

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSÉ MIGUEL CARRERA

**PROPUESTA DE PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO A PLANTA DE
TRANSPORTE DE HIDROCARBURO**

Trabajo de Titulación para optar al
Título de Ingeniero de Mantenimiento
Industrial

Alumna:
Tiaren Catalina Silva Bruna.

Profesor guía:
Ing. Pablo Andrés Duque Ramírez

2023

RESUMEN

KEYWORDS: PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO, RBI, SISTEMA DE TUBERIAS

La empresa portuaria chilena en estudio es una empresa nacida en Valparaíso que almacena y distribuye las materias primas necesarias para producir los productos y servicios que necesita el país, con operaciones en los sectores forestal, minero, farmacéutico, cosmético, alimentario, entre otros.

Al ser un proyecto nuevo, este no cuenta con un plan de inspección al sistema de tuberías, raíz de esta problemática nace la necesidad de realizar un plan de inspección, y así poder eliminar esta falencia existente. Al aplicar este plan de inspección se podrá optimizar recursos, ya sea humanos como materiales y así maximizar la seguridad, debido a que constantemente las empresas dedicadas a este rubro se han visto en polémica por diferentes incidentes medioambientales.

Bajo esta perspectiva es que se elabora una propuesta de un plan de inspección a través de una metodología basada en riesgo “RBI”, la cual es aplicada a equipos estáticos, en este caso la aplicación se realizará al circuito estireno.

A través de la revisión de la metodología RBI se identifican los principales mecanismos de daño asociados al equipo bajo evaluación, para posteriormente determinar la probabilidad y consecuencia de falla de acuerdo con lineamientos establecidos por la API 580 y 581. De esta manera se determina el nivel de riesgo inherente del equipo en términos del área de consecuencia e impacto económico.

Finalmente, se propone un plan de inspección basado en la medición de espesores mediante UT, indicando en el circuito los puntos a medir y en que posición medir, mediante la consolidación de información en planillas en terreno, conjunto a esto también se recomienda la aplicación de inspecciones altamente efectivas para cada mecanismo de daño identificado previamente, logrado disminuir el riesgo del equipo estas son recomendadas por API 581.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	10
OBJETIVOS	11
OBJETIVO GENERAL	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
CAPÍTULO 1: CONTEXTO OPERACIONAL DE LA EMPRESA Y ALCANCE DE NORMAS APLICABLES	12
1. ANTECEDENTES DE LA EMPRESA Y CONTEXTO OPERACIONAL.....	13
1.1. DIVISIÓN TERMINALES MARÍTIMOS.....	13
1.2. TERMINAL MARÍTIMO DE LA ZONA CENTRAL.....	13
1.2.1. CREACIÓN DE LA NUEVA ISLA DE CARGA	15
1.2.2. DESCRIPCIÓN DE PROCESO DEL ÁREA DE OPERACIÓN DE DESPACHO	16
1.2.3. SISTEMA DE SEGURIDAD DE LA NUEVA ISLA DE CARGA.....	17
1.3. IMPORTANCIA DE UN PLAN DE INSPECCION DE TUBERIAS.....	17
1.3.1. PROBLEMÁTICA	19
1.4. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	21
1.4.1. OBJETIVO Y ALCANCE	21
1.4.2. PROCESO DEL RBI	23
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL CIRCUITO MEDIANTE NORMATIVAS API.....	25
2.DATOS E INFORMACIÓN DEL CIRCUITO DE TUBERÍA	26
2.1. IDENTIFICACIÓN DE MECANISMO DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA	28
2.1.1. CORROSIÓN EXTERNA (COMPONENTE FÉRRICO).....	30
2.1.2. CORROSIÓN INTERNA.....	30
2.2. EVALUACIÓN DE RIESGO DEL CIRCUITO SEGÚN API 581	30
2.2.1. EVALUACIÓN Y RESULTADOS DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (POF).....	31
2.2.2. FRECUENCIA DE FALLA GENÉRICA	32
2.2.3. FACTOR DE DAÑO.....	33
2.2.4. FACTOR DE SISTEMAS GERENCIALES	41
2.2.5. RESULTADOS DE PROBABILIDAD DE FALLA (POF)	42
2.2.6. EVALUACIÓN Y RESULTADOS DE LA CONSECUENCIA DE FALLA (COF)	42

2.2.7. DETERMINAR PROPIEDADES DEL FLUIDO.....	44
2.2.8. TAMAÑO DE ORIFICIO DE LIBERACIÓN.....	47
2.2.9. TASA DE LIBERACIÓN DE FLUIDO	48
2.2.10. INVENTARIO DISPONIBLE DE LIBERACIÓN.....	49
2.2.11. DETERMINAR TIPO DE LIBERACIÓN (CONTINUA O INSTANTÁNEA).....	51
2.2.12. IMPACTOS DE LOS SISTEMAS DE AISLACIÓN Y DETENCIÓN.....	52
2.2.13. TASA DE LIBERACIÓN DE FLUIDO	55
2.2.14. ÁREA DE CONSECUENCIA	56
2.2.15. RIESGO.....	66
CAPÍTULO 3: PROPUESTA DE PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	70
3.PLAN DE INSPECCIÓN PROPUESTO.....	71
3.1. MÉTODOS Y ENSAYOS NECESARIOS EN EL PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS.....	73
3.1.1. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END).....	73
3.1.2. MÉTODO DE MONITOREO DE CONDICIÓN (CML's).....	74
3.2. EVALUACIONES NECESARIAS PARA UN PLAN DE INSPECCIÓN DE UNA TUBERÍA	74
3.2.1. DEFINIR ESPESOR REQUERIDO Y ESPESOR DE ALARMA	74
3.2.2. DEFINIR FRECUENCIA DE INSPECCIÓN	76
3.2.3. MEDICIÓN DE ESPESOR.....	77
3.3. PLANTILLA DE INSPECCIÓN PROPUESTA.....	79
CONCLUSIÓN	80
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Terminal marítimo de la zona central	14
Figura 1-2 Nueva isla de carga de camiones	15
Figura 1-3 Brazo de carga.....	16
Figura 1-4 Proceso productivo del terminal marítimo.....	18
Figura 1-5 isométrico circuito estireno	20
Figura 1-6 Proceso de planificación de inspección basada en riesgo	24
Figura 2-1 Información técnica del circuito	27
Figura 2-2 Condición de diseño.....	28
Figura 2-3 Matriz de riesgo desequilibrada	67
Figura 2-4 Matriz de riesgo equilibrada	68
Figura 3-1 Isométrico circuito estireno.....	77
Figura 3-2 Sectores recomendados para medir espesores con TML's en recto/flange	77
Figura 3-3 Medición de espesores en codo con TML's (criterios CML)'	78
Figura 3-4 Medición de espesores en TEE con TML's (criterios CML's).....	78
Figura 3-5 Medición de espesores en reducción con TML's (criterios CML's)	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Composición química de la cañería ASTM A-106	27
Tabla 2-2 Propiedades mecánicas de la cañería ASTM A - 106	27
Tabla 2-3 Fluidos operativos	28
Tabla 2-4 Frecuencia de falla genérica de componentes sugeridos	32
Tabla 2-5 Tabla de datos de la tubería	34
Tabla 2-6 Datos de la tubería, t, edad y <i>Age</i>	34
Tabla 2-7 Tasa de corrosión con servicio similar	35
Tabla 2-8 Tiempo en servicio y espesor de partida	35
Tabla 2-9 Resultado de cálculo de espesor de construcción de cañería	36
Tabla 2-10 Resultado de cálculo de parámetro <i>Art</i>	36

Tabla 2-11 Resultado de cálculo de esfuerzo de flujo	36
Tabla 2-12 Resultado de cálculo de razón de resistencia	37
Tabla 2-13 Número de inspecciones efectuadas al equipo	37
Tabla 2-14 Probabilidad previa de tasas de corrosión para adelgazamiento	38
Tabla 2-15 Probabilidad condicional de efectividad de inspección.....	38
Tabla 2-16 Resultado de cálculo de factores de efectividad de inspecciones.....	38
Tabla 2-17 Resultado de cálculo de probabilidades posteriores.....	39
Tabla 2-18 Resultado de cálculo de parámetros β	39
Tabla 2-19 Resultado de cálculo de factor de daño base	40
Tabla 2-20 Factor de corrección para factor de daño	40
Tabla 2-21 Resultado de cálculo de factor de daño para adelgazamiento	40
Tabla 2-22 Resultado de factor de sistema gerenciales	42
Tabla 2-23 Resultados de probabilidad de falla.....	42
Tabla 2-24 Fluidos representativos para análisis de consecuencia nivel 1	45
Tabla 2-25 Propiedades representativas del fluido	45
Tabla 2-26 Propiedades de los fluidos representativos.....	46
Tabla 2-27 Pauta de nivel 1 para determinar fase de un fluido	47
Tabla 2-28 Orificios de liberación en análisis de consecuencia (Nivel 1 y 2).....	47
Tabla 2-29 Variables necesarias para ecuación de Crowl y Louvar.....	48
Tabla 2-30 Resultado de Área de liberación.....	49
Tabla 2-31 Resultado de tasa de liberación del fluido.....	49
Tabla 2-32 Resultado de la masa del fluido.....	50
Tabla 2-33 Resultado del caudal máximo.....	51
Tabla 2-34 Resultado del caudal máximo.....	51
Tabla 2-35 Resultado de masa disponible	51
Tabla 2-36 Guía de calificación del sistema de detección y aislamiento	53
Tabla 2-37 Clasificación elegida	53
Tabla 2-38 Ajustes de la liberación basado en los sistemas de detección y aislamiento.....	54
Tabla 2-39 Factor de reducción	54

Tabla 2-40 Duración de las fugas según los sistemas de detección y aislamiento	54
Tabla 2-41 Duración máxima de la fuga según tabla	55
Tabla 2-42 Resultado de la tasa de liberación ajustada	55
Tabla 2-43 Resultado de duración de la fuga.....	56
Tabla 2-44 Resultado de la masa del fluido liberado.....	56
Tabla 2-45 Ajustes de consecuencia inflamable para sistemas de mitigación.....	57
Tabla 2-46 Constantes de ecuación de consecuencia a daño a componentes inflamables	58
Tabla 2-47 Datos obtenidos de la tabla.....	58
Tabla 2-48 Resultados de CA inflamable poco probable para liberación continua.....	58
Tabla 2-49 Constante de ecuaciones de consecuencia de lesiones inflamables	59
Tabla 2-50 Datos obtenidos de la tabla.....	59
Tabla 2-51 Resultado improbable de lesiones a personas por liberación continua (CA)	59
Tabla 2-52 Constante de consecuencia de lesiones inflamables en personas	60
Tabla 2-53 Datos obtenidos de la tabla.....	60
Tabla 2-54 Resultados de CA lesiones a las personas probable para liberación continua	60
Tabla 2-55 Criteros para considerar el cálculo de factor de mezcla	61
Tabla 2-56 Valores a considerar para el cálculo de mezcla AIT	61
Tabla 2-57 Consecuencia inflamable en componentes y lesiones a personas (CA).....	62
Tabla 2-58 Frecuencias de fallas genéricas de PIPI-4	62
Tabla 2-59 Consecuencia final en componentes y lesiones a personas (CA).....	62
Tabla 2-60 Frecuencia de fallas genéricas de PIPI-4.....	63
Tabla 2-61 Costos de daño por el tamaño orificio de liberación de PIPI-4.....	63
Tabla 2-62 Resultados del costo de pieza específica	63
Tabla 2-63 Resultados del costo de daño de equipos alrededor del área afectada	64
Tabla 2-64 Tiempo fuera de servicio de PIPI-4.....	64
Tabla 2-65 Resultados del tiempo fuera de servicio.....	64
Tabla 2-66 Tiempo requerido para reparar equipos cerca del área afectada	65
Tabla 2-67 Resultados del costo por interrupción de negocio.....	65
Tabla 2-68 Resultados del costo asociado con la lesión de las personas.....	65

Tabla 2-69 Costos asociados con la limpieza medioambiental	66
Tabla 2-70 Resultados de factor de costo total financiero	66
Tabla 2-71 Valores numéricos y categorías COF (áreas basadas en POF).....	68
Tabla 2-72 Valores numéricos y categorías COF (basadas en finanzas).....	69
Tabla 2-73 Resultado de categorización del riesgo de área de impacto	69
Tabla 2-74 Resultado de categorización del riesgo financiero	69
Tabla 3-1 Espesor mínimo estructural recomendado.....	75
Tabla 3-2 Espesores mínimos y de alerta según criterios de API RP 574.....	76
Tabla 3-3 Máximos intervalos de inspección	76
Tabla 3-4 Numeración para cada TML's	79

ÍNDICE DE DIAGRAMA

Diagrama 2-1 Metodología COF nivel 1	44
--	----

SIGLAS Y SIMBOLOGIAS

SIGLA

API	:	American Petroleum Institute
GLP	:	Gas Licuado de Petróleo
COVs	:	Compuestos Orgánicos Volátiles
TMQ	:	Terminal Marítimo Quintero
RBI	:	Risk Based Inspection (Inspección Basada en Riesgo)
API RP 580	:	API 580 Risk Based inspection recommended practice (Práctica Recomendada de Inspección Basada en Riesgo)
API 581	:	Risk Based Inspection Methodology (Metodología de Inspección Basada en Riesgo)
API 570	:	Piping Inspection Code (Código de Inspección de Tuberías)
END	:	Ensayos no destructivos

SIMBOLOGÍA

.	:	Multiplicación
%	:	Porcentaje
+	:	Adición
-	:	Sustracción
=	:	Igual a

INTRODUCCIÓN

La empresa portuaria chilena en estudio es una empresa nacida en Valparaíso que se dedica almacenar y distribuir las materias primas necesarias para la generación de productos y servicio que se necesitan en el país, la cual opera en los sectores forestales, mineros, farmacéuticos, cosmético, alimenticio, entre otros. Cuenta con tres divisiones a lo largo del país las cuales son División Resinas, División Químicos y especialidades y División Terminales Marítimos.

El trabajo va enfocado a un Terminal Marítimo de la región de Valparaíso, el que es el principal y mayor terminal en capacidad, debido a que recibe, almacena y entrega los productos empleados por la industria de la zona central. Los servicios realizados comienzan con la recepción de naves con líquido a granel, luego existe una transferencia de productos líquidos desde la nave a estanque de almacenamiento, posteriormente se almacena el líquido en los estanques, para que finalmente se cargan los camiones con los productos para ser despachado a su destino.

Bajo la necesidad de reducir la contaminación, la empresa decide realizar la creación de una nueva isla de carga la cual tiene como objetivo disminuir las emisiones y reducir las principales fuentes de contaminación, la característica de esta nueva isla de carga es que se podrán cargar simultáneamente tres caminos del tipo loading o carga por arriba.

Éste, al ser un proyecto nuevo, no cuenta con un plan de inspección al sistema de tuberías, a raíz de esta problemática nace la necesidad de realizar un plan de inspección basada en riesgo, este plan de inspección tendrá como alcance el circuito que viene de un estanque, el que contiene el hidrocarburo estireno el cual llega hasta las tres mesas de carga de la isla, se aplicara un plan de inspección basada en riesgo, debido a que este se realiza a equipos estáticos y además esta metodología sirve para identificar, evaluar y definir los distintos riesgos industriales que puedan poner en peligro la integridad de los oleoductos, el que puede generar riesgos desde una perspectiva de seguridad/salud ambiente o de un punto de vista económico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar propuesta de plan de inspección a planta de hidrocarburo mediante la metodología de inspección basada en riesgo optimizando recursos y costos de inspección.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Revisar información respecto a la situación actual de la planta mediante datos técnicos y plano de diseño identificando normativa aplicable a la problemática.

Realizar estudio de la metodología de inspección basada en riesgo mediante la utilización las practicas recomendadas de las normativas API 580-581 para posterior evaluación del riesgo asociado al circuito.

Elaborar la propuesta de plan de inspección aplicando las practicas recomendables API determinando procedimientos de inspección descritos en la normativa para posterior aplicación den la empresa.

**CAPÍTULO 1: CONTEXTO OPERACIONAL DE LA EMPRESA Y ALCANCE DE
NORMAS APLICABLES**

1. ANTECEDENTES DE LA EMPRESA Y CONTEXTO OPERACIONAL

Es una empresa portuaria chilena, nacida en Valparaíso, con muchos años de trayectoria nacional que opera en los sectores forestales, minero, farmacéutico, cosmético, alimenticio, entre otros. Con los años se ha posicionado como un eslabón clave en la industria productiva nacional, la cual almacena y distribuye las materias primas necesarias para la generación de productos y servicio que se necesitan. Hoy en día cuenta con tres divisiones siendo División Resinas, División Químicos y especialidades y División Terminales Marítimos, siendo esta última área aquella en la que se le dará un enfoque más específico.

1.1. DIVISIÓN TERMINALES MARÍTIMOS

La división de terminales marítimos es la encargada de los servicios de recepción, almacenamiento y transferencia de líquidos a granel para las industrias productivas del país, cuenta con tres terminales que están ubicados en las zonas industriales más importantes de Chile. Estos terminales mueven anualmente más de 1.600.000 toneladas, entre combustibles limpios como diésel y GLP e insumos químicos requeridos por la industria minera, industria de la celulosa y otras industrias productivas atendiendo entre 160 y 200 naves. En la zona centro es el distribuidor encargado de la minería, y del combustible, lo que hace que la industria mantenga un abastecimiento continuo, se puede destacar que aproximadamente el 70% del GLP que se consume en Chile se importa por este terminal. En tanto, en la zona norte, las operaciones se concentran en responder la demanda de industria minera con solventes de extracción, sulfhidrato de sodio y soda cáustica. Por otro lado, en la zona sur este recibe insumos químicos y combustibles tales como, metanol, fenol, diésel, entre otros que permiten abastecer la industria de celulosa, fabricación de resinas para tableros y la distribución de combustibles.

1.2. TERMINAL MARÍTIMO DE LA ZONA CENTRAL

Se encuentra ubicado en la Región de Valparaíso, es el principal y mayor terminal en capacidad, recibiendo, almacenando y entregando productos empelados por la industria de la zona central. Dispone de un muelle mecanizado de 850 metros, con dos sitios de estanque, con un total de 37 estanques, con capacidad mínima de 160 m³ a una capacidad máxima de 50.000 m³ en cada estanque. Tiene una capacidad total de almacenamiento de 126.500 m³, lo que hace tener la capacidad de atender a más de 17.000 camiones al año.



Figura 1-1 Terminal marítimo de la zona central

Fuente: Empresa portuaria chilena

Las principales industrias atendidas son: Distribuidora de gas licuado, distribuidoras de combustibles, compañías mineras, plantas de celulosa, y otras industrias productivas. Los servicios realizados comienzan con la recepción de naves con líquido a granel, luego existe una transferencia de productos líquidos desde la nave a estanque de almacenamiento, posteriormente se almacena el líquido en los estanques, para que finalmente se cargan los camiones con los productos para ser despachado a su destino. Estos servicios se presentan en los siguientes productos: Gas licuado de petróleo (GLP), combustibles limpios (diésel y gasolinas), químicos industriales (ácido sulfúrico, soda cáustica, metanol, fenol, solventes), otros productos líquidos.

El terminal marítimo de la zona central mantiene un sistema de gestión integrado con distintas certificaciones y metodologías que avalan el compromiso de seguridad y salud ocupacional de los trabajadores, el cuidado del medio ambiente, la calidad de productos y servicios, la relación con las partes interesadas y la mejora continua de procesos a través de la metodología Kaizen o también conocido como el método de las 5S.

Las certificaciones vigentes son ISO 9001:2015 Sistema de gestión de calidad, ISO 14001:2015 Sistema de gestión ambiental, ISO 45001:2018 Sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo, ISPS (Código Internacional para la Protección de los Buques e Instalaciones Portuarias).

El terminal marítimo de la zona central implementara un sistema de abatimiento de emisiones para reducir la contaminación, esto surge con el compromiso a la comunidad para dar cumplimiento al plan de prevención y/o descontaminación atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, el objetivo de este proyecto es congelar las emisiones y reducir las grandes fuentes de los principales contaminantes de la zona, actualmente la empresa emite menos del 5% de COVs, pero quiere llegar a un 0,1% en base de emisiones totales. Para poder lograr ese objetivo la empresa incorporo un sistema llamado proyecto RTO (oxidadores térmicos

regenerativos), el que consiste en destruir los compuestos orgánicos volátiles emitidos en los procesos de almacenamiento, y de ese modo no sean liberados al ambiente. A esta iniciativa ambiental se le sumará la habilitación de una nueva isla de carga para camiones, la cual, tendrá la misión de captar las emisiones de COVs presentes en los procesos de carga de productos químicos a los camiones.

1.2.1. Creación de la nueva isla de carga

El nuevo proyecto de isla de carga se encuentra ubicado dentro de las mismas instalaciones, que es el terminal marítimo de la zona centro, el enfoque de estudio es en el área de operaciones de despacho. Actualmente existen islas de cargas, la cual, tiene como característica el poder cargar un solo camión a la vez y además produce emisiones contaminantes en el proceso, a comparación a esta nueva isla de carga que permitirá cargar simultáneamente hasta 3 camiones del tipo top loading o carga por arriba, ubicado cada uno en su andén o mesa de carga, teniendo como finalidad dar mayor eficiencia y sustentabilidad a la transferencia de químicos que arriban a Chile.

Este proyecto cuenta con la construcción de un galpón del tipo modular que permite el crecimiento de la estructura y permite agregar nuevas líneas de productos, además cuenta con dos escaleras de ingreso en cada mesa de carga, también con una plataforma entre los andenes de carga que posibilita el tránsito entre las mesas de carga, dispone de un frontón realizado con planchas metálicas perforadas, que permite la entrada de la luz, protegiendo al operador e instalación de algún elemento externo o condiciones climáticas, y además tiene incorporado una red de incendio solo para la nueva isla.

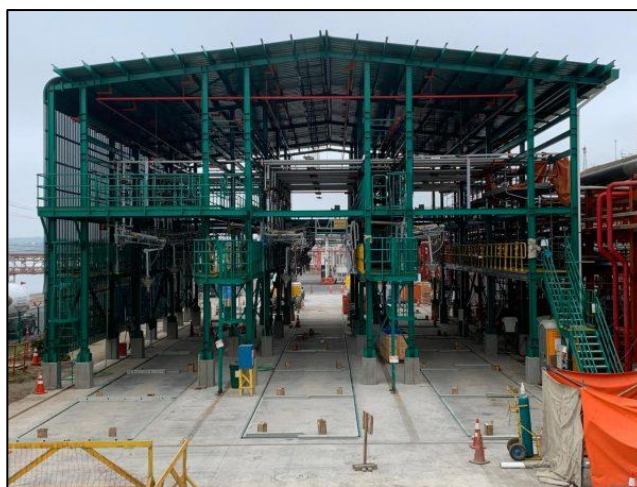


Figura 1-2 Nueva isla de carga de camiones

Fuente: Empresa portuaria chilena

En los andenes se implementaron un total de 30 brazos de carga, los cuales cuentan con un sistema de seguridad que sirve para evitar el sobrellenado de las cisternas de los camiones, además cada brazo cuenta con un tapón que evita la emisión de vapores a la atmósfera; otro aspecto importante es la construcción de las plataformas de cargas, las cuales se encuentran en todo lo largo de cada mesa de carga, ayudando a que se tenga acceso seguro a todas las posiciones de carga.



Figura 1-3 Brazo de carga

Fuente: Empresa portuaria chilena

En lo que respecta al área eléctrica, la isla está equipada con una sala instrumental lógica de control, con sistema de detección de humos, detección de llamas y detección de gases como lo son el ácido sulfhídrico y fenol, además cuenta con la instalación de 30 luminarias y un sistema de aterrizamiento eléctrico.

En términos generales, el proyecto proporciona un valor trascendental a los estándares medioambientales, operativos, de seguridad y mantenimiento, gracias a su infraestructura y su forma de operar, haciendo más eficiente los procedimientos, debido a que mejorará los tiempos de atención al cliente.

