

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR - JOSE MIGUEL CARRERA

**PROPUESTA DE INSPECCION BASADA EN RIESGO EN LINEA DE AGUA DE
ALIMENTACION DE CALDERA EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA**

Trabajo de Titulación para optar al Título
de Ingeniero en Mantenimiento Industrial
con Licenciatura en Ingeniería

Alumno:

Javier Alejandro Sáez Morales.

Profesor Guía:

Mg. Ing. Alejandro Elías Badilla Bello.

DEDICATORIA

Parece que hubiera sido ayer en época de pandemia cuando inicie este proceso de tres años que culmina con esta tesis lo que he anhelado y esperado.

En este desarrollo del aprendizaje pude pasar por altos y bajos en su momento falta de desorientación, la desmotivación, el desarraigo personal, el cuestionamiento y los problemas personales-afectivos.

Es por esto que me doy gracias, decir que todo es posible, con dedicación y constancia pude llegar a cabo el periodo universitario.

Agradezco por permitirme darme esta oportunidad de estudiar, obtener conocimiento y experiencia, de subir un nuevo peldaño en la vida, darme cuenta de que cualquier persona puede cambiar su futuro incluyendo el mío, también de poder cultivar mi mente, crecer como persona, ver como la cosecha de estos tres años están dando sus frutos, dar gracias por la felicidad que siento.

También por saber gestionarme, darme motivación, terminar la meta que me propuse, por superar los obstáculos y poder empatizar con mi mente.

Por todo aquello Muchas Gracias.

“LA ENERGÍA NO SE CREA NI DESTRUYE, SÓLO SE TRANSFORMA”

RESUMEN

KEYWORDS: RBI; EQUIPOS ESTÁTICOS; CONSECUENCIA DE FALLA (COF); PROBABILIDAD DE FALLA (POF); PLAN DE INSPECCIÓN.

La central termoeléctrica Campiche una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el rotor del generador, y por tanto obtener la energía eléctrica, se obtiene a partir del vapor formado al hervir el agua en una caldera. El vapor generado tiene una gran presión, y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los álabes de éstas mismas. Esta central termoeléctrica se compone de una caldera y de una turbina que mueve el generador eléctrico. La caldera es el elemento fundamental, y en ella se produce la combustión del carbón.

Los principales activos asociados a este proceso son equipos estáticos, compuestos principalmente por sistemas de tuberías, estos equipos operan bajo condiciones de presión interna y temperatura, es fundamental considerar estos factores durante su diseño y operación.

Con la revisión de la metodología RBI se identifican los principales mecanismos de daño asociados al equipo bajo evaluación, posteriormente se determina la probabilidad y consecuencia de falla de acuerdo con lineamientos establecidos por API 580/581. De esta manera se logra determinar el nivel de riesgo propio del equipo.

Bajo esta perspectiva es que se realiza 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 línea de alimentación de caldera.

El plan de inspección será basado en la tasa de desgaste del material, conforme a los estándares de API 570, estableciendo directrices para mantener la integridad de los sistemas de tuberías después de su puesta en servicio. Se aplica una estrategia de mantenimiento basado en condición que consiste en monitorear el estado o rendimiento del activo en tiempo real, mediante el uso de ensayos no destructivos (END).

La definición de sistemas y circuitos de tuberías en función de posibles mecanismos de daño facilitará la elaboración de planes de inspección efectivos, ya que permite una detección más precisa de los problemas de corrosión. Esto proporcionará una estructura organizada para la inspección y un análisis de datos más completo.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

OBJETIVO GENERAL 2

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....2

CAPÍTULO 1: INFORMACIÓN RESPECTO AL CONTEXTO OPERACIONAL
MEDIANTE INFORMACIÓN TÉCNICA, IDENTIFICANDO PROBLEMÁTICA. 3

1.1 ANTECEDENTES GENERALES 4

1.2 CONTEXTO OPERACIONAL 4

1.3 FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA 5

1.4 COMPONENTES PRINCIPALES 6

1.5 CALDERA DE CARBÓN PULVERIZADO 6

1.6 TUBERÍAS DE ALIMENTACIÓN EN CALDERAS DE CARBÓN.....7

1.6.1 Tubería de Alimentación de Carbón Pulverizado 8

1.6.2 Tubería de Alimentación de Aire Primario 8

1.6.3 Tubería de Alimentación de Aire Secundario 8

1.6.4 Tubería de Alimentación de Agua 8

1.6.5 Tubería de Alimentación de Combustible Auxiliar 8

1.7 DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS DE LÍNAS DE ALIMENTACIÓN.....9

1.7.1 Diseño de Tuberías.....9

1.7.2 Bombas de Alimentación 9

1.7.3 Sistema de Alimentación.....9

1.7.4 Sistema de Protección y Seguridad 10

1.7.5 Eficiencia Energética 10

1.8 PROBLEMÁTICA EN LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN 10

1.8.1 Isométrico del Circuito Seleccionado e Información Técnica 11

1.9 PROPUESTA DE INSPECCIÓN 12

1.9.1 Selección de Materiales.....12

1.9.2 Diseño y Dimensionamiento 12

1.9.3 Cálculos de Espesor de Pared 13

1.9.4 Soldadura y Uniones 13

1.9.5 Pruebas e Inspecciones.....13

1.9.6 Documentación y Registros 13

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE PARA SELECCIONAR METODOLOGÍA AL
CONTEXTO PLANTEADO 14

2.1	DISEÑO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS.....	15
2.2	API 570	16
2.3	DESARROLLO PLAN DE INSPECCIÓN API 570.....	16
2.4	CONTENIDOS MÍNIMOS PARA UN PLAN DE INSPECCIÓN.....	17
2.5	DEFINICIÓN DE SISTEMAS Y CIRCUITO DE TUBERÍAS	18
2.6	METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	20
2.7	ESTIMACIÓN DEL RIESGO.....	20
2.8	PROCEDIMIENTO DE UN ANÁLISIS DE RIESGO.....	21
2.9	ASIGNACIÓN DEL RIESGO.....	21
2.10	TIPOS DE VALORACIÓN DE RIESGO	22
2.10.1	Valor Cualitativo.....	22
2.10.2	Valor Cuantitativo.....	22
2.10.3	Valor Semi Cuantitativo.....	23
2.11	PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGO	23
2.12	INTRODUCCIÓN INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	24
2.13	RBI (INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO).....	24
2.14	MATRIZ DE RIESGO.....	25
2.15	MECANISMO DE DAÑO Y MODOS DE FALLAS.....	26
2.15.1	Corrosión Externa	27
2.15.2	Abrasión	27
2.16	EFFECTIVIDAD DE INSPECCIÓN	28
2.17	PROBABILIDAD DE FALLA (POF).....	29
2.18	FRECUENCIA GENÉRICA DE FALLA	30
2.19	FACTORES DE DAÑO	31
2.20	FACTOR DE GERENCIAMIENTO.....	32
2.21	CONSECUENCIA DE FALLA (COF).....	34
2.22	DETERMINACIÓN DEL FLUIDO REPRESENTATIVO Y SUS PROPIEDADES	38
2.23	TAMAÑO DE ORIFICIO DE LIBERACIÓN.....	38
2.24	TASA DE LIBERACIÓN DE FLUIDO.....	39
2.25	TIPO DE LIBERACIÓN DE FLUIDO	39
2.26	IMPACTO EN LOS SISTEMAS DE AISLACIÓN Y DETECCIÓN	40
2.27	CÁLCULO DE TASA DE LIBERACIÓN DE FLUIDO	40

