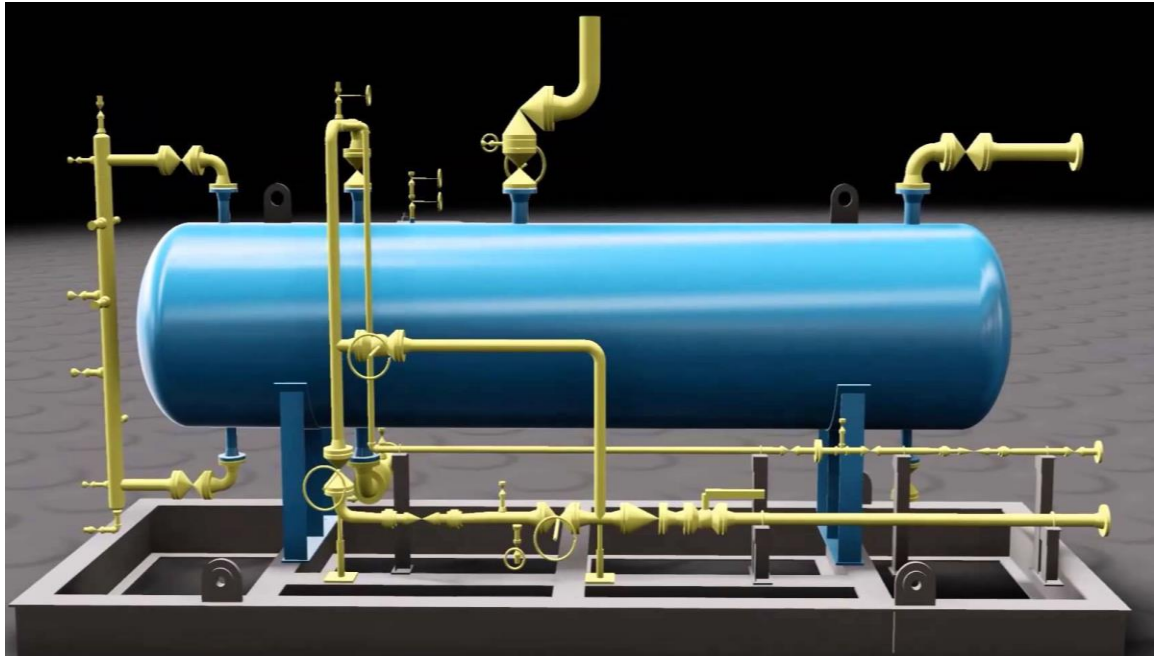


**IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA RBI A UN RECIPIENTE A PRESIÓN BAJO
LOS PARÁMETROS DE LA API 581**



**MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN
GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

PRESENTA:

JULIE CAROLINA SANCHEZ SARMIENTO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTA

2018

**IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA RBI A UN RECIPIENTE A PRESIÓN BAJO
LOS PARÁMETROS DE LA API 581**

JULIE CAROLINA SANCHEZ SARMIENTO

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTA

CONTENIDO

MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN	1
RESUMEN	8
INTRODUCCION	9
1. JUSTIFICACION	11
2. OBJETIVOS	12
2.1. Objetivo general.....	12
2.2. Objetivos específicos	12
3. MARCO TEORICO	13
3.1. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO RBI (API 581).....	13
3.1.1. METODOLOGIA DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO RBI (API 581) 14	14
3.1.2. Recopilación de datos técnicos relevantes del recipiente a presión:14	14
3.1.3. Identificación del mecanismo de daño y modos de falla	15
3.1.4. Evaluación de la Probabilidad de Falla (PoF).....	15
3.1.5. Evaluación de las Consecuencias de Falla (CoF)	16
3.1.5.1. Consecuencias de Falla Nivel 1.....	18
3.1.5.2. Consecuencias de Falla Nivel 2.....	18
3.2. UNIDAD DE TRATAMIENTO CON AMINAS.....	18
4. METODOLOGIA.....	21
4.1. RECOPIACION DE DATOS TECNICOS RELEVANTES DEL RECIPIENTE A PRESION.....	21
4.2. MECANISMOS DE DAÑOS QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UNIDAD DE TRATAMIENTO CON AMINAS	22
4.3. EVALUACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (PoF)	23
4.4. EVALUACION CONSECUENCIA DE FALLA (CoF)	27

4.4.1.	Determinación de la CoF Nivel 1.	29
5.	RESULTADOS	30
5.1.	CALCULO FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO	30
5.2.	CALCULO FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO	33
5.3.	CÁLCULO DE LA COMBINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO PARA DAÑOS MÚLTIPLES MECANISMOS	34
5.4.	EVALUACION CONSECUENCIA DE FALLA (CoF)	35
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	48
	BIBLIOGRAFIA	49

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1	Calculo probabilidad falla	23
Ecuación 2	Vida remanente	30
Ecuación 3	Fracción de pérdida de la pared del componente desde la última medición de espesor de inspección o el inicio del servicio fecha.....	31
Ecuación 4	Flujo de esfuerzo.....	31
Ecuación 5	Relación de fuerza	31
Ecuación 6	Factores de efectividad de la inspección.....	32
Ecuación 7	Probabilidades posteriores.....	32
Ecuación 8	Índices de fiabilidad para estado de daño 1,2,3	32
Ecuación 9	Daño por adelgazamiento	33
Ecuación 10	Factor daño agrietamiento por amina.....	34
Ecuación 11	Cálculo de la tasa de liberación de líquido	37
Ecuación 12	Cálculo de la masa máxima disponible	37
Ecuación 13	Cálculo del tiempo de liberación	38

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Proceso detallado de evaluación de RBI	14
Figura 2	Unidad de tratamiento con aminas	20
Figura 3	Acumulador de reflujo.....	22
Figura 4	Determinación factor de daño por adelgazamiento	26

Figura 5 Determinación factor de daño de agrietamiento por amina	27
Figura 6 Pasos para determinación de consecuencia	28
Figura 7 Determinación de la CoF	29
Figura 8 Determinación índice severidad.....	33
Figura 9 Determinación factor de daño.....	34
Figura 10 Propiedades representativas de los fluidos	35
Figura 11 Propiedades representativas de los fluidos para análisis consecuencias nivel 1	35
Figura 12 Tamaños de orificio de liberación y áreas utilizadas en los análisis de consecuencia de nivel 1 y 2.....	36
Figura 13 Frecuencias genéricas de falla de componentes sugeridas	36
Figura 13 Matriz de riesgo total.....	47
Figura 13 Clasificación del riesgo	47

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Datos característicos del acumulador de reflujo	21
Tabla 2 Mecanismos de daño para calculo factor de daño.....	24
Tabla 3 Categorías de efectividad de inspección.....	25
Tabla 4 Resultados calculo diámetros orificios.	36
Tabla 5 Cálculo del área de tamaño del orificio de liberación	37
Tabla 6 Cálculo de Velocidad de liberación	37
Tabla 7 Cálculo de Velocidad de liberación	37
Tabla 8 Cálculo de tiempo y tipo de liberación	38
Tabla 9 Cálculo del sistema detección y aislamiento.....	38
Tabla 10 Cálculo estimación tasa de fuga	39
Tabla 11 Cálculo daño a equipos inflamable y autoignición no probable.....	39
Tabla 12 Cálculo daño a equipos inflamable autoignición probable	40
Tabla 13 Cálculo daño a equipos inflamable autoignición NO probable	40
Tabla 14 Resultados cálculo daño a equipos inflamable autoignición probable	41
Tabla 15 Resultados lesiones a personas inflamable autoignición no probable	41
Tabla 16 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación continua	41
Tabla 17 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación instantánea	42
Tabla 18 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación instantánea	42
Tabla 19 Factor combinación liberación continua/instantánea	42

Tabla 20 Áreas de Consecuencia Combinadas por inflamabilidad	43
Tabla 21 Áreas de Consecuencia por daño a componente	43
Tabla 22 Áreas de Consecuencia lesiones a personas	44
Tabla 23 Áreas de Consecuencia final	44
Tabla 24 Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación Continua	44
Tabla 25 Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación instantánea	44
Tabla 26 Área de Consecuencia lesiones de personas por fuga de vapor de agua	45
Tabla 27 Área de consecuencia no toxica-no inflamable FINAL.....	45
Tabla 28 Consecuencias finales	45
Tabla 29 Consecuencias financieras	46

GLOSARIO

LAZO DE CORROSIÓN: es una agrupación de equipos y líneas de tubería con similares condiciones de operación (temperatura y presión), metalurgia y mecanismos de degradación (mecanismos de corrosión).

PROBABILIDAD DE FALLA: Grado en que un evento es probable que se produzca dentro de un plazo de tiempo determinado, está relacionada con una frecuencia relativa a largo plazo de la ocurrencia o un grado de creencia de que un evento ocurra.

RBI: “Risk Based Inspection”, Inspección Basada en Riesgo. Es una herramienta de análisis que estima el riesgo asociado a la operación de equipos estáticos y evalúa la efectividad del plan de inspección (actual o potencial) en reducir dicho riesgo. Se basa en la ejecución de una serie de cálculos para estimar la probabilidad y la consecuencia de falla de cada equipo estático de proceso.

RESUMEN

TITULO: IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA RBI A UN RECIPIENTE A PRESIÓN BAJO LOS PARÁMETROS DE LA API 581

Autor: Julie Carolina Sánchez Sarmiento

Palabras claves: *Rbi, integridad, consecuencia, probabilidad, amina*

DESCRIPCION:

Este proyecto se fundamenta en la necesidad de realizar un análisis bajo la metodología de la norma API 581 Inspección basada en riesgo (RBI) de un recipiente a presión, con el fin de identificar y disminuir los problemas asociados a fallas que se puedan presentar en el equipo en estudio y que pueden generar daños al medio ambiente, a los equipos y peligro para los trabajadores. La metodología RBI incluye, identificar los mecanismos de deterioro que determinan los lazos de corrosión presentes en el equipo evaluado, nivel de criticidad que está directamente relacionado con la probabilidad y la consecuencia de falla, vida útil remanente, intervalo de inspección, presentar recomendaciones para disminuir el nivel de riesgo actual del mismo.