1.2.2. Descripción de proceso del área de operación de despacho

La operación comienza con la llegada del camión, este se ubicará en el andén o mesa de carga que le corresponda, en donde se registrará la tara del camión y sus datos correspondientes, luego el operador logístico digitará el tamaño del lote a cargar, monitoreando el proceso desde la pantalla (HDI) en la oficina de logística; después de este procedimiento el operador de terreno se trasladará por la plataforma de operación, debido al diseño de la plataforma se realizará de manera fácil y seguro el recorrido hacia la escotilla del camión, una vez instalada la plataforma móvil, se conectará el brazo de carga, luego de terminar esta operación, el operador en terreno se dirigirá al

panel que se encuentra en terreno, en el cual, verificara los datos ingresados por el operador logístico, dando partida al proceso de carga, donde comenzara el llenado del camión con el producto que se desee realizar la carga. Al terminar el proceso de carga, se imprimirá un ticket correspondiente con la tara y carga realizada.

1.2.3. Sistema de seguridad de la nueva isla de carga

La isla de carga presenta distintos sistemas de seguridad los que tienen correlación directa con la forma de operar de esta nueva isla de carga, debido a cada parte de su proceso de operación debe contar con algún método de emergencia para evitar cualquier daño medioambiental como también problemas hacia el operador o a la misma infraestructura de la isla.

El sistema de seguridad empleado en la carga de productos se basa en que al momento de fallar el sistema de carga principal ayude a la detención del llenado del camión, a través de un interruptor y un sensor inserto en el tapón, el cual, se encuentra en el brazo de carga, que es el que se conecta al camión para realizar la carga, si al momento que este se encuentre conectado al camión y entra en contacto con el líquido la carga se detendrá; este sistema de seguridad será utilizado para que no exista sobrellenos o derrames, ayudando a mejorar la seguridad operativa, evitando el riesgo de incendio, explosión, inhalación de vapores, olores, con esto se está ayudando al cuidado del medio ambiente. Así mismo, en el caso de ocurrir una emergencia, el operador puede accionar una parada de emergencia, en el cual, las válvulas se cerrarán y detendrán el bombeo.

Por otro lado, en tema de seguridad hacia el operador, este cuenta con un mayor nivel de seguridad, debido a que cuando este ejecutado sus labores en la plataforma de carga estas contarán con barandas que rodean por completo la plataforma, ayudado a que pueda realizar sus labores de forma más segura sin requerir del uso de elementos de seguridad como protecciones anticaídas.

1.3. IMPORTANCIA DE UN PLAN DE INSPECCION DE TUBERIAS

Debido a que el Terminal Marítimo de la Zona Central es uno de los terminales más importantes del país, debido a que se dedica almacenar y distribuir materias primas a distintas industrias, lo que lo convierte en un eslabón clave en la cadena de valor en las industrias productivas. Es por esto que es necesario cuidar la integridad de sus oleoductos que hacen que todo el proceso productivo pueda ocurrir.

Para que suceda todo el proceso despacho de las materias primas a las distintas industrias del país, se necesita de la utilización de un sistema de transmisión de fluidos, el sistema consiste en transportar el fluido de un punto a otro, es por esta razón que el sistema de tuberías representa un rol importante en el proceso productivo en la empresa.

Sin embargo para poder comprender que tan importante son los oleoductos, se necesita explicar en qué consiste el proceso para que se lleve a cabo el despacho de materias primas en la isla de carga, éste comienza con la llegada de las naves con los líquidos a granel, luego se realiza la transferencia de estos líquidos de las naves hasta los estanques de almacenamiento, esta transferencia se efectúa a través de oleoductos, al terminar ese proceso las distintas materias primas líquidas a granel, combustibles y gas licuado de petróleo se encontraran almacenados en los estanques, para que se lleve a cabo su despacho estas materias primas se transportaran mediante un sistema de tuberías que va desde el estanque hasta la isla de carga, para así llegar al proceso de carga de los camiones y de este modo poder realizar el despacho a las distintas industrias, este último proceso de transferencia de los líquidos será el de importancia para la realización del estudio que se desarrollará más adelante.

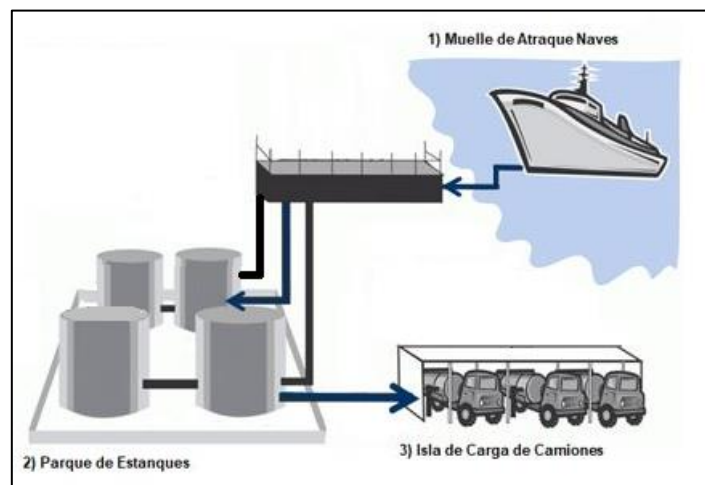


Figura 1-4 Proceso productivo del terminal marítimo

Fuente: Empresa portuaria chilena

Al analizar todo el proceso, se puede observar que el sistema de tuberías es una parte fundamental para el proceso productivo de la empresa, como este proceso es de importancia, es necesario ejecutar programas de inspección, evaluación y mantenimiento de la infraestructura de los oleoductos, de esta manera se logrará identificar los distintos mecanismos que pueden generar daños y fallas, todo esto con el fin de que los sistemas de tuberías operen de forma segura y conserven su integridad, al realizar estas acciones se logrará mantener un control de pérdidas económicas, mejoras en el entorno a la seguridad de los colaboradores de la empresa, como también a la mejora en prevención de accidentes.

1.3.1. Problemática

Al ser un proyecto nuevo, este no cuenta con un plan de inspección al sistema de tuberías, raíz de esta problemática nace la necesidad de realizar un plan de inspección, y así poder eliminar esta falencia existente. Al aplicar este plan de inspección se podrá optimizar recursos, ya sea humanos como materiales y así maximizar la seguridad, debido a que constantemente las empresas dedicadas a este rubro se han visto en polémica por diferentes incidentes medioambientales.

Es por esto por lo que se propone el diseño de un plan de inspección basado en las distintas metodologías reconocidas en la industria, y que este lleve a cumplir los requerimientos necesarios por la empresa.

Un plan de inspección eficaz considerará cuándo, dónde y cómo se gestionan los recursos de inspección, con el propósito de administrar la integridad mecánica de la instalación, con un enfoque en el valor económico y el rendimiento aceptable que debe tener este; se debe contar con un registro documental del proceso de inspección existente, y así actualizar el mantenimiento a medida que cambian las condiciones de operación.

En el mercado competitivo actual, evitar paradas no planificadas, y mejorar la gestión de riesgos para proteger el medio ambiente y las personas de los riesgos industriales, se han convertido en las principales prioridades de las industrias en general. Por lo tanto, los riesgos industriales que puedan amenazar la integridad de los equipos y/o sistemas serán identificados, evaluados y definidos a través de las inspecciones apropiadas como las que se plantean en los códigos API 580 y API 581.

Para poder realizar un plan de inspección efectivo en las tuberías, se deben identificar los diferentes factores que son los que reducen la integridad de la tubería. Por ejemplo, como lo son los factores ambientales, el oxígeno atmosférico, radiación solar, agentes contaminantes, etc. Estos factores debilitan los ductos y hacen que aumenten la corrosión. También existen factores funcionales como lo son la fatiga del material y los esfuerzos mecánicos elevados, los que pueden generar fallas del material, fugas o hasta rupturas de los tubos. Otro factor importante es el tiempo, debido a que a medida que las líneas acumulan ciclos de trabajo, la resistencia mecánica disminuye y aumentan las deformaciones, esto causa que a medida que pasa el tiempo, las propiedades mecánicas de las tuberías disminuyen. Una de las fallas más comunes es la pérdida de espesor por corrosión, que puede generar grietas y esta ocasionar que la tubería falle y no resista las presiones que se manejan durante los procesos.

Para poder detectar y mitigar estos factores que afectan a las tuberías, es necesario realizar una inspección la cual abarque con todas las necesidades, para ello se aplicaran las normativas API 580, API 581 y API 570, estos estándares ayudaran a elaborar un plan de inspección basada en riesgo, el cual, tendrá una mirada de la consecuencia que puede tener esa falla, analizando el impacto que esta ocasionará, ya sea a la salud, a la seguridad, al medio ambiente o en la parte económica.

1.3.2. Información técnica y plano de diseño del circuito seleccionado

De la nueva isla de carga descrita anteriormente, el estudio será enfocado en el circuito estireno, el que contiene el fluido Estireno, se eligió este circuito debido a que se cuenta con más información a comparación a los otros, y al tener más información permite realizar un análisis más específico a la hora de desarrollar el procedimiento de la inspección basada en riesgo. El isométrico del circuito estireno es el siguiente:

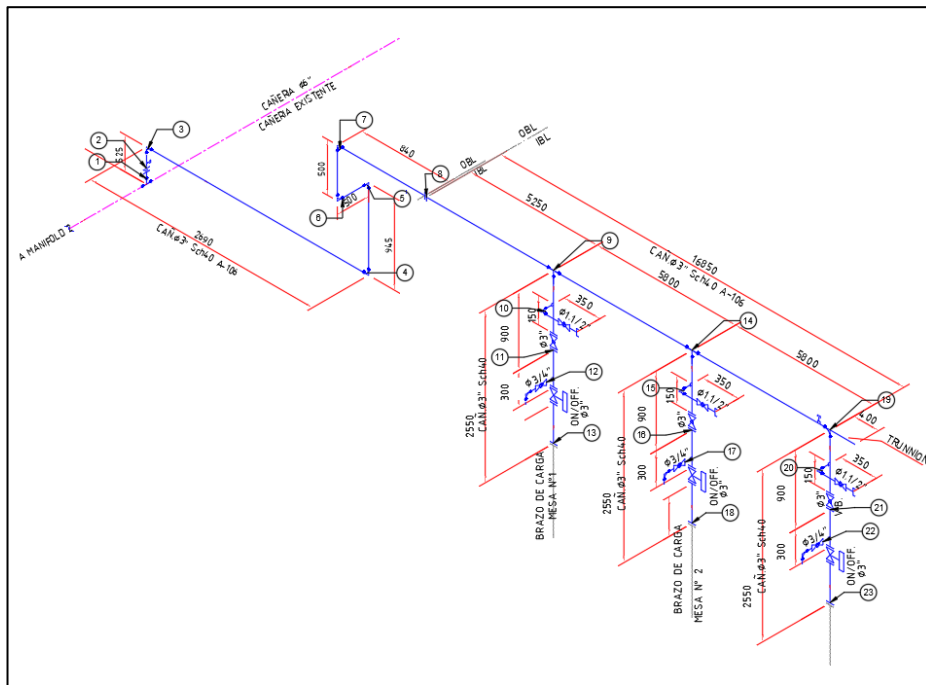


Figura 1-5 isométrico circuito estireno

Fuente: Empresa portuaria chilena

El material utilizado para la construcción el circuito estireno es la cañería Sch40, ASTM A-106, ASME B36.10, es una tubería de acero al carbono sin costura que se usa en aplicaciones industriales que involucran altas temperaturas, incluidas tuberías de proceso, plantas de ebullición, estaciones de compresión y refinéricas.

1.4. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La inspección basada en riesgo es una metodología de gestión de riesgo que tiene como fin elaborar un plan de inspección adecuado para evitar la pérdida de contención de fluidos, además proporciona un método para evaluar las consecuencias y la probabilidad de falla principalmente equipos estáticos identificando los mecanismos de daños específicos utilizando técnicas de inspección los cuales reducirán efectivamente el riesgo de falla asociado.

Al ser un proyecto nuevo, este no cuenta con un plan de inspección al sistema de tuberías, raíz de esta problemática nace la necesidad de realizar un plan de inspección, este plan de inspección tendrá como alcance el circuito que contiene el hidrocarburo estireno el cual llega hasta las tres mesas de carga de la isla, se aplicara un plan de inspección basada en riesgo, debido a que este se realiza a equipos estáticos; al aplicar esta metodología ayudara identificar, evaluar y definir los distintos riesgo industriales que puedan poner en peligro la integridad de los oleoductos, uno de los riesgos es que el sistema de tuberías trasporta material peligroso, el que puede generar riesgos desde una perspectiva de seguridad/salud ambiente o de un punto de vista económica.

Para poder realizar una apropiada evaluación RBI (Risk Based Inspection) se ocupara como práctica recomendada API 580, la cual, se complementarán con el código API 570 Piping Inspection y API 581, estos tres estándares permitirán planear una estrategia de inspección, ya sea aumentando o disminuyendo la frecuencia de inspección, todo esto se llevará a cabo con los resultados obtenidos de la evaluación RBI, esta dicha evaluación deberá valorar sistemáticamente la probabilidad de falla y sus consecuencias.

1.4.1. Objetivo y alcance

El objetivo del RBI es administrar el riesgo a través de la identificación y mitigación de los factores que producen sus consecuencias, con el fin de favorecer el desarrollo de las inspecciones óptimas en extensión e intervalos, siendo así el propósito principal la prevención de accidentes y/o incidentes que amenacen la seguridad y confiabilidad de las instalaciones.

El RBI es un proceso que garantiza que los recursos de inspección se centren en las áreas de mayor riesgo y proporciona una metodología para determinar la mejor combinación de métodos de inspección y frecuencia de inspección. Por lo tanto, el proceso RBI tiene un aspecto de mejora continua del proceso que permite recalcular el riesgo y luego reevaluar las actividades de inspección, reduciendo así la incertidumbre y aumentando la confiabilidad.

El alcance del estándar API RP 580, es que está planeada para ser aplicada especialmente en las industrias de procesos químicos y de hidrocarburos y a equipos que tienen como función principal la contención de un fluido tales como:

- a. Recipientes Presurizados- todos los componentes que contengan presión
- b. Tuberías de proceso – tubos y componentes de las tuberías
- c. Tanques de almacenamiento- atmosférico y presurizados
- d. Equipos rotatorios – Componentes que contengan presión
- e. Hervidores y Calentadores- componente presurizados
- f. Intercambiadores de calor
- g. Dispositivos de alivio de presión

El propósito de este documento es proporcionar a los usuarios los elementos básicos para desarrollar e implementar un programa RBI. La metodología presenta paso a paso, para que así al llevarlo a la práctica este sea de fácil implementación. Los puntos cubiertos son:

- a. Planeación de la Evaluación RBI.
- b. Recolección de Datos e Información.
- c. Identificación de los Mecanismos de Deterioro y Modos de Falla.
- d. Evaluación de la Probabilidad de Falla.
- e. Evaluación de la Consecuencia de la Falla.
- f. Determinación, Evaluación y Administración de Riesgos
- g. Administración de Riesgos con Actividades de Inspección
- h. Otras Actividades de Mitigación de Riesgos
- i. Reevaluación y Actualización
- j. Roles, Responsabilidades, Entrenamiento y Calificaciones
- k. Documentación y Registros

El alcance que tendrá el estándar API 581 es que proporciona procedimientos cuantitativos para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en riesgos para equipos fijos presurizados, incluyendo recipientes a presión, tuberías, tanques, dispositivos de alivio de presión (PRD) e intercambiador de calor, esta práctica recomendada entrega métodos de cálculo cuantitativo para determinar un plan de inspección.

La diferencia entre los estándares API 580 y API 581, es que el primero contiene definiciones, conceptos y establece los requerimientos mínimos para implementar, desarrollar un RBI, mientras que el segundo establece un procedimiento que permite efectuar cálculos asociados a la frecuencia de falla y la consecuencia de falla de una manera cuantitativa, para así poder valorar el riesgo.

El alcance del estándar API 570 es que cubre los procedimientos de inspección, reparación, alteración, y reclasificación para sistemas de cañería metálica que esta puesta en servicio. Teniendo como propósito ser usada en las refinerías de petróleo y las industrias de procesos químicos como practica en algún sistema de cañería. Se pretende que sea usada por alguna organización que mantenga o tenga acceso a un organismo de inspección o de reparación autorizada, técnicamente calificada con ingenieros, inspectores o examinadores.

1.4.2. Proceso del RBI

Para poder llevar a cabo esta metodología, como se dijo anteriormente se trabajara con las prácticas recomendadas que existen para industria de hidrocarburos, las cuales describen los elementos para desarrollar, implementar y mantener un programa de inspección basada en riesgo, siendo los estándares API RP 580-581, como el estudio va enfocado a las tuberías de proceso, estos estándares se complementarán con la API 570, el cual describe los requerimientos mínimos para mantener la integridad del sistema de tubería después de su puesta en servicio. Principalmente se ocuparán estas normativas debido a su enfoque de atención, son específicamente en el equipo y los mecanismos de deterioro asociados, los cuales, son aquellos que representan la mayor cantidad de riesgo para la instalación.

Para el proceso de planeación de inspección basada en riesgo se pueden utilizar 3 tipos de enfoques, los cuales son:

- a. Cualitativos
- b. Cuantitativos
- c. Semicuantitativos

Cada uno de estos enfoques entregan una forma sistemática para monitorear el riesgo, identificando las áreas de potencial interés y así poder desarrollar una lista priorizada de inspección o un análisis más detallado.

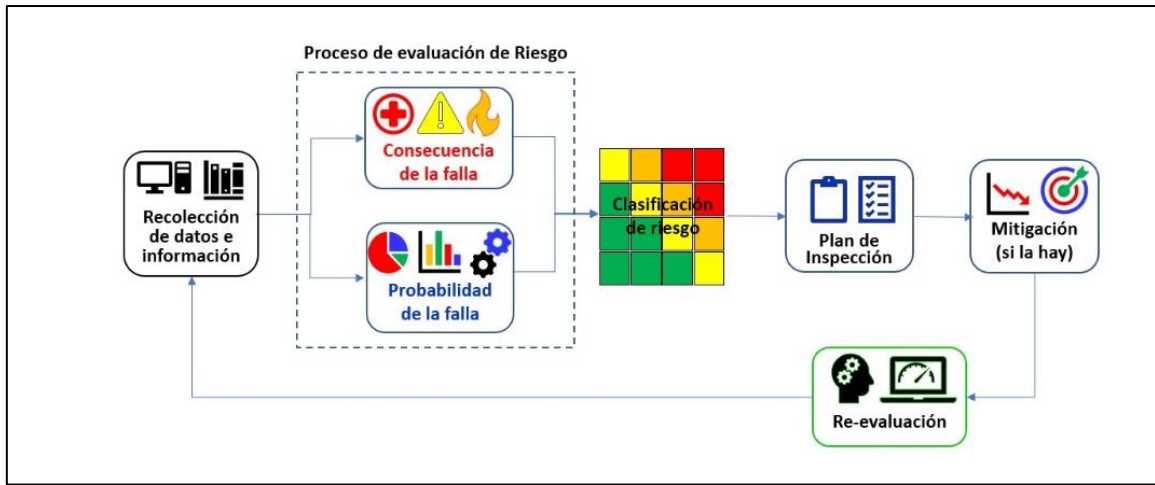


Figura 1-6 Proceso de planificación de inspección basada en riesgo

Fuente: Página de internet LinkedIn

En la Figura 1-6 se puede observar el proceso más simplificado de los elementos esenciales del planteamiento de la inspección con base en el análisis de riesgo. Cada uno de estos pasos son esenciales para el procedimiento del programa de RBI independientemente del enfoque que sea empleado.

El estudio mediante la metodología RBI, como se señaló anteriormente puede tener enfoques cualitativos, cuantitativos o semicuantitativos. Lo que se diferencia en los distintos enfoques, es la cantidad de datos que se pueden recopilar de dicha base de datos, además de los cálculos a realizar y de los resultados obtenidos a partir del análisis.

Para poder iniciar la inspección basada en riesgo es importante documentar todo lo necesario para el estudio, por lo cual, cualquier desviación asociada a procedimientos y estándares utilizados deberán ser documentado. Es por ello que toma gran importancia la información técnica del circuito de tuberías, ya sea las dimensiones de las tuberías, cantidad de fluidos, tipo de fluidos, entre otros.

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DEL CIRCUITO MEDIANTE NORMATIVAS API

2. DATOS E INFORMACIÓN DEL CIRCUITO DE TUBERÍA

La información requerida para la ejecución de un RBI es importante para el desarrollo de esta metodología, la cual se emplea a partir del aporte realizado por la empresa. La calidad y cantidad de 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. La información necesaria para el plan de inspección es la que se presenta a continuación:

- a. Tipo de equipo, como recipiente a presión, tubería, etc.
- b. Material de Construcción.
- c. Registros de inspección, reparación y reemplazo.
- d. Composición del fluido de proceso.
- e. Inventario de fluidos.
- f. Condiciones de Operación.
- g. Sistemas de seguridad.
- h. Sistemas de detección.
- i. Mecanismos de daño, ratios y severidad.
- j. Revestimiento interno, externo e información de aislación.
- k. Costos de interrupción del negocio.
- l. Costos de reemplazo del equipo.

Con la información recopilada se puede dar inicio al análisis mediante RBI, pero se debe recordar que al ser un proyecto nuevo la empresa no cuenta con algunos de los puntos recién mencionados, como por ejemplo el registro de inspecciones, reparaciones y reemplazos, debido a que la instalación es nueva y no existe registros de esto, por lo cual, la propuesta de inspección será realizara con los datos que se pudieron recopilar, se mostrara cómo se debe aplicar la metodología RBI a las tuberías. Para poder realizar lo anteriormente descrito es necesario la información básica del sistema de tuberías ya sea sus características dimensionales y funcionamiento.

Como se mencionó en el capítulo uno la línea de interés de la isla de carga que se llevará a cabo para aplicación de la metodología RBI, esta será el circuito que viene del estanque que contiene el fluido Estireno, este circuito llega a la mesa 1, 2 y 3 de la isla de carga, en la Figura 2-1 se muestra la información técnica, que se necesita para aplicación del RBI.

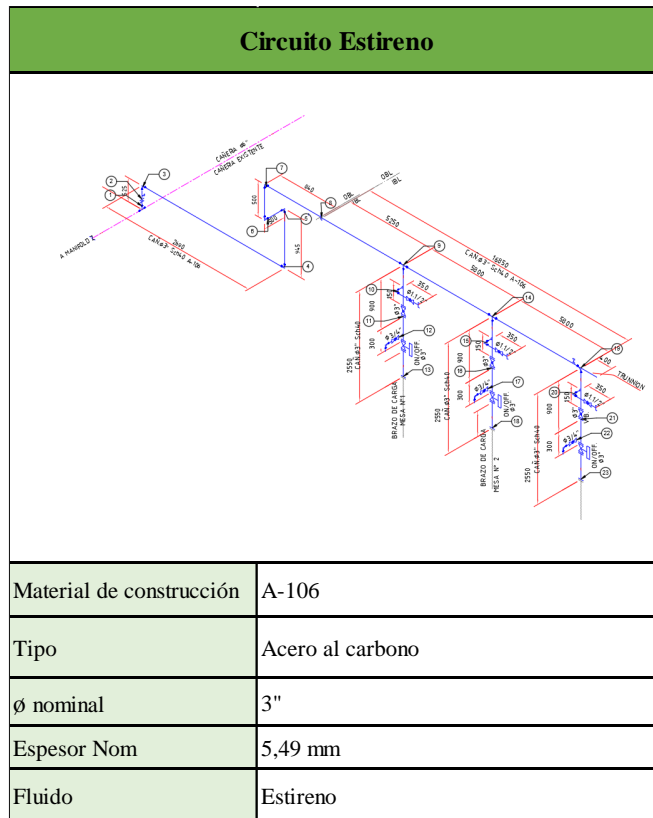


Figura 2-1 Información técnica del circuito

Fuente: Elaboración propia

La cañería del circuito es del material ASTM A-106, que corresponde a un acero al carbono de microestructura férrica y sus composición química y propiedades mecánicas se observan en la Tabla 2-1 y Tabla 2-2.

