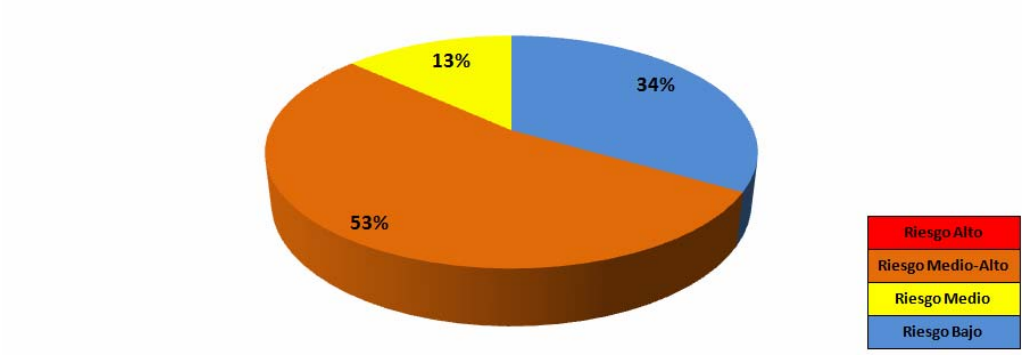


Figura 4.30 Distribución Porcentual del los equipos en las categorías de riesgo considerando que se inspeccionan según el Plan de Inspección propuesto
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

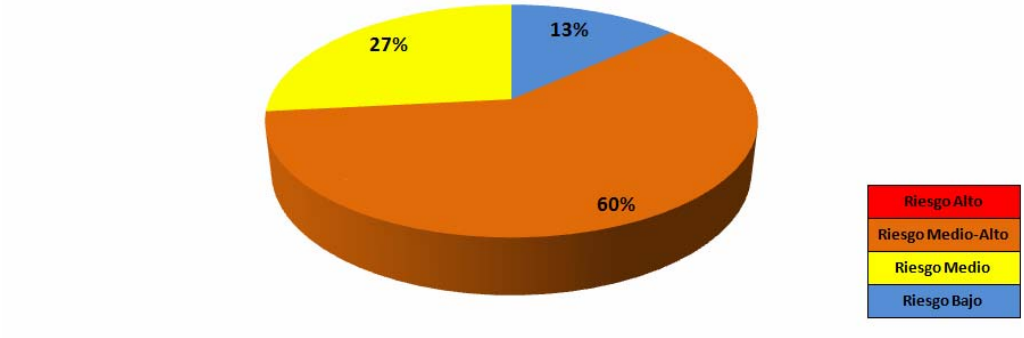


Figura 4.31 Distribución Porcentual de los equipos en las categorías de riesgo considerando que no se inspeccionan durante el periodo de estudio
Fuente: Elaboración Propia. (2009).

Los equipos ***Caldera 1 (Tubos L.R.), Caldera 1 (Tubos L.C.), Caldera 2 (Tubos L.R.), Caldera 2 (Tubos L.C), Caldera 3, (Tubos L.C.), Caldera 3 (Tubos L.R.), Caldera 4 (Tubos L.R.) y Caldera 4 (Tubos L.C.)***, que representan los Tubos del Horno y Supercalentador de la Caldera Nº 1, Caldera Nº 2, Caldera Nº 3 y Caldera Nº 4, respectivamente, tal como se observa en la Tabla 4.47, el plan de mantenimiento propuesto no logra evitar que el nivel de riesgo tienda a disminuir según la proyección hacia la fecha final del plan, esto se debe porque el tipo de material estructural, con el que se encuentra fabricado estos equipos, el cual para estos casos es Acero al Carbono, no resulta suficiente para soportar el esfuerzo constante al que se encuentran sometidos los tubos, comprometiendo seriamente la integridad mecánica de los mismos.

Los equipos **TK-119, FA-3 y FA-4**, pueden reducir el nivel de riesgo medio que presentan actualmente, a un nivel de riesgo bajo. Esto es debido, a que el plan de inspección propuesto cuenta con la cantidad de actividades y efectividad necesarias para detectar a tiempo el daño ocasionado por los mecanismos de degradación y sugerir que las acciones correctivas sean efectuadas oportunamente.

Los equipos **FA-14 y FA-15**, no logran disminuir el nivel de riesgo debido a que manejan en su interior un fluido de tipo inflamable (Gas Natural), que en situaciones de fuga, tiene el potencial de ocasionar daños a personas y equipos.