2.28	ÁREA DE CONSECUENCIAS	41
2.29	RIESGO	41
CAPÍTULO 3: PLAN DE INSPECCIÓN A TRAVÉS DE ELABORACIÓN DE PROPUESTA PARA POSTERIOR IMPLEMENTACIÓN EN LA EMPRESA		43
3.1	PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGOS	44
3.2	FRECUENCIA DE INSPECCIÓN DE CIRCUITOS DE TUBERÍAS SIN RBI 45	
3.2.1	Intervalos de Inspección.....	45
3.2.2	Clase de Servicio de Tuberías	45
3.3	CÁLCULO DE LA VIDA REMANENTE	46
3.3.1	Método de Punto a Punto	46
3.4	DEFINICIÓN Y FINALIDAD DE LAS ÁREAS DE MONITOREO DE CONDICIÓN (CML)	47
3.5	UBICACIÓN DE CML's Y LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS.....	47
3.6	METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS ÁREAS DE MONITOREO DE CONDICIÓN (CML)	48
3.6.1	Método Cualitativo	48
3.6.2	Método Basado en Reglas	48
3.6.3	Método Estadístico.....	49
3.6.4	Método Basado en Riesgo.....	49
3.7	ÁREAS TÍPICAS DE MONITOREO EN CIRCUITOS DE TUBERÍAS	49
3.8	MONITOREO CML	51
3.9	ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END).....	51
3.9.1	Pruebas no Destructivas Superficiales	51
3.9.2	Pruebas no Destructivas Volumétricas	52
3.9.3	Pruebas no Destructivas de Hermeticidad	52
3.10	PROPUESTA DE INSPECCIÓN	53
3.10.1	Frecuencia de Inspección	54
CONCLUSIÓN		56
BIBLIOGRAFÍA		57
ANEXOS		58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Planta Campiche.....4

Figura 1-2: Proceso Productivo.....5

Figura 1-3: Isométrico Circuito Agua 11

Figura 2-1: Falla en Tubería.....15

Figura 2-2: Orientación de la Boquilla de descarga de la Inyección 18

Figura 2-3: Espesores Mínimos para Tuberías de Acero al Carbono y Bajo Aleación ...19

Figura 2-4: Ejemplos de CMLs en Tuberías. 20

Figura 2-5: Proceso de Planeación de Inspección Basada en Riesgo 23

Figura 2-6: Gestión del Riesgo usando RBI 25

Figura 2-7: Matriz de Riesgo 26

Figura 2-8: Corrosión Externa en Tubería. 27

Figura 2-9: Adelgazamiento por Abrasión.....28

Figura 3-1: CML en “TEE”.....50

Figura 3-2: CML en “Terminaciones en Bridas” 50

Figura 3-3: CML en “Reductor” 50

Figura 3-4: Equipo Ultrasonido Industrial 52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Categorías de efectividad de Inspección 29

Tabla 2-2. Frecuencias genéricas de falla para tubería estudiada. 31

Tabla 2-3: Consolidado de Encuesta de Gerenciamiento. 34

Tabla 2-4. Fluido Representativo.....38

Tabla 2-5. Tamaños de orificio de liberación de fluido y diámetros utilizados para
Análisis de Consecuencia de nivel 1 y 2.....39

Tabla 2-6. Riesgo Financiero Evaluado.....42

Tabla 3-1: Intervalos de Inspección Máximos Recomendados.....46

Tabla A-1: Probabilidad previa de tasa de corrosión para adelgazamiento. 68

Tabla A-2: Probabilidad Condicional de Efectividad de Inspección. 68

Tabla A-3: Factores de Corrección para Factor de Daño.....70

Tabla A-4: Fluidos tabulados por la Norma.....87

Tabla A-5: Lesiones personales Inflamable Consecuencia Ecuación Constantes. 94

ÍNDICE DE DIAGRAMA

Diagrama 2-1. Evaluación sistemas de gestión Central Termoeléctrica 33

Diagrama 2-2. Metodología COF Nivel 1.....37

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2-1. Probabilidad de falla. 29

Ecuación 2-2. Probabilidad de falla Weibull. 30

Ecuación 2-3. Factor de Daño total.....32

Ecuación 2-4. Factor de Daño para el caso evaluado.....32

Ecuación 2-5. Puntaje de evaluación del sistema de Gerenciamiento de la Planta.....33

Ecuación 2-6. Factor de Gerenciamiento. 33

Ecuación 2-7. Cálculo del riesgo. 41

Ecuación 3-1. Cálculo Corrosión Rate (LT). 46

Ecuación 3-2. Cálculo Corrosión Rate (ST). 46

Ecuación 3-3. Cálculo Vida Remanente. 47

Ecuación A-1: Calculo de Espesor de Construcción de Tubería según ASME B31.3 66

Ecuación A-2: Cálculo Parámetro *Art*.....66

Ecuación A-4: Cálculo de Razón de Resistencia. 67

Ecuación A-5: Cálculo de Factores de Efectividad de Inspecciones. 67

Ecuación A-6: Cálculo de Probabilidades Posteriores.....68

Ecuación A-7: Cálculo de parámetros β 69

Ecuación A-8: Cálculo del factor de daño base. 69

Ecuación A-9: Factor de daño por adelgazamiento. 70

Ecuación A-10: Cálculo de Contrapresión y Transición.....88

Ecuación A-11: Ecuación de Crowl y Louvrrar 88

Ecuación A-12: Cálculo de masa de Fluido Adicional. 90

Ecuación A-13: Cálculo de la razón de liberación de masa.....93

Ecuación A-14: Cálculo de duración de la fuga.....93

Ecuación A-15: Cálculo de costo de pieza en específico.....95

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N°1. “Mecanismos de Daño según API 581”	59
ANEXO N°2. “Frecuencias de falla genérica sugeridas – API 581”	62
ANEXO N°3. “Criterios de selección factores de daño – API 581”.	63
ANEXO N°4. “Determinación factor de daño por adelgazamiento – API 581”.	65
ANEXO N°5. “Encuesta para el cálculo de factor de gerenciamiento – API 581”	71
ANEXO N°6. “Fluidos representativos para análisis de consecuencia Nivel 1 – API 581”	87
ANEXO N°7. “Determinación tasa de liberación – API 581”	88
ANEXO N°8. “Determinación masa disponible para liberación – API 581”	90
ANEXO N°9. “Determinación impacto de sistemas de aislación y monitoreo – API 581”	91
ANEXO N°10. “Determinación masa de liberación – API 581”	93
ANEXO N°11. “Determinación área de consecuencia inflamable – API 581”	94
ANEXO N°12. “Determinación área de consecuencia financiera – API 581”	95

NOMENCLATURA

API	:	American Petroleum Institute / Instituto Americano del Petróleo.
$ASME$	:	American Society of Mechanical Engineers / Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
C_f	:	COF, m2 (ft2) o \$.
CA_f	:	Área de impacto de las consecuencias, m2 (pies2).
CA_f^{fin}	:	Consecuencia financiera, \$.
CA_f^{fam}	:	Adelgazamiento.
$CA_{f,n}^{fam}$	:	Área de impacto de las consecuencias inflamables para cada agujero, m2 (pies2).
COF	:	Consecuencia de Falla.
$Cost_{Amb}$	:	Costos ambientales.
$Cost_{Bundle}$	:	Costos de reemplazo.
$Cost_{Mant}$	:	Costos de mantenimiento.
$Cost_{Prod}$	:	Costos de producción.
$D_f(t)$	:	DF en función del tiempo, igual a $D_{f-total}$ evaluada en un momento específico.
D_{f-gov}^{thin}	:	Adelgazamiento.
D_{f-gov}^{britt}	:	Fractura Frágil.
D_{f-gov}^{extd}	:	Daño Externo.
D_{f-gov}^{htha}	:	Ataque por Hidrógeno a alta temperatura.
D_f^{mfat}	:	Fatiga mecánica (sólo para tuberías).
D_{f-gov}^{SCC}	:	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.
D_f^{thin}	:	DF por adelgazamiento.
$D_{f-total}$	:	DF total para el cálculo de POF.
END	:	Ensayo no destructivo.
F_{MS}	:	Factor de los sistemas de gestión.
FC	:	Consecuencia financiera.
FC_{Affa}	:	Consecuencia financiera por reparación de equipos cercanos afectados (\$).
FC_{Cmd}	:	Consecuencia financiera por reparación del equipo afectado (\$).
$FC_{Environ}$	:	Consecuencias financieras ambientales (\$).
FC_{Inj}	:	Consecuencias financieras por potenciales daños a personas (\$).
FC_{Prod}	:	Consecuencia financiera en el área de producción (\$).
FC_{Total}	:	Consecuencia financiera total (\$).
Gff	:	GFF, fallos/año.