Este proyecto permite la creación de la base para la realización de otros proyectos de integridad para el análisis de recipientes a presión con el fin de determinar el respectivo riesgo plasmado en una matriz de Probabilidad Vs Consecuencia, para de esta forma tener un seguimiento de la integridad de esta clase de equipos, así como la base para la creación de un plan de mantenimiento e inspección de los mismos, el cual puede ser empleado para tomar decisiones, es decir una vez la organización haya establecido su nivel de tolerancia al riesgo, es cuando verdaderamente se puede decir si ese valor es aceptable o no y en base a ello establecer las acciones costo efectivas que mayor aporte de valor generen y que permitan un buen gerenciamiento del riesgo.

INTRODUCCION

La industria de recipientes a presión ha evolucionado enormemente en las últimas décadas en términos de diseño, construcción, operación, inspección, mantenimiento y retiro de recipientes a presión. Dos de los objetivos detrás de esta evolución fueron hacer recipientes a presión más seguros y confiables durante su ciclo de vida en una planta. La industria de los recipientes a presión se puede dividir en 3 segmentos: fabricantes, propietarios / operadores y consultores / proveedores de servicios. La función de un fabricante de recipientes a presión se limita al diseño, la fabricación y la entrega según los últimos estándares de la industria (ASME sección VIII Div.1, 2 y TEMA, por ejemplo) y / o las especificaciones del propietario / comprador. Los propietarios / operadores del recipiente a presión son típicamente empresas de hidrocarburos, productos químicos y servicios públicos, responsables de garantizar el funcionamiento seguro y confiable de estos recipientes a presión durante sus ciclos de vida. Esto se denomina, en el sentido tradicional, como integridad mecánica de un equipo a presión. Los proveedores / proveedores de servicios de recipientes a presión son útiles para resolver problemas complejos de ingeniería y construcción que requieren conocimientos de códigos, experiencia en equipos y experiencia en diversas disciplinas para trabajar en conjunto.

Recientemente, la industria ha experimentado un cambio cultural desde los tradicionales programas de inspección basados en el tiempo hasta los programas de inspección basada en riesgos (RBI). Este cambio puede atribuirse principalmente a las siguientes tres razones:

1. Aumento en el costo de las actividades de inspección (internas o externas) (trabajo y material) con los avances recientes en las técnicas de inspección
2. Aumento de los presupuestos de mantenimiento como resultado de tareas de inspección y mantenimiento discrecionales u oportunistas
3. Asegurar el cumplimiento normativo para ampliar el intervalo de inspección más allá del requisito jurisdiccional.

La utilidad del proceso de RBI motivó a los expertos de la industria a conceptualizar diferentes metodologías de evaluación de riesgos y esto llevó al

desarrollo de numerosas herramientas de RBI. También se desarrollaron prácticas recomendadas como API RP 580, API RBI Methodology RP 581 y DNV-RP-G101 para su uso en instalaciones de hidrocarburos en tierra y costa afuera.

1. JUSTIFICACION

Las paradas no programadas en los equipos de producción, se han convertido actualmente en el problema principal debido al impacto causado a personas, equipos, medio ambiente y principalmente el impacto económico en relación a costos adicionales de producción para las empresas, por lo tanto, se requieren acciones efectivas con el objetivo de obtener soluciones de compensación que lo minimicen o corrijan. En la actualidad esperar a que se produzcan las fallas para intervenir puede llevar a resultados catastróficos y pérdidas enormes en las compañías, es por esto que se conlleva al desarrollo de nuevas metodologías avanzadas bajo las normas API RP 581 (Inspección Basada En Riesgo), que llevan a una las empresas a reducir costos en cuanto a la rapidez y organización de sistemas de inspección que se permitan administrar todos los equipos involucrados en los procesos de producción en un sistema de gerenciamiento de integridad.

Teniendo en cuenta todos los factores que se ven afectados debido a estos fallos (social, económico, ambiental, entre otros) podemos inferir que dichas fallas representan para una empresa un impacto negativo en su imagen y la confiabilidad frente a sus usuarios, debido a esto entendemos que deben generarse proyectos que mitiguen las probabilidades y consecuencias de estas fallas.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

- ✓ Realizar la implementación de la metodología RBI para un recipiente a presión tomando como base la norma API 581, con el fin de determinar las probabilidades y consecuencias de falla

2.2. Objetivos específicos

- ✓ Recolectar información de las condiciones actuales (materiales y componentes) de un recipiente a presión, mediante una lista de verificación aplicada a los componentes del mismo.
- ✓ Determinar de acuerdo a la metodología de la norma API 581 las probabilidades y consecuencias de falla del recipiente a presión.
- ✓ Determinar los mecanismos de daño que actúan en un recipiente a presión de acuerdo a los lazos de corrosión que se puedan presentar en equipo analizado.

3. MARCO TEORICO

3.1. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO RBI (API 581)

La inspección basada en riesgos (RBI) es una metodología que implica la evaluación cuantitativa de la probabilidad de falla (PoF) y la consecuencia de la falla (CoF) asociada con cada elemento de equipo en una unidad de proceso particular. Un programa RBI correctamente implementado clasifica los equipos individuales por sus riesgos, prioriza los esfuerzos de inspección y brinda orientación para los esfuerzos de mitigación de riesgos, como cambios en los materiales de construcción, la adición de revestimientos, cambios en las condiciones de operación, etc.

API RP 581 se basó en el conocimiento y la experiencia de varios profesionales globales de RBI con una amplia experiencia en su implementación. Según API 581, un programa de RBI tiene cuatro objetivos principales:

1. Identificar y medir el riesgo para todos los equipos cubiertos.
2. Impartir una comprensión precisa de los riesgos y los factores de riesgo.
3. Permita una gestión de riesgos efectiva.
4. Reducir los riesgos asociados con las instalaciones de procesamiento en funcionamiento.

La Inspección Basada en Riesgos comprende aspectos en pro del funcionamiento de los equipos, abarcando tanto el análisis como la gestión de riesgos, y debe tener en cuenta factores clave como: entendimiento de la premisa del diseño, planificación de la evaluación de RBI, recolección de la información, identificación de mecanismos y modos de falla, evaluación de probabilidad de falla y consecuencia de falla, determinación y evaluación del riesgo, gestión de riesgo con actividades de inspección y control de procesos, actividades relativas a la mitigación del riesgo, reevaluación y actualización, funciones, responsabilidades, capacitación y cualificaciones y, documentación y mantenimiento de registros.

3.1.1. METODOLOGIA DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO RBI (API 581)

El proceso de trabajo subyacente para realizar evaluaciones RBI en equipos a presión se ilustra en la siguiente figura, los cuales, son típicos independientemente de la naturaleza de la evaluación RBI (es decir, cualitativa, cuantitativa o semicuantitativa).

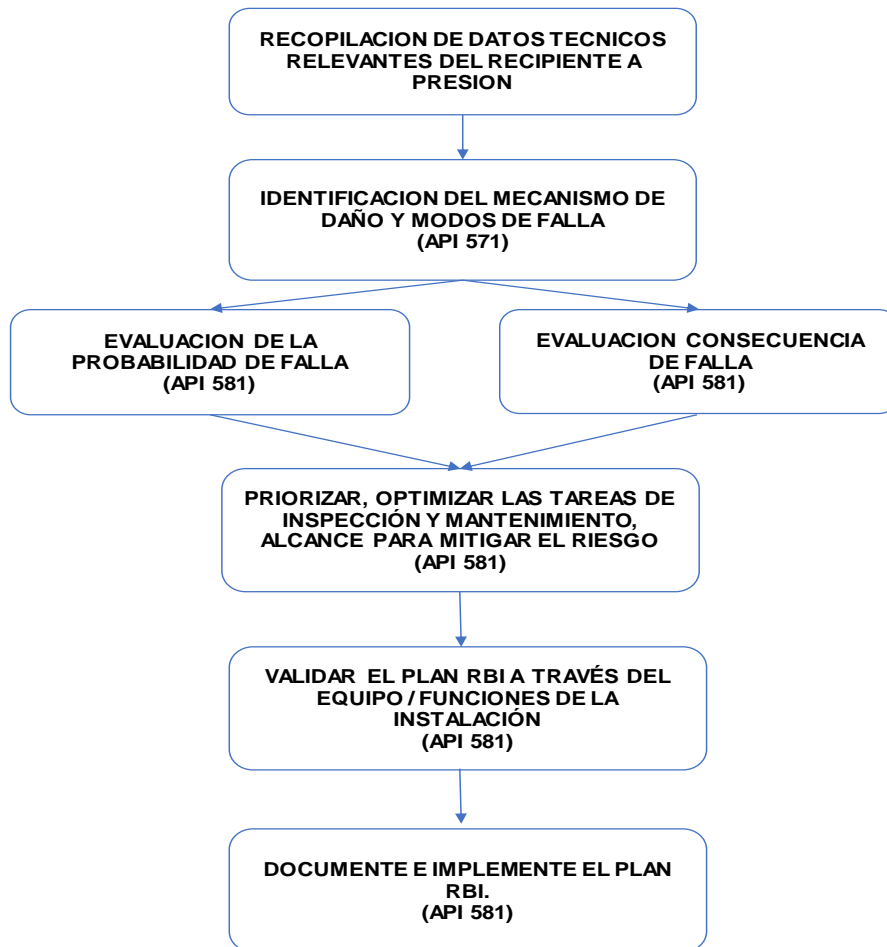


Figura 1 Proceso detallado de evaluación de RBI

Fuente: API 581 (2016)

3.1.2. Recopilación de datos técnicos relevantes del recipiente a presión:

La información requerida para la ejecución de un RBI es importante para el desarrollo de esta metodología, la cual se emplea junto con el aporte realizado por el personal de inspección, mantenimiento y operaciones en conjunto con el criterio de expertos de ingeniería. La calidad en los datos influye directamente en la

exactitud del análisis de riesgo, considerando que la integridad del análisis de riesgo depende de la actualización de datos y validación por personal idóneo, para la revisión respectiva de la información.