Tabla 2-1 Composición química de la cañería ASTM A-106

	Composition, %		
	Grade A	Grade B	Grade C
Carbon, max ^A	0.25	0.30	0.35
Manganese	0.27–0.93	0.29–1.06	0.29–1.06
Phosphorus, max	0.035	0.035	0.035
Sulfur, max	0.035	0.035	0.035
Silicon, min	0.10	0.10	0.10
Chrome, max ^B	0.40	0.40	0.40
Copper, max ^B	0.40	0.40	0.40
Molybdenum, max ^B	0.15	0.15	0.15
Nickel, max ^B	0.40	0.40	0.40
Vanadium, max ^B	0.08	0.08	0.08

Fuente: Pagina unión victory

Tabla 2-2 Propiedades mecánicas de la cañería ASTM A - 106

	Grade A (Explanatory Note 2)	Grade B	Grade C
Tensile strength, min, psi (MPa)	48 000 (330)	60 000 (415)	70 000 (485)
Yield strength, min, psi (MPa)	30 000 (205)	35 000 (240)	40 000 (275)

Fuente: Pagina unión victory

Además de la información técnica del circuito también se obtiene las de condiciones de diseño que están indicadas en cada uno de los brazos de carga las que se pueden observar en la Figura 2-2

Figura 2-2 Condición de diseño

Fuente: Empresa portuaria chilena

Tabla 2-3 Fluidos operativos

TABLE A
PRODUCT
PHENOL 90-99%
VINYL ACETATE MONOMER
SODIUM HYDROXIDE 50%
BUTYL ACRYLATE MONOMER
2-ETHYL HEXANOL/ORTHOXYLENE
SODIUM SULFHYDRATE 42-45%
STYRENE
BASIC OIL
BASIC OIL
ESCAID 110
METHANOL
EXXSOL D-40
2-ETHYL HEXYL ACRYLATE
ISOBUTYL ALCOHOL ORTOXYLENE
SODIUM SULFHYDRATE 42-45%
POTASSIUM HYDROXIDE
PHOSPHORIC ACID

Fuente: Empresa portuaria chilena

2.1. IDENTIFICACIÓN DE MECANISMO DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA

Para poder realizar una evaluación de la probabilidad de falla (POF) del sistema de tuberías, es necesario identificar cuáles son mecanismos de deterioro y modos de fallas a los cuales

están sometidos, de acuerdo con las condiciones de operación, debido a que son estos los representan la mayor cantidad de riesgo para la instalación.

Para identificar adecuadamente los mecanismos de daño y los modos de falla, se deben considerar los siguientes aspectos:

- a. Determinar las condiciones operativas y ambientales internas y externas del equipo, la edad o antigüedad y la carga operativa.
- b. Identificar el material, método de fabricación, estructura y tratamiento térmico (si lo hubiere).
- c. Reconocer los mecanismos de daño y cómo se manifiestan.
- d. Considere el caso donde la misma parte tiene dos o más mecanismos de daño al mismo tiempo.

Los mecanismos de daños más recurrentes son corrosión, agrietamiento, daños mecánicos y metalúrgicos, estos son importantes para realizar el análisis de probabilidad de falla, para así elegir donde inspeccionar, que técnicas utilizar, y que decisiones se pueden tomar para reducir o eliminar la probabilidad de que este mecanismo de daño pueda ocurrir.

Se encuentra un listado de mecanismos de daños que son entregados por API 580, estos son reconocidos por el código y se aplican en las industrias de hidrocarburos o industrias químicas, a partir de estas se considera el mecanismo de daño para así calcular la probabilidad de falla más adelante. El listado de mecanismo de daños según API 580, se encuentran en el ANEXO A

Los mecanismos de daño a considerar serán los siguientes:

- a. Corrosión externa (componente férrico)
- b. Corrosión interna

Estos dos mecanismos de daño se eligieron debido a sus condiciones operacionales, ambientales y al tipo de material de construcción del circuito, los otros mecanismos de daño se descartan, ya que al ser una nueva instalación se asumirá que está bien diseñada, y además la empresa en general no presenta otro mecanismo de daño en sus tuberías.

2.1.1. Corrosión externa (componente férrico)

La corrosión externa es un mecanismo de daño que ocurre cuando el material de fabricación de un componente, generalmente aceros al carbono y de baja aleación, interactúa con el medio ambiente en contacto con su superficie externa. Estas interacciones electroquímicas provocan la conversión de los metales en óxidos, hidróxidos o compuestos salinos, perdiendo así sus características metálicas originales. En algunos casos, se forma una capa de productos de corrosión. Varios factores influyen en este mecanismo de daño. La presencia de agentes corrosivos como sales, ácidos, bases, materia orgánica, oxígeno, humedad, pH, temperatura, bacterias y problemas en la protección catódica o en los recubrimientos del suelo son determinantes en el proceso corrosivo.

En el caso de esta instalación está ubicada cerca del mar, por lo que se encuentra en un ambiente propenso a la corrosión debido a la reacción del magnesio presente en el entorno con el carbono del acero, formando carburo de magnesio. Al mismo tiempo, el hierro queda expuesto a la reacción con el oxígeno, formando óxido de hierro, conocido comúnmente como oxidación. Este mecanismo de daño provoca una pérdida de espesor en el componente, ya sea uniforme o localizada, siendo la pérdida uniforme la más común en esta situación.

2.1.2. Corrosión interna

La corrosión interna es un mecanismo de daño que se produce cuando los materiales de fabricación interactúan con el fluido de trabajo y sus contaminantes dentro de un sistema. Las reacciones corrosivas internas pueden ser de naturaleza química o electroquímica, y su interacción con el patrón de flujo conduce a la disolución del metal. En algunos casos, puede formarse una capa de productos de corrosión. Existen varios factores clave en este mecanismo de falla. La presencia de agua líquida o vapor, así como la presencia de contaminantes como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, cloruro de sodio, pH, temperatura, y la falta o ineficiencia de inhibidores y regímenes de flujo son determinantes en el proceso corrosivo interno. Este tipo de mecanismo de falla puede resultar en un espesor desigual del material afectado, debido a la disolución selectiva de ciertas áreas en contacto con el fluido corrosivo.

2.2. **EVALUACIÓN DE RIESGO DEL CIRCUITO SEGÚN API 581**

La metodología RBI es un proceso de gestión y valoración de riesgos que se centra en la pérdida de contención de equipos presurizado, esto producto al deterioro del material. Estos riesgos son principalmente monitoreados a través de la inspección de los equipos.

El cálculo del riesgo en RBI abarca la determinación de la probabilidad de la falla (POF) en conjunto con la consecuencia de la falla (COF); para el análisis de la probabilidad de falla es necesario comenzar con una revisión y análisis de la información disponible de los circuitos (criterios de diseño, históricos de inspección, monitoreo, histórico de fallas, riesgos definidos, entre otros), cabe recordar que al ser un proyecto nuevo no cuenta con históricos de falla, ni históricos de inspección, la información con la que se cuenta es el criterio de diseño. Una vez determinadas las posibles fallas es necesario evaluar la consecuencia de falla (riesgo a las personas, medio ambiente, operación) para determinar los costos derivados de las consecuencias de falla.

El riesgo se calcula según la ((Ecuación 1)

$$\mathbf{Riesgo = Probabilidad\ de\ falla \cdot Consecuencia\ de\ falla}$$

(Ecuación 1) Definición matemática para el cálculo del riesgo.

2.2.1. Evaluación y resultados de la probabilidad de falla (POF)

El análisis de probabilidad de falla se usa para estimar la posibilidad de una consecuencia específica que es resultante de la pérdida de contención que ocurre debido a los mecanismos de daño. Para el análisis es importante abarcar todos los mecanismos de daños a los cuales está expuesto el equipo estudiado. La probabilidad de falla se evalúa para los mecanismos de daños contemplados, que puedan afectar la integridad mecánica de las cañerías de proceso o equipos que se vayan a evaluar.

El cálculo de la probabilidad de falla está definido por la (Ecuación 2).

$$P_f(t) = gff_{total} \cdot D_f(t) \cdot F_{MS}$$

(Ecuación 2) Probabilidad de falla según API 581

Donde:

- a. $P_f(t)$: Probabilidad de falla [fallas/año]
- b. gff : Frecuencia de falla genérica [fallas/año]
- c. $D_f(t)$: Factor de daño [-]
- d. F_{MS} : Factor de gerenciamiento [-]

2.2.2. Frecuencia de falla genérica

La *gff* (frecuencia de falla genérica) es un tipo de componente que se estima utilizando registros de todas las plantas de la industria de la fuente bibliográfica y base de datos de confiabilidad comercial. La *gff* está destinada a ser la frecuencia de fallas en un servicio relativamente benigno antes de tener en cuenta cualquier entorno operativo específico y se proporciona para varios tamaños de orificios discretos para varios tipos de equipos de procesamiento (es decir, recipientes de proceso, tambores, torres, sistemas de tuberías, tanques, etc.).

Las frecuencias establecidas en el código API 581 son referenciales y sugerentes, y su uso depende del criterio del analista, siempre y cuando se ajusten a las características reales del equipo analizado o de acuerdo con los requerimientos del cliente. Desde este punto de vista, debido a la falta de registros de la planta sobre fallas recientes, se utilizará como referencia la frecuencia de falla general proporcionada en la especificación API 581. Dado que la planta de investigación es nueva, se utilizarán los valores proporcionados por la normativa.

Los valores representativos de los datos de falla genérica se pueden observar en la Tabla 2-4. De la tabla se obtuvo el dato de gff_{total} , tomando el valor de PIPE-4 el cual es de $3,06E-05$ [fallas/años]

Tabla 2-4 Frecuencia de falla genérica de componentes sugeridos

Equipment Type	Component Type	GFF As a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.06E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat exchanger	HEXSS, HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.22E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
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

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

2.2.3. Factor de daño

El factor del daño (Df) es el encargado de evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en función del tiempo en servicio y la efectividad de la actividad de inspección para cuantificar ese daño.

El Df se determina en función de los mecanismos de daños aplicables en relación con los materiales de construcción y el servicio de proceso, la condición física del componente y las técnicas de inspección utilizadas para cuantificar los daños. El Df modifica la frecuencia de falla genérica de la industria y la hace específica para el componente bajo evaluación. Cuando hay múltiples mecanismos de daños se determinan los Factores de Daño Df para cada uno y se combinan para obtener el Df_{Total} para el componente

Según API 580-581, Df proporciona estimaciones para distintos mecanismos de daños, siendo los siguientes:

- a. D_{f-gov}^{thin} : Adelgazamiento
- b. D_{f-gov}^{SCC} : Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos
- c. D_{f-gov}^{extd} : Daño Externo
- d. D_{f-gov}^{htha} : Ataque por Hidrógeno a alta temperatura
- e. D_f^{mfat} : Fatiga mecánica (sólo para tuberías)
- f. D_{f-gov}^{britt} : Fractura Frágil

El código propone una variedad de ecuaciones para determinar el factor de daño combinado con múltiples mecanismos de daño. Para este caso para el circuito de tuberías que se realizará el estudio, en donde el daño externo y por adelgazamiento es puntual y general, respectivamente, se utilizara la (Ecuación 3) para determinar el factor de daño general.

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{SCC} + D_f^{htha} + D_{f-gov}^{britt} + D_{f-gov}^{mfat}$$

(Ecuación 3) Factor de Daño total.

El código API 580-581 evalúa 21 factores de daño con sus respectivos criterios de selección de los cuales se detecta “Corrosión Externa (componente ferrítico)” y “Corrosión Interna”, por lo cual la (Ecuación 3) se transforma en la (Ecuación 4).

$$D_{f-total} = D_f^{thin}$$

(Ecuación 4) Factor de daño para caso evaluado.

El factor D_{f-gov}^{thin} se reemplazó por D_f^{thin} porque las cañerías no tienen (recubrimiento interior). Cabe destacar que cada uno de los distintos factores de daños cuentan con un paso a paso para su cálculo, en los cuales el cálculo Df es distinto en cada uno de estos. El Df estudiado serán D_f^{thin} de adelgazamiento, el procedimiento de cálculos, son los sugeridos por API 581 y se muestrearan a continuación.

El siguiente procedimiento se utiliza para determinar el D_f^{thin} de adelgazamiento:

- a. Paso N°1: obtención de la información de la tubería estudiada.

Tabla 2-5 Tabla de datos de la tubería

Datos de la tubería		
<i>Material</i>	ASTM A106 Gr. B	
<i>YS</i>	35000	[psi]
<i>TS</i>	60000	[psi]
<i>Presión de diseño</i>	7,5	[psi]
<i>Temperatura de diseño</i>	140	[°F]
<i>E</i>	1	[-]
<i>S permisible</i>	16000	[psi]
<i>Factor W</i>	1	[-]
<i>Factor Y</i>	0,4	[-]

Fuente: Elaboración propia

- b. Paso N°2: determinar el espesor de construcción, t , edad y A_{ge} .

Tabla 2-6 Datos de la tubería, t , edad y A_{ge}

Nominal		
<i>t</i>	0,08	[pulg]
	2	[mm]
año de instalación	2020	
año actual	2022	
<i>Age</i>	2	[años]

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la tubería.

- c. Paso N°3: Determinar la tasa de corrosión del material base, $C_{r,bm}$, en base al material de construcción y el ambiente de proceso. La tasa de corrosión debe ser calculada a partir de la información de inspección anteriores o mediante benchmarking de instalaciones similares.

Tabla 2-7 Tasa de corrosión con servicio similar

$C_{r,bm}$	0,082	[mm/año]
	3,228	[mpy]

Fuente: Elaboración propia.

- d. Paso N°4: Determinar el tiempo en servicio, age_{tk} , desde la última inspección donde se conoció el espesor del equipo t_{rdi} . El t_{rdi} será el espesor de partida con respecto a la pérdida de metal asociado a adelgazamiento interno. Si no existe información respecto al espesor medido, utilizar $t_{rdi} = t$ y el $age_{tk} = age$.

Tabla 2-8 Tiempo en servicio y espesor de partida

Última inspección	-	[año]
Fecha actual análisis	2022	[año]
Age_{tk}	2	[año]
t_{rdi}	0,08	[pulg]
	2	[mm]

Fuente: Elaboración propia.

- e. Paso N°5: Para componentes de recipientes a presión con recubrimiento o “cladding”, calcular el periodo, age , desde la medición de espesor inicial según requiere el Paso N°3 para corroer el material fuera del recubrimiento. Para el caso del recipiente bajo evaluación, este paso no aplica para el caso estudiado.
- f. Paso N°6: Determinar el espesor mínimo requerido, t_{min} . Para componentes cilíndricos, esféricos, rectangulares o cabezales, se deben determinar el esfuerzo permisible, S , la eficiencia de unión, E , y utilizar el código de construcción o la API 579-1/ASME FFS-1. Para la presente evaluación, se utilizó el código ASME B31.3, para el cálculo de los espesores mínimos.

Para el cálculo de espesor de construcción de cañería según ASME B31.3 se utilizará la (Ecuación 5):

$$t_{min} = \frac{PD}{2(SEW + PY)}$$

(Ecuación 5) Cálculo de espesor de construcción de cañería.

Considerando las condiciones de operación y los datos geométricos del componente, los espesores mínimos resultan de la siguiente manera:

Tabla 2-9 Resultado de cálculo de espesor de construcción de cañería

Cálculos ASME B31.3		
t_{min}	0,007	[pulg]
	0,192	[mm]

Fuente: Elaboración propia.

- g. Paso N°7: Determinar el parámetro, Art , basado en el espesor mínimo requerido, t_{rdi} , la tasa de corrosión, $C_{r,bm}$, y el tiempo desde la última inspección, age_{tk} , mediante la (Ecuación 6).

$$Art = \max \left(\frac{C_{r,bm} * Age_{tk}}{t_{rdi}}, 0 \right)$$

(Ecuación 6) Cálculo de parámetro Art .

Tabla 2-10 Resultado de cálculo de parámetro Art

Art	0,0330
-------	--------

Fuente: Elaboración propia.

- h. Paso N°8: Calcular el esfuerzo de flujo, FS_{thin} , utilizando la (Ecuación 7).

$$FS_{thin} = \frac{(YS + TS)}{2} * E * 1.1 \quad (3)$$

(Ecuación 7) Cálculo de esfuerzo de flujo

Tabla 2-11 Resultado de cálculo de esfuerzo de flujo

FS_{thin}	52250	[psi]
-------------	-------	-------

Fuente: Elaboración propia.

- i. Paso N°9: Calcular la razón o ratio de resistencia, SR_P^{Thin} , utilizando la ecuación (4).

$$SR_P^{Thin} = \frac{SE}{FS^{Thin}} * \frac{\max(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}} \quad (4)$$

(Ecuación 8) Cálculo de razón de resistencia.

Tabla 2-12 Resultado de cálculo de razón de resistencia

SR_P^{Thin}	0,0310
---------------	--------

Fuente: Elaboración propia.

- j. Paso N°10: Determinar el número de inspecciones efectuadas en el equipo durante su periodo de operación con sus correspondientes efectividades de inspección, N_A^{Thin} , N_B^{Thin} , N_C^{Thin} , N_D^{Thin} . Como la instalación es nueva no se ha inspeccionado por lo cual cada uno de los números de inspecciones es 0.

Tabla 2-13 Número de inspecciones efectuadas al equipo

Tipo de Inspección		N° Inspecciones
A	Altamente Efectiva	0
B	Usualmente efectiva	0
C	Bastantemente efectiva	0
D	Pobrememente efectiva	0
E	Inefectiva	0
Número total de Inspecciones		0

Fuente: Elaboración propia

- k. Paso N°11: Calcular los factores de efectividad de inspecciones, I_1^{Thin} , I_2^{Thin} , I_3^{Thin} , utilizando la (Ecuación 9), estableciendo las probabilidades, Pr_{p1}^{Thin} , Pr_{p2}^{Thin} , Pr_{p3}^{Thin} a partir de la Tabla 2-14, las probabilidades condicionales para cada nivel de efectividad de inspección, Co_{p1}^{Thin} , Co_{p2}^{Thin} , Co_{p3}^{Thin} , a partir de la Tabla 2-15 y el número de inspecciones definido en el Paso N°10.

$$I_1^{Thin} = Pr_{p1}^{Thin} (Co_{p1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_2^{Thin} = Pr_{p2}^{Thin} (Co_{p2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_3^{Thin} = Pr_{p3}^{Thin} (Co_{p3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

(Ecuación 9) Cálculo de factores de efectividad de inspecciones.

Tabla 2-14 Probabilidad previa de tasas de corrosión para adelgazamiento

Probabilidad previa de tasa de corrosión para adelgazamiento			
Estado de Daño	Datos de baja Confianza	Datos de media Confianza	Datos de Alta Confianza
Pr_{p1}^{Thin}	0,5	0,7	0,8
Pr_{p2}^{Thin}	0,3	0,2	0,15
Pr_{p3}^{Thin}	0,2	0,1	0,05

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-15 Probabilidad condicional de efectividad de inspección

Probabilidad Condicional de Efectividad de Inspección					
Probabilidad de inspección condicional	E	D	C	B	A
Co_{p1}^{ThinA}	0,33	0,4	0,5	0,7	0,9
Co_{p2}^{ThinA}	0,33	0,33	0,3	0,2	0,09
Co_{p3}^{ThinA}	0,33	0,27	0,2	0,1	0,01

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-16 Resultado de cálculo de factores de efectividad de inspecciones

I_1^{Thin}	0,7
I_2^{Thin}	0,2
I_3^{Thin}	0,1
Σ	1,0

Fuente: Elaboración propia

1. Paso N°12: Calcular las “probabilidades posteriores”, PO_{p1}^{Thin} , PO_{p2}^{Thin} , PO_{p3}^{Thin} , utilizando la (Ecuación 10).

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

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

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

(Ecuación 10) Cálculo de probabilidades posteriores.

Tabla 2-17 Resultado de cálculo de probabilidades posteriores

P_{p1}^{Thin}	0,7
P_{p2}^{Thin}	0,2
P_{p3}^{Thin}	0,1

Fuente: Elaboración propia

- m. Paso N°13: Calcular los parámetros, β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} , utilizando la (Ecuación 11) y asignando $COV_{\Delta t} = 0.2$, $COV_{Sf} = 0.2$ y $COV_P = 0.05$. Donde $D_{S1} = 1$, $D_{S2} = 2$ y $D_{S3} = 4$.

$$\beta_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S1} Art - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S1}^2 Art^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S1} Art)^2 COV_{Sf}^2 + (SR_P^{Thin})^2 COV_P^2}}$$

$$\beta_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S2} Art - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S2}^2 Art^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} Art)^2 COV_{Sf}^2 + (SR_P^{Thin})^2 COV_P^2}}$$

$$\beta_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S3} Art - SR_P^{Thin}}{\sqrt{D_{S3}^2 Art^2 COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} Art)^2 COV_{Sf}^2 + (SR_P^{Thin})^2 COV_P^2}}$$

(Ecuación 11) Cálculo de parámetros β

Tabla 2-18 Resultado de cálculo de parámetros β

Factores β	
β_1^{Thin}	4,8367396
β_2^{Thin}	4,82185785
β_3^{Thin}	4,76644042

Fuente: Elaboración propia

n. Paso N°14: Calcular el factor de daño base, D_{fb}^{Thin} , mediante la (Ecuación 12)

donde ϕ es la función de distribución normal estándar acumulada.

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

(Ecuación 12) Cálculo de factor de daño base

Tabla 2-19 Resultado de cálculo de factor de daño base

D_{fb}^{Thin}	0,0284
-----------------	--------

Fuente: Elaboración propia

o. Paso N°15: Determinar el factor de daño por adelgazamiento, D_f^{Thin} , mediante la (Ecuación 13).

$$D_f^{Thin} = \max \left[\left(\frac{D_{fb}^{Thin} F_{IP} F_{DL} F_{WD} F_{AM} F_{SM}}{F_{OM}} \right), 0,1 \right] \quad (9)$$

(Ecuación 13) Cálculo de factor de daño por adelgazamiento

Tabla 2-20 Factor de corrección para factor de daño

Factor de Corrección	Descripción	Valor
F_{IP}	puntos de inyección	3
F_{DL}	brazos muertos	3
F_{WD}	Ajuste de construcción soldada	1
F_{AM}	Mant. Según API 653	1
F_{SM}	Asentamiento	1
F_{OM}	Mantenimiento	1

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-21 Resultado de cálculo de factor de daño para adelgazamiento

D_f^{Thin}	0,2531
--------------	--------

Fuente: Elaboración propia

El resultado del valor del factor de daño debido a adelgazamiento es el siguiente:

$$D_{f-total} = D_f^{Thin} = 0,2531$$

(Ecuación 14) Resultado de cálculo de factor de daño por adelgazamiento.

2.2.4. Factor de sistemas gerenciales

Esta variable es un factor de ajuste que explica la influencia del sistema de gestión de la instalación en la integridad mecánica del equipo de la planta. Este factor explica la probabilidad de que la acumulación de daño que puede resultar en una pérdida de contención se descubra antes de que ocurra. El factor también es indicativo de la calidad de la integridad mecánica de una instalación y los programas de gestión de seguridad de procesos. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de los sistemas de gestión de las instalaciones o unidades operativas que afectan el riesgo de la planta.

El estándar API 581 propone una encuesta que abarca un amplio rango de tópicos tales como la gestión de la planta, operaciones, mantenimiento, seguridad y medioambiente, integridad mecánica, capacitación e ingeniería.

El puntaje obtenido a partir de la encuesta, Score, se relaciona con el puntaje máximo posible a obtener a través de la (Ecuación 15)

$$pscore = \frac{Score}{1000} * 100\%.$$

(Ecuación 15) Puntaje de evaluación del sistema de gerenciamiento de la Planta.

Para el cálculo del factor de gerenciamiento se utilizará el puntaje de evaluación del sistema de gestión de la planta en porcentaje mediante la (Ecuación 16)

$$F_{MS} = 10^{(-0.02pscore+1)}$$

(Ecuación 16) Factor de Gerenciamiento.

La encuesta sugerida por API 581 fue realizada a distintos funcionarios de la planta, la encuesta completa se encuentra en el ANEXO B. Los resultados de la encuesta y de los cálculos correspondientes fueron los siguientes:

Tabla 2-22 Resultado de factor de sistema gerenciales

Preguntas	Puntos posibles	Puntos obtenidos
Liderazgo y administración	70	55
Información de seguridad del proceso	80	78
Análisis de peligros del proceso	100	87,5
Gestión del cambio	80	71
Procedimientos de operación	80	69
Prácticas seguras de trabajo	85	83
Capacitación	100	75
Integridad mecánica	120	94
Revisión de seguridad previa a la puesta en marcha	60	56
Respuesta de emergencia	65	61
Investigación del incidente	75	73
Contratistas	45	43
Evaluaciones de Sistemas de Gestión	40	28
Total	1000	873,5
Pscore	87%	
Fms	0,1790	

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Adicionalmente, al realizar la encuesta sugerida por el código permite que se identifiquen aquellas brechas que repercuten directamente en la gestión del riesgo de una instalación en particular. Para este caso, se detectaron falencia en los sistemas de gerencia, liderazgo y administración y capacitación del personal.