gff_n	:	GFF para cada uno de los n tamaños de orificio de liberación seleccionados para el tipo de equipo evaluado, fallos/año.
gff_{total}	:	Suma de las frecuencias genéricas individuales del tamaño del orificio de liberación, fallos/año.
k	:	Relación de capacidad calorífica específica del gas ideal del fluido de liberación, adimensional.
POF	:	Probabilidad de Falla.
$P_f(t)$	:	POF en función del tiempo, fallos/año.
$R(t, I_E)$	:	POF en función del tiempo, y la efectividad de la inspección, fallos/año.
P_s	:	Presión de almacenamiento o de funcionamiento normal, kPa (psi).
R	:	Constante universal de los gases = 8314 J/(kg-mol)K [1545 ft-lbf/lb-mol°R].
RBI	:	Inspección basada en riesgo.
$R(t)$	:	Riesgo en función del tiempo, m2/año (ft2/año) o \$/año.
$R(t, I_E)$	:	Riesgo en función del tiempo, y la efectividad de la inspección, m2/año (ft2/año) o \$/año.
t_{min}	:	Espesor mínimo requerido, en mm (in.).
X	:	Tasa de liberación o la masa de liberación para un análisis COF de nivel 1, kg/s [lb/s] o kg [lb].
β	:	Parámetro de forma de Weibull.
η	:	Parámetro de vida característico de Weibull, años.

INTRODUCCIÓN

Las empresas de generación y distribución eléctrica se caracterizan por la producción de electricidad mediante un ciclo termodinámico agua-vapor que circula en equipos estáticos, como calderas, serpentines, turbina de vapor, generador y tuberías de proceso. Estos equipos, al encontrarse inmersos en procesos y almacenamiento específicos, experimentan condiciones de presión interna y temperatura que deben ser meticulosamente consideradas en su diseño y operación. Debido a estas particularidades, los equipos estáticos son de alta energía, lo que implica que la eventualidad de un incidente podría acarrear consecuencias significativas tanto a nivel ambiental como financiero para la instalación en cuestión.

En comparación con empresas de diversos sectores que suelen favorecer políticas de mantenimiento correctivo, especialmente en equipos con mecanismos de daño operativos en periodos extensos, las prácticas convencionales de análisis de criticidad, como el diagrama de dispersión de MTTR vs. N° de fallas, pueden no ser adecuadas. Esta situación varía notablemente en las termoeléctricas, donde los productos manejados presentan características peligrosas y están sometidos a condiciones de presión y temperatura. En este contexto, resulta crucial minimizar tanto la probabilidad de ocurrencia como las posibles consecuencias de eventos adversos. Por lo tanto, la implementación de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo se convierte en un imperativo, permitiendo abordar de manera proactiva los potenciales riesgos vinculados con la integridad de los equipos estáticos, lo que contribuye a salvaguardar la seguridad y la continuidad operativa en entornos críticos.

A través del presente trabajo, se persigue resolver los desafíos asociados con la gestión de la integridad de los equipos estáticos. Se propone la implementación de la metodología recomendada por API 580/581, ofrece un marco estructurado para cuantificar el riesgo y evaluar de manera precisa y exhaustiva posibles escenarios adversos.

La implementación de la API 580/581 no solo busca evaluar el riesgo en términos de probabilidad de ocurrencia y consecuencias, además tiene como objetivo principal optimizar los recursos disponibles. Al cuantificar el riesgo de manera sistemática, la organización puede asignar sus recursos de manera estratégica y eficiente, centrándose en áreas críticas y aplicando medidas preventivas y correctivas de manera proporcionada.

El objetivo final de este enfoque es llevar el riesgo a un nivel tolerable para la organización. Al comprender la magnitud de los riesgos y las posibles consecuencias, se pueden implementar medidas preventivas y correctivas con el fin de garantizar la seguridad, la integridad de los equipos y la continuidad operativa de manera sostenible a lo largo del tiempo.

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una propuesta de plan de inspección en línea de alimentación de caldera en una central termoeléctrica mediante metodología basada en riesgo, optimizando recursos y costos de inspección.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Información respecto al contexto operacional mediante información técnica, identificando problemática.

Estado del arte para seleccionar metodología al contexto planteado.

Proponer plan de inspección a través elaboración de propuesta para posterior implementación en la empresa.

**CAPÍTULO 1: INFORMACIÓN RESPECTO AL CONTEXTO OPERACIONAL
MEDIANTE INFORMACIÓN TÉCNICA, IDENTIFICANDO PROBLEMÁTICA.**

1.1 ANTECEDENTES GENERALES

La Central termoeléctrica Campiche es una central termoeléctrica ubicada en la localidad de Las Ventanas, comuna de Puchuncaví, región de Valparaíso, Chile, de propiedad de la empresa AES Gener.

La central, utiliza carbón y coque de petróleo, tiene una capacidad de generación eléctrica prevista en 270 MW. Su principal objetivo es proveer energía eléctrica al Sistema Interconectado Central, para satisfacer parte de la futura demanda energética chilena y contribuir a dar estabilidad y seguridad al sistema en el mediano plazo.



Figura 1-1: Planta Campiche

Fuente: Central Termoeléctrica Campiche

1.2 CONTEXTO OPERACIONAL

El contexto operacional de una central termoeléctrica para generar energía implica varios elementos que son necesarios para su funcionamiento eficiente y seguro como suministro de combustible, sala de calderas, turbina de vapor, sistema de enfriamiento, sistemas de control y monitoreo, cumplimiento normativo y ambiental etc. Utilizan combustibles fósiles (gas natural, carbón o fueloil) para generar energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico de agua-vapor. El término ‘convencional’ se utiliza para

diferenciarlas de otras centrales termoeléctrica, como las de ciclo combinado o las nucleares.

1.3 **FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA**

En la central termoeléctrica convencional, el combustible se quema en una caldera provocando la energía térmica que se utiliza para calentar agua, que se transforma en vapor a una presión muy elevada. Después, ese vapor hace girar una gran turbina, convirtiendo la energía calorífica en energía mecánica que, posteriormente, se transforma en energía eléctrica en el alternador. La electricidad pasa por un transformador aumenta su tensión y permite transportarla reduciendo las pérdidas por “Efecto Joule”. El vapor que sale de la turbina se envía a un condensador para convertirlo en agua y devolverlo a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor.

El funcionamiento de la termoeléctrica convencional es el mismo independientemente del combustible que utilice. Sin embargo, sí que existen diferencias en el tratamiento previo que se hace del combustible y en el diseño de los quemadores de las calderas. De esta manera, la central es de carbón; el combustible se tiene que triturar previamente. Por ejemplo, en las centrales de fueloil, el combustible se calienta, mientras que en las de gas natural, el combustible llega directamente por gaseoductos, por lo que no necesita almacenaje previo. En el caso de las centrales mixtas, se aplica el tratamiento que corresponda a cada combustible.