3.1.3. Identificación del mecanismo de daño y modos de falla

La calidad y efectividad en el análisis de riesgos depende en gran parte de los mecanismos y modos de falla que se reconozcan; por ello, el RBI requiere la identificación de mecanismos de daño, modos de daño (opcional) y posibles modos de falla por parte de un especialista, quien debe entender el funcionamiento de equipo, interacción del entorno con el proceso y con el ámbito mecánico, y debe contar con el especialista de procesos para completar información de condiciones de proceso, puntos de inyección, etc.

La identificación de los mecanismos de daño probables puede realizarse siguiendo lo descrito a continuación:

- ✓ Señalar las condiciones operativas, ambientales tanto internas como externas, edad, diseño, carga operativa, constituyentes primarios y constituyentes traza, debido al efecto que pueden causar en los equipos, condiciones de proceso y cambios previstos.
- ✓ Consideración de la calidad de material, método y características de fabricación para generar una lista de mecanismos de daño creíbles que pueden haber estado presentes previamente, en la actualidad, o en el futuro.
- ✓ Partiendo de los mecanismos de daño identificados, relacionar los modos de falla probables para predecir de qué manera se presentaría falla.
- ✓ Considerar la existencia de dos o más mecanismos de daño en el mismo equipo

3.1.4. Evaluación de la Probabilidad de Falla (PoF)

La probabilidad de falla usualmente estima la posibilidad de que un evento inesperado ocurra a causa de la pérdida de contención generado por los mecanismos de daño. La PoF en RBI se refiere a la probabilidad de falla y aborda únicamente los mecanismos de daño, a los que el equipo es susceptible y otras

causas que puedan generar pérdida de contención (actividad sísmica, condiciones climáticas, sobrepresión a causa de falla en el alivio de presión, sabotaje, entre otras).

La PoF se expresa en términos de frecuencia, como número de eventos en un periodo de tiempo específico, por ejemplo, número de fallas en un año o por ejecución. En un análisis cualitativo la PoF puede categorizarse como alto, medio, bajo o de uno a cinco; aunque puede ser recomendable asociar las frecuencias de evento con las categorías de probabilidad, con el fin de orientar al responsable de su categorización. Las evaluaciones de probabilidad presentan por lo general una combinación entre enfoque cualitativo y cuantitativo; es importante que la metodología usada permita la utilización de análisis de sensibilidad u otros enfoques para garantizar que los resultados sean realistas y conservadores.

3.1.5. Evaluación de las Consecuencias de Falla (CoF)

El análisis de consecuencias CoF se puede considerar una estimación de consecuencias a causa de una falla; contribuye con la clasificación del riesgo relativo de los equipos y debe comprender los modos de falla creíbles a los que es susceptible el equipo en revisión. Es importante seleccionar un método de análisis de consecuencias que permita separar los equipos de alta y baja consecuencia. Una de las consecuencias usuales de evaluación es la pérdida de contención en la que se determina impacto respecto a la seguridad y salud, impacto ambiental, pérdida de producción y costos de mantenimiento y reconstrucción.

Aunque las consecuencias a causa de pérdida de contención se expresan por área afectada o costos económicos, emplea métodos de análisis de dispersión de nubes para cuantificar emisiones de tipo inflamable y establece alcance y duración de las emisiones tóxicas.

El fallo en límites de presión y la liberación de fluidos pueden afectar la seguridad, salud, medioambiente, instalaciones y negocio; por tanto, es de vital importancia que el analista de RBI evalúe la naturaleza de los peligros y considere los factores asociados a las consecuencias de falla, tales como:

- ✓ Eventos inflamables (incendio, explosión): se presentan a causa de fuga e ignición, y estos eventos afectan debido a la radiación térmica y sobrepresión; los efectos térmicos por lo general ocurren a distancias pequeñas, mientras que las explosiones pueden impactar grandes distancias.
- ✓ Liberaciones tóxicas: se abordan cuando hay afectación a la población, pueden afectar grandes distancias y no requieren eventos adicionales para causar lesiones personales.
- ✓ Liberaciones de otros fluidos peligrosos: la fuga de líquidos peligrosos se evalúa generalmente si puede afectar al personal mediante quemaduras térmicas o químicas; en estos fluidos se encuentran el vapor, agua caliente, fluidos de tipo ácido y cáusticos, debido a que su liberación puede generar consecuencias en la seguridad.
- ✓ Consecuencias ambientales: se analizan las consecuencias ambientales de tipo inmediato, revisando principalmente factores como: cantidad de volumen liberado, posibilidad de llamarada a vapor, salvaguardas de contención de fugas, recursos ambientales afectados y consecuencias reglamentarias. Las consecuencias ambientales para liberación de líquidos pueden contaminar el suelo y/o agua; y las liberaciones gaseosas presentan mayores inconvenientes con su evaluación, puesto que la consecuencia se relaciona con restricciones y penalizaciones por superar límites establecidos.
- ✓ Consecuencias referentes a la producción: este tipo de consecuencias se relaciona indirectamente con la pérdida de fluidos del proceso y pueden o no estar relacionadas con consecuencias inflamables, tóxicas, peligrosas o ambientales.
- ✓ Impacto de mantenimiento y reconstrucción: se refiere al esfuerzo que se necesita para corregir fallas y reparar equipos dañados a causa de los eventos causados por la falla (fuego, explosión); en el mantenimiento se considera reparaciones y sustitución del equipo

3.1.5.1. Consecuencias de Falla Nivel 1

Contempla únicamente las emisiones peligrosas de fluidos de referencia; para desarrollar este análisis se toma un fluido de referencia con características similares (punto de ebullición, peso molecular) a las del fluido contenido en el equipo. El área de consecuencia inflamable aproximada se determina según el fluido liberado, tamaño del agujero y velocidad de liberación; durante el análisis se plantean posibles áreas de consecuencias, tipo de consecuencias (piscinas de fuego, explosiones, nubes de vapor, etc.), probabilidades (ignición, ignición retardada, entre otras) con base en la opinión de expertos respecto al fluido y tipo de liberación (API, 2016).

3.1.5.2. Consecuencias de Falla Nivel 2

Tiene como fin determinar la pérdida de contención de fluidos peligrosos en equipos de presión; se usa cuando las suposiciones no son válidas para el nivel 1 de consecuencias. Las consecuencias de nivel 2 deben realizar análisis de dispersión de nubes para determinar material inflamable y concentración tóxica, una vez se ha presentado la liberación de materia volátil; en este nivel suelen emplearse árboles de eventos (API, 2016).

3.2. UNIDAD DE TRATAMIENTO CON AMINAS

Esta unidad de tratamiento de gases y de regeneración de aminas se diseña para remover H_2S de diversas corrientes de gases por medio de su absorción con dietanolamina (DEA) seguida por la regeneración de la DEA usada en el absorbedor. Parte de la corriente libre de H_2S se usa como gas combustible y el resto se usa como alimentación de la planta de Hidrogeno, si la hay. El gas entra por el fondo del absorbedor donde el H_2S es absorbido por contacto en contracorriente con la DEA regenerada, la cual se introduce en el segundo plato de la columna a caudal controlado. Del fondo de la columna se extrae la amina enriquecida bajo control de nivel y se bombea a la sección de regeneración de aminas. El gas libre de H_2S sale en cabeza de la absorbedora y va al sistema de gas combustible o a la planta de hidrogeno.

La corriente de aminas con H_2S absorbido pasa a través de un filtro bajo control de la diferencia de presión, de manera que el filtro pueda ser by-pasado

parcialmente si es necesario para mantener una caída de presión constante a través del filtro. La amina es calentada entonces por medio de intercambio térmico con los fondos del regenerador de aminas. Se pueden inyectar agentes antiespumantes en la corriente y entonces se introduce la amina en el segundo plato del regenerador.

El líquido del acumulador es principalmente agua y se refluja al plato superior bajo control de nivel del acumulador.

Los vapores del acumulador, constituidos principalmente de H_2S , salen bajo control de presión del acumulador y se combinan con gas proveniente de la sección de tratamiento de agua de procesos. La mezcla de gases se quema con gas combustible en la unidad de incineración, bajo control de temperatura.

La amina sin H_2S del fondo de regenerador de aminas es enfriada parcialmente por intercambio con la alimentación del regenerador en un intercambiador y entonces se bombea por medio de una bomba de circulación a través de un enfriador de aire. La amina empobrecida se recicla del absorbedor de aminas de la unidad.

Las pérdidas de amina hacen necesaria una reposición de amina fresca proveniente del sistema de almacenamiento. La adición de amina fresca se hace en la corriente de amina empobrecida que sale del intercambiador.

La bomba de transferencia de aminas se usa para remover o retornar aminas a la corriente de amina empobrecida. La solución de DEA al 20% se prepara en un tanque de fundido y se bombea al tanque de almacenamiento por medio de la bomba de transferencia de aminas.