2.2.5. Resultados de probabilidad de falla (POF)

Al realizar todo lo sugerido según dice en el estándar API 581, se pudo obtener los resultados de la probabilidad de falla, los resultados fueron los siguientes:

Tabla 2-23 Resultados de probabilidad de falla

CIRCUITO	SERVICIO	gff	Fms	DFtotal	PROBABILIDAD DE FALLA
Estireno	Estireno	3,06,E-05	0,179	0,2531	1,39,E-06

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

2.2.6. Evaluación y resultados de la consecuencia de falla (COF)

La metodología de consecuencias de falla se realiza para establecer una clasificación de los diferentes componentes de un sistema de producción de acuerdo con el impacto potencial de

una falla, en función del riesgo. El análisis debe ser una estimación confiable, simplificada y reproducible de las consecuencias esperadas de la falla del equipo debido a los mecanismos de falla identificados. Se identificará como falla toda pérdida de contención de fluidos peligrosos del equipo de procesamiento presurizado, en donde puede provocar daños al equipo, lesiones graves al personal, pérdidas de producción e impactos ambientales no deseados. La consecuencia de una pérdida de contención se determina usando técnicas de análisis de consecuencias bien establecidas y se expresa como un área de impacto afectada o en términos financieros.

El código API 581 reconoce tres categorías de consecuencia:

- a. Impacto en la seguridad y la salud.
- b. Impacto ambiental.
- c. Impacto económico.

Con la Metodología RBI los riesgos son gestionados a través de la inspección y control de mantenimiento en POF, mientras que COF es gestionado por personal de gestión de procesos y prevención de riesgos a través de modificaciones de equipos, procesos, implementación de barreras de contención y/o aislamiento, reducción de inventarios, optimización de sistemas contra incendios, etc.

Para el análisis de consecuencias, el código de referencia distingue dos niveles de evaluación.

- a. Análisis de consecuencia de nivel 1.
- b. Análisis de consecuencia de nivel 2

El análisis de consecuencia de nivel 1 proporciona un método para estimar el área de consecuencias en base a tablas de búsqueda para un número limitado de fluidos genéricos o de referencia peligrosos, para así calcular las consecuencias de pérdida de contención o liberación del fluido peligroso sin tener la necesidad de utilizar software especializados en el modelamiento, por lo que lo hace un método simple para calcular la consecuencia de descarga.

En cambio, el análisis de consecuencias de nivel 2 es más riguroso porque incorpora un procedimiento de cálculo detallado que se puede aplicar a una gama más amplia de fluidos peligrosos, y emplea software o técnicas de modelación más avanzados; es decir este se utiliza cuando los supuestos del nivel 1 no son válidos.

La consecuencia de falla, en este caso, es a las tuberías del circuito estireno, esta será determinada por diversos factores como lo son propiedades del fluido, la cantidad de fluido de

proceso disponible para liberación, la inflamabilidad del fluido, la toxicidad del fluido, las condiciones de presión y temperatura del fluido, tiempo de liberación de fluido antes del control de la fuga, el costo de los equipos aledaños, la densidad de la población cercana al equipo, y costo de las pérdidas de la operación.

Para evaluar la consecuencia de falla para el sistema de tuberías, se efectuará un análisis de consecuencia nivel 1 esquematizado en el Diagrama 2-1

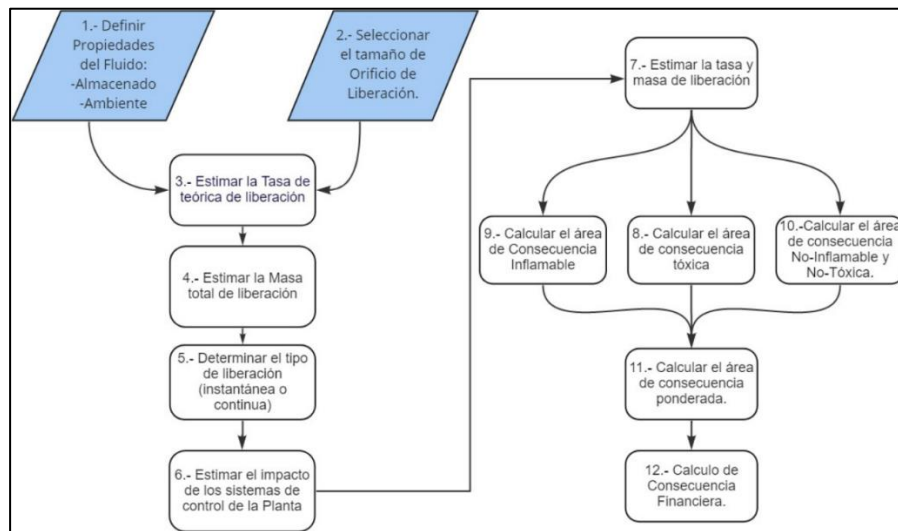


Diagrama 2-1 Metodología COF nivel 1

Fuente: Elaboración propia a partir API 581

2.2.7. Determinar propiedades del fluido

Como primer paso para realizar el análisis de consecuencia de falla es necesario definir las propiedades del fluido con el cual se trabaja, para esto el código API 581 proporciona una lista de fluidos representativos, sobre los cuales se deben realizar los cálculos, la siguiente tabla muestra los fluidos con los cuales se puede realizar el análisis de nivel 1.

Tabla 2-24 Fluidos representativos para análisis de consecuencia nivel 1

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
steam	TYPE 0	Steam
Acid	TYPE 0	Acid, Caustic
Aromatics	TYPE 1	Benzene, Toluene, Xylene, Cumene
AlCl ₃	TYPE 0	Aluminum Chloride
Pyrophoric	TYPE 0	Pyrophoric Materials
Ammonia	TYPE 0	Ammonia
Chlorine	TYPE 0	Chlorine
CO	TYPE 1	Carbon Monoxide
DEE	TYPE 1 (see Note 2)	Diethyl Ether
HCL	TYPE 0 (see Note 1)	Hydrogen Chloride
Nitric Acid	TYPE 0 (see Note 1)	Nitric Acid
NO ₂	TYPE 0 (see Note 1)	Nitrogen Dioxide
Phosgene	TYPE 0	Phosgene
TDI	TYPE 0 (see Note 1)	Toluene Diisocyanate
Methanol	TYPE 1	Methanol
PO	TYPE 1	Propylene Oxide
Styrene	TYPE 1	Styrene
EEA	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate
EE	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether
EG	TYPE 1	Ethylene Glycol
EO	TYPE 1	Ethylene Oxide

Notes:
 1. HCL, Nitric Acid, NO₂ and TDI are TYPE 1 toxic fluids
 2. DEE is a TYPE 0 toxic fluid

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

En la Tabla 2-16 se puede observar que el fluido que es transportado por la tubería de del circuito estireno se encuentra en el listado entregado por el código API 581, esto quiere decir que se puede realizar el análisis nivel 1, el fluido representativo es el Estireno, lo siguiente que se indicará será un paso a paso para el cálculo de fase de liberación, entregado por el código API 581.

- a. Paso N°1: Determinar las propiedades representativas del fluido, utilizando la figura 2-8 del código API 581, es la siguiente:

Tabla 2-25 Propiedades representativas del fluido

Fluido Representativo	Tipo de Fluido	Ejemplos de materiales aplicables
Estireno	Tipo 1	Estireno

Fuente: Elaboración propia a partir API 581

- b. Paso N°2: Determinar la fase del fluido almacenado, líquido o vapor. De acuerdo con las condiciones operacionales del fluido. Para este caso estudiado se asumirá que se encuentra en fase líquida.
- c. Paso N°3: Determinar las propiedades del fluido. Como se trata de un líquido se necesitan los valores de densidad del líquido, el NBP y la temperatura de auto inflamación, estos valores se encuentran en la Tabla 2-26, entregada por el código API 581.

Tabla 2-26 Propiedades de los fluidos representativos

Fluid	MW	Liquid Density (kg/m ³)	NBP (°C)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					AIT (°C)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
C ₁ -C ₂	23	250.512	-125	Gas	Note 1	12.3	1.15E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	558
C ₃ -C ₄	51	538.379	-21	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.35E-04	1.47E-08	N/A	369
C ₅	72	625.199	36	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.60E-04	5.30E-08	N/A	284
C ₆ -C ₈	100	684.018	99	Liquid	Note 1	-5.146	6.76E-01	-3.65E-04	7.66E-08	N/A	223
C ₉ -C ₁₂	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	208
C ₁₃ -C ₁₆	205	764.527	261	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.67E-07	N/A	202
C ₁₇ -C ₂₅	280	775.019	344	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
C ₂₅₊	422	900.026	527	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	202
Pyrophoric	149	734.012	184	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.18E-07	N/A	Note 4
Aromatic	104	683.986	145	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	490
Styrene	104	683.986	145	Liquid	Note 2	8.93E+04	2.15E+05	7.72E+02	9.99E+04	2.44E+03	490
Water	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	997.947	100	Gas	Note 2	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid/Caustic-LP	18	997.947	100	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos.

- d. Paso N°4: Determinar la fase de estado estacionario del fluido después de haber sido liberado a la atmosfera. En este caso, como la fase del fluido a condición normal es líquido y la fase se mantienen bajo condiciones ambientes, la determinación de la fase de fluido para los cálculos de consecuencia será líquida.

Tabla 2-27 Pauta de nivel 1 para determinar fase de un fluido

Phase of Fluid at Normal Operating (Storage) Conditions	Phase of Fluid at Ambient (After Release) Conditions	Determination of Final Phase for Consequence Calculation
Gas	Gas	Model as gas
Gas	Liquid	Model as gas
Liquid	Gas	Model as gas <i>unless</i> the fluid boiling point at ambient conditions is greater than 80 °F, then model as a liquid
Liquid	Liquid	Model as liquid

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos.

2.2.8. Tamaño de orificio de liberación

Para el análisis de consecuencia, es necesario predefinir el tamaño de un supuesto orificio a través del cual se liberará el fluido contenido. Para obtener esto, el código API 581 establece tamaños de agujeros definidos; de lo contrario, no es práctico realizar un análisis a partir de un rango continuo de tamaños de orificios. Estos tamaños de orificios predeterminados permiten una mejor gestión de los escenarios hipotéticos a considerar

El tamaño de los orificios está limitado a un máximo de 16 pulgadas. Este diámetro representa el valor máximo para los cálculos de liberación, debido a que si ocurre una falla catastrófica de un componente generalmente no implica la desintegración de todo el equipo.

La elección del tamaño del orificio del tipo de componente que se esté evaluando y de su geometría. Los distintos tamaños de orificios están dados por el código API 581 y se detallarán en la Tabla 2-28.

Tabla 2-28 Orificios de liberación en análisis de consecuencia (Nivel 1 y 2)

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (in.)	Release Hole Diameter, d_n (in.)
1	Small	0 to 1/4	$d_1 = 0.25$
2	Medium	>1/4 to 2	$d_2 = 1$ $d_2 = \min[D, 1]$
3	Large	>2 to 6	$d_3 = 4$ $d_3 = \min[D, 4]$
4	Rupture	>6	$d_4 = \min[D, 16]$

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos.

Debido a que la tubería del circuito es de 3", por lo tanto, su tamaño de orificio es grande y su tamaño es de $d_3 = 4$ [pulg].

2.2.9. Tasa de liberación de fluido

La tasa de liberación depende de las propiedades físicas del fluido, la fase inicial dentro del contenedor, las condiciones operativas del proceso y del tamaño del orificio especificado. Se debe elegir la ecuación de tasa de liberación en función de la fase del material y su régimen de descarga

La fase inicial de una sustancia peligrosa es la fase en la que el fluido se almacena antes de entrar en contacto con la atmosfera. Para sistemas de dos fases, debe tener ciertas consideraciones para para tomar en cuenta el manejo del modelo. Para este caso se ocupará el cálculo de tasa de liberación de líquido, debido a lo anteriormente se mencionó que este se encontraba en fase líquida.

Para el cálculo de tasa de liberación se utilizan los siguientes pasos:

- a. Paso N°1: Seleccionar la ecuación adecuada para calcular la tasa de liberación en función de la fase del fluido almacenado. Para este caso se asumirá que se encuentra en condición líquida.
- b. Paso N°2: Calcular tasa de liberación del líquido, las descargas de líquidos a través de un orificio de borde se analizan en el trabajo de Crowl y Louvar, esta se calcula a través de la (Ecuación 17) Ecuación de Crowl y Louvar para liberación de líquido.

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

(Ecuación 17) Ecuación de Crowl y Louvar para liberación de líquido.

Tabla 2-29 Variables necesarias para ecuación de Crowl y Louvar

Variable	Descripción	Valor
C_d	Coefficiente de Descarga [-]	0,61
$K_{r,n}$	Factor de corrección [-]	1
ρ_l	Densidad del liquido [lb/pulg ³]	24,71
A_n	Área del orificio [pulg ²]	12,56
g_c	Constante de gravitación universal [ft/s ²]	32,2
P_s	Presión normal de almacenamiento [lb/pulg ²]	85,81
P_{atm}	Presión atmosferica [lb/pulg ²]	14,7
W_n	Caudal Másico de liberación [lb _m /s]	*

Fuente: Elaboración propia a partir API 581.

Los valores utilizados en el coeficiente de descarga y factor de corrección son valores sugeridos por el código.

- c. Paso N°3: Para el tamaño de orificio seleccionado, de debe calcular el área de fluido, A_n , basado en el diámetro elegido, d_n .

$$A_n = \frac{\pi d_n^2}{4}$$

(Ecuación 18) Cálculo de área de liberación del fluido.

Tabla 2-30 Resultado de Área de liberación

Tamaño de Orificio [pulg]	Área de liberación [pulg ²]
4	12,5664

Fuente: Elaboración propia.

- d. Paso N°4: Para el tamaño de orificio seleccionado, calcular la tasa de liberación de fluido W_n , con la (Ecuación 17) del paso N°2.

Tabla 2-31 Resultado de tasa de liberación del fluido

Tamaño de Orificio [pulg]	W_n [Lb _m /s]
4	1,2589

Fuente: Elaboración propia.

2.2.10. Inventario disponible de liberación

La masa disponible para liberar o inventario de fluido corresponde a la masa contenida en el equipo más la masa de componentes que facilitan el flujo unido a él. La masa máxima disponible para liberación (masa disponible), se estima para cada tamaño de orificio de liberación como la menor de dos cantidades.

- Masa del grupo de inventario: El componente bajo evaluación forma parte de un grupo mayor de componentes que se espera que liberen fluido durante una pérdida de contención
- Masa del componente: suponiendo que, para fugas grandes, la intervención de operadores ocurrirá dentro de 3 minutos, de este modo se encontrará limitada la cantidad de fluido. Por lo tanto, la cantidad de masa disponible para liberación

está limitado a la masa del componente más una masa adicional que es calculada en base a 3 minutos de fuga.

Para determinación del inventario disponible para liberación se realizará el siguiente paso a paso, el cual es entregado en el código API 581.

- a. Paso N°1: Agrupar componentes y equipos de inventario. Para este caso, solo se considera el volumen de un brazo de carga en particular. En el caso de circuito estireno, este considera las tres mesas de carga.
- b. Paso N°2: Determinar la masa del fluido, $mass_{comp}$, contenida en el componente bajo evaluación.

El circuito Estireno tiene 25,35 metros lineales de cañería, teniendo un diámetro interior de 77,92 mm, obteniendo un volumen de 0,12 m³ o bien 4,2377 ft³. La densidad utilizada es de 15,639 [lb/ft³] con lo que se obtiene lo siguiente.

Tabla 2-32 Resultado de la masa del fluido

$mass_{comp}$ [Lb _m]	66,3
----------------------------------	------

Fuente: Elaboración propia.

- c. Paso N°3: Determinar la masa para cada componente dentro del grupo de inventario y la masa de inventario. Para este caso, la masa de inventario será equivalente a la masa del componente del paso N°2.

$$mass_{inv} = mass_{comp}$$

(Ecuación 19) Masa de inventario.

- d. Paso N°4: Calcular la tasa de flujo de un orificio de 8 pulgadas de diámetro, con un área de liberación de 50,3 pulgadas cuadradas; El resultado de W_{max8} , será el caudal máximo que puede ser agregado a la masa del equipo de los componentes a su alrededor que conforman el grupo de inventario. W_{max8} se calculó con la (Ecuación 17)

Tabla 2-33 Resultado del caudal máximo

Tamaño de Orificio [pulg]	Área de liberación [pulg ²]	$W_{\max 8}$ [Lb _m /s]
8	50,3	5,9878

Fuente: Elaboración propia

- e. Paso N°5: Para el tamaño de orificio seleccionado, calcular la masa adicional de fluido $mass_{add,n}$, que es la resultante del flujo en 3 minutos del grupo de inventario utilizado en la (Ecuación 20)

$$mass_{add,n} = 180 * \min[W_n, W_{\max 8}] \quad (2)$$

(Ecuación 20) Cálculo de masa adicional.

Tabla 2-34 Resultado del caudal máximo

Tamaño de Orificio [pulg]	W_n [Lb _m /s]	$mass_{add,n}$ [Lb _m]
4	1,2589	226,602

Fuente: Elaboración propia

- f. Paso N°6: Para cada tamaño de orificio de liberación, Calcular la masa disponible $mass_{avail,n}$.

$$mass_{avail,n} = \min[mass_{comp}, mass_{add,n}], mass_{inv}$$

(Ecuación 21) Cálculo de masa disponible.

Tabla 2-35 Resultado de masa disponible

Tamaño de Orificio [pulg]	$mass_{add,n}$ [Lb _m]	$mass_{comp}$ [Lb _m]	$mass_{avail,n}$ [Lb _m]
4	226,60	66,30	66,30

Fuente: Elaboración propia

2.2.11. Determinar tipo de liberación (Continua o instantánea)

El tipo de liberación corresponde a cómo se libera el fluido a la atmósfera y se puede modelar como uno de los siguientes tipos:

- a. Liberación instantánea: Esta liberación ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa como una larga nube o charco.

- b. Liberación continua: Es aquella que ocurre durante un periodo de tiempo más largo, lo que permite que el fluido se disperse en forma de elipse alargada.

La liberación del fluido será continua si se cumple cualquiera de las siguientes condiciones, de lo contrario se considerará instantánea:

- a. El tamaño del orificio es menor o igual a 6,35 [mm] (¼")
- b. La masa liberada es menor o igual a 4536 [kg] (10 000 [Lb])
- c. La tasa de liberación es menor o igual a 25,22 [kg/s] (55,6 [Lb_m/s])

De acuerdo con los criterios expuestos, las tasas de liberación para el tamaño de orificio seleccionado son continua (debido a que se cumple la condición 2 y 3)

2.2.12. Impactos de los sistemas de aislación y detención

Las plantas petroquímicas suelen tener una variedad de sistemas de mitigación, aislamiento y detección diseñados para reducir el impacto de los derrames de fluidos peligrosos. En el código de referencia se incluyen métodos simplificados para evaluar la eficacia de varios tipos de sistemas de detección, aislamiento y mitigación.

Estos sistemas de seguridad afectan en la liberación de fluido de diferentes maneras. Algunos sistemas reducen la intensidad y la duración de las fugas detectándolas y aislándolas, mientras que otros reducen el área para minimizar la posibilidad de ignición o limitar la propagación del fluido.

Se supone que los sistemas de mitigación, aislamiento y detección afectarán la liberación de dos maneras:

- a. Sistemas de detección y aislamiento - Estos sistemas están diseñados para detectar y aislar fugas, reducción así su intensidad y duración.
- b. Sistemas de Mitigación - Estos sistemas están diseñados para mitigar o reducir las consecuencias de un escape.

Los resultados del análisis de los sistemas de aislamiento y detección definen factores de mitigación o reducción para los fluidos liberados. A continuación, se detalla el análisis lo descrito.

- a. Paso N°1: Determinar los sistemas de aislación y detección presentes en la planta.
- b. Paso N°2: Utilizar la Tabla 2-36 entregada en código API 581, seleccionar la clasificación adecuada A, B o C para el sistema de detección y el de aislación.

Tabla 2-36 Guía de calificación del sistema de detección y aislamiento

Table 4.5—Detection and Isolation System Rating Guide	
Type of Detection System	Detection Classification
Instrumentation designed specifically to detect material losses by changes in operating conditions (i.e. loss of pressure or flow) in the system.	A
Suitably located detectors to determine when the material is present outside the pressure-containing envelope.	B
Visual detection, cameras, or detectors with marginal coverage.	C
Type of Isolation System	Isolation Classification
Isolation or shutdown systems activated directly from process instrumentation or detectors, with no operator intervention.	A
Isolation or shutdown systems activated by operators in the control room or other suitable locations remote from the leak.	B
Isolation dependent on manually operated valves.	C

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Tabla 2-37 Clasificación elegida

Sistema de Detección	B
Sistema de Aislación	B

Fuente: Elaboración propia.

- c. Paso N°3: Utilizar la Tabla 2-38 entregada en el código API 581, con las clasificaciones determinadas en el Paso N°2, determinar el factor de reducción $fact_{di}$.

Tabla 2-38 Ajustes de la liberación basado en los sistemas de detección y aislamiento

System Classifications		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, $fact_{ai}$
Detection	Isolation		
A	A	Reduce release rate or mass by 25 %	0.25
A	B	Reduce release rate or mass by 20 %	0.20
A or B	C	Reduce release rate or mass by 10 %	0.10
B	B	Reduce release rate or mass by 15 %	0.15
C	C	No adjustment to release rate or mass	0.00

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos.

Tabla 2-39 Factor de reducción

Factor de Reducción $fact_{ai}$	0,15
---------------------------------	------

Fuente: Elaboración propia.

- d. Paso N°4: Utilizar la Tabla 2-40 entregada en el código API 581, determinar la duración máxima de la fuga $ld_{max,n}$. Para orificio seleccionado

Tabla 2-40 Duración de las fugas según los sistemas de detección y aislamiento

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for 1/4 in. leaks 10 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 5 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks
A	B	30 minutes for 1/4 in. leaks 20 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 10 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks
A	C	40 minutes for 1/4 in. leaks 30 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 20 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 in. leaks 30 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 20 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks
B	C	1 hour for 1/4 in. leaks 30 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 20 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks
C	A, B, or C	1 hour for 1/4 in. leaks 40 minutes for $d_2 = \min[D, 1]$ leaks 20 minutes for $d_3 = \min[D, 41]$ leaks

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos.

Tabla 2-41 Duración máxima de la fuga según tabla

Tamaño de Orificio [pulg]	W_n [Lb _m /s]	$Id_{max,n}$ [min]
4	1,2589	20

Fuente: Elaboración propia.

2.2.13. Tasa de liberación de fluido

Se debe determinar la tasa de liberación del fluido a liberar en caso de una falla para cada uno de los orificios seleccionados dependiendo si la liberación es continua o instantánea

- Tasa de liberación continua. Se usa como entrada para el análisis de consecuencia, en donde las emisiones continuas se modelan como columna de humo de estado estacionario.
- Masa de liberación instantánea: Para liberaciones de bocanadas instantáneas transitorias, se requiere la masa de liberación para realizar el análisis. La masa de liberación se determina para cada tamaño de orificio de liberación.

Para determinar los valores de tasa de liberación y de masa de liberación, se debe llevar a cabo el siguiente calculo:

- Paso N°1: Para el tamaño de orificio seleccionado, calcular la tasa de liberación ajustada, en este caso será evaluado con $n = 3$

$$rate_n = W_n(1 - fact_{di})$$

(Ecuación 22) Cálculo de la tasa de liberación ajustada.

Tabla 2-42 Resultado de la tasa de liberación ajustada

Tamaño de Orificio [pulg]	W_n [Lb _m /s]	$fact_{di}$	$rate_n$ [Lb _m /s]
4	1,2589	0,15	1,0701

Fuente: Elaboración propia.