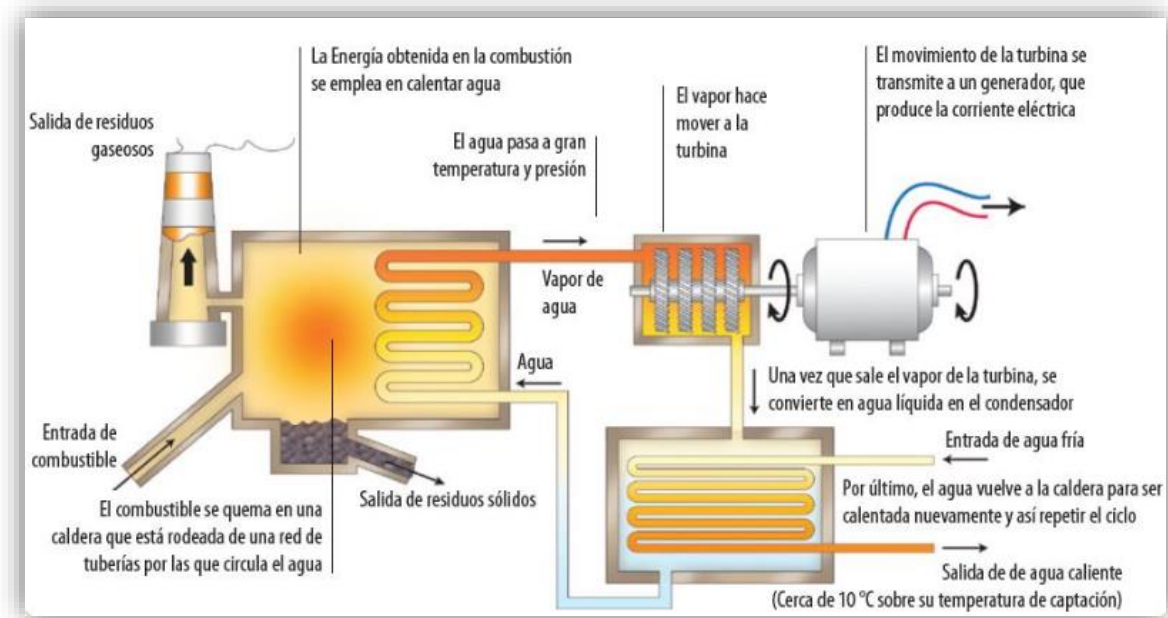


Figura 1-2: Proceso Productivo

Fuente: Central Termoeléctrica Campiche

1.4 COMPONENTES PRINCIPALES

Las centrales termoeléctricas convencionales están compuestas de varios elementos que posibilitan la transformación de los combustibles fósiles en energía eléctrica. Sus componentes principales son:

- Caldera: espacio donde el agua se transforma en vapor gracias a la quema de combustible. En este proceso la energía química se transforma en energía térmica.
- Serpentines: cañerías por donde circula el agua que se transforma en vapor. En ellos se produce el intercambio de calor entre los gases de la combustión y el agua.
- Turbina de Vapor: máquina que recoge el vapor de agua y que, gracias a un complejo sistema de presiones y temperaturas, consigue que se mueva el eje que la atraviesa. Esta turbina normalmente tiene varios cuerpos, de alta, media y baja presión, para aprovechar el máximo el vapor de agua.
- Generador: máquina que recoge la energía mecánica generada en el eje atraviesa la turbina y la transforma en eléctrica mediante inducción electromagnética. Las centrales eléctricas transforman la energía mecánica del eje en una corriente eléctrica trifásica y alterna. El generador conecta el eje que atraviesa los diferentes cuerpos.

1.5 CALDERA DE CARBÓN PULVERIZADO

El principio de funcionamiento en una caldera de carbón pulverizado, el carbón se pulveriza en partículas muy finas, generalmente del tamaño de polvo, para aumentar su área de superficie y facilitar la combustión. Estas partículas de carbón se mezclan con aire y se queman dentro de la caldera, generando calor que se transfiere al agua para producir vapor de alta presión y temperatura. El vapor se utiliza para impulsar una turbina conectada a un generador, generando electricidad.

- Quemadores: Los quemadores de carbón pulverizado son los encargados de inyectar el combustible pulverizado en la caldera y mezclarlo con el aire para una combustión eficiente. Los quemadores están diseñados para garantizar una distribución uniforme del combustible dentro de la caldera y una mezcla adecuada con el aire para una combustión completa.

- Controladores de combustión: Las calderas de carbón pulverizado cuentan con sistemas de control de combustión que regulan la cantidad de carbón y aire suministrado a los quemadores. Estos sistemas ajustan los parámetros de combustión, como la relación aire-combustible, la temperatura y la presión, para lograr una combustión eficiente y minimizar las emisiones de gases contaminantes.
- Intercambiadores de calor: Dentro de la caldera, existen intercambiadores de calor donde se produce la transferencia de calor desde los gases calientes de la combustión hacia el agua que circula por los tubos. Estos intercambiadores de calor están diseñados para maximizar la transferencia de calor y aumentar la eficiencia de la caldera.
- Sistema de control y seguridad: Las calderas de carbón pulverizado están equipadas con sistemas de control y seguridad para garantizar un funcionamiento seguro y confiable. Estos sistemas incluyen controles de temperatura, presión y nivel de agua, sistemas de purga y ventilación, sistemas de detección y extinción de incendios, y sistemas de protección contra explosiones, entre otros.
- Emisiones y mitigaciones: Es importante mencionar que las calderas de carbón pulverizado pueden generar emisiones de gases contaminantes, como dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x). Sin embargo, se han implementado tecnologías de mitigación, como los sistemas de desulfuración y los sistemas de reducción de NO_x, para reducir estas emisiones y cumplir con las regulaciones ambientales.

Las calderas de carbón pulverizado son ampliamente utilizadas en la generación de energía a partir de carbón debido a su eficiencia y capacidad para manejar una amplia gama de tipos de carbón. Sin embargo, es importante destacar que existen preocupaciones ambientales asociadas con la utilización de este tipo de calderas debido a las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes.

1.6 TUBERÍAS DE ALIMENTACIÓN EN CALDERAS DE CARBÓN

La caldera de carbón pulverizado utiliza diferentes tuberías de alimentación para transportar los distintos componentes necesarios para su funcionamiento. Estas son algunas de las tuberías de alimentación comunes utilizadas en una caldera de carbón pulverizado:

1.6.1 TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN DE CARBÓN PULVERIZADO

Esta tubería transporta el carbón pulverizado desde los silos de almacenamiento hasta los quemadores de la caldera. Generalmente, se utilizan tuberías de acero al carbono de alta resistencia para soportar las altas temperaturas y presiones.

1.6.2 TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN DE AIRE PRIMARIO

El aire primario es esencial para la combustión del carbón pulverizado. Esta tubería suministra aire desde el ventilador de entrada hasta los quemadores de la caldera. Las tuberías de aire primario suelen ser de acero al carbono o acero inoxidable para resistir la corrosión y las altas temperaturas de caldera. Al igual que las tuberías de aire primario, las de aire secundario también suelen ser de acero al carbono o acero inoxidable.

1.6.3 TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN DE AIRE SECUNDARIO

Además del aire primario, se requiere aire secundario para una combustión completa y eficiente. Esta tubería transporta el aire secundario desde el ventilador de aire secundario hasta la zona de combustión de la caldera. Al igual que las tuberías de aire primario, las de aire secundario también suelen ser de acero al carbono inoxidable.

1.6.4 TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA

El agua es fundamental para generar vapor en la caldera de carbón pulverizado. Esta tubería transporta el agua desde la fuente de suministro hasta la caldera. Dependiendo de la presión y temperatura del agua se utilizan diferentes tipos de tuberías, como acero al carbono, acero inoxidable aleaciones de acero de alta resistencia.