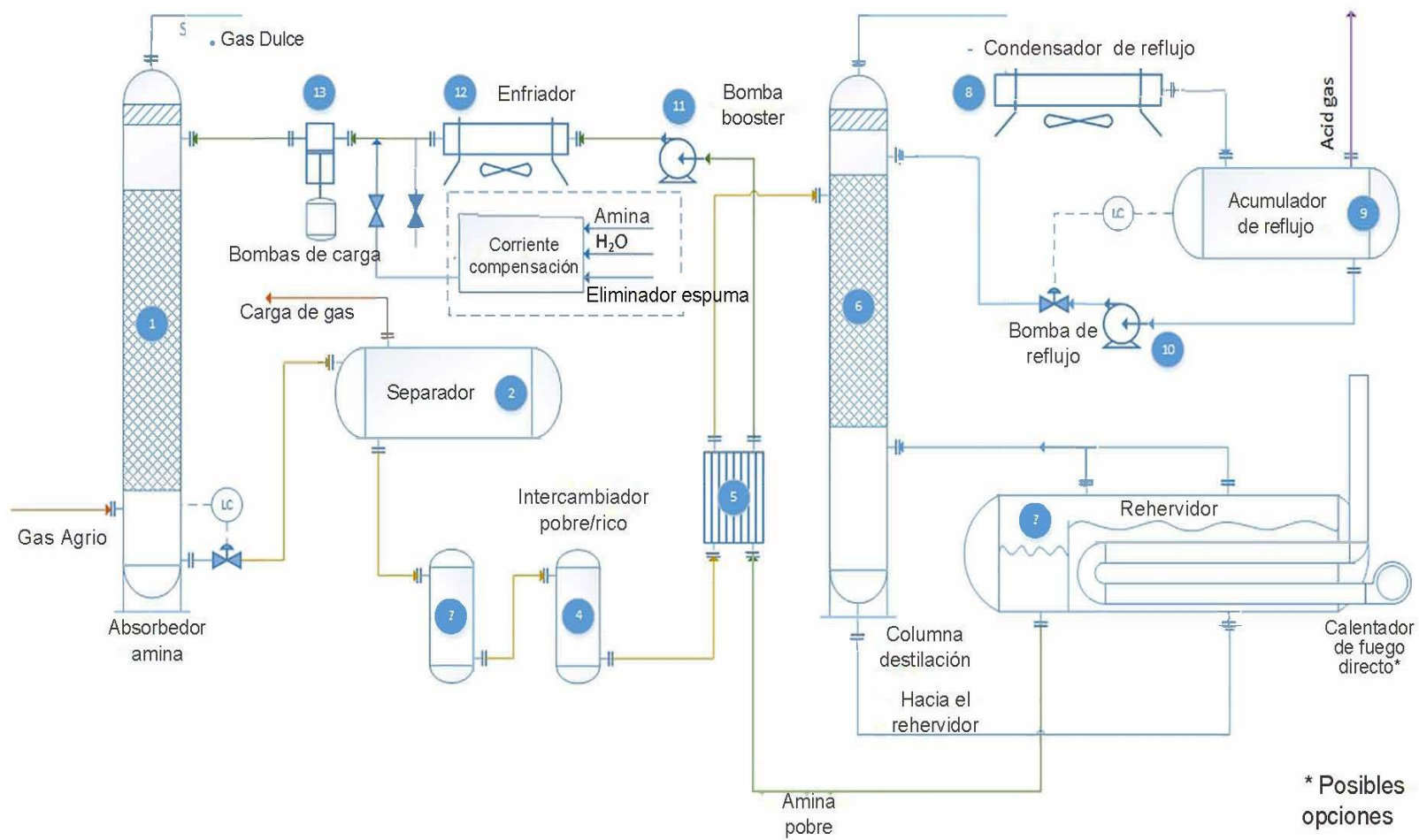


Figura 2 Unidad de tratamiento con aminas

Fuente: <http://gazsurf.com/en/gas-processing/equipment/modular-units/item/amine-treatment>

4. METODOLOGIA

De acuerdo con la metodología establecida en la norma API 581, se emplearon los siguientes pasos para el desarrollo de análisis de la inspección basada en riesgo del recipiente a presión analizar:

4.1. RECOPIACION DE DATOS TECNICOS RELEVANTES DEL RECIPIENTE A PRESION

Se llevo a cabo la recolección de la información del acumulador de reflujo de la unidad de tratamiento de aminas, donde se obtuvo:

DATOS CARACTERISTICOS DEL ACUMULADOR DE REFLUJO			
Fecha fabricación	01.03.1981	Vel. De corrosión	5.86 mpy
Diámetro	30 pulg (0.762 m)	Longitud	142 pulg (3.6 m)
Espesor	0.5 pulg (0.0127 m)	Material	A515 Gr 60
Resist. Tensión	60-80 Ksi	Resist. Fluencia	32 Ksi
Presión diseño	15 bar	Temp. Diseño	350 °C
Producto almacenar	Mezcla de compuestos (Agua y H ₂ S)	Densidad producto	438.05 Kg/cm ³
Estado producto	Liquido	Caudal másico	1780.43 Kg/h
Temp. Operación	93°C	Volumen equipo	1.12 m ³
Volumen útil	0.90 m ³	Masa equipo	864 libras
Masa grupo inventario	50585 libras	Aislamiento	Lana de vidrio
Espesor aislamiento	38 mm	Eficiencia junta soldada	0.85

Tabla 1 Datos característicos del acumulador de reflujo

Fuente: el autor

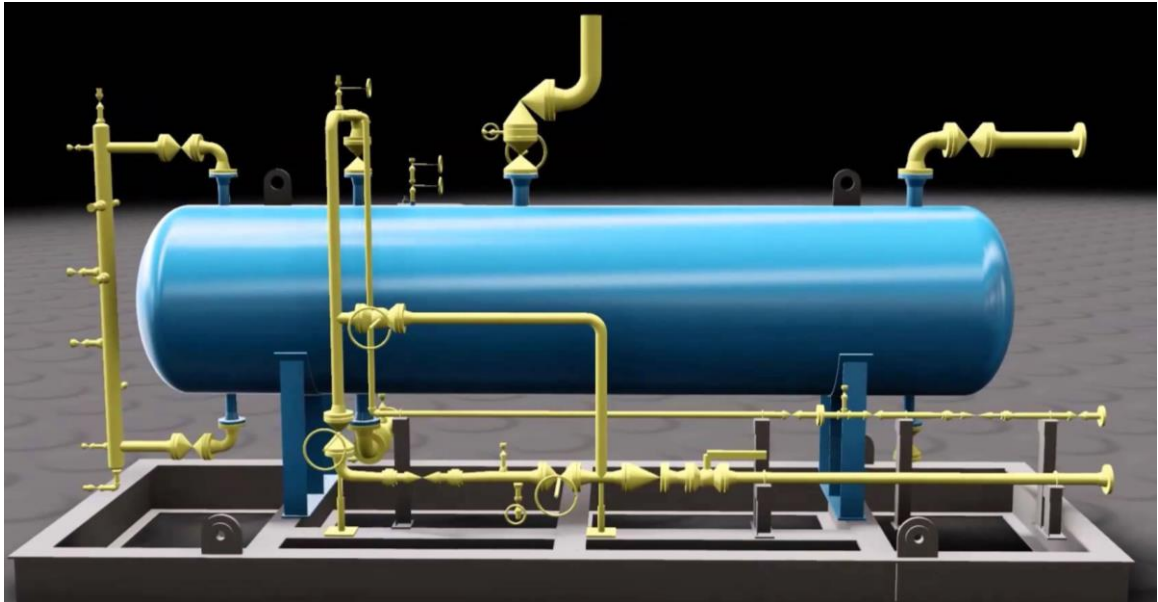


Figura 3 Acumulador de refluj

Fuente: <http://www.sconinc.com/>

4.2. MECANISMOS DE DAÑOS QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UNIDAD DE TRATAMIENTO CON AMINAS

Erosión/erosión – corrosión: La erosión puede ser causada por partículas llevadas por un gas o por partículas transportadas por un líquido. En las refinerías, este tipo de daño se produce como resultado del movimiento del catalizador en el reactor/regenerador en equipos de FCC en sistemas de manejo de catalizador (válvulas, ciclones, tuberías, reactores).

Daño por H₂S Húmedo: En las unidades de hidro procesamiento, el aumento de la concentración de bisulfuro de amonio por encima del 2% aumenta la potencial de formación de ampollas, HIC y SOHIC.

Corrosión de bisulfuro de amonio (agua ácida alcalina): Las sales de NH₄HS precipitan en los corrientes efluentes del reactor cuando las temperaturas caen dentro del rango de 120 ° F a 150 ° F (49 ° C a 66 ° C).

Agrietamiento corrosión por aminas: Causada por partículas llevadas debido a la degradación del CO₂ y H₂S.

4.3. EVALUACION DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (PoF)

La POF puede determinarse mediante modelos de confiabilidad estructural, modelos estadísticos basados en datos genéricos y juicio de expertos, algunos métodos se combinan para el cálculo de POF. Una combinación de estos métodos resulta en la aplicación de la siguiente ecuación:

$$P_f(t) = g_{ff_{total}} * D_f(t) * F_{MS}$$

Ecuación 1 Calculo probabilidad falla

Fuente: API 581 (2016)

$$P_{oF} = P_f(t)$$

$g_{ff_{total}}$ = frecuencia genérica de falla

$D_f(t)$ = factor de daño

F_{MS} = factor de sistemas de gestión

Para el desarrollo del presente estudio se llevó a cabo el análisis mediante el factor de daño, el cual se ajusta la frecuencia de falla genérica basado en los mecanismos de daño a los que el componente está sujeto, y considera la susceptibilidad al mecanismo de daño y / o la velocidad con la que el daño se acumula. El factor de daño también toma a consideración los datos históricos de inspección y la eficacia de inspecciones pasadas y futuras, el factor sistemas de gerenciamiento, se ajusta a la influencia del sistema de gestión establecido en la planta para su la integridad mecánica. Este influye en la frecuencia genérica de falla de acuerdo a los mecanismos activos de daño del componente, susceptibilidad a dichos mecanismos y velocidad en la que se acumula daño; el factor de daño también considera historiales de inspección y efectividad en inspecciones previas y futuras.