Los equipos **TK-118 y FA-5**, mantienen un nivel de riesgo bajo constante durante el tiempo de aplicación del plan de inspección propuesto y mostrado en la Tabla 4.49. Por poseer estos equipos un nivel de riesgo bajo, los esfuerzos de inspección se consideraron mínimos, con excepción del equipo **TK-118**, donde una efectividad menor a una efectividad Tipo B incrementaba el riesgo en el tiempo, por lo que la recomendación de inspección tuvo que ser igual a B.

CONCLUSIONES

- ✓ Los equipos FA-3, FA-4, FA-14 presentaron un deterioro en su superficie externa debido a la presencia de corrosión externa y corrosión bajo aislamiento mientras que los equipos FA-5, FA-15, TK-118, TK-119, no se encontraron influenciados por corrosión externa, presentando un buen aspecto en su superficie exterior.

- ✓ Los criterios de la "*Metodología para la aplicación de Análisis de Criticidad a los equipos de refinación de PDVSA"* permitieron mediante el procesamiento de los datos operaciones de los equipos estudiados, identificar cualitativamente el nivel de peligro con el propósito de justificar un estudio de riesgo.

- ✓ Los equipos estáticos pertenecientes a la Planta de Generación de Vapor presentan un elevado tiempo de servicio, pudiendo ser algunos, candidatos seguros para ser sustituidos.

- ✓ De acuerdo con las condiciones operacionales, fluido representativo y las observaciones registradas en los historiales de inspección, se determinó que los mecanismos de degradación que pueden afectar potencialmente los equipos estudiados son; adelgazamiento de pared de tipo generalizado y localizado, corrosión bajo aislamiento, corrosión externa, oxidación, termofluencia y cambios metalúrgicos.

- ✓ Las consecuencias de fallas en la mayoría de los equipos estudiados, resultaron mínimas debido a la gran cantidad de fluido que manejan los grupos de inventario no son de naturaleza toxica o inflamable.

- ✓ El nivel de riesgo presente en la mayoría de los equipos evaluados con la Metodología de Inspección Basada en Riesgo está inducido por la probabilidad de falla más que por su consecuencia de falla.

- ✓ De acuerdo con la aplicación de la Metodología de Inspección Basada en Riesgo a los 15 equipos estudiados, ocho (8) equipos correspondientes al 54% del total de equipos evaluados se encuentran en riesgo medio-alto, cinco (5) equipos correspondientes al 33% del total de equipos evaluados se encuentran en riesgo medio se encuentran en riesgo medio y el 13% correspondientes a dos (2) equipos poseen un nivel de riesgo bajo.

- ✓ El material estructural (Acero Al Carbono) de la Calderas: Nº 1, Nº 2, Nº 3 y Nº 4, no resulta adecuado para controlar el daño ocasionado por los mecanismos de degradación presentes y soportar el ambiente operacional al que se encuentran sometidos.

- ✓ A excepción de los equipos que conforman la Caldera Nº 1, Caldera Nº 2, Caldera Nº 3 y Caldera Nº 4, La implementación de los planes de inspección propuestos en el resto de los equipos evaluados pueden reducir en 16% la cantidad de equipos que presentan nivel de riesgo medio a un nivel de riesgo bajo, debido a que estos planes cuentan con actividades efectivas de inspección que permiten detectar a tiempo el daño progresivo en la integridad de los equipos evaluados, resultando viable para la organización.

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 que componen la Planta de Generación de Vapor.

- ✓ 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 I.B.R., requieren inspección durante el período de planificación.

- ✓ Independientemente del nivel de riesgo de los equipos, se recomienda realizar actividades correctivas cuando en las inspecciones propuestas se detecte alguna condición perjudicial en los equipos estáticos de la Planta de Generación de Vapor.

- ✓ 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 técnico-económico para efectuar un cambio de metalurgia (Aceros con aleación de Molibdeno y Cromo) en los Tubos de Hornos y Supercalentadores de los equipos: Caldera Nº 1, Caldera Nº 2, Caldera Nº 3 y Caldera Nº 4, con el propósito de reducir el estrés al que se encuentran sometidos los tubos actualmente y disminuir el daño ocasionado por la termofluencia.

- ✓ Actualizar el estudio I.B.R. 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.

- ✓ Recomendar un estudio de investigación para determinar las causas que ocasionan adelgazamiento en los equipos estudiados con el propósito de instalar sistemas de monitoreo que permitan determinar apropiadamente el daño progresivo al que se encuentran expuestos los equipos de la Planta de Generación de Vapor.