1.6.5 TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE AUXILIAR

En algunas calderas de carbón pulverizado, se utiliza un combustible auxiliar, como aceite pesado o gas natural, para iniciar o mantener la combustión. Esta tubería suministra el combustible auxiliar desde su fuente de almacenamiento hasta los quemadores de la caldera. Las tuberías de combustible pueden variar según el tipo de combustible utilizado.

Es importante tener en cuenta que el diseño y los materiales de las tuberías de alimentación pueden variar según las especificaciones de cada caldera y las condiciones de operación. Es fundamental cumplir con los estándares de seguridad, mantener un mantenimiento adecuado para garantizar un funcionamiento eficiente y seguro de la caldera.

1.7 DISEÑO Y CARACTERÍSTICAS DE LÍNAS DE ALIMENTACIÓN

1.7.1 DISEÑO DE TUBERÍAS

El diseño de las tuberías de alimentación de la caldera se realiza teniendo en cuenta varios factores, como la capacidad de flujo requerida, la presión de trabajo, la temperatura y las propiedades del fluido. Se utilizan cálculos de ingeniería para determinar el diámetro de la tubería, espesor de las paredes y la selección de materiales adecuados. El diseño también considera la ubicación de las válvulas, los cambios de dirección y otros accesorios para garantizar un flujo eficiente y un mantenimiento adecuado.

1.7.2 BOMBAS DE ALIMENTACIÓN

Las bombas de agua de alimentación se seleccionan en función de la capacidad de bombeo requerida y las condiciones de presión de la caldera. Se pueden utilizar bombas centrífugas de una o varias etapas, que pueden ser accionadas por motores eléctricos o turbinas de vapor. El diseño de las bombas incluye consideraciones como el tipo de impulsor, el sello del eje y los materiales de construcción para garantizar un rendimiento confiable y eficiente.

1.7.3 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN

La línea de alimentación de la caldera está equipada con sistemas de control para regular el flujo de agua y mantener las condiciones operativas dentro de los parámetros establecidos. Estos sistemas pueden incluir válvulas de control automáticas o manuales, actuadores, transmisores de presión y temperatura, y sistemas de control lógico programable (PLC) o sistemas de control distribuido (DCS). El diseño de estos sistemas permite ajustar el flujo de agua según las necesidades de generación de vapor y garantizar un funcionamiento seguro y eficiente.

1.7.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD

La línea de alimentación debe contar con sistemas de protección y seguridad para prevenir daños en la caldera y en otros equipos en caso de condiciones anormales. Estos sistemas pueden incluir válvulas de alivio de presión, dispositivos de detección de fugas, sistemas de cierre de emergencia y sistemas de protección contra sobrepresión. El diseño de estos sistemas garantiza una respuesta rápida y efectiva ante situaciones de emergencia y ayuda a mantener la integridad de la línea de alimentación y la caldera.

1.7.5 EFICIENCIA ENERGÉTICA

El diseño de la línea de alimentación de la caldera también tiene en cuenta la eficiencia energética. Se pueden implementar medidas para optimizar el consumo de energía, como la recuperación de calor del agua de purga o la implementación de sistemas de precalentamiento del agua de alimentación. Estas medidas ayudan a reducir el consumo de combustible y mejorar la eficiencia general de la central termoeléctrica.

1.8 PROBLEMÁTICA EN LÍNEAS DE ALIMENTACIÓN

La línea de alimentación de la caldera está compuesta por una red de tuberías y accesorios que transportan el agua desde la bomba de alimentación hasta la caldera. Estas tuberías deben ser dimensionadas correctamente para garantizar un flujo adecuado y una baja pérdida de carga. Se utilizan materiales resistentes a la corrosión y a altas temperaturas, como acero al carbono, acero inoxidable o aleaciones especiales. Además, se utilizan accesorios como codos, bridas y válvulas para facilitar el direccionamiento del flujo y permitir el control del sistema. Los problemas del sistema de alimentación de calderas de carbón pueden producir:

- Contaminación del agua de alimentación por impurezas o minerales.
- Corrosión de tuberías y equipos debido a la presencia de elementos corrosivos en el agua.
- Incrustaciones y depósitos que reducen el flujo de agua y afectan la transferencia de calor.
- Variaciones en el flujo de agua debido a problemas en el suministro o la regulación.
- Fallas en las bombas de agua de alimentación que interrumpen el flujo de agua.

- Problemas de química del agua que pueden causar corrosión, incrustaciones o depósitos.

Existen también cambios y mejoras tecnológicas nuevas, así como mejores productos químicos para eliminar las concentraciones de impurezas en el agua de calderas. Esto significa que los operarios deben estar alerta con respecto a los diversos métodos y situaciones que ahora y en el futuro estén disponibles para resolver los problemas del agua de calderas. Es importante abordar estas problemáticas a través de una gestión adecuada del agua de alimentación, un mantenimiento regular y el cumplimiento de las normas y regulaciones de seguridad. Esto asegurará un funcionamiento eficiente y confiable de la línea de alimentación de la caldera en una central termoeléctrica.

1.8.1 ISOMÉTRICO DEL CIRCUITO SELECCIONADO E INFORMACIÓN TÉCNICA

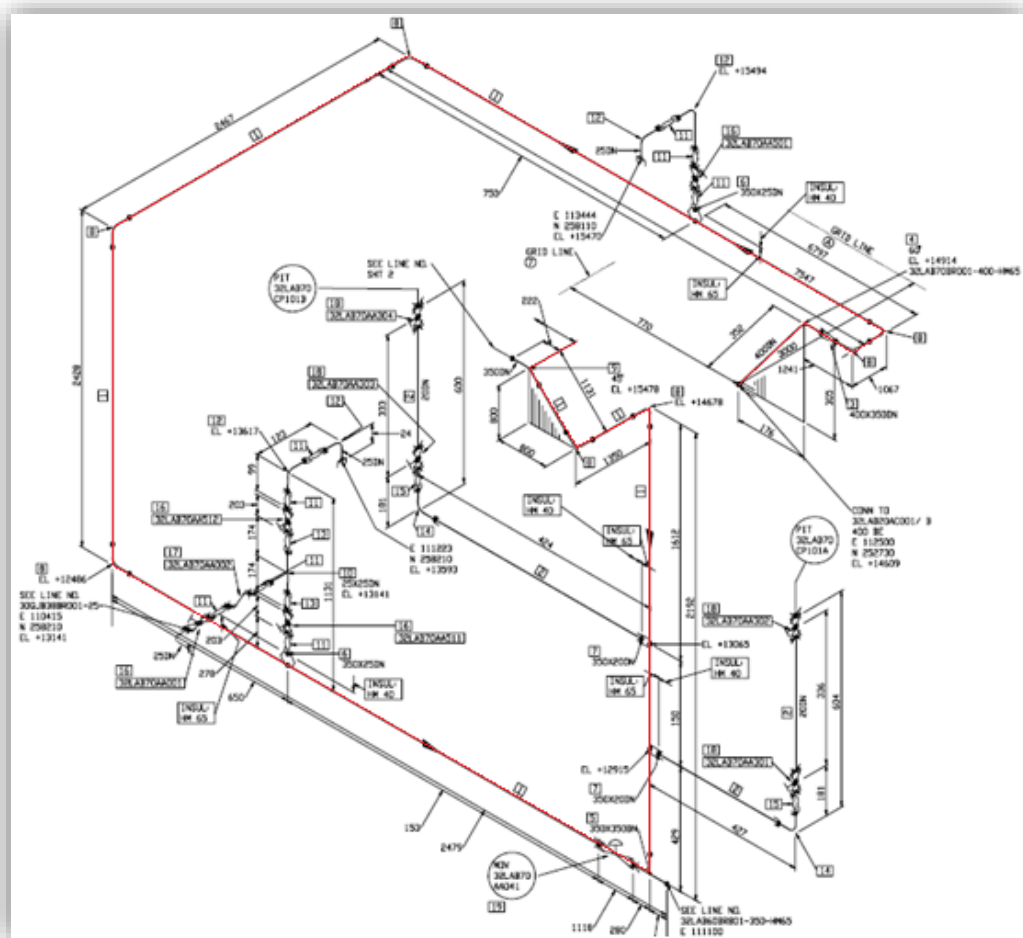


Figura 1-3: Isométrico Circuito Agua

Fuente: Central Termoeléctrica Campiche

El material utilizado para el circuito de agua alimentación es acero al carbono sin costura de 14 pulgadas Sch.80. ASTM A 106 Gr. C. Temperatura de diseño: 262° C y presión de diseño: 240 psi. Se usa en aplicaciones industriales que involucran altas

temperaturas, como también tuberías de proceso, plantas de ebullición, estaciones de compresión y refinerías.