- Paso N°2: Para el tamaño de orificio seleccionado, calcular la duración de la fuga (Id_n), en base a la masa disponible ($mass_{avail,n}$), y la tasa de liberación ajustada. Revisar que la duración de fuga no puede exceder la duración máxima.

$$Id_n = \min \left[\left\{ \frac{mass_{avail,n}}{rate_n} \right\}, \{60 Id_{max,n}\} \right]$$

(Ecuación 23) Cálculo de duración de la fuga

Tabla 2-43 Resultado de duración de la fuga

Tamaño de Orificio [pulg]	$mass_{avail,n}$	$rate_n$ [Lb _m /s]	$Id_{max,n}$ [s]	Id_n [s]
4	66,3	1,07	20	61,959

Fuente: Elaboración propia

- c. Paso N°3: Para el tamaño de orificio seleccionado calcular la masa del fluido liberado ($mass_n$).

$$mass_n = \min [\{rate_n * Id_n\}, mass_{avail,n}]$$

(Ecuación 24) Cálculo de la masa del fluido liberado.

Tabla 2-44 Resultado de la masa del fluido liberado

Tamaño de Orificio [pulg]	$rate_n$ [Lb _m /s]	Id_n [s]	$mass_{avail,n}$	$mass_n$ [Lb]
4	1,0701	61,959	66,30	66,30

Fuente: Elaboración propia

2.2.14. Área de consecuencia

Las áreas afectadas se utilizan para describir posibles consecuencias en el área de análisis de riesgos. Como su nombre lo indica, el área afectada representa el área de la superficie que se vería afectada por un posible evento de derrame.

El código distingue tres categorías de áreas de consecuencia a evaluar, que son:

- a. Inflamable y explosivo.
- b. Tóxico.
- c. Finanzas.

Para la evaluación de la tubería del circuito estireno, se considerarán la consecuencia inflamable/explosivas y las consecuencias financieras. Se evitarán las consecuencias tóxicas ya que el código prescribe los cálculos del área de consecuencias para fluidos como el sulfuro de hidrógeno, el amoníaco, los cloruros y otros tipos de fluidos peligrosos que no están presentes en este circuito.

Para determinar el cálculo de área de consecuencia inflamables/explosiva, se debe llevar a cabo de la siguiente manera:

- a. Paso N°1: Seleccionar el factor de reducción de mitigación del área de consecuencia ($fact_{mit}$), de acuerdo con los siguientes criterios encontrados en la Tabla 2-45 según API 581.

Tabla 2-45 Ajustes de consecuencia inflamable para sistemas de mitigación

Table 4.10—Adjustments to Flammable Consequence for Mitigation Systems		
Mitigation System	Consequence Area Adjustment	Consequence Area Reduction Factor, $fact_{mit}$
Inventory blowdown, coupled with isolation system classification B or higher	Reduce consequence area by 25 %	0.25
Fire water deluge system and monitors	Reduce consequence area by 20 %	0.20
Fire water monitors only	Reduce consequence area by 5 %	0.05
Foam spray system	Reduce consequence area by 15 %	0.15

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Según la información de la planta se tiene que $fact_{mit} = 0,05$.

- b. Paso N°3: Determinar el tipo de fluido representativo. En este caso, de acuerdo con el código de referencia, el fluido representativo es el Estireno, este corresponde a un fluido “TIPO 1”.
- c. Paso N°4: Para el tamaño de orificio seleccionado, determinar el área de consecuencia Inflamable para Autoignición poco probable-Liberación Continua ($CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$). Para esto se debe seleccionar las constantes “a” y “b” en función del tipo de fluido.

Tabla 2-46 Constantes de ecuación de consecuencia a daño a componentes inflamables

Fluid	Fluid Type	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
		Autoignition Not Likely (AINL-CONT)				Autoignition Likely (AIL-CONT)				Autoignition Not Likely (AINL-INST)				Autoignition Likely (AIL-INST)			
		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
		a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	TYPE 0	43.0	0.98			280.0	0.95			41.0	0.67			1079	0.62		
C ₃ -C ₄	TYPE 0	49.48	1.00			313.6	1.00			27.96	0.72			522.9	0.63		
C ₅	TYPE 0	25.17	0.99	536.0	0.99	304.7	1.00			13.38	0.73	1.49	0.85	275.0	0.61		
C ₆ -C ₈	TYPE 0	29.0	0.98	182.0	0.99	312.4	1.00	525.0	0.95	13.98	0.68	4.35	0.78	275.7	0.61	57.0	0.55
C ₉ -C ₁₂	TYPE 0	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53
C ₁₃ -C ₁₆	TYPE 0			64.0	0.90			1023	0.92			0.46	0.88			9.2	0.98
C ₁₇ -C ₂₀	TYPE 0			20.0	0.90			861.0	0.92			0.11	0.91			5.6	0.91
C ₂₀₊	TYPE 0			11.0	0.91			544.0	0.90			0.03	0.99			1.4	0.99
Pyrophoric	TYPE 1	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53
Aromatics	TYPE 1	17.87	1.097	103.0	0	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	0	512.6	0.713	701.2	0
Styrene	TYPE 1	17.87	1.097	103.0	0	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	0	512.6	0.713	701.2	0
Water	TYPE 0																
Steam	TYPE 0																

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Los valores para utilizar las constantes de lanzamientos continuos en fase líquida se pueden obtener de la Tabla 2-46 que es entregada en el código API 581, estas serán los siguientes:

Tabla 2-47 Datos obtenidos de la tabla

a	103
b	0

Fuente: Elaboración propia.

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = a (rate_n)^b (1 - fact_{mit})$$

(Ecuación 25) Cálculo de CA inflamable poco probable para liberación continua.

Tabla 2-48 Resultados de CA inflamable poco probable para liberación continua

Tamaño de Orificio [pulg]	Tipo de liberación	CA _{cmd,n} ^{AINL-CONT} [ft ²]
4	CONTINUA	97,85

Fuente: Elaboración propia

- d. Paso N°5: Para el tamaño de orificio seleccionado, determinar el área de consecuencia de lesiones a personas para Autoignición poco probable – Liberación Continua (CA_{inj,n}^{AINL-CONT}). Para esto se debe seleccionar las constantes “a” y “b” en función tipo de fluido

Tabla 2-49 Constante de ecuaciones de consecuencia de lesiones inflamables

Fluid	Fluid Type	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
		Autoignition Not Likely (AINL-CONT)				Autoignition Likely (AIL-CONT)				Autoignition Not Likely (AINL-INST)				Autoignition Likely (AIL-INST)			
		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
		a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	TYPE 0	110.0	0.98			745.0	0.92			79.0	0.67			3100	0.63		
C ₃ -C ₄	TYPE 0	125.2	1.00			836.7	1.00			57.72	0.75			1769	0.63		
C ₅	TYPE 0	62.05	1.00	1545	0.89	811.0	1.00			28.45	0.76	4.34	0.85	959.6	0.63		
C ₆ -C ₈	TYPE 0	88.0	0.98	516.0	0.89	828.7	1.00	1315	0.92	26.72	0.67	12.7	0.78	962.8	0.63	224.0	0.54
C ₉ -C ₁₂	TYPE 0	29.0	0.98	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
C ₁₃ -C ₁₆	TYPE 0			183.0	0.89			2850	0.90			1.3	0.88			28.0	0.88
C ₁₇ -C ₂₅	TYPE 0			57.0	0.89			2420	0.90			0.32	0.91			16.0	0.91
C ₂₅₊	TYPE 0			33.0	0.89			1604	0.90			0.081	0.99			4.1	0.99
Pyrophoric	TYPE 1	29.0	0.98	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
Aromatics	TYPE 1	64.14	0.983	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Styrene	TYPE 1	64.14	0.983	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Water	TYPE 0																
Steam	TYPE 0																

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Los valores a utilizar las constantes de lanzamientos continuos en fase líquida se pueden obtener de la Tabla 2-49 que es entregada en el código API 581, estas serán los siguientes:

Tabla 2-50 Datos obtenidos de la tabla

a	353,5
b	0,883

Fuente: Elaboración propia

$$CA_{inj,n}^{AINL-CONT} = [a (rate_n^{AINL-CONT})^b](1 - fact_{mit})$$

(Ecuación 26) Cálculo de CA lesiones a las personas poco probable para liberación continua

Tabla 2-51 Resultado improbable de lesiones a personas por liberación continua (CA)

Tamaño de Orificio [pulg]	Tipo de liberación	CA _{inj,n} ^{AINL-CONT}
4	CONTINUA	356,5

Fuente: Elaboración propia

- e. Paso N°6: Para cada tamaño de orificio, determinar el área de consecuencia de lesiones a las personas para Autoignición probable – Liberación Continua (CA_{inj,n}^{AIL-CONT}). Para esto se debe seleccionar las constantes “a” y “b” en función del tipo de fluido.

Tabla 2-52 Constante de consecuencia de lesiones inflamables en personas

Table 4.9—Personnel Injury Flammable Consequence Equation Constants																	
Fluid	Fluid Type	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
		Autoignition Not Likely (AINL-CONT)				Autoignition Likely (AIL-CONT)				Autoignition Not Likely (AINL-INST)		Autoignition Likely (AIL-INST)					
		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas	Liquid	Gas	Liquid	Gas	Liquid		
		a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b		
C ₁ -C ₂	TYPE 0	110.0	0.98			745.0	0.92			79.0	0.67			3100	0.63		
C ₃ -C ₄	TYPE 0	125.2	1.00			836.7	1.00			57.72	0.75			1769	0.63		
C ₅	TYPE 0	62.05	1.00	1545	0.89	811.0	1.00			28.45	0.76	4.34	0.85	959.8	0.63		
C ₆ -C ₉	TYPE 0	68.0	0.96	516.0	0.89	828.7	1.00	1315	0.92	26.72	0.67	12.7	0.78	962.8	0.63	224.0	0.54
C ₉ -C ₁₂	TYPE 0	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
C ₁₃ -C ₁₆	TYPE 0			183.0	0.89			2850	0.90			1.3	0.88			26.0	0.88
C ₁₇ -C ₂₅	TYPE 0			57.0	0.89			2420	0.90			0.32	0.91			16.0	0.91
C ₂₅₊	TYPE 0			33.0	0.89			1604	0.90			0.081	0.99			4.1	0.99
Pyrophoric	TYPE 1	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
Aromatics	TYPE 1	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Styrene	TYPE 1	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Water	TYPE 0																
Steam	TYPE 0																

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Los valores para utilizar las constantes de lanzamientos continuos en fase líquida se pueden obtener de la Tabla 2-52 que es entregada en el código API 581, estas serán los siguientes:

Tabla 2-53 Datos obtenidos de la tabla

a	487,7
b	0,268

Fuente: Elaboración propia.

$$CA_{inj,n}^{AIL-CONT} = [a (rate_n^{AIL-CONT})^b](1 - fact_{mit})$$

(Ecuación 27) Cálculo de CA lesiones a las personas probable para liberación continua.

Tabla 2-54 Resultados de CA lesiones a las personas probable para liberación continua

Tamaño de Orificio [pulg]	Tipo de liberación	CA _{inj,n} ^{AIL-CONT}
4	CONTINUA	471,8

Fuente: Elaboración propia.

- f. Paso N°7: Para cada tamaño de orificio, calcular el factor de mezcla continuo/instantáneo, $fact_n^{IC}$. Este factor no es aplicable para fluidos TIPO 1. No aplica para este caso.

- g. Paso N°8: Calcular el factor de mezcla, $fact^{AIT}$, de acuerdo con los siguientes criterios.

Tabla 2-55 Criterios para considerar el cálculo de factor de mezcla

$T_s + C_6 \leq AIT$	$fact^{AIT} = 0$
$T_s - C_6 \geq AIT$	$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 C_6}$
$T_s + C_6 > AIT > T_s - C_6$	$fact^{AIT} = 1$

Fuente: Elaboración propia a partir d API 581.

Obteniéndose $fact^{AIT} = 0$

- h. Paso N°9: Calcular el área de consecuencia de mezcla AIT para todos los componentes, con los siguientes valores:

Tabla 2-56 Valores a considerar para el cálculo de mezcla AIT

Tamaño de Orificio [pulg]	$CA_{cmd,n}^{AIL}$	$CA_{inj,n}^{AIL}$	$CA_{cmd,n}^{AINL}$	$CA_{inj,n}^{AINL}$
4	0	471,8	97,85	356,5

Fuente: Elaboración propia a partir d API 581

El área de consecuencia resultante corresponderá al área de consecuencia inflamable por da daño de componentes y lesiones de personas, para el tipo de orificio seleccionado, y se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$CA_{cmd,n}^{flam} = CA_{cmd,n}^{AIL} fact^{AIT} + CA_{cmd,n}^{AINL} (1 - fact^{AIT})$$

(Ecuación 28) Cálculo de CA consecuencia inflamable para daño de componentes.

$$CA_{inj,n}^{flam} = CA_{inj,n}^{AIL} fact^{AIT} + CA_{inj,n}^{AINL} (1 - fact^{AIT})$$

(Ecuación 29) Cálculo de CA consecuencia inflamable para lesiones de personas.

Dando el siguiente resultado:

Tabla 2-57 Consecuencia inflamable en componentes y lesiones a personas (CA)

Tamaño de Orificio [<i>pulg</i>]	$CA_{cmd,n}^{flam}$	$CA_{inj,n}^{flam}$
4	97,85	356,5

Fuente: Elaboración propia

- a. Paso N°10: Determinar el área de consecuencia final, la cual será la probabilidad ponderada en el tamaño de orificio de liberación (para este caso como se dijo se utiliza el tamaño de orificio grande), para daños a componentes ($CA_{f,cmd}^{flam}$) y a lesiones de las personas ($CA_{f,inj}^{flam}$).

$$CA_{f,cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * CA_{cmd,n}^{flam}}{gff \text{ total}} \right)$$

(Ecuación 30) Cálculo de CA área de consecuencia final para daño de componentes.

$$CA_{f,inj}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * CA_{inj,n}^{flam}}{gff \text{ total}} \right)$$

(Ecuación 31) Cálculo de CA área de consecuencia final para lesiones de personas.

Tabla 2-58 Frecuencias de fallas genéricas de PIPI-4

PIPE-4	<i>gff</i> como función del tamaño de orificio [fallas/año]				<i>gff total</i> [fallas/año]
	pequeño	mediano	grande	ruptura	
	8,00E-06	2,00E-05	0	2,60E-07	3,06E-05

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-59 Consecuencia final en componentes y lesiones a personas (CA)

Área de Consecuencia Inflamable	[<i>ft</i> ²]	[<i>m</i> ²]
$CA_{f,cmd}^{flam}$	97,85	9,09
$CA_{f,inj}^{flam}$	356,5	33,11

Fuente: Elaboración propia

Para determinar el cálculo de área de consecuencia financiera, debe llevar a cabo de la siguiente manera:

- a. Paso N°1: Calcular el costo para reparar una pieza específica del equipo ($FC_{f,cmd}$), considerar los costos de daño para el tamaño de orificio de liberación ($holecost_n$), y las frecuencias de fallas genéricas correspondientes a cada orificio.

$$FC_{f,cmd} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * holecost_n}{gff \text{ total}} \right) * matcost * costfactor$$

(Ecuación 32) Cálculo de costo de pieza específica.

Tabla 2-60 Frecuencia de fallas genéricas de PIPE-4

PIPE-4	gff como función del tamaño de orificio [fallas/año]				gff total [fallas/año]
	pequeño	mediano	grande	ruptura	
	8,00E-06	2,00E-05	0	2,60E-07	3,06E-05

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-61 Costos de daño por el tamaño orificio de liberación de PIPE-4

PIPE-4	Holecost [USD]			
	pequeño	mediano	grande	ruptura
	5	10	0	60

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-62 Resultados del costo de pieza específica

matcost	1
$FC_{f,cmd}$	[USD] 8,35

Fuente: Elaboración propia

- b. Paso N°2: Calcular el costo de daño de los equipos alrededor del área afectada ($FC_{f,affa}$).

$$FC_{f,affa} = CA_{f,cmd} * equipcost$$

(Ecuación 33) Cálculo de costo de daño de los equipos alrededor del área afectada.

Tabla 2-63 Resultados del costo de daño de equipos alrededor del área afectada

<i>equipcost</i>	25	[USD/ft ²]
$CA_{f,cmd}^{flam}$	90,4	[ft ²]
$FC_{f,affa}$	2.260	[USD]

Fuente: Elaboración propia

c. Paso N°3: Para el tamaño de orificio de liberación seleccionado, calcular el costo de interrupción de negocio ($FC_{f,prod}$), a partir de los días requeridos para reparar el equipo dañado, lo cual es necesario calcular lo siguiente:

i. Calcular el tiempo fuera de servicio ($Outage_n$) para el tamaño de orificio de liberación seleccionado.

$$Outage_n = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n * Outage_n}{gff_{total}} \right) * Outage_{mult}$$

(Ecuación 34) Cálculo de tiempo fuera de servicio.

Tabla 2-64 Tiempo fuera de servicio de PIPI-4

PIPE-4	<i>Outage</i> [días]			
	pequeño	mediano	grande	ruptura
	0	1	N/A	2

Fuente: Elaboración propia a partir de API 581

Tabla 2-65 Resultados del tiempo fuera de servicio

<i>Outage_{mult}</i>	1	[días]
<i>Outage_n</i>	0,671	[días]

Fuente: Elaboración propia

ii. Calcular el tiempo requerido para reparar los equipos alrededor del área afectada ($Outage_{affa}$), utilizando el costo de daño de los equipos del área afectada ($FC_{f,affa}$).

$$Outage_{affa} = 10^{1.242 + 0.585 \log_{10} [FC_{f,affa} (10)^{-6}]}$$

(Ecuación 35) Cálculo de tiempo requerido para reparar los equipos alrededor del área afectada.

Tabla 2-66 Tiempo requerido para reparar equipos cerca del área afectada

$Outage_{affa}$	3,019	[días]
-----------------	-------	--------

Fuente: Elaboración propia

- iii. Calcular el costo por interrupción de negocio ($FC_{f,prod}$).

$$FC_{f,prod} = (Outage_n + Outage_{affa}) \cdot prodcost$$

(Ecuación 36) Cálculo de costo por interrupción de negocio.

Tabla 2-67 Resultados del costo por interrupción de negocio

$prodcost$	163.200	[USD/día]
$FC_{f,prod}$	438.682	[USD]

Fuente: Elaboración propia

- d. Paso N°4: Calcular los costos asociados con las lesiones de las personas (FC_{inj}). La densidad de población ($popdens$), corresponde al número promedio de personas por metro o pie cuadrados.

$$FC_{inj} = CA_{inj} * popdens * injcost$$

(Ecuación 37) Cálculo de costo asociado con la lesión de las personas.

Tabla 2-68 Resultados del costo asociado con la lesión de las personas

$popdens$	0,005	[personas/ft ²]
$injcost$	250.000	[USD/lesión]
FC_{inj}	42.489	[USD]

Fuente: Elaboración propia

- e. Paso N°5: Calcular los costos asociados con la limpieza medioambiental. Este costo es el resultado de la perdida de contención que pueden ocurrir por un evento. Se asumirá que este costo es despreciable debido que no existe un gran daño medioambiental a la atmosfera.

Tabla 2-69 Costos asociados con la limpieza medioambiental

$FC_{environ}$	0
----------------	---

Fuente: Elaboración propia

- f. Paso N°6: Calcular el factor de Costo total (FC_f), mediante la siguiente ecuación:

$$FC_f = FC_{f,cmd} + FC_{f,affa} + FC_{f,prod} + FC_{f,inj} + FC_{f,environ}$$

(Ecuación 38) Cálculo de factor de costo total financiero.

Tabla 2-70 Resultados de factor de costo total financiero

FC_f	483.439	[USD]
--------	---------	-------

Fuente: Elaboración propia

2.2.15. Riesgo

Al obtener las dos variables necesarias para el cálculo del riesgo las cuales son la probabilidad de falla y consecuencia de falla, el cálculo del riesgo en función del tiempo se determina mediante la (Ecuación 39).

$$R(t) = P_f(t) * C_f$$

(Ecuación 39) Cálculo del riesgo.

Donde:

$R(t)$: Riesgo [fallas/año]

$P_f(t)$: Probabilidad de falla [fallas/año]

C_f : Consecuencia de falla

No obstante, la metodología propuesta por API 581 las consecuencias son áreas de impacto de consecuencia, es por esto que la (Ecuación 39) se puede reescribirse en términos de consecuencia financiero (FC) o consecuencia de área de impacto (CA), tal como expresan las (Ecuación 40) y (Ecuación 41)

$$R(t) = P_f(t) * CA$$

(Ecuación 40) Cálculo del riesgo en términos de área de impacto

$$R(t) = P_f(t) * FC$$

(Ecuación 41) consecuencia financiera

Donde:

CA : Área de impacto de consecuencia, expresado en unidades de área.

FC : Consecuencia financiera, expresado en términos económicos.

Para Graficar los valores POF y COF en una matriz de riesgo es un método efectivo para representar el riesgo gráficamente. POF se traza a lo largo de un eje, aumentando en magnitud desde el origen, mientras que COF se traza a lo largo del otro eje. Esta sección proporciona solo ejemplos de matrices de riesgo. La Norma API 581, entrega dos ejemplos de matrices de riesgo, en ambos ejemplos POF se expresa en términos del número de fallas a lo largo del tiempo y el COF se expresa en términos de área o financieros. Los dos ejemplos de matrices de riesgo que presenta la norma se detallan a continuación:

La matriz de riesgo desequilibrada los rangos de valores POF y COF se les asignan categorías numéricas y con letras, respectivamente, aumentando en orden de magnitud. Las categorías de riesgo (es decir, bajo, medio, medio alto y alto) se asignan a las casillas con el sombreado asimétrico de la categoría de riesgo. Por ejemplo, usando los valores de la Tabla 2-71, a un POF de 5.00E-04 se le asigna una Categoría 3 y un COF de 80,2 m2 corresponde a una Categoría B. El cuadro 3B es una categoría de riesgo bajo cuando se traza en la Figura 2-3

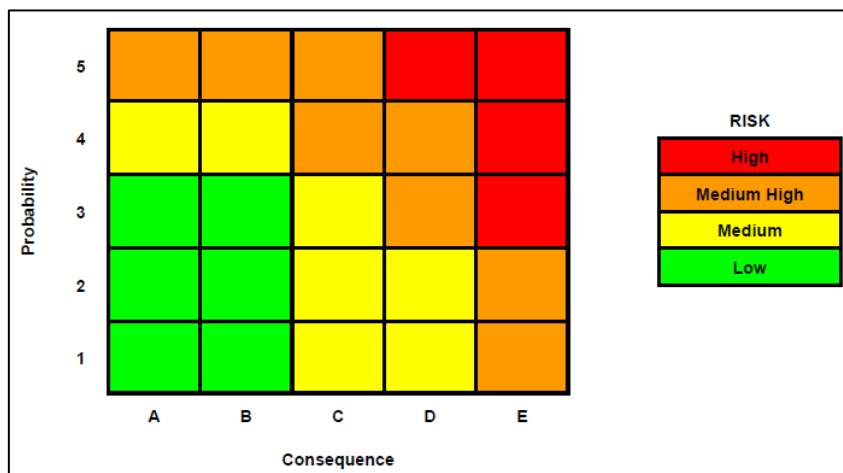


Figura 2-3 Matriz de riesgo desequilibrada

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

La matriz de riesgo equilibrada similar a la otra matriz, los rangos de valores POF y COF se les asignan categorías numéricas y con letras, respectivamente, aumentando en orden de magnitud. En este ejemplo, las categorías de riesgo (es decir, bajo, medio, medio alto y alto) se asignan simétricamente a las casillas. Cuando se utilizan los valores de la Tabla 2-71, un POF de $5,00E-04$ fallas/año se le asigna una Categoría 3 y un COF de 80,2 m² corresponde a una Categoría B. Sin embargo, la casilla 3B en el ejemplo de la Figura 2-4 corresponde a una categoría de riesgo Medio.