- ✓ Realizar un estudio de aptitud para el servicio siguiendo las pautas establecidas en la Norma API 579 para determinar cuáles equipos son candidatos seguros para una sustitución y cuales pueden seguir operando independientemente de que hayan sobrepasado el tiempo de vida útil

- ✓ Finalizado el Plan de Inspección, el inspector del equipo pudiese mantener, acortar o extender el tiempo entre inspecciones, de acuerdo con la efectividad que pudiese tener el plan de inspección para detectar a tiempo los mecanismos de degradación que afectan a cada equipo estudiado

BIBLIOGRAFÍA

[1]. Baíz V., 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 presentado en la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Mecánico. **(2007)**.

[2]. Ricci R., Call R., **"Elaboración de Rutinas de Mantenimiento para Equipos Estáticos de una Planta Compresora de Gas, mediante Inspección Basada en Riesgo"**, trabajo de grado presentado en la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Mecánico. **(2007)**.

[3]. Cabello H., Johann G., **"Análisis de Criticidad para Equipos de la Planta de Fraccionamiento Catalítico de la Refinería Puerto la Cruz (RPLC)"**, trabajo de grado presentado en la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Mecánico. **(2006)**.

[4]. Suárez, Diógenes, **Curso "Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC)**. **Programa de Actualización Profesional"**. Confima & Consultores, C.A. 1^{era} Edición. **(2007)**.

[5]. Suárez, Diógenes., **Curso "Elaboración de Planes de Mantenimiento"**. Confima & Consultores, C.A. 1^{era} Edición. **(2007)**.

[6]. García, Santiago, **Organización y Gestión Integral del Mantenimiento.** Editorial Díaz de Santos**.** 1^{era} Edición. **(2003)**.

[7]. Ferrero, J., **"Estudio de Inspección Basada en Riesgo de una Unidad de Alquilación con HF"**. Asociación Argentina de Materiales. Volumen 4 N^{ro} 2. **(2007)**.

[8]. Duffuaa, Salih O., **"Sistemas de Mantenimiento**. **Planeación y Control"**. Editorial LIMUSA S.A. de C.V. México. **(2008)**.

[9]. Norma Técnica PDVSA IR-S-00. **"DEFINICIONES"**. **PDVSA**. **(2008)**.

[10]. Casal, Joaquim, Análisis del Riesgo en Instalaciones Industriales. Ediciones UPC. 1^{era} Edición. **(1999)**.

[11]. http://findarticles.com/p/articles/mi_qa5350/is_199807/ai_n21424505/?tag=content;col1

[12]. Comité De Optimización De Infraestructura (PDVSA). **"Análisis de Criticidad".** Sub Comité De Confiabilidad. **(2005).**

[13]. Instituto Americano del Petróleo (API). **"Aptitud para el Servicio"**, Práctica Recomendada API 579. 2da Edición. **(2007)**.

[14]. Manual de Ingeniería de Corrosión. "**Fundamentos de Corrosión Metálica**". 2da Edición. **(2007)**.

[15]. Instituto Americano del Petróleo (API). "**Inspección Basada en Riesgo**", Documento Base, Publicación API 581. 1^{era} Edición. **(2000)**.

[16]. Compañía Químicos NALCO. Guía NALCO para Análisis de Fallas en Calderas. 1^{era} Edición. **(1991)**.

[17]. Instituto Americano del Concreto - Chomite 351. Documento Técnico 351.2R-94 **"Fundaciones para Equipos Estáticos"**. **(1994)**.

[18]. Comisión Venezolana de Normas Industriales **(COVENIN). Norma COVENIN 2218-84.** Generadores de Vapor en Servicio. Inspección**. (1984).**

[19]. Balda, Adrián A., **"Inspección Basada en Riesgo – Guía de Aplicación".** Los Teques. PDVSA INTEVEP. **(2002)**.

[20]. Instituto Americano del Petróleo (API). "**Inspección Basada en Riesgo**", Práctica Recomendada API 580. 1^{era} Edición. **(2002)**.

[21]. Refinería Puerto La Cruz. **Manual de Operaciones "Generación de Vapor"**. PDVSA Refinación, Suministro y Comercio. **(2000)**.

[22]. Instituto Americano del Petróleo (API). "**Inspección de Calderas y Calentadores a Fuego**", Práctica Recomendada API 573. 2da Edición. **(2003)**.