1.9 PROPUESTA DE INSPECCIÓN

Para minimizar la problemática en línea de tuberías en una caldera de carbón pulverizado en una central termoeléctrica, se debe aplicar el diseño de tuberías basado en ASME B31.1, se recomienda seguir una propuesta de inspección integral que abarque varios aspectos clave. Aquí hay una propuesta básica de inspección:

- a) Inspección visual.
- b) Pruebas de presión.
- c) Inspección de soldaduras.
- d) Pruebas de fugas.
- e) Inspección de revestimientos.
- f) Monitoreo de corrosión.
- g) Evaluación de la integridad estructural.

Es importante destacar que esta propuesta de inspección es solo una guía general y que la inspección real debe adaptarse a las condiciones específicas de cada caldera y central termoeléctrica.

También considera la siguiente propuesta de inspección:

1.9.1 SELECCIÓN DE MATERIALES

De acuerdo con ASME B31.1, se deben seleccionar materiales adecuados que cumplan con los requisitos de resistencia y compatibilidad química para la operación de la caldera. Se pueden utilizar materiales como acero al carbono, acero inoxidable o aleaciones especiales, considerando las propiedades y limitaciones de cada uno.

1.9.2 DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO

Se debe realizar un diseño adecuado de las cañerías de acuerdo con los requisitos de ASME B31.1. Esto incluye considerar la distribución de flujo de aire y carbón pulverizado, así como las cargas de presión y temperatura. Se debe dimensionar

correctamente las cañerías y accesorios, teniendo en cuenta los factores de seguridad y los criterios establecidos por ASME B31.1.

1.9.3 CÁLCULOS DE ESPESOR DE PARED

Según ASME B31.1, se deben realizar los cálculos de espesor de pared de las tuberías para garantizar la resistencia estructural y la integridad de la línea. Estos cálculos deben considerar la presión de diseño, la temperatura de diseño, el material seleccionado y los factores de diseño establecidos por ASME B31.1.

1.9.4 SOLDADURA Y UNIONES

Las soldaduras y uniones en las tuberías deben cumplir con los requisitos y prácticas establecidas en ASME B31.1. Se deben seguir los procedimientos adecuados de soldadura, inspección y control de calidad para garantizar la calidad y la integridad de las uniones.

1.9.5 PRUEBAS E INSPECCIONES

De acuerdo con ASME B31.1, se deben realizar pruebas e inspecciones para verificar la calidad y la integridad de las tuberías. Esto puede incluir pruebas de presión, pruebas de fugas, inspecciones visuales y ensayos no destructivos, entre otros métodos de inspección recomendados por ASME B31.1.

1.9.6 DOCUMENTACIÓN Y REGISTROS

Es importante mantener una documentación adecuada y registros de diseño, fabricación, pruebas e inspecciones de las cañerías. Esto es necesario para cumplir con los requisitos de ASME B31.1 y para facilitar la trazabilidad y el mantenimiento adecuado de las tuberías a lo largo de su vida útil.

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE PARA SELECCIONAR METODOLOGÍA
AL CONTEXTO PLANTEADO

2.1 DISEÑO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS

Diseñar un plan de inspección de tuberías para una caldera conforme a API 581 implica considerar varios aspectos para garantizar la seguridad y la integridad de las instalaciones.

Inicia revisando la documentación técnica, como planos y especificaciones, para comprender la disposición y características de las tuberías. La identificación de peligros y riesgos es fundamental; evalúa los materiales transportados, las condiciones de operación y los posibles puntos de fallo.

Categoriza las tuberías según su importancia y riesgo, priorizando aquellas críticas para el funcionamiento seguro de la caldera. Esto orientará la planificación de inspecciones y la asignación de recursos.

La selección de métodos de inspección debe alinearse con las directrices de API 581. Considera la criticidad de las tuberías para determinar la frecuencia y la profundidad de las inspecciones. Desarrolla procedimientos detallados que aborden las peculiaridades de la caldera y establece criterios claros para la aceptación y las acciones correctivas.

Mediante un análisis de criticidad se buscará realizar la identificación y jerarquización (importancia) de los activos críticos, en el área (sala de calderas) donde desempeñan su labor.



Figura 2-1: Falla en Tubería

Fuente: Central Termoeléctrica Campiche.

2.2 API 570

El código API 570 da factores de lineamientos del plan de inspección, reparación, alteración y valorización se sistema de tuberías metálicas que están en servicio de refinerías, plantas de procesos, describe los requisitos mínimos y las directrices para mantener la integridad de los sistemas de tuberías después de su puesta en servicio. La sistematización de tuberías es el primer corte para la definición de los posibles problemas de corrosión y es una referencia conveniente para la ubicación general de los mecanismos de daño dentro de la unidad de proceso.

- Intención del proceso.
- Esquema de control del proceso.
- Composición de la corriente del proceso.
- Condiciones de operación de diseño.
- Conjunto similar o relacionado de IOW (Ventanas operativas de integridad).

2.3 DESARROLLO PLAN DE INSPECCIÓN API 570

Según API 570, el plan de inspección se desarrolla a partir de información disponible, como datos de diseño, registro de inspección previas, datos operacionales, entre otros. Los sistemas de tuberías se deben evaluar en función de los mecanismos de daños actuales o posibles. Los métodos y el alcance de las técnicas de ensayo no destructivos a utilizar deben evaluarse para asegurar que se puedan identificar adecuadamente al mecanismo de daño y a la gravedad del daño. La subdivisión de los sistemas de tuberías en circuitos sujetos a mecanismos de daño comunes facilita la selección de las técnicas de inspección más adecuadas para encontrar el daño que es más probable que ocurra en el circuito de tuberías. Los posibles mecanismos de daño son principalmente una función del proceso/condiciones operativas, el material de construcción y el diseño mecánico. Los exámenes se programarán a intervalos que consideran:

- Tipo de daño (API 571).
- Tasa de progresión de daño.
- Tolerancia de los equipos para el tipo de daño.
- La capacidad del método de ensayo no destructivo (END) para identificar los daños.
- Intervalos máximos definidos en los códigos y normas.
- Alcance del examen.
- Historial reciente de operaciones.

- Registros que pueden afectar los planes de inspección.
- Evaluaciones RBI o clasificación de tuberías.

El plan de inspección debe ser desarrollado utilizando las fuentes de información más adecuadas. Los planes de inspección deberán ser revisado y modificado según sea necesario cuando se identifican las variables que pueden influir en los mecanismos de daño y / o tasas de deterioro, tales como las contenidas en la inspección informes o gestión de documentos de cambio.