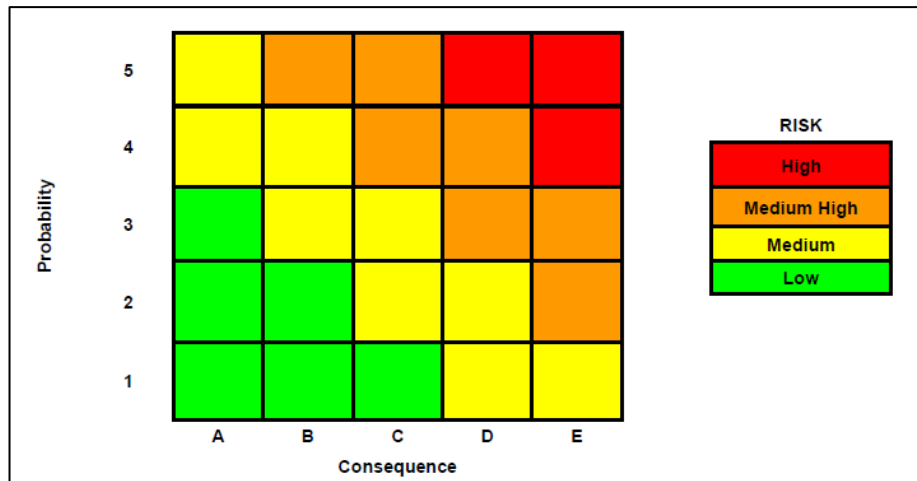


Figura 2-4 Matriz de riesgo equilibrada

Fuente: API 581– Metodología de Inspección Basada en Riesgos

La norma API 581 entrega dos tablas en donde la primera considera el área de consecuencia y la segunda considera la consecuencia financiera, en las tablas existen las categorías de probabilidad y las categorías de consecuencia, considerando en que rango se encuentra, establece en que categoría se encuentran el riesgo.

Tabla 2-71 Valores numéricos y categorías COF (áreas basadas en POF)

Category	Probability Category ^{a, b, c}		Consequence Category ^d	
	Probability Range	DF Range	Category	Range (m ²)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA_f^{lim} \leq 9.29$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$9.29 < CA_f^{lim} \leq 92.9$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA_f^{lim} \leq 929$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$929 < CA_f^{lim} \leq 9290$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA_f^{lim} > 9290$

Fuente: API 581 Fuente: API 581 – Metodología de Inspección Basada en Riesgos

Tabla 2-72 Valores numéricos y categorías COF (basadas en finanzas)

Category	Probability Category ^{a, b, c}		Consequence Category ^d	
	Probability Range	DF Range	Category	Range (\$)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA_f^{fin} \leq 10,000$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$10,000 < CA_f^{fin} \leq 100,000$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$100,000 < CA_f^{fin} \leq 1,000,000$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$1,000,000 < CA_f^{fin} \leq 10,000,000$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA_f^{fin} > 10,000,000$

Fuente: API 581 Fuente: API 581 – Metodología de Inspección Basada en Riesgos

A continuación, se muestran los resultados de la categorización según matriz de riesgo equilibrada, tanto como para consecuencias de área financiera y la consecuencia de área del circuito estireno. Los resultados arrojados fueron que existe un riesgo bajo.

Tabla 2-73 Resultado de categorización del riesgo de área de impacto

RIESGO DE ÁREA DE IMPACTO						
CIRCUITO	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	RIESGO	PROBABILIDAD DE FALLA	ÁREA DE CONSECUENCIA FINAL (m2)	RIESGO
Estireno	1	A	Bajo	1,E-06	42,2	6,E-05

Fuente: Creación propia a partir de API 581

Tabla 2-74 Resultado de categorización del riesgo financiero

RIESGO FINANCIERO						
CIRCUITO	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	RIESGO	PROBABILIDAD DE FALLA	ÁREA DE CONSECUENCIA FINAL [USD]	RIESGO
Estireno	1	C	Bajo	1,E-06	483.439	USD 0,67

Fuente: Creación propia a partir de API 581

Los resultados mostraron que el circuito de estireno se presentó como un equipo de bajo riesgo, por lo que las medidas de mitigación se enfocaron más en la probabilidad que en las consecuencias, dado que la probabilidad era baja, se concluyó que no era necesario tomar medidas especiales para gestionar el riesgo, por lo que el programa de mantenimiento recomendado estará de acuerdo con los requisitos mínimos proporcionados por API 570, que se basará en un pronóstico de la tasa de desgaste.

CAPÍTULO 3: PROPUESTA DE PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

3. PLAN DE INSPECCIÓN PROPUESTO

Debido a los resultados obtenidos arrojaron que se trata de un riesgo bajo, no es necesario tomar medidas para gestionarlo, esto se debe a que la planta es nueva, pero si se recomienda más adelante realizar nuevamente esta evaluación.

Se decide realizar un plan de inspección basado en tasa de desgaste del material, según los lineamientos de API 570, el cual describe los requerimientos mínimos y directrices para mantener la integridad de los sistemas de tuberías después de su puesta en servicio.

El objetivo principal de esta inspección es determinar el mecanismo de deterioro de los activos y especificar la reparación, el reemplazo o la inspección futura de la tubería afectada. Estos efectos requieren el desarrollo de información sobre la condición física de la tubería, la causa y la tasa de deterioro. Al desarrollar una base de datos de historial de inspección, los usuarios pueden predecir y recomendar reparaciones y reemplazos futuros, tomar medidas para evitar el deterioro lento y, lo que es más importante, evitar la pérdida de contención. Estas medidas deberían aumentar la seguridad operativa, reducir los costos de mantenimiento y aumentar la confiabilidad operativa.

Para desarrollar un plan de inspección (incluido el alcance, la frecuencia, la técnica y la ubicación), las tuberías de una instalación deben dividirse en sistemas de tuberías y circuitos. Los sistemas de tuberías se pueden definir en el nivel PFD (Diagrama de flujo de proceso), sin embargo, los circuitos de tubería generalmente se definen en el nivel P&ID (Diagrama de proceso e instrumentación). Los posibles mecanismos de daño son principalmente una función del proceso/condiciones operativas, materiales de construcción y diseño mecánico. La definición de sistemas y circuitos en términos de posibles mecanismos de daño puede generar planes de inspección con una alta probabilidad de detección de daños. La sistematización de tuberías es el primer paso para definir posibles problemas de corrosión y es una referencia útil para la ubicación general de los mecanismos de daño dentro de la unidad de proceso.

Un sistema de tuberías puede contener uno o más equipos (p. ej., intercambiadores, bombas) y, a menudo, contiene uno o más circuitos de tuberías. Los sistemas y circuitos de tuberías desarrollados a partir de mecanismos de daño esperados/identificados permiten planes de inspección concisos y forman la base para un mejor análisis de datos. La circuitización de tuberías es la descomposición adicional de los sistemas de tuberías en secciones de tuberías individuales y/o conjuntos de tuberías que comparten mecanismos de daño comunes, los mismos materiales de construcción y modos y tasas de daño similares. Un plan de inspección basado en API 570 debe tener en cuenta la siguiente información:

- a. Tipo de daño
- b. Velocidad o progresión del daño
- c. Tolerancia del equipo al daño
- d. La capacidad del método NDE para identificar daños
- e. Intervalos máximos definidos en el código y normas
- f. La extensión de la inspección
- g. Historial operativo reciente
- h. Registros de MOC (Management of Change) que pueden afectar los planes de inspección
- i. Evaluación RBI o clasificación de tuberías

Los requerimientos mínimos que debe contener un plan de inspección se mencionan en API 570 son los siguientes:

- a. Definir los tipos de inspección necesarios (ej., interna, externa, en curso, no intrusiva)
- b. Identificar la próxima fecha de inspección para cada tipo de inspección
- c. Describir los métodos de inspección y las técnicas de NDE
- d. Describir el alcance y las ubicaciones de inspección y NDE en CML
- e. Describir los requisitos de limpieza de superficies necesarios para la inspección y los exámenes para cada tipo de inspección
- f. Describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria (por ejemplo, tipo de prueba, presión de prueba, temperatura de prueba y duración)
- g. Describir cualquier reparación requerida si se conoce o se planificó previamente antes de la próxima inspección
- h. Describir los tipos de daños anticipados o experimentados en los sistemas de tuberías

- i. Definir la ubicación del daño esperado
- j. Definir cualquier acceso especial y preparación necesaria.

El plan de inspección puede o no existir en un solo documento, sin embargo, el contenido del plan debe ser fácilmente accesible desde los sistemas de datos de inspección.

3.1. MÉTODOS Y ENSAYOS NECESARIOS EN EL PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS

El plan de inspección propuesto se enfoca en la aplicación de técnicas y/o ensayos necesarios para determinar las velocidades de corrosión del circuito de proceso y determinar la vida remanente de la línea, para así minimizar o prevenir los niveles de riesgo, este plan se basa en la norma API 570 como se dijo anteriormente.

3.1.1. Ensayos no destructivos (END)

Los ensayos no destructivos son técnicas o procedimientos de pruebas a los materiales y componentes mecánicos para verificar la integridad interna y externa sin alterar sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Estas técnicas representan las herramientas más utilizadas para diagnosticar y determinar la capacidad de servicio de los equipos estáticos.

A continuación, se describen los ensayos no destructivos aplicados a la inspección de tuberías:

- a. Inspección visual (VT): es el método más sencillo y utilizado para la examinación no destructiva. Se basa principalmente en la identificación visual de defectos o signos visibles a simple vista. El uso de herramientas como lupas, espejos, boroscopios, calibres, reglas, etc. hacen que esta técnica será realizada de buena manera. Al mismo tiempo se requiere una buena iluminación para poder ejecutar el ensayo de una forma efectiva. En este caso la principal aplicación que tendrá esta técnica es para detectar la corrosión y daños de recubrimiento.
- b. Ultrasonido (UT): Es un método de inspección a través del ultrasonido, se centra en las emisiones de vibraciones mecánicas que se transmiten en un material, la

captación de ecos se produce cuando existe una discontinuidad volumétrica dentro del material. En este caso se utilizará para la medición de espesores.

3.1.2. Método de monitoreo de condición (CML's)

Este método consiste en designar áreas en un equipo o sistema de tuberías en donde se realizarán pruebas periódicamente, estas áreas asignadas pueden tener uno o más puntos de examinación, con el fin de identificar cambios significativos que usualmente indican fallas o variaciones, que se basan en los mecanismos de daños previstos

La ubicación de medición de espesor (TML) esta se realiza en este caso al sistema de tuberías en donde se toman mediciones de espesor, las CML pueden contener uno o más puntos de examen.

La ubicación de monitoreo de condición se establece en un área específica a lo largo del circuito de tuberías donde se realizan las inspecciones. La naturaleza de la CML varía según su ubicación en el circuito de tuberías. La asignación de CML deberá considerar el potencial de mecanismos de daño específicos del servicio.

Los sistemas de tuberías o circuitos de tuberías con velocidades de corrosión o corrosión localizada altas normalmente tendrán más CML's a inspeccionar y su frecuencia en tiempo será menor. Los espesores menores obtenidos en el área de inspección deberán ser documentados para luego establecer las frecuencias de las futuras inspecciones.

3.2. EVALUACIONES NECESARIAS PARA UN PLAN DE INSPECCIÓN DE UNA TUBERÍA

Luego de haber identificado los métodos y ensayos propuestos para el plan de inspección, es necesario establecer ciertos valores que son necesarios para llevar a cabo un buen plan de inspección.

3.2.1. Definir espesor requerido y espesor de alarma

Para el cálculo de espesor requerido de la tubería en uso, sirve como criterio, al momento de realizar la inspección porqué este indicara si se debe reemplazar y/o repararla, este cálculo se fundamenta en la fórmula de Barlow, en la cual se debe tener presente la presión de diseño, diámetro externo y esfuerzo admisible. Se debe ocupar la (Ecuación 42).

$$t = \frac{P D}{2 S E}$$

(Ecuación 42) Formula de espesor requerido mínimo en servicio

En este caso la aplicación es a una temperatura y presión baja, es por esto que los espesores requeridos a través de la fórmula de Barlow serán demasiado pequeños por lo que la resistencia estructural de la tubería sería insuficiente, es decir arriesga la resistencia a deformación debido a su propio peso, pandeo u otra falla estructural. En este caso la API RP 574 sugiere valores mínimos de resistencia estructural, en la siguiente tabla se pueden ver los valores.

Tabla 3-1 Espesor mínimo estructural recomendado

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

Fuente: API RP 574

Los valores recomendados en esta tabla se dieron originalmente para tubería de acero al carbono y acero de baja aleación, sin embargo, su uso puede extenderse a tubería de acero inoxidable.

Otro valor que se debe tener en cuenta es establecer un espesor mínimo de alerta con los valores del espesor de diseño de presión (Barlow), este valor debe ser establecido por el usuario. El espesor de alerta generalmente se ingresa en el programa de gestión de datos de la inspección realizada en la instalación, este espesor de alarma indica al inspector que es hora de evaluar la vida restante de la tubería. A esto se le puede incluir una evaluación de ingeniería detallada del espesor estructural mínimo, la evaluación ayuda en el desarrollo de planes de reparaciones futuros. Al momento de realizar un monitoreo de condición a través de un ensayo de ultrasonido, si se encuentra en ese momento con un espesor de alarma este activara una bandera para considerar el alcance y la gravedad en otras ubicaciones posibles debido al mecanismo de corrosión.

Debido a que los valores de espesor mínimo obtenidos por la fórmula de Barlow son muy pequeños, se debe utilizar el espesor mínimo estructural sugerido y el espesor de alarma en un 50% del espesor nominal. En la siguiente tabla se pueden observar estos valores.

Tabla 3-2 Espesores mínimos y de alerta según criterios de API RP 574

CIRCUITO	SERVICIO	MATERIAL	TIPO DE MATERIAL	ESPESOR NOMINAL [mm]	ESPESOR MÍNIMO [mm]	ESPESOR MÍN. ESTRUCTURAL [mm]	ESPESOR DE ALERTA [mm]
Estireno	ESTIRENO	A-106	ACERO AL CARBONO	5,49	0,20	2,0	2,8

Fuente: Creación propia

3.2.2. Definir frecuencia de inspección

En este caso los modos de fallos principales son la corrosión externa, corrosión interna. Los ensayos no destructivos como lo es el ultrasonido, será altamente eficaz para la medición de espesor y la frecuencia de inspección para de medición de espesor se sugerida según API 570.

El período entre las mediciones de espesor del CML o del circuito no deberá exceder la mitad de la vida restante recomendada o la máxima frecuencia recomendada. Cuando la vida restante es inferior a 4 años, la frecuencia de inspección puede ser la vida restante total, hasta 2 años.

Debido a que el circuito de tubería es nuevo, la frecuencia de inspección debería hacerse según los intervalos de la Tabla 3-3, esta tabla es obtenida a través de API 570.

Tabla 3-3 Máximos intervalos de inspección

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points ^a	3 years	By class
Soil to Air Interfaces ^b	—	By class

Fuente: API 570

Las líneas del circuito estireno son clase 1, y los monitoreos de condición a las TEE se realizará a través de puntos de inyección, es por esto por lo que se sugiere realizar un levantamiento inicial a no más de 3 años, para así estimar una línea base del comportamiento, y su tasa de corrosión.

Si se busca optimizar la frecuencia de las inspecciones y estas presentan un riesgo suficiente para la organización, se deben utilizar y llevar a cabo técnicas basadas en la evaluación de riesgos dentro del entorno operativo de la instalación.

3.2.3. Medición de espesor

La medición de espesor será mediante ultrasonido (UT), esta medición consiste en analizar el circuito e indicar que puntos deben ser monitoreados. En este caso el circuito estireno cuenta con 23 CML's, como se puede observar en la Figura 3-1.

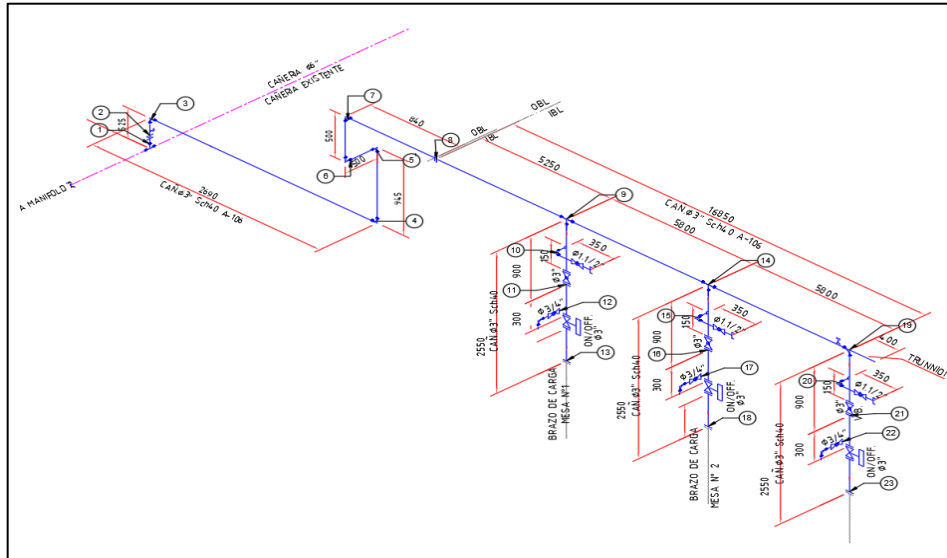


Figura 3-1 Isométrico circuito estireno

Fuente: Empresa portuaria chilena

La ubicación de medición de espesor (TML's) asociado para cada CML's, serán definidos los distintos tipos que existen los cuales son:

- a. TML's en recto/flange: Los puntos a medir en un tramo recto son cuando una tubería tiene una extensión superior a 6 m. En donde se ubican los CML's a una distancia de 6 m y se miden cuatro puntos como muestra la imagen.

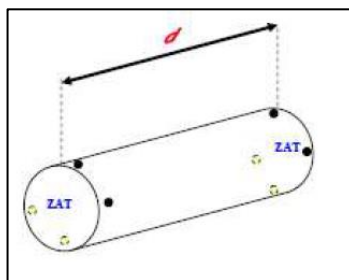


Figura 3-2 Sectores recomendados para medir espesores con TML's en recto/flange

Fuente: informe de la empresa

- b. TML's en codo: los puntos deben estar ubicados a 1" aproximadamente de la ZAT en un codo, considerando el lado de aguas abajo en los cordones de soldadura en los flanges, como se muestran en la imagen.

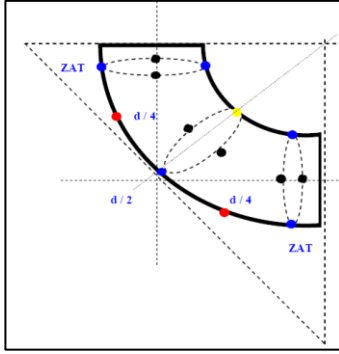


Figura 3-3 Medición de espesores en codo con TML's (criterios CML's)

Fuente: informe de la empresa

c. TML's en TEE

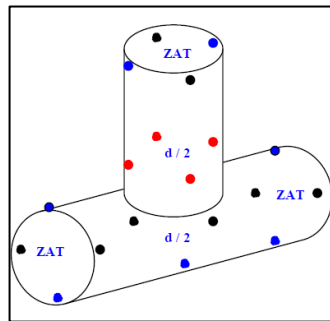


Figura 3-4 Medición de espesores en TEE con TML's (criterios CML's)

Fuente: informe de la empresa

d. TML's en reducción

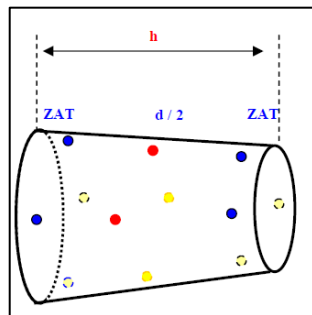


Figura 3-5 Medición de espesores en reducción con TML's (criterios CML's)

Fuente: Informe de la empresa

La siguiente tabla resume la numeración de cada TML's:

Tabla 3-4 Numeración para cada TML's

Numeración	Pipe	Codo	Tee	Reducción
1.0x	ZAT	ZAT	ZAT	ZAT
1.1x		d/4		
1.2x	d/3			
1.3x	d/2	d/2	d/2	d/2
1.4x	2d/3			
1.5x		3d/4		
1.6x	ZAT	ZAT	ZAT	ZAT
1.7x			d/2'	
1.8x			ZAT'	

Fuente: Informe de la empresa

3.3. PLANTILLA DE INSPECCIÓN PROPUESTA

Se creó una plantilla de inspección, la cual deben planificarse y programarse para que se pueda realizar un seguimiento del estado del equipo. La elaboración de la plantilla tiene como finalidad la gestión digital y además un registro en terreno de los datos. En el ANEXO E se puede observar la plantilla de inspección propuesta.

La planilla de inspección toma los datos del espesor original, de alarma y de retiro. El operario debería ingresar los datos medidos en terreno en la celda "actual" correspondiente al TML que esté midiendo.

Además, para lograr el propósito de una buena inspección, se utilizarán las guías otorgadas por el código API 581 que cataloga la efectividad del nivel de inspección en función de la técnica a utilizar (END) y la cobertura de éstas en el equipo. Cada inspección irá focalizada para mitigar cada uno de los mecanismos que repercute en los factores de daño identificados previamente. El detalle de la efectividad de inspección que será para adelgazamiento general, localizado, como se encuentran descritas en los ANEXO C y ANEXO D Estas guías se utilizarán en conjunto con las planillas de inspección para que la inspección sea más efectiva.

CONCLUSIÓN

Se realizó un exhaustivo estudio de gestión y valoración de riesgos en el circuito de estireno de una planta industrial, utilizando la metodología RBI (Inspección Basada en Riesgos). Mediante la recopilación de datos relevantes y la aplicación de técnicas de evaluación, se determinó el nivel de riesgo asociado a las tuberías y se desarrollaron medidas de mitigación adecuadas.

Se identificaron los mecanismos de daño más recurrentes, como corrosión, agrietamiento y daños mecánicos y metalúrgicos. En este caso, se enfocó en los mecanismos de corrosión interna y externa, analizando la probabilidad de falla y las consecuencias asociadas. Según los datos disponibles y los criterios de diseño, se evaluó la probabilidad de falla, concluyendo que el circuito de estireno presentaba un riesgo bajo.

Por lo tanto, se recomienda implementar un programa de mantenimiento basado en los requisitos mínimos establecidos por API 570, centrado en la inspección periódica de las tuberías y en la monitorización de la tasa de desgaste del material. Esto permitirá determinar el mecanismo de deterioro, predecir reparaciones o reemplazos futuros y evitar la pérdida de contención, mejorando la seguridad operativa y reduciendo los costos de mantenimiento.

Además, se propuso un plan de inspección detallado que incluye técnicas de ensayos no destructivos y el establecimiento de puntos de monitoreo de condición a lo largo del circuito de tuberías. Estas medidas proporcionarán información valiosa sobre la condición física de las tuberías, la velocidad de deterioro y los posibles mecanismos de daño, facilitando la toma de decisiones informadas.

En resumen, este estudio ha permitido evaluar y gestionar de manera efectiva los riesgos asociados a las tuberías en el circuito de estireno de la planta industrial, estableciendo un enfoque proactivo para mantener su integridad, minimizar los riesgos operativos y garantizar un entorno seguro de trabajo. No obstante, se recomienda realizar evaluaciones periódicas y ajustar las medidas de mitigación en función de la evolución de la planta y los cambios en las condiciones operativas.

Este estudio sienta las bases para una gestión continua de riesgos y un mantenimiento efectivo de las tuberías, lo que contribuirá a una mayor confiabilidad operativa, una reducción de los costos y la protección del medio ambiente y la seguridad de las personas. A través de la propuesta de un plan de inspección basado en riesgos, se optimizarán los recursos asociados a las inspecciones del circuito de estireno, extendiendo los intervalos de inspección y comprendiendo los factores que contribuyen a la probabilidad de que el equipo no cumpla su función principal.

BIBLIOGRAFÍA

[1] American Petroleum Institute, 2016, RP 580 *Risk-based Inspection*, 3ra edición, Washington D.C.

[2] American Petroleum Institute, 2020, RP 581 *Risk-based Inspection Methodology*, 3ra edición, Washington D.C.

[3] American Society of Mechanical Engineers, 2008, RP *Inspection Planning using Risk Based Methods*, New York.

[4] Det Norske Veritas, 2010, RP *Risk based Inspection of Offshore topsides static Mechanical equipment*.