Los factores de daño se pueden emplear para establecer un nivel relativo de daño sobre el componente, según suposiciones previamente establecidas con respecto

a este; los factores de daño se estiman para los mecanismos de daño que se muestran en la siguiente tabla:

MECANISMOS DE DAÑO	
Factor de daño total	Adelgazamiento
Agrietamiento por corrosión bajo tensión	Ataque por hidrogeno a alta temperatura
Daño externo	Fractura frágil
Fatiga mecánica (solo aplica para tubería)	

Tabla 2 Mecanismos de daño para calculo factor de daño

Fuente: API 581 (2016)

Los factores de daño son determinados según número y efectividad en la inspección, esta última se realiza en un tiempo específico y se caracteriza por mecanismo de daño. En la siguiente tabla se encuentra una caracterización de los diferentes grados de inspección con su descripción:

CATEGORIA EFECTIVIDAD INSPECCION	DESCRIPCION EFECTIVIDAD INSPECCION	DESCRIPCION
A	Altamente eficaz	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado de daño real en casi todos los casos (80-100% de confianza).
B	Generalmente eficaz	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado de daño verdadero la mayor parte del tiempo (60-80% de confianza).
C	Bastante eficaz	Los métodos de inspección identificarán correctamente el estado de daño verdadero aproximadamente la mitad del tiempo (40-60% de confianza).
D	Poco efectivo	Los métodos de inspección proporcionarán poca información para identificar correctamente el estado de daño real (20-40%

CATEGORIA EFECTIVIDAD INSPECCION	DESCRIPCION EFECTIVIDAD INSPECCION	DESCRIPCION
		de confianza)
E	Ineficaz	El método de inspección proporcionará ninguna o casi ninguna información que identifique correctamente el estado de daño real y se considere inefectiva para detectar el mecanismo de daño específico (menos del 20% de confianza).
<p>Nota: En una categoría de eficacia de inspección E, la terminología de inefectivo puede referirse a uno o más de los siguientes casos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No se completó ninguna inspección. 2. La inspección se completó a menos de los requisitos mencionados anteriormente. 3. Se utilizó una técnica de inspección y / o unos planes ineficaces. 4. Se utilizó una técnica de inspección no probada. 5. No se disponía de información suficiente para evaluar adecuadamente la efectividad de la inspección. 		

Tabla 3 Categorías de efectividad de inspección

Fuente: API 581 (2016)

Para el cálculo del factor de daño se tomaron en cuenta los mecanismos de daño por adelgazamiento y agrietamiento por amina, para lo cual la determinación de este factor de daño parte de que la corrosión es constante a través del tiempo, sin embargo, esto debe actualizarse continuamente. En la tabla 1 se encuentra la información requerida para determinar el factor de daño de adelgazamiento. En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo para determinar el factor de daño por adelgazamiento.

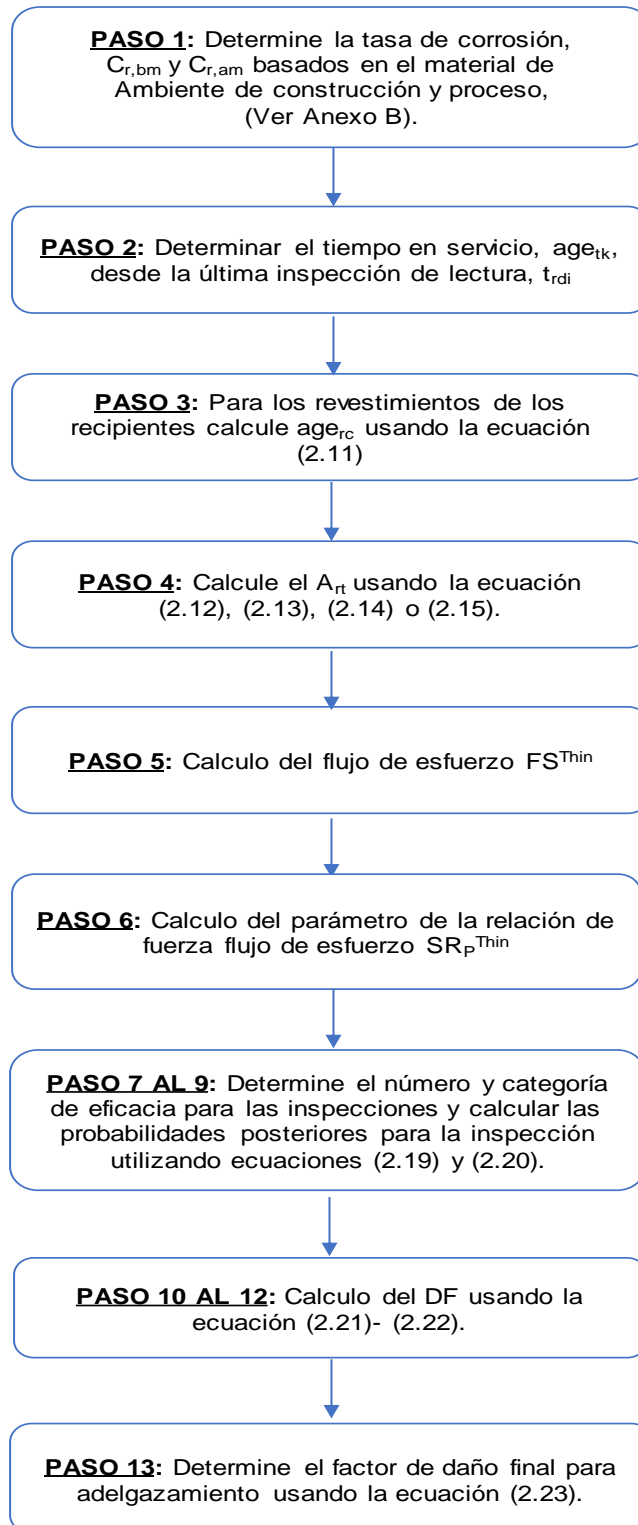


Figura 4 Determinación factor de daño por adelgazamiento

Fuente: API 581 (2016)

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo para determinar el factor de daño de agrietamiento por amina:

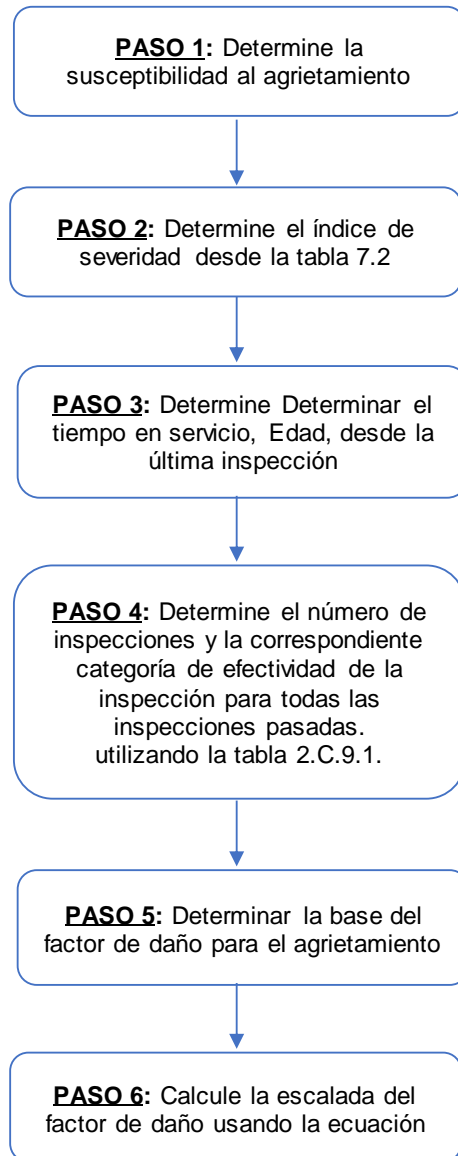


Figura 5 Determinación factor de daño de agrietamiento por amina

Fuente: API 581 (2016)

4.4. EVALUACION CONSECUENCIA DE FALLA (CoF)

Esta metodología determina la consecuencia de falla, causada por fuga o ruptura de un equipo para usar con la probabilidad de falla y generar un plan de clasificación e inspección de riesgos, de un equipo sujeto a procesos y

condiciones ambientales típicos de refinación, petroquímica, exploración y producción; dicha clasificación se realiza en función del riesgo. La consecuencia de falla de un fluido peligroso se determina siguiendo los siguientes pasos:

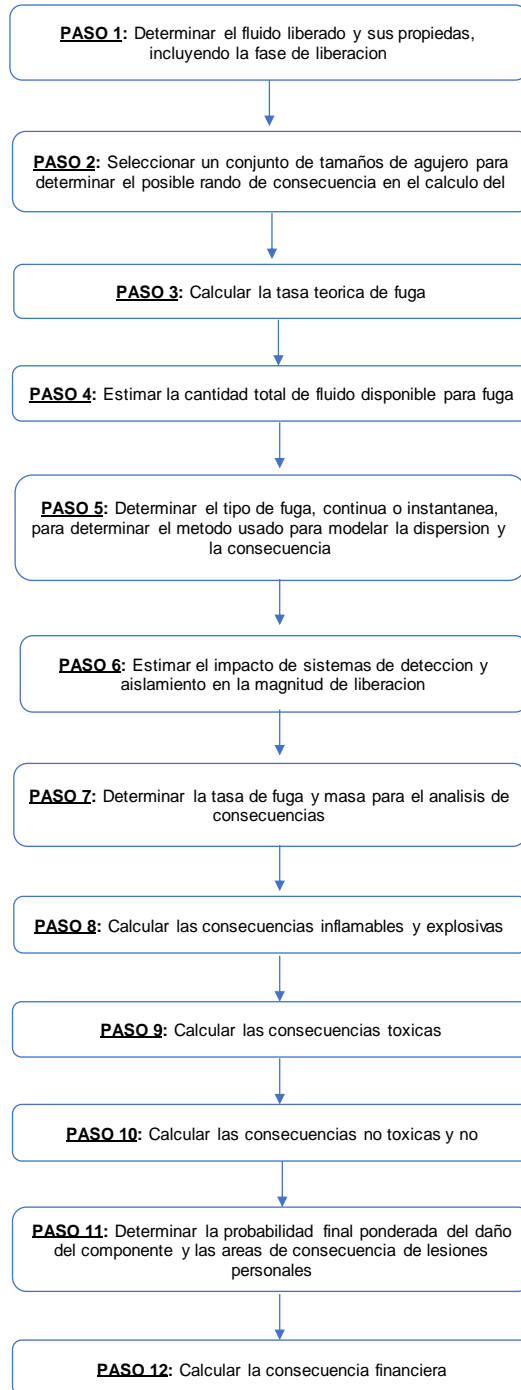


Figura 6 Pasos para determinación de consecuencia

Fuente: API 581 (2016)