2.4 CONTENIDOS MÍNIMOS PARA UN PLAN DE INSPECCIÓN

El plan de inspección deberá contener las tareas de inspección y horario requeridos para controlar mecanismos de daño identificado y asegurar la integridad de la presión de los sistemas de cañerías. El plan debe contener:

- Definir los tipos de inspección necesarios.
- Identificar la próxima fecha de inspección para cada tipo de inspección.
- Describir los métodos de inspección y las técnicas de END.
- Describir el alcance y las ubicaciones de inspección y END en CML.
- Describir los requisitos de limpieza de superficies necesarios para la inspección y los exámenes para cada tipo de inspección.
- Describir los requisitos de cualquier prueba de presión necesaria (por ejemplo, tipo de prueba, presión de prueba, temperatura de prueba y duración)
- Describir cualquier reparación requerida si se conoce o se planificó previamente antes de la próxima inspección.
- Describir los tipos de daños anticipados o experimentados en los sistemas de cañerías.
- Definir la ubicación del daño esperado.
- Definir cualquier acceso especial y preparación necesaria.

Estos planes de inspección genéricos basados en normas y prácticas de la industria se pueden utilizar como punto de partida en el desarrollo de planes específicos de inspección. El plan de inspección puede o no existir en un solo documento, sin embargo, los contenidos del plan deben ser fácilmente accesibles desde los sistemas de datos de inspección.

2.5 DEFICINIÓN DE SISTEMAS Y CIRCUITO DE TUBERÍAS

Para definir los sistemas y circuitos de tuberías en los cuales se realizará el plan de inspección se utilizará API - 574: Inspection Practices for Piping System Components. Dentro de esta norma se utilizarán las siguientes definiciones, las cuales serán utilizadas en el presente trabajo

- 1) Fitting: Componente de tubería generalmente asociado con una conexión de derivación, cambio de dirección o cambio de diámetro de la tubería.
- 2) Localized Corrosión: Deterioro restringido a regiones aisladas de un sistema de tuberías, es decir, corrosión confinada a un área limitada de la superficie del metal, por ejemplo, corrosión no uniforme.
- 3) General Corrosión: Corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de la tubería en lugar de ser localizado.
- 4) Mixing Points: Los puntos de mezcla son ubicaciones en un sistema de tuberías de proceso donde se encuentran dos o más flujos. La diferencia de flujos puede ser en cuanto a temperatura o cualquier otro parámetro que pueda causar deterioro y requieren consideraciones adicionales de operación, inspección y monitoreo de proceso.
- 5) Injection Points: Los puntos de inyección son lugares donde se introduce agua, vapor, productos químicos o aditivos de proceso en un flujo principal a caudales relativamente bajos en comparación los flujos de la matriz principal. En la Figura 2-2 se ejemplifica la orientación de la boquilla de inyección.

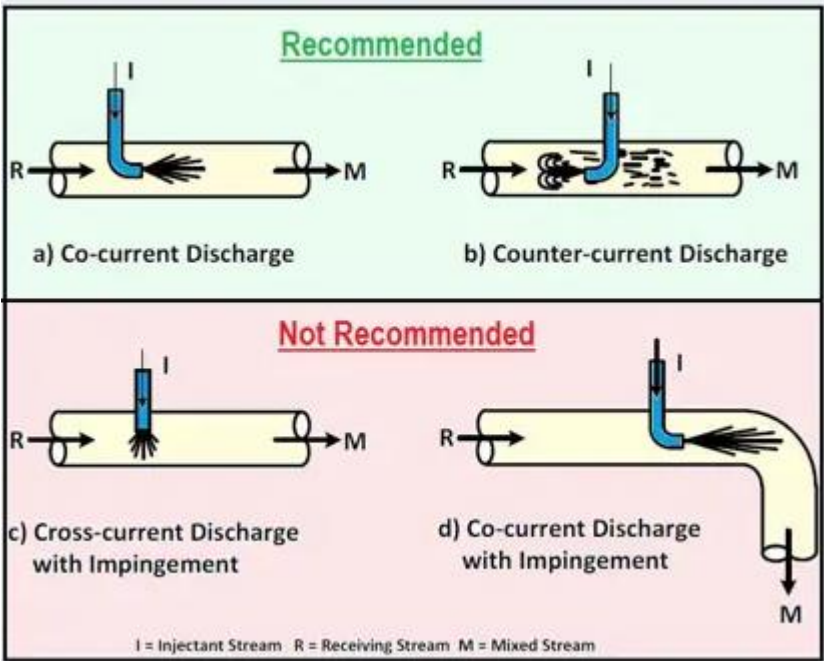


Figura 2-2: Orientación de la Boquilla de descarga de la Inyección.
Fuente: API - 574

- 6) Piping System: Conjunto de tuberías interconectadas que normalmente están sujetas al mismo (o casi el mismo) fluido de proceso, condiciones y/o diseño.
- 7) Piping Circuit: Una subsección del sistema de tuberías que incluye tuberías y componentes que están expuestos a un entorno de proceso similar en cuanto corrosión, mecanismos de daño, condiciones de diseño y material, por lo que se puede esperar razonablemente que el tipo y tasa de daño previstos sean los mismos.
- 8) Mínimum Required Thickness: El espesor sin margen de corrosión para cada componente de un sistema de tuberías basado en cálculos del código de diseño y esfuerzo admisible del código que considera la presión y otras cargas.

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)

Figura 2-3: Espesores Mínimos para Tuberías de Acero al Carbono y Bajo Aleación
Fuente: API – 574.

- 9) Minimum Alert Thickness: Un espesor mayor que el espesor mínimo requerido que proporciona una alerta temprana a partir de la cual el futuro la vida útil de la tubería se gestiona mediante una inspección adicional y una evaluación de la vida útil restante.
- 10) CMLs (condition monitoring locations): Áreas designadas en los sistemas de tuberías donde se realizan exámenes periódicos para evaluar el estado de la tubería. Los CMLs pueden contener uno o más puntos de examen y utilizar múltiples puntos de inspección que se basan en los mecanismos de daño previstos. Los CMLs pueden ser un área pequeña en un sistema de tuberías. En la Figura 2-4 puede ver el marcaje de CMLs en distintos puntos de componentes de tuberías. Cabe destacar que no necesariamente se consideran todos los CMLs disponibles en cada componente, el examen está sujeto a optimización por parte del analista encargado de realizar el plan de inspección.

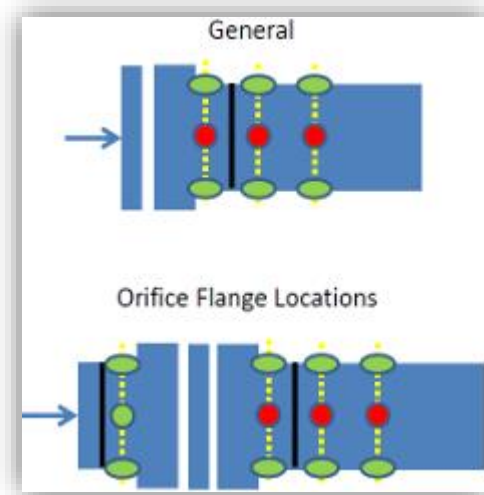


Figura 2-4: Ejemplos de CMLs en Tuberías.
Fuente: API - 574

2.6 METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) es una metodología y proceso de análisis que, a diferencia de la inspección basada en la condición, requiere una evaluación cualitativa o cuantitativa de la probabilidad de falla (POF) y la consecuencia de falla (COF) asociada con cada elemento del equipo, circuitos de cañerías incluidos, en una unidad de proceso particular. Un programa de RBI implementado adecuadamente clasifica las piezas individuales de los equipos según el riesgo y además prioriza los esfuerzos de inspección basados en esta categorización.

El cálculo de del riesgo es determinado como una función del tiempo y es estimado mediante el producto de la Probabilidad de Falla (POF) y la Consecuencia de falla (COF):

$$Riesgo = Probabilidad \times Consecuencia$$

El riesgo total es la suma de los riesgos individuales para cada consecuencia específica. A menudo un par probabilidad/consecuencia será dominante y el riesgo total puede ser aproximado por el riesgo del escenario dominante.