[5] American Petroleum Institute, 2012, RP 57 *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*, 2da edición, Washington D.C.

ANEXOS

ANEXO A

“Mecanismo de daños según API 581”

ítem	Mecanismo	Descripción	Factores Críticos	Morfología del defecto	APLICA
1	Corrosión Externa (Componente Ferrítico)	Interacción del material de fabricación del componente (Generalmente acero al carbono y de baja aleación) con el ambiente en contacto con la superficie externa. Las reacciones externas de corrosión son de tipo electroquímico y producen la conversión del metal a un compuesto tipo óxido, hidróxido o sal, perdiendo sus características metálicas. Puede o no formar una capa de productos de corrosión.	Presencia de agentes corrosivos en el suelo, tales como sales, ácidos, bases, materia orgánica, oxígeno, humedad, pH, temperatura, presencia de bacterias, falla de la protección catódica o del recubrimiento.	Pérdida de espesor uniforme o localizada.	SI
2	Corrosión bajo Aislamiento (Componente Ferrítico)	Interacción del material de fabricación con el fluido de trabajo y sus contaminantes. Las reacciones de corrosión interna son de tipo químico o electroquímico e interactúan con el patrón de flujo, provocando la disolución del metal. Puede o no formar una capa de productos de corrosión.	Presencia de agua líquida o vapor y de contaminantes como CO ₂ , H ₂ S, NaCl, pH, Temperatura, falta o poca eficiencia de inhibidores, régimen de flujo.	Pérdida de espesor uniforme o localizada.	NO
3	Corrosión Interna	Pérdida de metal por el contacto de metales disimilares (en la serie galvánica), es decir un metal activo, que es el que se corroe y un metal noble, que no se corroe.	Magnitud de la diferencia de potencial galvánico. Relación de área catódica vs anódica. Temperatura y conductividad del electrolito.	Pérdida de espesor localizada.	NO
4	Corrosión Galvánica	Pérdida de metal por el impacto o roce de partículas sólidas en el fluido transportado. En equipos de proceso de gas la erosión puede ser causada por gotas de líquido a gran velocidad. Interactúa con la corrosión interna.	Dureza y tamaño de partículas, velocidades de flujo, turbulencia o formación de remolinos o vórtices.	Pérdida de espesor uniforme o localizada.	NO
5	Erosión (Adelgazamiento)	Pérdida de metal por el contacto o roce con cuerpos sólidos que se mueven con velocidades y direcciones diferentes.	Dureza y área de contacto, velocidad relativa, lubricación.	Pérdida de espesor uniforme o localizada.	NO
6	Abrasión				

7	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)	Formación y crecimiento de grietas, en forma de colonias o grietas ramificadas, causada por la interacción de esfuerzos, un ambiente moderadamente corrosivo y un material susceptible.	Niveles de esfuerzo, presencia de agentes corrosivos como sales, ácidos, bases, oxígeno, humedad, pH, temperatura, presencia de bacterias, falla de la protección catódica, defectos del recubrimiento o baja eficiencia de inhibidores. Contenido de aleantes y dureza del material.	Grietas conectadas a la superficie interna o externa, en forma aislada o en colonias. Puede ocurrir en el metal base o en soldaduras	NO
8	Fatiga Mecánica	Formación y crecimiento de grietas por esfuerzos cíclicos o fluctuantes. El esfuerzo debe ser mayor que el límite de fatiga del material. Interactúa con la corrosión, la temperatura y el SCC. Es acelerada por corrosión, concentradores de esfuerzo y daño metalúrgico.	Amplitud de esfuerzos, frecuencia de vibración, sobrecarga y corrosión. Presencia de concentradores de esfuerzo, deformación en frío, acabado superficial.	Grietas finas y largas en el metal base o en soldaduras. Puede ocurrir en abolladuras y zonas deformadas en frío.	NO
9	Agrietamiento por hidrógeno.	Formación y crecimiento de grietas por la absorción de hidrogeno producido por una reacción de corrosión, electrólisis o disociación térmica del agua. El hidrógeno es absorbido por el metal, formando grietas que se desarrollan como ampollas o laminaciones (HIC), o puede interactuar con el SCC y producir agrietamiento radial, conocido como SOHIC.	Presión parcial y contenido de H ₂ S, humedad, temperatura. Contenido de Azufre y de inclusiones no metálicas en el acero	Ampollas y laminaciones por HIC. Grietas conectadas a la superficie por SOHIC.	NO
10	Fragilización	Pérdida de la tenacidad a la fractura que incrementa el riesgo de fractura frágil. Puede ocurrir por absorción de hidrógeno, alteración metalúrgica o por temperaturas debajo de la transición dúctil-frágil.	Temperatura baja, presencia de hidrógeno en la atmósfera. Enfriamiento rápido, fragilizado por revenido entre 400 y 450°C del acero. Alta humedad en electrodos.	No produce defecto, incrementa tendencia a fractura frágil.	NO
11	Alteración metalúrgica	Modificación de la microestructura normal de recocido o normalizado, para formar segundas fases nocivas, crecimiento de grano, cavitación o precipitación en límites de grano o micro fisuras. La alteración metalúrgica requiere de ciclos de calentamiento a alta temperatura y/o enfriamiento brusco, como ocurre en los procesos de soldadura y en incendios.	Temperatura alta, tiempo de permanencia a alta temperatura, velocidad de enfriamiento. Contenido de carbono y de elementos aleantes (Cr, Mo, Mn, V, Ti, Cu, Ni).	No produce defectos.	NO
12	Alteración geométrica	Cambio en la geometría y dimensiones resultado de sobre esfuerzos, cargas excesivas o fuerzas externas que superan el límite de cedencia del material. también puede ocurrir por una construcción incorrecta o mal diseño.	Niveles de esfuerzo, magnitud de la fuerza aplicada, área de aplicación de la fuerza. Resistencia mecánica del material. Relación entre la forma y el punto de aplicación de la carga.	Abolladuras, pliegues, ovalamiento, distorsión, desalineamiento y pérdidas de simetría.	NO

ANEXO B

“Encuesta para cálculo de factor de gerenciamiento”

1.- Liderazgo y Administración		Puntaje posible	Puntaje Real
1.1	¿La organización a nivel corporativo o local tiene una declaración de política general que refleja el compromiso de la gerencia a la gestión de la seguridad de procesos, resaltando los asuntos relacionados a seguridad y control de pérdidas?	10	9
1.2	¿Está la política general		
	a.- Contenida en manuales?	2	1
	b.- Publicitada en varios lugares de la planta?	2	1
	c.- Incluida como parte de todos los folletos de reglas?	2	1
	d.- Mencionada en los programas de capacitación?	2	1
	e.- Usada de otras maneras (describirlo)?	2	1
1.3	¿Están las responsabilidades de seguridad de los procesos y asuntos de salud claramente definidos en la descripción del trabajo de cada gerente?	10	8
1.4	¿Se establecen objetivos anuales para todo el personal gerencial, en el área de salud y seguridad de procesos, y son incluidas como una consideración importante en sus evaluaciones de desempeño anuales?	15	13
1.5	¿Qué porcentaje del equipo gerencial ha participado en un curso de capacitación formal, o conferencias o seminarios sobre Gestión de Seguridad de Procesos en los últimos tres años?	10	5
1.6	¿Existe un Comité de Seguridad o su Equivalente?	5	5
1.6	a.- ¿Representan los integrantes del comité un "corte diagonal" de la organización?	5	5
	b.- ¿El comité sesiona regularmente y documenta si las recomendaciones realizadas se implementan?	5	5
Total		70	55

2.- Información sobre Seguridad de los Procesos		Puntaje posible	Puntaje Real
2.1	¿Hay Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS) para todas las sustancias químicas usadas en cada unidad?	5	5
	a.- ¿Está listado el máximo inventario en planta para cada una de estas sustancias?	2	2
	b.- ¿Está la información disponible para el personal de operaciones y mantenimiento, y contratistas de la unidad?	2	2
	c.- ¿Están los efectos peligrosos, si existen, de la mezcla inadvertida de los materiales claramente establecidas en los procedimientos operativos estándar, y enfatizados en los programas de capacitación de los operadores?	2	2
2.2	¿Existen procedimientos de control de calidad, y se practican para asegurar que los materiales cumplen las especificaciones cuando son recibidos y utilizados?	10	8
2.3	¿Existe información escrita actualizada, y fácilmente disponible, que:		
	a.- Resuma la química de los procesos?	3	3
	b.- Liste los límites de seguridad superior e inferior para ítems tales como temperaturas, presiones, flujos y composiciones?	3	3
	c.- ¿Establezca las consecuencias, relacionadas con la seguridad, de desviaciones a estos límites?	3	3
2.4	¿Existen diagramas de proceso de bloques o simplificados para ayudar a que el operador entienda el proceso?	5	5
2.5	¿Existen P&ID (DTI 's) disponibles para todas las unidades en sitio?	10	10
2.6	¿Existen documentos demostrando que todos los equipos de la unidad fueron diseñados y fabricados de acuerdo con todos los códigos, normas y prácticas recomendadas de la buena ingeniería?	8	8
2.7	- ¿Se han identificado todos los equipos en la unidad que fueron diseñados y fabricados de acuerdo con todos los códigos, normas y prácticas que ya no son de uso general?	4	4
	- ¿Se ha documentado que el diseño, mantenimiento, inspección y ensayo de tales equipos permitirá que sean operados de forma segura?	4	4
2.8	¿Se han compilado registros para cada equipo de proceso, en los que se incluya todo lo siguiente?		
	a.- Material de Construcción	1	1
	b.- Códigos y normas de diseño	1	1
	c.- Clasificación eléctrica	1	1
	d.- Diseño y bases del diseño del sistema de alivio	1	1
	e.- Diseño del sistema de ventilación	1	1
	f.- Sistemas de seguridad, ¿incluyendo sistemas de bloqueo, detección y supresión?	1	1
2.9	¿Existen procedimientos en sitio que aseguren que cada individuo con responsabilidad para el manejo de un proceso tiene conocimiento de la información de seguridad del proceso correspondiente a sus responsabilidades?	5	5
2.10	¿Se mantiene como referencia en la planta una compilación de toda la información de seguridad de procesos arriba mencionada? Los elementos individuales de la información pueden estar en distintas formas y lugares, pero la compilación debe confirmar la existencia y localización de cada elemento.	8	8
Total		80	78

3.- Análisis de Peligros de Proceso		Puntaje posible	Puntaje Real
3.1	¿Qué porcentaje de todas las unidades de proceso que utilicen productos peligrosos han tenido un Análisis de Peligros de Proceso (APP) formal en los últimos cinco años?	10	5
3.2	¿Se ha establecido algún orden de prioridad para realizar futuros APP?	5	5
	¿Para fijar las prioridades, se han considerado los siguientes factores?		
	a.- La cantidad de materiales, tóxicos, inflamables o explosivos en el sitio.	1	1
	b.- El nivel de toxicidad o reactividad de los materiales.	1	1
	c.- La cantidad de gente en las inmediaciones de la planta, incluyendo tanto dentro como fuera de la misma.	1	1
	d.- Complejidad del proceso.	1	1
3.3	e.- Condiciones operativas severas o condiciones que puedan producir corrosión o erosión.	1	1
	¿En los APP realizados hasta la fecha, se ha considerado:		
	a.- Los peligros del proceso?	2	2
	b.- Una revisión de los informes de accidente/incidente de la unidad para identificar incidentes previos que tengan potencial para producir consecuencias catastróficas?	2	2
	c.- Controles de ingeniería y administrativos aplicables a los peligros y sus interrelaciones?	2	2
	d.- Consecuencias de la falla de los controles de ingeniería y administrativos?	2	2
	e.- Localización de la planta?	2	2
	f.- Factores humanos?	2	2
g.- Una evaluación cualitativa de los efectos posibles sobre la seguridad y la salud de una falla?	2	2	
3.4	Basado en el APP más recientemente realizado:		
	a.- ¿Era el líder del equipo experimentado en la técnica empleada?	3	3
	b.- ¿Había recibido el líder del equipo una capacitación formal en la técnica empleada?	3	3
	c.- ¿Era al menos un miembro del equipo experto en el proceso analizado?	3	3
	d.- ¿Estaban todas las disciplinas apropiadas representadas en el equipo, o convocadas cuando era necesario en el análisis?	3	3
	e.- ¿Era al menos un miembro del equipo una persona que no participó del diseño original de la planta?	3	3
3.5	¿Existe un sistema formal en sitio para atender rápidamente los hallazgos y recomendaciones de un APP para asegurar que los mismos se resuelven en un tiempo adecuado y que la solución se documenta?	8	6
	a.- Si es así, ¿se fijan cronogramas para la implementación?	3	1,5
	b.- ¿Requiere el sistema que las decisiones relativas a las recomendaciones del APP y el estado de la implementación, sea comunicado a todo el personal de operaciones, mantenimiento o cualquier otro, que puedan estar afectados?	3	3
3.6	¿Es la metodología usada en los APP anteriores y en los APP futuros, apropiada para la complejidad de los procesos?	10	10
3.7	¿Son los APP liderados por una persona entrenada en los métodos usados?	12	12
3.8	Basado en los APP recientemente realizados, ¿son las velocidades de análisis apropiadas para la complejidad de los sistemas analizados? (típicamente, 2-4 DTI's de complejidad media pueden ser analizados por día).	10	9
3.9	Después que los peligros del proceso se han identificado, ¿se han evaluado las posibilidades y consecuencias de los escenarios de falla usando técnicas cualitativas o cuantitativas?	5	2
Total		100	87,5

4.- Gerencia del Cambio		Puntaje posible	Puntaje Real
4.1	¿Tiene la planta un procedimiento escrito de Gestión de los Cambios que deba ser usado siempre que se agregan nuevas facilidades o se hacen cambios a algún proceso?	9	9
	¿Hay procedimientos de autorización claramente establecidos y a un nivel apropiado?	5	5
4.2	¿Los siguientes tipos de cambios invocan en el procedimiento de Gestión de Cambios?		
	a.- Cambios físicos en la planta, que no sean reemplazos (expansiones, modificaciones de equipos, revisiones de sistemas de alarma o instrumentos, etc.)	4	4
	b.- Cambios en los productos químicos de proceso (alimentación, catalizadores, solventes, etc.)	4	4
	c.- Cambios en condiciones de proceso (temperaturas de operación, presiones, tasas de producción, etc.)	4	4
	d.- Cambios significativos en procedimientos de operación (secuencias de arranque o parada, cantidad o responsabilidad del personal, etc.)	4	4
4.3	¿Se entiende claramente en la planta qué constituye un "cambio temporal"?	5	5
	a.- ¿La gestión del cambio maneja cambios temporales tan bien como cambios permanentes?	4	4
	b.- ¿Se hace un seguimiento de los ítems instalados como temporales, para asegurar que son quitados después de un tiempo razonable, o son reclasificados como permanentes?	5	5
4.4	¿Requiere específicamente el procedimiento de gestión de cambios las siguientes acciones siempre que se hace un cambio a un proceso?:		
	a.- Requiere un APP apropiado para la unidad.	3	3
	b.- Actualizar todos los procedimientos operativos afectados.	3	3
	c.- Actualizar los programas de mantenimiento afectados y los cronogramas de inspección.	3	3
	d.- Modificar los P&IDs (DTI's), límites operativos, Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS), y cualquier otra información de seguridad de proceso afectada.	3	3
	e.- Notificar a todos los empleados de proceso y mantenimiento que trabajan en el área del cambio, y entrenarlos si es requerido.	3	3
	f.- Notificar a los contratistas afectados por el cambio.	3	3
	g.- Revisar el efecto del cambio propuesto en todas las facilidades separadas pero relacionadas aguas arriba y aguas abajo.	3	3
4.5	Cuando se hacen cambios en el proceso o en procedimientos operativos, ¿hay procedimientos escritos que requieran que el impacto de estos cambios en los equipos y materiales de construcción se revise para determinar si pueden causar un aumento en la velocidad de deterioro o falla, o producirán mecanismos de falla diferentes en los equipos del proceso?	10	5
4.6	Cuando se reemplazan o mantienen los equipos o materiales de fabricación, ¿hay algún sistema para revisar formalmente cambios metalúrgicos para asegurar que el nuevo material es adecuado para el proceso?	5	1
Total		80	71

5.- Procedimientos Operacionales		Puntaje posible	Puntaje Real
5.1	¿Hay procedimientos operativos escritos disponibles para el personal de operaciones y mantenimiento en todas las unidades?	10	10
	¿Definen claramente los procedimientos operativos el cargo de la persona responsable por la operación de cada área aplicable?	5	5
5.2	¿Están las siguientes condiciones operativas cubiertas en todos los Procedimientos Operativos estándar?		
	a.- Arranque inicial.	2	2
	b.- Operación normal y de emergencia.	2	2
	c.- Parada normal.	2	2
	d.- Parada de emergencia.	2	2
	e.- ¿Está definido el cargo de la persona que puede iniciar estos procedimientos?	2	2
	f.- Pasos requeridos para corregir o evitar desvíos de los límites de operación, y consecuencias de los desvíos.	2	2
	g.- Arranque después de un mantenimiento general.	2	2
h.- Sistemas de seguridad y sus funciones.	2	2	
5.3	¿Están las siguientes consideraciones sobre seguridad y salud tratadas en todos los Procedimientos para las sustancias químicas usadas en el proceso?		
	a.- Propiedades y peligros presentados de las sustancias químicas.	3	3
	b.- Precauciones necesarias para prevenir la exposición, incluyendo los controles y equipos de protección personal.	4	4
	c.- Medidas de control a ser tomadas si ocurre el contacto físico.	3	3
5.4	¿Están los Procedimientos escritos de forma clara y concisa para asegurar su comprensión efectiva y promover el compromiso de los usuarios?	10	10
5.5	¿Hay procedimientos adecuados para transferir/delogar información entre turnos?	10	10
5.6	¿Con qué frecuencia se revisan y actualizan formalmente los Procedimientos para asegurar que reflejan las prácticas actuales? (seleccionar uno)		
	- Al menos anualmente, o cuando ocurren los cambios.	11	6
	- Cada dos años.	6	
	- Solo cuando ocurren grandes cambios en los procesos.	3	
- No se ha establecido una programación.	0		
5.7	¿Con qué frecuencia se realiza una evaluación del nivel de cumplimiento con los procedimientos operativos escritos? (seleccionar uno)		
	- Cada 6 meses.	8	2
	- Anualmente.	4	
	- Cada 3 años.	2	
- No se ha hecho.	0		
Total		80	69

6.- Prácticas de Trabajo Seguro		Puntaje posible	Puntaje Real
6.1	¿Se han desarrollado e implementado prácticas de trabajo seguras para los empleados y contratistas, para controlar los peligros durante operación y mantenimiento, incluyendo:		
	a.- Trabajos en Caliente?	2	2
	b.- Procedimiento para abrir una línea?	2	2
	c.- Bloqueo o desincorporación de Equipos?	2	2
	d.- Entrada en espacios confinados?	2	2
	e.- Apertura de equipos de proceso o tuberías?	2	2
	f.- Entrada a una instalación por personal de mantenimiento, ¿contratistas, laboratorio u otro personal de apoyo?	2	2
	g.- Entrada de vehículos?	2	2
	h.- Uso de grúas?	2	2
	i.- Uso de materiales especialmente peligrosos (tóxicos, radioactivos, ¿etc.)?	2	2
j.- Inspección o mantenimiento de equipos en operación?	2	2	
6.2	¿Requieren todas las prácticas de trabajo seguro listadas en la pregunta 1 un formulario de autorización o permiso de trabajo antes de iniciar la actividad?	10	10
6.3	Si es así, ¿se incluyen los aspectos siguientes en el procedimiento de permiso?:		
	a.- Formularios que cubren adecuadamente el tema.	1	1
	b.- Instrucciones claras denotando la cantidad de copias y quién recibe cada copia.	1	1
	c.- Autoridad requerida para la emisión.	1	1
	d.- Procedimiento de liberación al terminar el trabajo.	1	1
e.- Procedimiento para la extensión o reemisión después de un cambio de turno.	1	1	
6.4	¿Hay una capacitación formal para las personas que emiten los permisos arriba mencionados?	10	10
6.5	¿Se entrena al personal afectado en los requerimientos de permiso y procedimientos arriba mencionados?	10	10
6.6	¿Con que frecuencia se hace una evaluación independiente (p.ej. por el Dpto. de Seguridad o grupo similar), con los resultados comunicados gestión apropiada, para determinar el grado de cumplimiento con los requerimientos de los permisos de trabajo y procedimientos especializados para las mayores unidades dentro de la organización? (seleccionar uno): - Cada 3 meses. - Cada 6 meses. - Anualmente. - No se ha hecho.	7 4 2 0	7
6.7	¿Hay un procedimiento que requiera que todos los permisos y reglas de trabajo sean formalmente revisados al menos cada tres años y actualizados cuando sea necesario?	10	10
	¿Indican los registros que estas revisiones son realizadas de acuerdo con lo planificado?	5	5
6.8	¿Se han realizado evaluaciones para determinar si los ambientes de trabajo están de acuerdo con los estándares de ergonomía?	4	2
	¿No se encontraron deficiencias en las evaluaciones anteriores, o de haber alguna, está siendo corregida?	4	4
Total		85	83

7.- Capacitación		Puntaje posible	Puntaje Real
7.1	¿Hay un procedimiento escrito que defina la capacitación en procedimientos de seguridad, prácticas de trabajo, etc., que un recién empleado ha de recibir?	10	10
7.2	¿Hay un procedimiento escrito que defina la cantidad y contenido de la capacitación específica en sitio, además de la capacitación general indicada en la pregunta 1, que un empleado recién asignado a un cargo de operación debe recibir antes de asumir sus responsabilidades?	10	10
7.3	¿Requiere el procedimiento descrito en la pregunta 2 que la capacitación incluya lo siguiente?:		
	a.- Una descripción general del proceso y sus riesgos específicos para la seguridad y salud.	3	3
	b.- Capacitación en todos los procedimientos operativos.	3	3
	c.- Capacitación en procedimientos de emergencias.	3	3
	d.- énfasis en temas relacionados con la seguridad, tales como permisos de trabajo, importancia de los bloqueos y otros sistemas de seguridad, etc.	3	3
	e.- Prácticas de trabajo seguras.	3	3
	f.- Habilidades básicas adecuadas.	3	3
7.4	Cuando se completa la capacitación formal del personal de operaciones, ¿qué método se usa para verificar que el empleado ha entendido la información presentada? (Elegir uno)		
	a.- Ensayos de desempeño, seguidos por una observación documentada.	10	
	b.- Ensayos de desempeño solamente.	7	7
	c.- Opinión del instructor.	3	
	d.- No hay verificación.	0	
7.5	¿Con qué frecuencia se le da a los empleados de operaciones una capacitación formal de refrescamiento? (Elegir uno)		
	a.- Al menos una vez cada tres años.	10	
	b.- Sólo cuando hay cambios importantes de procesos.	5	5
	c.- Nunca.	0	
7.6	¿Cuál es la cantidad promedio de capacitación dada a cada empleado de operaciones por año, promediado a todos los cargos? (Elegir uno)		
	a.- 15 días/año o más.	10	
	b.- 11 a 14 días/año.	7	
	c.- 7 a 10 días/año.	5	5
	d.- 3 a 6 días/año.	3	
	e.- Menos de 3 días/año.	0	
7.7	¿Se ha utilizado un método sistemático (p.ej. evaluación de los empleados, análisis de trabajos, etc.) para identificar las necesidades de capacitación de todos los empleados de la planta, incluyendo los programas de capacitación referidos en las preguntas 1 y 2?	4	4
	a.- ¿Se han establecido programas de capacitación para las necesidades identificadas?	4	4
	b.- ¿Las necesidades de capacitación se revisan y actualizan periódicamente?	4	4
7.8	¿Se han incorporado los siguientes aspectos en el programa formal de capacitación de la planta?:		
	a.- Las calificaciones de los instructores se han establecido y se han documentado para cada uno de ellos.	5	3
	b.- Se usan planes escritos de muestra que han sido revisados y aprobados para asegurar que el tema se cubre totalmente.	5	2
	c.- Se usan ayudas y simuladores, cuando corresponde, para permitir una capacitación "aprendiendo - haciendo".	5	1
	d.- Se mantienen registros para cada empleado conteniendo la fecha de capacitación y los medios utilizados para verificar que haya sido entendido.	5	2
Total		100	75