4.4.1. Determinación de la CoF Nivel 1.

Para cada escenario deben establecerse las consecuencias de la liberación del fluido, para lo cual, hay que tener en cuenta las propiedades físicas del fluido, toxicidad, inflamabilidad, tipo y tiempo de liberación, condiciones climáticas, dispersión, acciones para la mitigación, impacto al personal, equipos, población cercana, medioambiente y pérdida de insumos; con esta información, se pueden estimar las consecuencias, siguiendo los pasos de la figura a continuación:

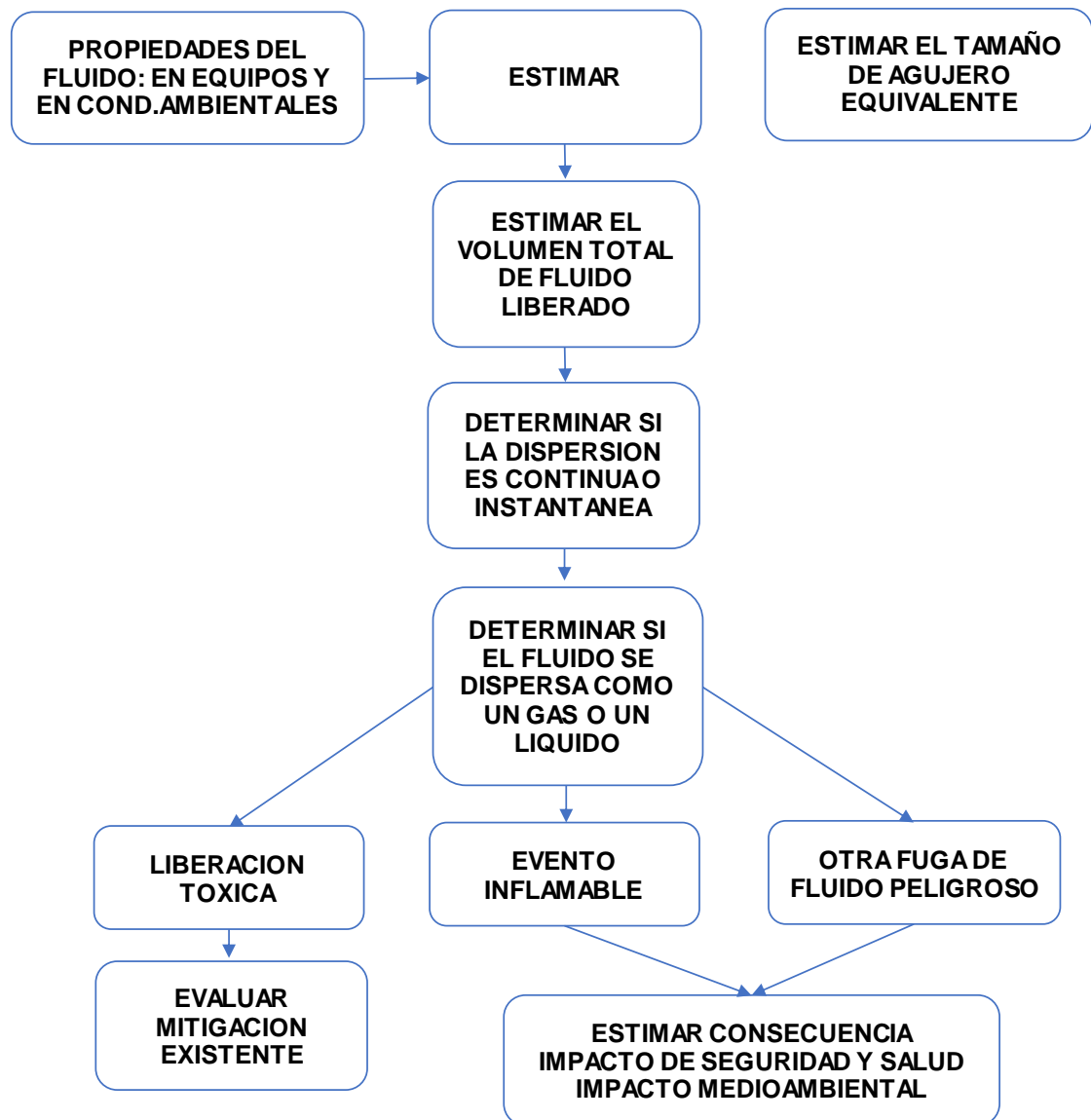


Figura 7 Determinación de la CoF

Fuente: API 581 (2016)

5. RESULTADOS

Basados en la metodología RBI API 581, se estimaron los factores de daño DF por adelgazamiento y agrietamiento por amina, con una consecuencia flamable nivel 1, del acumulador de reflujo de la planta de amina:

5.1. CALCULO FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO

PASO 1: Velocidad de corrosión del material base, $C_{r, bm}$,

Velocidad de corrosión= $C_{r, bm}$: 5.86 mpy = 0.00586 pulg/año

PASO 2: Determinación del tiempo en servicio, edad, desde la última inspección conocida de espesor, t_{rdi} . El t_{rdi} es el espesor inicial con respecto a la pérdida de pared asociada con la corrosión interna (ver Sección 4.5.5). Si el espesor medido no está disponible, establecer $t_{rdi} = t$ y edad $t_k =$ edad.

Espesor nominal t_{rdi} : 0.5"

Edad t_k : 37 años

PASO 3: Para los revestimientos de los recipientes se calculó age_{rc} usando la ecuación (2.11)

$$age_{rc} = \max \left[\left(\frac{t_{rdi} - t_{bm}}{C_{r, cm}} \right), 0.0 \right]$$

Ecuación 2 Vida remanente

Fuente: API 581 (2016)

age_{rc} =0.07342 años

PASO 4: Calculo del A_t usando la ecuación (2.14), que se emplea para componentes con revestimiento, es decir, donde $Age_{tk} < age_{rc}$.

$$A_{rt} = \frac{C_{r,cm} \cdot age_{tk}}{t_{rdl}}$$

Ecuación 3 Fracción de pérdida de la pared del componente desde la última medición de espesor de inspección o el inicio del servicio fecha

Fuente: API 581 (2016)

$$A_{rt}=0.44151$$

PASO 5: Calculo del flujo de esfuerzo FS^{Thin} empleando la siguiente ecuación

$$FS^{Thin} = \frac{(YS + TS)}{2} \cdot E \cdot 1.1$$

Ecuación 4 Flujo de esfuerzo

Fuente: API 581 (2016)

$$FS^{Thin}=43000 \text{ Psi}$$

PASO 6: Calculo del parámetro de la relación de fuerza flujo de esfuerzo SR_P^{Thin}

$$SR_P^{Thin} = \frac{S \cdot E}{FS^{Thin}} \cdot \frac{Max(t_{min}, t_c)}{t_{rdl}}$$

Ecuación 5 Relación de fuerza

Fuente: API 581 (2016)

$$SR_P^{Thin}=0.070$$

PASO 7 AL 9: Determine el número y categoría de eficacia para las inspecciones, para ello se tiene en cuenta la tabla 2.C.8.1, cálculo de la efectividad

**EFFECTIVIDAD INSPECCIÓN
EFICIENCIA DE INSPECCIÓN**

**BASTANTE EFECTIVA
3C**

Para el cálculo de los factores de efectividad de la inspección se tuvieron en cuenta las siguientes formulas:

$$I_1^{Thin} = P_{r_{p1}}^{Thin} (CO_{p1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (CO_{p1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (CO_{p1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (CO_{p1}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_2^{Thin} = P_{r_{p2}}^{Thin} (CO_{p2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (CO_{p2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (CO_{p2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (CO_{p2}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_3^{Thin} = P_{r_{p3}}^{Thin} (CO_{p3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (CO_{p3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (CO_{p3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (CO_{p3}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

Ecuación 6 Factores de efectividad de la inspección

Fuente: API 581 (2016)

I_1^{Thin}	0.0625
I_2^{Thin}	0.0081
I_3^{Thin}	0.0016

PASO 10: Calculo de las probabilidades posteriores, empleando la siguiente ecuación:

$$PO_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

$$PO_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

$$PO_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

Ecuación 7 Probabilidades posteriores

Fuente: API 581 (2016)

PO_{p1}^{Thin}	0.8657
PO_{p2}^{Thin}	0.11219
PO_{p3}^{Thin}	0.02216

PASO 11: Calculo de los parámetros β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} , usando la ecuación 2.21 y asignando $COV_{\Delta t}=0.20$, $COV_{sf}=0.20$, $COV_p=0.05$.

$$\beta_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S_1} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_1}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_1} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}}$$

$$\beta_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S_2} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_2}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_2} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}}$$

$$\beta_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S_3} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_3}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_3} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}}$$

Ecuación 8 Índices de fiabilidad para estado de daño 1,2,3

Fuente: API 581 (2016)

β_1^{Thin}	3.431490
β_2^{Thin}	0.265098
β_3^{Thin}	-2.170757

PASO 12: Calculo del factor de daño D_{fb}^{thin} de acuerdo a la fórmula 2.22

$$D_{fb}^{Thin} = \left[\frac{(P_{O_{p1}}^{Thin} \Phi(-\beta_1^{Thin})) + (P_{O_{p2}}^{Thin} \Phi(-\beta_2^{Thin})) + (P_{O_{p3}}^{Thin} \Phi(-\beta_3^{Thin}))}{1.56 E - 04} \right]$$

Ecuación 9 Daño por adelgazamiento

Fuente: API 581 (2016)

D_{fb}^{thin}	425.9964
-----------------	----------

5.2. CALCULO FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO

PASO 1: Se estableció la susceptibilidad al agrietamiento, en este caso es baja debido a que dentro del equipo inspeccionado eventualmente llegan trazas de amina.