[23]. Instituto Americano del Petróleo (API). "**Lineamientos y Métodos para la Inspección de Tanques de Almacenamiento Atmosféricos y de Baja Presión**", Práctica Recomendada API 573. 2da Edición. **(2005)**.

[24]. Ejercito EEUU. "**Tanques de Almacenamiento de Petróleo**". Subcurso QM4500. Programa de Curso por Correspondencia. **(1991)**.

[25]. Departamento de Energía EEUU, **"Improvisando el Rendimiento en Sistemas de Vapor: Un Manual para la Industria".** Programa de Tecnologías Industriales. DOE/GO-102004-1868. **(2004)**.

[26]. Norma Técnica PDVSA IR-S-14. **"Integridad Mecánica De Equipos Estáticos"**. **PDVSA**. **(2000)**.

[27]. Instituto Americano del Petróleo (API). "**Inspección Basada en Riesgo**", Práctica Recomendada API 580. 1^{era} Edición. **(2002)**.

[28]. Balda, Adrián A., **"Seminario Inspección Basada en Riesgo"**. Los Teques. PDVSA INTEVEP. **(2003)**.

[29]. DNV Technica. **"Manual Técnico API-RBI"**. Versión 3.0. **(1998)**.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	**ELABORACIÓN DE ESTRATEGIAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EQUIPOS ESTÁTICOS BASADAS EN RIESGO**
SUBTÍTULO	**Planta De Generación De Vapor. Refinería De Puerto La Cruz**

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	**CÓDIGO CULAC / E MAIL**
Mena B., Jorfrank J.	**CVLAC:**V-16938966 **E MAIL:**jorfrankmena@gmail.com
	CVLAC: **E MAIL:**
	CVLAC: **E MAIL:**
	CVLAC: **E MAIL:**

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

riesgo

falla

mecanismos de degradación

planes de mantenimiento

inspección basada en riesgo

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	**Ingeniería Mecánica**

RESUMEN (ABSTRACT):

Durante esta investigación se diagnosticó el estado actual de los equipos; se identificaron algunos de los mecanismos de degradación que influyen en el deterioro de éstos, siendo el más común el mecanismo de adelgazamiento de espesor, luego se estimó el riesgo para cada equipo utilizando el Software API-RBI y se generó la matriz de riesgo obteniéndose que de la población total de 15 equipos, 8 (53%) se encuentran en riesgo medio-alto, 5 (33%) en riesgo medio y 2 (13%) riesgo bajo. Bajo esta premisa, se elaboraron planes de mantenimiento para cada uno de los equipos de acuerdo con el nivel de riesgo obtenido. La implementación de estrategias de mantenimiento, estimó una reducción del porcentaje de equipos en riesgo medio a riesgo bajo en un 20%, sin embargo, en caso de no ejecutarse las propuestas de mantenimiento, se estimó un incremento de 7%, el porcentaje de equipos que presentaban riesgo medio-alto.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	**ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL**				
Bravo, Darwin	**ROL**	**CA**	**AS(X)**	**TU**	**JU**
	CVLAC:				
	E_MAIL	**darwinjbg@gmail.com**			
	E_MAIL				
Rojas, Allison	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU(X)**	**JU**
	CVLAC:				
	E_MAIL	**rojasatg@pdvsa.com**			
	E_MAIL				
Rodríguez, Edgar	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU(X)**
	CVLAC:				
	E_MAIL	**edgarrodriguez1@gmail.com**			
	E_MAIL				
Villarroel, Delia	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU(X)**
	CVLAC:				
	E_MAIL	**deliavsl@cantv.net**			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	**08**	**12**
AÑO	**MES**	**DÍA**

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis. Elaboración de Estrategias de Inspección y Mantenimiento para Equipos Estáticos Basadas en Riesgo.doc	Aplicación/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N 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 o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Departamento de Ingeniería de Instalaciones/PDVSA Refinación Oriente (**OPCIONAL**)

TEMPORAL: 1 año (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:
Ingeniero Mecánico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:
Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:
Departamento de Ingeniería Mecánica

INSTITUCIÓN:
Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el Artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

"Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo del Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario"

Jorfrank Mena
AUTOR

Prof. Darwin Bravo	**Prof. Delia Villarroel**	**Prof. Edgar Rodríguez**
TUTOR	**JURADO 1**	**JURADO 2**

Prof. Diógenes Suárez
POR LA SUBCOMISION DE TESIS