8.- Integridad Mecánica		Puntaje posible	Puntaje Real
8.1	¿Existe un plan de inspección para la unidad que incluya los siguientes elementos?:		
	a.- ¿Se han identificado todos los equipos que necesitan inspección?	2	2
	b.- ¿Se han asignado las responsabilidades para realizar las inspecciones?	2	2
	c.- ¿Se han establecido las frecuencias de inspección?	2	2
	d.- ¿Se han especificado los métodos y lugares a inspeccionar?	2	2
	e.- ¿Se han definido los requisitos de los informes de inspección?	2	2
8.2	¿Incluye el plan de inspección referido en la pregunta 1 un programa de inspección visual externa de todas las unidades de proceso?	2	2
	a.- ¿Se han considerado todos los factores siguientes en el programa de inspección visual: las condiciones de la superficie externa del equipo, aislamiento, pintura/recubrimiento, soportes y accesorios, y la identificación de daños mecánicos, corrosión, vibración, fugas, o componentes o reparaciones defectuosas?	1	1
	b.- Basado en el plan de inspección mencionado en la pregunta 1, ¿reciben todos los recipientes a presión la inspección visual externa al menos cada 5 años?	2	2
	c.- Basado en este plan de inspección, ¿reciben todos los sistemas de Tuberías que manejan productos inflamables, volátiles, ácidos y cáusticos, y otros materiales similares, una inspección visual externa al menos cada 5 años?	2	2
8.3	Basado en el plan de inspección, ¿reciben todos los recipientes a presión una inspección interna o detallada usando procedimientos de ensayos no destructivos apropiados al menos cada 10 años?	5	3
8.4	¿Se ha revisado cada ítem de los equipos de proceso, por personal apropiado, para identificar las causas probables de deterioro o falla?	5	4
	a.- ¿Ha sido usada esta información para establecer el método, lugares y frecuencias de inspección y el programa de mantenimiento preventivo?	1	1
	b.- ¿Se han establecido límites a los defectos, basado en consideraciones de adecuación al servicio?	1	1
8.5	¿Existe un programa formal para la medición de espesores de Tuberías y de recipientes?	3	3
	a.- Cuando se eligen los lugares para las mediciones de espesores:		
	1.- ¿Es un factor importante la posibilidad y las consecuencias de la falla?	1	1
	2.- ¿Se considera la posibilidad de erosión y corrosión localizada?	1	1
	b.- ¿Están claramente marcados los lugares para la medición de espesores en planos de inspección y sobre el recipiente o Tubería para permitir mediciones repetitivas en el mismo lugar?	2	2
	c.- ¿Están actualizadas las mediciones de espesores?	2	2
	d.- ¿Se utilizan los resultados para predecir la vida remanente y ajustar la frecuencia futura de la inspección?	2	1
8.6	¿Se ha establecido la presión máxima de trabajo admisible (MAWP) para todos los sistemas de Tuberías, usando los códigos aplicables y las condiciones operativas actuales?	3	3
	¿Se actualizan los cálculos de la MAWP después de cada medición de espesores, utilizando los últimos espesores de pared y velocidades de corrosión?	2	1
8.7	¿Hay un procedimiento escrito que requiera un nivel adecuado de revisión y autorización antes de cualquier cambio en las frecuencias de inspección o métodos de ensayo?	5	2

8.8	¿Se han desarrollado listas de chequeos adecuadas, y se las está usando?	3	3
	¿Se las revisa y actualiza periódicamente, a medida que los equipos o procesos cambian?	2	2
8.9	¿Se documentan inmediatamente todas las inspecciones, ensayos y reparaciones realizadas sobre los equipos de proceso? ¿Incluye la documentación la siguiente información? a.- La fecha de la inspección. b.- El nombre de la persona que realizó la inspección. c.- Identificación del equipo inspeccionado. d.- Una descripción de la inspección o ensayo. e.- El resultado de la inspección. f.- Las recomendaciones resultantes de la inspección. g.- Fecha y descripción del mantenimiento realizado.	3 3	3 3
8.1	¿Hay un procedimiento escrito que requiera que todas las deficiencias de equipos de proceso encontradas en una inspección sean corregidas de forma segura y en tiempo, y que sean seguidas para asegurar su concreción?	5	0
0	a.- ¿Se usa algún sistema para ayudar a determinar las prioridades? b.- Si se encontraran defectos, ¿se basan las decisiones de continuar operando el equipo en evaluaciones de ingeniería tal como adecuación para el servicio?	1 2	0 0
8.1	¿Existe un archivo central completo, actualizado, para toda la información e informes del programa de inspección?	3	3
1	¿Está la información disponible para todos los que trabajan con el proceso?	2	2
8.1	¿Se han entrenado todos los empleados que trabajan en la inspección y mantenimiento de los equipos de proceso sobre el proceso y sus peligros?	5	5
8.1	¿Se han entrenado todos los empleados que trabajan en inspección y mantenimiento de los equipos de proceso en todos los procedimientos aplicables a su trabajo, para asegurar que lo pueden realizar de forma segura y efectiva?	3	3
3	Al completar la capacitación descrita arriba, ¿se usan métodos formales para verificar que los empleados entienden lo que les enseñaron?	2	1
8.1	¿Están los inspectores certificados de acuerdo a las normas y códigos industriales? (p.ej. API 510, 570 y 653)	5	2
4	¿Se realizan programas de capacitación para empleados de contratistas, cuando se requieren habilidades especiales o técnicas propias de la planta para realizar el trabajo en forma segura?	5	5
8.1	¿Se ha establecido un cronograma para la inspección o prueba de todas las válvulas de alivio de la planta?	3	2
6	a.- ¿Se está cumpliendo con el cronograma? b.- ¿Se documentan todas las inspecciones y reparaciones? c.- ¿Se hacen todas las reparaciones por personal entrenado y experimentado en mantenimiento de válvulas de alivio?	1 1 1	1 1 1

8.1 7	¿Cumple el programa de mantenimiento preventivo los siguientes criterios?		
	a.- Todos los ítems críticos para la seguridad, y otros componentes importantes, tales como equipos rotativos y armarios eléctricos, están específicamente considerados.	1	1
	¿ usan listas de chequeo y hojas de inspección.	1	1
	trabajo se completa a tiempo.	1	0
	d.- El programa se modifica continuamente basado en la realimentación de la inspección.	1	1
	e.- Las reparaciones se identifican, siguen y completan como resultado del programa de mantenimiento preventivo.	1	1
8.1 8	¿Tiene la planta un programa de aseguramiento de la calidad para la construcción y el mantenimiento que asegure que:		
	¿ usen los materiales de construcción adecuados?	1	1
	¿s procedimientos de fabricación e inspección son adecuados?	1	1
	¿s equipos son mantenidos de acuerdo a los códigos y normas?	1	1
	¿s bridas se arman y ajustan adecuadamente?	1	1
	e.- Los materiales de reemplazo y mantenimiento son adecuadamente especificados, inspeccionados y almacenados?	1	1
8.1 9	¿Existe un registro permanente y progresivo para todos los recipientes a presión que incluya todo lo siguiente?:	5	4
	¿iformes de datos del fabricante y otros registros pertinentes.		
	¿úmero de identificación del recipiente.		
	¿ormación de la válvula de alivio.		
	d.- Resultados de todas las inspecciones, reparaciones, alteraciones, o recertificaciones que han sido realizadas.		
8.2 0	Existe algún sistema en sitio, como requisitos escritos, firmado por el supervisor, de manera que se asegure que todas las reparaciones o alteraciones realizadas sobre cualquier recipiente a presión o sistema de Tuberías sea realizado de acuerdo al código con el que fue fabricado, o con el código de inspección y reparación en servicio?	5	2
Total		120	94

9.- Revisión de Seguridad Previo al Arranque		Puntaje posible	Puntaje Real
9.1	¿Requiere la política de la empresa un Análisis de Peligros de Proceso en la fase conceptual o de Diseño de todos los proyectos de desarrollo, construcción o grandes modificaciones?	10	10
9.2	¿Existe un procedimiento escrito que requiera que todos los ítems siguientes hayan sido cumplidos antes del arranque de una nueva unidad o de una significativamente modificada? a.- Se han emitido procedimientos operativos escritos. b.- Se ha completado la capacitación de todo el personal involucrado en el proceso. c.- Existen procedimientos en sitio adecuados para mantenimiento, inspección, seguridad y emergencia. d.- Se han completado todas las recomendaciones resultantes del Análisis de Peligros del Proceso.	10	10
9.3	¿Hay un procedimiento escrito que requiera que todos los equipos sean inspeccionados antes del arranque para confirmar que han sido instalados de acuerdo con las especificaciones de diseño y las recomendaciones del fabricante?	10	8
	a.- ¿Requiere el procedimiento informes formales de inspección en etapas apropiadas de la fabricación y construcción?	5	4
	b.- ¿Define el procedimiento las acciones correctivas y el seguimiento necesarios cuando se encuentran deficiencias?	5	4
9.4	En la revisión de seguridad previa al arranque, ¿se requiere que se realicen chequeos físicos para verificar:		
	a.- Ausencia de fugas en todos los equipos mecánicos antes de la introducción de productos altamente peligrosos en el proceso?	5	5
	b.- Operación adecuada de todos los equipos de control antes del arranque?	5	5
	c.- Instalación y operación adecuada de todos los equipos de seguridad (válvulas de alivio, equipos de detección de fugas, ¿etc.)?	5	5
9.5	¿Existe algún requerimiento de documentar formalmente el haber completado las preguntas de 1 a 4 antes del arranque, con una copia de la certificación a la gerencia de la planta?	5	5
Total		60	56

10.- Respuestas a Emergencias		Puntaje posible	Puntaje real
10.1	¿Tiene la planta un plan de emergencia por escrito que contemple todas las emergencias probables?	10	10
10.2	¿Existe el requisito de revisar y actualizar formalmente el plan de emergencia según un cronograma especificado?	5	5
	a.- ¿Incluye el procedimiento de Gestión de Cambios el requisito de considerar impactos posibles en el plan de emergencias de la planta?	2	1
	b.- ¿Se revisan los resultados de los Análisis de Peligros del Proceso nuevos o actualizados para determinar si los peligros recientemente identificados hacen necesario un cambio en el plan de emergencias?	2	1
10.3	¿Incluye el plan de emergencias al menos los siguientes puntos?		
	a.- Procedimientos para designar a una persona como Coordinador en una situación de emergencia, con una definición clara de sus responsabilidades.	2	2
	b.- Asignaciones para procedimientos de escape de emergencia y rutas de escape de emergencia.	2	2
	c.- Procedimientos a seguir por los empleados que permanecen para realizar operaciones críticas antes de su evacuación.	2	2
	d.- Procedimientos para contar los empleados después que se ha completado la evacuación de emergencia.	2	2
	e.- Actividades médicas y de rescate para los empleados designados para realizarlas.	2	2
	f.- Medios preferidos para informar sobre incendios y otras emergencias.	2	2
	g.- Procedimientos para el control de materiales peligrosos.	2	2
	h.- Un plan de búsqueda y rescate.	2	1
i.- Un procedimiento para el reingreso.	2	2	
10.4	¿Se ha designado un centro de control de emergencias para la planta?	5	5
	¿Tiene los recursos mínimos siguientes?		
	a.- Fuente de alimentación de emergencia.	2	2
	b.- Facilidades de comunicación adecuadas.	2	2
	c.- Copias de P&IDs (DTI's), Procedimientos operativos, Hojas de Datos de Seguridad de Materiales, planos de planta, y toda otra información de seguridad crítica para todas las unidades de proceso de la planta.	2	2
10.5	¿Se han designado personas que puedan ser contactadas para información adicional o explicación de responsabilidades bajo condiciones de emergencia?	5	5
	¿Se encuentra esta lista de nombres en todos los lugares apropiados (sala de control, oficina de seguridad, centro de control de emergencias, etc.)?	2	1
10.6	¿Se realizan ensayos regularmente para evaluar y reforzar el plan de emergencias?	10	10
Total		65	61

11.- Investigación de Incidentes		Puntaje posible	Puntaje Real
11.1	¿Existe un procedimiento escrito para la investigación de accidentes/incidentes que incluya tanto accidentes como situaciones próximas a un accidente?	10	10
1	¿Requiere el procedimiento que los hallazgos y recomendaciones de las investigaciones sean tratados y resueltos rápidamente?	5	5
11.2	¿Requiere el procedimiento que el equipo de investigaciones incluya:		
	a.- Un miembro entrenado en técnicas de investigación de accidentes?	3	3
	b.- El supervisor de la línea o alguien igualmente familiarizado con el proceso?	3	3
11.3	Indicar si el procedimiento de investigación requiere la investigación de los siguientes Items por el supervisor inmediato con los resultados registrados en un formato estándar:		
	a.- Fuego y explosiones.	2	2
	b.- Pérdidas de capital en o sobre cierta base de costos.	2	2
	c.- Todas las enfermedades ocupacionales o lesiones.	2	2
	d.- Descarga de sustancias peligrosas.	2	2
	e.- Otros accidentes/incidentes.	2	2
11.4	¿Existe un formulario estándar para la Investigación de accidentes/incidentes que incluya la siguiente Información?		
	a.- Fecha del incidente.	2	2
	b.- Fecha de comienzo de la Investigación.	2	2
	c.- Descripción del incidente.	2	2
	d.- Causas del incidente.	2	2
	e.- Evaluación de la severidad potencial y frecuencia probable de recurrencia.	2	2
	f.- Recomendaciones para prevenir la recurrencia.	2	2
11.5	¿Basado en una revisión de los registros de la planta, en que grado parece cumplirse el procedimiento de investigación de accidentes?	5	5
11.6	Si el incidente/accidente involucra la falla de un equipo o componente, ¿se requiere la participación de personal apropiado de inspección o ingeniería en el análisis de la falla para identificar las condiciones o prácticas que causaron la falla?	10	10
11.7	¿Se revisan los informes de investigación de incidentes con todo el personal afectado cuyas actividades son relevantes para los hallazgos del incidente, incluyendo contratistas, cuando corresponda?	5	3
11.8	Durante los últimos 12 meses, ¿se han transmitido informes o conclusiones de incidentes/accidentes a otras plantas de la misma empresa que operan en condiciones similares?	6	6
11.9	Requieren los procedimientos de informes de incidentes y/o análisis de peligros del proceso que los hallazgos de todos los reportes de incidentes aplicables sean revisados e incorporados en futuros análisis de peligros de proceso?	6	6
Total		75	73

12.- Contratistas		Puntaje posible	Puntaje Real
12. 1	¿Los procedimientos de selección de contratistas incluyen lo siguiente antes de otorgar un contrato? a.- Una revisión del programa existente de seguridad y salud del contratista.	3	3
	b.- Una revisión de los datos de pérdidas previos del contratista.	3	3
	c.- Una revisión de la documentación de la experiencia y habilidades necesarias para esperar razonablemente que el contratista hará su trabajo de manera segura y eficiente.	3	3
12. 2	Antes de comenzar el trabajo, ¿se le avisa por escrito al empleador de: a.- Todos los riesgos potenciales conocidos del proceso y del trabajo del contratista?	2	2
	b.- Practicas de trabajo seguro de la planta?	2	2
	c.- Controles de entrada/acceso?	2	2
	d.- Todas las partes aplicables del plan de respuestas a emergencias?	2	2
12. 3	¿Se realizan reuniones previas con los contratistas para revisar el alcance del trabajo más los requisitos de la empresa sobre seguridad, aseguramiento de la calidad y desempeño?	9	9
12. 4	¿Se realizan evaluaciones periódicas para asegurar que el contratista le provee a sus empleados la capacitación, instrucción, monitoreo, etc. requeridos para que los empleados respeten las prácticas de trabajo seguro de la planta?	9	9
12. 5	¿Están todos los contratistas que realizan mantenimiento o reparaciones, recorridos, grandes renovaciones o trabajos especiales cubiertos por los procedimientos que tratamos en esta sección?	10	8
Total		45	43

13.- Evaluación del Sistema de Gerencia		Puntaje posible	Puntaje Real	
13. 1	¿Con que frecuencia se realiza una evaluación formal por escrita del sistema de gestión de la Seguridad de los Procesos de la planta? (Elegir uno) - Todos los años. - Cada tres años. - No se ha hecho.	10 7 0	7	
	13. 2	¿Se ha desarrollado un plan de acción para cumplir con las necesidades indicadas por la última evaluación?	10	5
	13. 3	Basado en la evaluación más reciente, ¿incluyó el equipo de evaluación personal con las siguientes características?: a.- Capacitación formal en técnicas de evaluación. b.- Conocimiento profundo del proceso evaluado.	5 5	3 5
13. 4		Basado en una revisión de la evaluación más reciente, ¿fué apropiada la profundidad y extensión de la evaluación para la planta?	10	8
Total		40	28	

ANEXO C

“Efectividad de inspección para adelgazamiento general”

Categoría de Inspección	Categoría de efectividad	Inspección intrusiva	Inspección no Intrusiva
A	Altamente Efectiva	Para el área total de la superficie: >50% inspección visual interna	Para el área total de la superficie: 100% UT/RT en los puntos locales de medición (CML)
		&	O
		>50% medición de espesores puntuales mediante ultrasonido	Para áreas seleccionadas: 10% de escaneo mediante UT O 10% perfil radiográfico
B	Generalmente Efectiva	Para el área total de la superficie: >25% inspección visual	Para el área total de la superficie: >75% mediciones puntuales por UT
		&	O
		>25% medición de espesores puntuales mediante ultrasonido	>5% de escaneo mediante UT, automático o manual. O >5% perfil radiográfico de áreas seleccionadas
C	Bastante efectiva	Para el área total de la superficie: >5% inspección visual	Para el área total de la superficie: >50% mediciones puntuales por UT o escaneo mediante UT aleatorio.
		&	O
		>5% medición de espesores puntuales mediante ultrasonido	Perfil radiográfico aleatorio de áreas seleccionadas
D	Poco efectiva	Para el área total de la superficie: <5% inspección visual	Para el área total de la superficie: >25% mediciones puntuales por UT
E	Inefectiva	Planes/Técnicas de inspección inefectivas fueron efectuadas	Planes/Técnicas de inspección inefectivas fueron efectuadas
Consideraciones:			
- La calidad de la inspección será alta.			
- Los puntos de inspección (Puntos de monitoreo de condición, escaneo, etc.) son fijadas por conocimiento de expertos.			
- El número de puntos de monitoreo de condición (CML) y área de escaneo (mediante UT o perfil radiográfico) será aquel donde se pueda detectar el daño si ocurriese.			
- Los porcentajes se refieren al porcentaje de los puntos de monitoreo de condición (CML) establecidos que hayan sido examinados o el porcentaje de área examinada.			

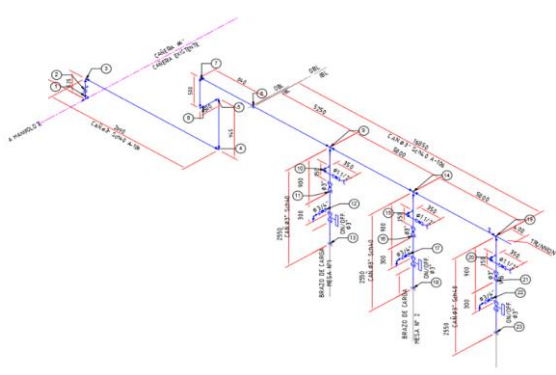
ANEXO D

“Efectividad de inspección para adelgazamiento localizado”

Categoría de Inspección	Categoría de efectividad	Inspección intrusiva	Inspección no Intrusiva
A	Altamente Efectiva	Para el área total de la superficie: >100% inspección visual interna (considerando el retiro de componentes internos, bandejas, etc.) & >100% seguimiento de áreas locales adelgazadas.	Para el área total de la superficie: 100% cobertura de los puntos de monitoreo de condiciones (CML) utilizando escaneo ultrasónico y perfil radiográfico.
B	Generalmente Efectiva	Para el área total de la superficie: >75% inspección visual & >100% medición de espesores puntuales mediante ultrasonido	Para el área total de la superficie: >75% mediciones puntuales por UT O >5% de escaneo mediante UT, automático o manual. O >5% perfil radiográfico de áreas seleccionadas
C	Bastante efectiva	Para el área total de la superficie: >5% inspección visual & >5% medición de espesores puntuales mediante ultrasonido	Para el área total de la superficie: >50% mediciones puntuales por UT o escaneo mediante UT aleatorio. O Perfil radiográfico aleatorio de áreas seleccionadas
D	Poco efectiva	Para el área total de la superficie: <5% inspección visual	Para el área total de la superficie: >25% mediciones puntuales por UT
E	Inefectiva	Planes/Técnicas de inspección inefectivas fueron efectuadas	Planes/Técnicas de inspección inefectivas fueron efectuadas
Consideraciones:			
- La calidad de la inspección será alta.			
- Los puntos de inspección (Puntos de monitoreo de condición, escaneo, etc.) son fijadas por conocimiento de expertos.			
- El número de puntos de monitoreo de condición (CML) y área de escaneo (mediante UT o perfil radiográfico) será aquel donde se pueda detectar el daño si ocurriese.			
- Los porcentajes se refieren al porcentaje de los puntos de monitoreo de condición (CML) establecidos que hayan sido examinados o el porcentaje de área examinada.			

ANEXO E

“PLANILLA DE INSPECCIÓN PROPUESTA”

PLANTA DE HIDROCARBURO			PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO INFORME DE HALLAZGO DE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO					Folio N° 1	
Empresa:			Hora: _____:		Fecha: ____/____/____				
Responsable de Inspección:			Área:						
Circuito: Estireno			Tipo de material: A106						
ISOMETRICO DE REFERENCIA			Tipo de Fluido: Estireno						
			<div style="background-color: red; width: 20px; height: 10px; display: inline-block;"></div> TML'S CON HALLAZGOS						
			COMENTARIOS:						
CML	Tipo	TML	DATOS ORIGINALES					MEDICIONES	
			Ø	Aislación	Espeso original	Espesor de alarma	Espesor de retiro	Espesor Anterior	Espesor Actual
1	TEE	1.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		1.81	3"	No	5,49	3,17	2,00		
2	UNIÓN	2.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		2.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
3	CODO	3.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		3.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
3.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				

4	CODO	4.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		4.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
4.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				
5	CODO	5.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		5.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
5.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				
6	CODO	6.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		6.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
6.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				
7	CODO	7.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		7.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
7.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				

8	UNIÓN	8.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		8.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
9	TEE	9.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.81	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.82	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		9.83	3"	No	5,49	3,17	2,00		
9.84	3"	No	5,49	3,17	2,00				
10	CODO	10.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		10.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		10.33	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		10.61	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		10.63	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
11	UNIÓN	11.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		11.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
12	UNIÓN	12.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		12.02	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		12.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		12.04	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
13	UNIÓN	13.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		13.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		

14	TEE	14.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.81	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.82	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		14.83	3"	No	5,49	3,17	2,00		
14.84	3"	No	5,49	3,17	2,00				
15	CODO	15.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		15.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		15.33	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		15.61	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		15.63	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
16	UNIÓN	16.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		16.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
16.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				
17	UNIÓN	17.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		17.02	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		17.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		17.04	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
18	UNIÓN	18.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		18.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
18.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				
19	TEE	19.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.32	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.33	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.34	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.64	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.81	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		19.82	3"	No	5,49	3,17	2,00		
19.83	3"	No	5,49	3,17	2,00				
19.84	3"	No	5,49	3,17	2,00				

20	CODO	20.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		20.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		20.33	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		20.61	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		20.63	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
21	UNIÓN	21.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		21.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
22	UNIÓN	22.01	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		22.02	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		22.03	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
		22.04	3/4"	No	2,87	2,34	1,80		
23	UNIÓN	23.01	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.02	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.03	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.04	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.61	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.62	3"	No	5,49	3,17	2,00		
		23.63	3"	No	5,49	3,17	2,00		
23.64	3"	No	5,49	3,17	2,00				

NOTAS:

Responsable de la inspección	Encargado de revisar	Recepción de documentación	
		Fecha: __/__/____	Hora: __:__.
Nombre y Firma	Nombre y Firma	Encargado de Recepción	Firma