PASO 2: Se fija el índice de severidad desde la tabla 7.2

Table 7.2 – Determination of Severity Index – Amine Cracking

Susceptibility	Severity Index – S_{VI}
High	1,000
Medium	100
Low	10
None	0

Figura 8 Determinación índice severidad

Fuente: API 581 (2016)

$$S_{VI}=10$$

PASO 3: Se determino el tiempo en servicio, última inspección, teniendo en cuenta los datos de los históricos del equipo evaluado:

- ✓ Tiempo en servicio: 37.67 años
- ✓ Última inspección: 24. oct. 2017

5.4. EVALUACION CONSECUENCIA DE FALLA (CoF)

PASO 1: Determinación de las propiedades representativas del fluido, las cuales se encuentran en la siguiente figura:

Table 4.1 – List of Representative Fluids Available for Level 1 Consequence Analysis

Representative Fluid	Fluid TYPE (see Section 4.1.5)	Examples of Applicable Materials
C ₁ – C ₂	TYPE 0	Methane, Ethane, Ethylene, LNG, Fuel Gas
C ₃ – C ₄	TYPE 0	Propane, Butane, Isobutane, LPG
C ₅	TYPE 0	Pentane
C ₆ – C ₈	TYPE 0	Gasoline, Naphtha, Light Straight Run, Heptane
C ₉ – C ₁₂	TYPE 0	Diesel, Kerosene
C ₁₃ – C ₁₆	TYPE 0	Jet Fuel, Kerosene, Atmospheric Gas Oil
C ₁₇ – C ₂₅	TYPE 0	Gas Oil, Typical Crude
C ₂₅₊	TYPE 0	Residuum, Heavy Crude, Lube Oil, Seal Oil
H ₂	TYPE 0	Hydrogen
H ₂ S	TYPE 0	Hydrogen Sulfide
HF	TYPE 0	Hydrogen Fluoride
water	TYPE 0	Water

Figura 10 Propiedades representativas de los fluidos

Fuente: API 581 (2016)

Table 4.2 – Properties of the Representative Fluids Used in Level 1 Consequence Analysis

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto- ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	Note 1	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.347E-04	1.466E-08	N/A	696
C5	72	39.03	97	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.6E-04	5.3E-08	N/A	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	Note 1	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.658E-08	N/A	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
Water	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	62.3	212	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H ₂	2	4.433	-423	Gas	Note 1	27.1	9.270E-03	-1.38E-05	7.650E-09	N/A	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	Note 1	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.18E-08	N/A	500

Figura 11 Propiedades representativas de los fluidos para análisis consecuencias nivel 1

Fuente: API 581 (2016)

PASO 2: Realizar la selección de tamaño de orificio de liberación, para ello se tuvieron en cuenta los siguientes pasos:

PASO 2.1 De acuerdo con el tipo de componente y la Tabla 4.4 de la norma API 581, se determinaron los diámetros de tamaño del orificio de descarga, d_n :

Table 4.4M – Release Hole Sizes and Areas Used in Level 1 and 2 Consequence Analyses

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (mm)	Release Hole Diameter, d_n (mm)
1	Small	0 – 6.4	$d_1 = 6.4$
2	Medium	> 6.4 – 51	$d_2 = 25$
3	Large	> 51 – 152	$d_3 = 102$
4	Rupture	> 152	$d_4 = \min[D, 406]$

Figura 12 Tamaños de orificio de liberación y áreas utilizadas en los análisis de consecuencia de nivel 1 y 2

Fuente: API 581 (2016)

dn (in)	Pequeño	0.25
	Mediano	1
	Largo	4
	Ruptura	16

Tabla 4 Resultados calculo diámetros orificios.

PASO 2.2 Determine la frecuencia de falla genérica, gff_n , para el enésimo tamaño de orificio de liberación de la Parte 2, Tabla 3.1, y la frecuencia total de falla genérica de esta tabla, que se encuentra en la siguiente figura:

Table 3.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Figura 13 Frecuencias genéricas de falla de componentes sugeridas

Fuente: API 581 (2016)

PASO 3: Calcular Teórico Velocidad de liberación Ver 4.3 Cálculo de tasa de liberación, como en el ejercicio se tomó en fase líquido, se tuvo en cuenta la siguiente ecuación:

$$W_n = C_d \cdot K_{v,n} \cdot \rho_l \cdot \frac{A_n}{C_1} \sqrt{\frac{2 \cdot g_c \cdot (P_s - P_{atm})}{\rho_l}}$$

Ecuación 11 Cálculo de la tasa de liberación de líquido

Fuente: API 581 (2016)

A _n (in ²)	Pequeño	0.04908
	Mediano	0.78563
	Largo	12.56661
	Ruptura	201.0698

Tabla 5 Cálculo del área de tamaño del orificio de liberación

Fuente: El autor

W _n	Pequeño	1.5753
	Mediano	25.2205
	Largo	403.6228
	Ruptura	6457.9205

Tabla 6 Cálculo de Velocidad de liberación

Fuente: El autor

PASO 4: Calcular Masa máxima disponible para liberación (Masa disponible), para ello se tendrá en cuenta la siguiente ecuación:

$$mass_{add,n} = 180 \cdot \min [W_n, W_{max8}]$$

Ecuación 12 Cálculo de la masa máxima disponible

Fuente: API 581 (2016)

W _{max8}	1614.5273
Masa del Equipo Masscomp (Lbs)	389.8491

Tabla 7 Cálculo de Velocidad de liberación

Fuente: El autor

PASO 5: Calculo para determinar el tipo de fuga, continua o instantánea, para determinar el método usado para modelar la dispersión y la consecuencia, para ello se tendrá la siguiente ecuación:

$$t_n = \frac{C_3}{W_n}$$

Ecuación 13 Cálculo del tiempo de liberación

Fuente: API 581 (2016)

Tiempo de Liberación (t_n) (10000 lbs)	Pequeño	6342.5959
	Mediano	396.4149
	Largo	24.7718
	Ruptura	1.5474
TIPO DE LIBERACIÓN	Pequeño	CONTINUA
	Mediano	INSTANTANEA
	Largo	INSTANTANEA
	Ruptura	INSTANTANEA

Tabla 8 Cálculo de tiempo y tipo de liberación

Fuente: El autor

PASO 6: Calculo para la estimación del impacto de sistemas de detección y aislamiento en la magnitud de liberación:

CATEGORIA SISTEMAS DETECCION	B
CATEGORIA SISTEMAS AISLAMIENTO	B

Tabla 9 Cálculo del sistema detección y aislamiento

Fuente: El autor

PASO 7: Calculo para la estimación de la tasa de fuga y masa para el análisis de consecuencias:

Factor de Reducción (Factdi)		0.15
Duración de la fuga (ld_{max,n})(min)	Pequeño	40
	Mediano	30

	Largo	20
	Ruptura	20
VELOCIDAD DE LIBERACIÓN (raten)	Pequeño	1.3404
	Mediano	21.4424
	Largo	343.0777
	Ruptura	5489.2347
Id _n	Pequeño	290.9021
	Mediano	18.1807
	Largo	1.1388
	Ruptura	0.0710
LIBERACIÓN DE MASA INSTANTANEA (mass _n)	Pequeño	53.6051
	Mediano	389.8491
	Largo	389.8491
	Ruptura	389.8491
Factor por Sistemas de Mitigación (Factmit)		0.2

Tabla 10 Cálculo estimación tasa de fuga

Fuente: El autor

PASO 8: Calcular las consecuencias inflamables y explosivas

Daño a Equipos inflamable y liberación continua autoignición no probable	
a	11
b	0.91
CA Pequeño	30.45
CA Mediano	0
CA Largo	0
CA Ruptura	0
effraten Pequeño	1.6736
effraten Mediano	0
effraten Largo	0
effraten Ruptura	0

Tabla 11 Cálculo daño a equipos inflamable y autoignición no probable

Fuente: El autor

Daño a equipos inflamable y liberación continua, autoignición probable	
a	544
b	0.9
CA Pequeño	1489.1293
CA Mediano	0
CA Largo	0
CA Ruptura	0
effraten Pequeño	1.6257
effraten Mediano	0
effraten Largo	0
effraten Ruptura	0

Tabla 12 Cálculo daño a equipos inflamable autoignición probable

Fuente: El autor

Daño a Equipos inflamable y liberación Instantánea, autoignición NO probable	
a	0.03
b	0.99
CA Pequeño	0
CA Mediano	20.9684
CA Largo	20.9684
CA Ruptura	20.9684
effmassn Pequeño	0
effmassn Mediano	17.6915
effmassn Largo	17.6915
effmassn Ruptura	17.6915

Tabla 13 Cálculo daño a equipos inflamable autoignición NO probable

Fuente: El autor

Daño a Equipos inflamable y liberación Instantánea, autoignición probable	
a	1.4
b	0.99
CA Pequeño	0
CA Mediano	978.1458

Daño a Equipos inflamable y liberación Instantánea, autoignición probable	
CA Largo	978.1458
CA Ruptura	978.1458
effmassn Pequeño	0
effmassn Mediano	17.6915
effmassn Largo	17.6915
effmassn Ruptura	17.6915

Tabla 14 Resultados cálculo daño a equipos inflamable autoignición probable

Fuente: El autor

Lesiones a Personas inflamable y liberación Continua, autoignición no probable	
a	33
b	0.89
CA Pequeño	89.3216
CA Mediano	0
CA Largo	0
CA Ruptura	0

Tabla 15 Resultados lesiones a personas inflamable autoignición no probable

Fuente: El autor

Lesiones a Personas inflamable y liberación continua	
a	1604
b	0.9
CA Pequeño	4390.7516
CA Mediano	0
CA Largo	0
CA Ruptura	0

Tabla 16 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación continua

Fuente: El autor

Lesiones a Personas inflamable y liberación Instantánea, autoignición no probable	
a	0.081

Lesiones a Personas inflamable y liberación Instantánea, autoignición no probable	
b	0.99
CA Pequeño	0
CA Mediano	60.59798146
CA Largo	56.59251797
CA Ruptura	56.59251797

Tabla 17 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación instantánea

Fuente: El autor

Lesiones a Personas inflamable y liberación Instantánea, autoignición probable	
a	4.1
b	0.99
CA Pequeño	0
CA Mediano	2864.559551
CA Largo	964.6067416
CA Ruptura	2864.559551

Tabla 18 Cálculo lesiones a personas inflamable liberación instantánea

Fuente: El autor

Factor de Combinación Liberación Continua/Instantánea (FactIC)	
CI Pequeño	0
CI Mediano	1
CI Largo	1
CI Ruptura	1

Tabla 19 Factor combinación liberación continua/instantánea

Fuente: El autor

Áreas de Consecuencia Combinadas por inflamabilidad	
Área de Consecuencia Combinada Daño a componentes-Inflamable con autoignición probable	1489.1253
	978.1458
	978.1458
	978.1458
Área de Consecuencia Combinada Daño a componentes-flamables con autoignición no probable	30.4972
	20.9014
	20.9014
	20.9014
Área de Consecuencia Combinada Lesiones a Personas-Inflamable con autoignición probable	4390.7046
	2864.5551
	964.6016
	2864.5551
Área de Consecuencia Combinada Lesiones a Personas inflamable con autoignición NO probable	89.3216
	60.5946
	56.5197
	56.5197

Tabla 20 Áreas de Consecuencia Combinadas por inflamabilidad

Fuente: El autor

Áreas de Consecuencia por Daño a componente	
CA _(cmd) Pequeño	30.44986372
CA _(cmd) Mediano	20.96019184
CA _(cmd) Largo	20.96019184
CA _(cmd) Ruptura	20.96019184

Tabla 21 Áreas de Consecuencia por daño a componente

Fuente: El autor

Área de Consecuencia Lesiones a Personas	
CA _(inj) Pequeño	89.3216
CA _(inj) Mediano	60.5946
CA _(inj) Largo	56.5927
CA _(inj) Ruptura	56.5927

Tabla 22 Áreas de Consecuencia lesiones a personas

Fuente: El autor

Áreas de Consecuencia Final	
Área de Consecuencia por inflamabilidad - Daños en componentes CA (cmd)	23.4481
Área de Consecuencia por inflamabilidad -Lesiones a Personas CA (inj)	67.7958

Tabla 23 Áreas de Consecuencia final

Fuente: El autor

PASO 9: Calcular las consecuencias no tóxicas y no inflamables

Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación Continua	
CA _{cont} Pequeño	1.9553
CA _{cont} Mediano	31.2265
CA _{cont} Largo	499.6232
CA _{cont} Ruptura	7994.0361

Tabla 24 Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación Continua

Fuente: El autor

Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación Instantánea	
CA _{inst} Pequeño	0
CA _{inst} Mediano	4983.4956
CA _{inst} Largo	4983.4956
CA _{inst} Ruptura	4983.4956

Tabla 25 Área de Consecuencia por fugas de Vapor - Liberación instantánea

Fuente: El autor

Áreas de Consecuencia a lesiones de personas por fuga de vapor de agua y , Combinadas por tipo de liberación (CA _{leak})	
CA _{leak} Pequeño	1.8322
CA _{leak} Mediano	4666.8096
CA _{leak} Largo	4983.4916
CA _{leak} Ruptura	4983.4916

Tabla 26 Área de Consecuencia lesiones de personas por fuga de vapor de agua
Fuente: El autor

Área de consecuencia no toxica-no inflamable FINAL	
Áreas de Consecuencia a lesiones de personas por fuga de vapor FINAL (CA_{nfmt})	3474.1704

Tabla 27 Área de consecuencia no toxica-no inflamable FINAL

Fuente: El autor

PASO 11: Determinar la probabilidad final ponderada del daño del componente y las áreas de consecuencia de lesiones personales

CONSECUENCIAS FINALES	
AREA DE CONSECUENCIA FINAL POR DAÑO A COMPONENTES (CA_{cmd})	23.4481
AREA DE CONSECUENCIA FINAL POR LESIONES A PERSONAS (CA_{inj})	67.7688
AREA DE CONSECUENCIA FINAL	67.7688

Tabla 28 Consecuencias finales

Fuente: El autor

PASO 12: Calculo de la consecuencia financiera

CONSECUENCIAS FINANCIERAS	
Costo a daños en componentes (FC_{cmd})	\$ 11,241
Costos de daños a equipos alrededor del área afectada (FC_{affa})	\$ 8,180,961

CONSECUENCIAS FINANCIERAS		
No. de días de inactividad (Outage _n)	Pequeño	2
	Mediano	3
	Largo	3
	Ruptura	7
Días de inactividad del equipo (Outage _{cmd})		2.816993464
Estimación de tiempo reparación equipo vecino (Outage _{affa})		59.7022308
Pérdida de producción por día (Prod _{cost}) (\$US)		0
Pérdida por Interrupción al negocio (FC_{prod}) (\$US)		\$ -
No. De personas por ft2 (personnel/ft2)		0.0047
Costo por persona por lesiones graves o Fatalidad (\$US) (Injcost)		\$ 357142
Costos por lesiones a personas (FC_{inj})		\$ 59,968
Volumen derramado (Volenv)	Pequeño	0.4039
	Mediano	2.8962
	Largo	2.8962
	Ruptura	2.8962
costo de limpieza por barril (\$US/Bbl) (envcost)		0
Costos por limpieza ambiental (FC_{env})		\$ 2.82
CONSECUENCIA FINANCIERA FINAL \$US		\$ 18,120,899
CONSECUENCIAS CUALITATIVAS		5

Tabla 29 Consecuencias financieras

Fuente: El autor

MATRIZ DE RIESGO TOTAL

RIESGO		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD	E	0	0	1	0	0
	D	0	0	0	0	0
	C	0	0	0	0	1
	B	0	0	0	0	3
	A	0	0	1	1	2

Figura 14 Matriz de riesgo total

Fuente: El autor

CLASIFICACIÓN RIESGO
EXTREMO
ALTO
MODERADO
BAJO

Figura 15 Clasificación del riesgo

Fuente: El autor

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología RBI es una herramienta fundamental en la mejora del gerenciamiento del riesgo que se presentan en los equipos industriales siempre que se implemente de una forma adecuada, aun cuando se lleguen a presentar inconvenientes para el manejo de los datos e información que requiere como base para la implementación de la metodología de la Inspección Basada en Riesgos.

La importancia del registro histórico de un equipo es fundamental para el manejo de la metodología implementada en el desarrollo del proyecto, por lo cual se recomienda a trabajos futuros realizar un check list de los ítems mínimos que deben tenerse en cuenta para la ejecución de la metodología.

Para determinar la velocidad de corrosión real de un equipo se recomienda la instalación de cupones en estos, por una duración mínima de seis meses para tener un registro de la agresividad del medio al que están expuestos los equipos y de esta manera tener más certeza de que tan agresivos son los mecanismos de daño que actúan en estos.

Para estudios a detalle de equipos se recomienda realizar un análisis de productos que se encuentran almacenados y realizar una caracterización de ellos.

Para estudios futuros se recomienda diseñar un plan de mantenimiento e inspección, con el fin de prevenir en eventuales daños y realizar control de los mecanismos de daños detectados en estos y así poder contribuir en la confiabilidad de los equipos.

A partir de la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo se puede concluir que el nivel de riesgo actual del acumulador de reflujos es moderado, por lo cual la integridad estructural del equipo evaluado no está comprometida.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First Edition. Washington D.C.: API; 2003. 270p. Recommended Practice API 571.

AMERICAM PETROLEUM INSTITUTE. Risk Based Inspection Technology. THIRD EDITION, APRIL. API 581,2016.

ENGINEERING, TWI AND ROYAL & SUNALLIANCE. Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management. Manchester: s.n., 2001. ISBN/ISSN.

FABIO DE CASTRO MARANGONE, JOSE LUIZ DE FRANÇA FREIRE. Gerenciamento da Integridade de um Vaso de Pressão Utilizando a Inspeção Baseada em Risco. 8ª COTEQ. Salvador-BA Julio, 2005.

Harry McHenry. Examination of a Pressure Vessel that Ruptured at the Chicago Refinery of the Union Oil Company. NBSIR 86-3049, National Bureau of Standards. (1986).

KUSMARYANTO DEWANTO, ROMMY CHRISTIAN y RICKY WIBOWO. Development and Implementation of Risk Based Inspection Methodology in Managing Inspection of Pressurized Facilities. Society of Petroleum Engineers. Indonesia marzo, 2004.

Tom Siewert. Analysis of the Catastrophic Rupture of a Pressure Vessel. (2001)

Wheeler, Hung-Ming Sung and John G. Source Characterization of Ammonia Accidental Releases for Various. Dallas : s.n., June 1997.

Xuedong Chen, Zhibin Ai, Tiecheng Yang, Bing Wang, Wangping Gu. Evaluation method of failure probability with residual life as the reference in riskbased inspection (RBI). China : s.n., 2006.