2.7 ESTIMACIÓN DEL RIESGO

Proceso usado para asignar valores a la susceptibilidad y la consecuencia de un riesgo. Esta puede considerar costos, beneficios, aspectos de seguridad, higiene y ambiente. La estimación del riesgo permite tomar decisiones más certeras relacionadas con:

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

2.8 PROCEDIMIENTO DE UN ANÁLISIS DE RIESGO

La secuencia lógica para realizar un análisis de riesgo es el siguiente:

- Recolectar y validar los datos y la información necesaria.
- Identificar los mecanismos de daño.
- Determinar susceptibilidad de daño y tazas.
- Determinar la POF sobre una ventana de tiempo para cada mecanismo de daño.
- Determinar los modos de falla más creíbles.
- Identificar escenarios creíbles de consecuencias que pueden resultar de un modo de falla.
- Determinar la probabilidad para cada escenario de consecuencia, considerando POF y la probabilidad específica que de un escenario de consecuencia resulte de una falla.
- Determinar el riesgo, incluyendo un análisis de sensibilidad y una revisión de los resultados del riesgo para tener consistencia.

2.9 ASIGNACIÓN DEL RIESGO

Los diversos elementos utilizados para evaluar la probabilidad y la consecuencia de la falla deben ser registrados. Esto debe incluir, pero no limitarse a, la siguiente información:

- Información básica del equipo e historia de inspección importante para la evaluación, ej. Condiciones de operación, materiales de construcción, exposición al servicio, promedio de corrosión, historia de inspección, etc.
- Mecanismos de deterioro operativos y creíbles.
- Criterios utilizados para juzgar la gravedad de cada mecanismo de deterioro.
- Modos de falla anticipados (ej. Fuga o ruptura).
- Factores claves utilizados para juzgar la gravedad de cada modo de falla.
- Criterios utilizados para evaluar las diversas categorías de consecuencia incluyendo seguridad, salud, ambiente y finanzas.
- Criterios de riesgo utilizados para evaluar la aceptabilidad de los riesgos.

2.10 TIPOS DE VALORACIÓN DE RIESGO

El tipo de valoración de riesgo puede ser aplicado cuantitativamente, cualitativamente o semi cuantitativa (usando las dos anteriores). El tipo de valoración dependerá de distintos factores como: el objeto del estudio, información disponible, tiempo para el desarrollo de la evaluación.

2.10.1 VALOR CUALITATIVO

Este método se basa en el criterio de los expertos y se enfoca en el juicio de ingeniería para la evaluación, los resultados se dan típicamente en términos cualitativos como alto medio y bajo, aunque los valores numéricos también pueden asociarse con estas categorías. Este análisis permite realizar la evaluación de riesgo en ausencia de datos cuantitativos detallados, los resultados obtenidos se consideran subjetivos y son difíciles de actualizar después de realizar la inspección.

2.10.2 VALOR CUANTITATIVO

Método sistemático, coherente y documentado son más fáciles de actualizar con base en los resultados de inspección, se basa en modelos que permiten calcular valor numérico, aunque también se puede expresar en términos cualitativos evaluando la probabilidad, consecuencia de falla y asignando valores de riesgo. Este método se caracteriza por determinar cuándo se ha pasado el límite de aceptación del riesgo. Para el cálculo del riesgo se emplea el programa de software para calcular y desarrollar recomendaciones del programa de inspección. Inicialmente los modelos son intensivos en datos, pero el uso de modelos elimina el trabajo repetitivo y detallado del proceso de planificación de inspección tradicional.

Las ventajas de un enfoque cualitativo son:

- Calcula con cierta precisión, cuando se alcanza o supere el límite de aceptación del riesgo.
- Discriminación entre riesgos de equipo permitiendo priorización de mitigación.
- Tendencia y seguimiento de la exposición al riesgo a lo largo del tiempo, así como otras métricas.
- Evaluación comparativa de la gestión de la fiabilidad, como las tendencias y comparaciones de POF.

2.10.3 VALOR SEMI CUANTITATIVO

Es un término que describe cualquier metodología, tiene aspectos derivados dentro de las metodologías cuantitativas y cualitativas, es decir, orientado para obtener los mejores beneficios de los dos anteriores enfoques. Normalmente, la mayoría de los datos utilizados en un enfoque cuantitativo son necesarios para el desarrollo del enfoque semi cuantitativo, pero con menos detalle. Los modelos pueden no ser tan rigurosos como los utilizados para el enfoque cuantitativo. Los resultados generalmente se presentan en categorías de consecuencia y probabilidad o como números de riesgo, pero los valores numéricos pueden asociarse con cada categoría para permitir el cálculo de riesgo y la aplicación de criterios de aceptación de riesgo apropiado.

2.11 PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGO

Es el proceso más simplificado de los elementos esenciales del planteamiento de la inspección con base en el análisis de riesgo Figura 2-5. Cada uno de estos pasos son muy esenciales para el procedimiento del programa de RBI independientemente del enfoque que sea empleado. El estudio mediante la metodología RBI, 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.

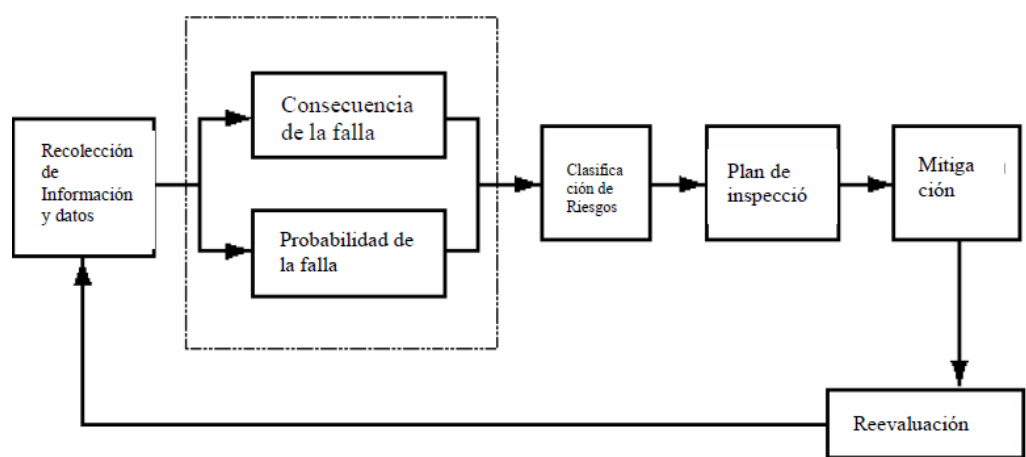


Figura 2-5: Proceso de Planeación de Inspección Basada en Riesgo

Fuente: API 580.

2.12 INTRODUCCIÓN INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La identificación y evaluación de mecanismos de degradación potenciales son pasos importantes en una estimación de la probabilidad de la falla de una tubería. Sin embargo, también se debe considerar ajustes a tácticas y estrategias de inspección para dar cuenta de consecuencias de una falla. La combinación de la estimación de probabilidad de falla y las consecuencias de falla son elementos esenciales de la inspección basada en riesgo (RBI).

Cuando el propietario o el usuario escoge dirigir una estimación RBI debe incluir una evaluación sistemática de la probabilidad de falla y de la consecuencia asociada de la falla, de acuerdo con API 580.

La evaluación de probabilidad debe basarse sobre todas las formas de degradaciones que pudieran esperarse razonablemente que afecten a los circuitos de cañería en cualquier servicio en particular.

Lo anterior, origina la necesidad de reducir los niveles de riesgos asociados mediante la implementación de metodologías y técnicas que permiten controlar, optimizar, prevenir y predecir la ocurrencia de una falla en equipos estáticos y cañerías; al aplicar la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) para generar planes óptimos de inspección, con base en las normas internacionales API 580/581, con el soporte de otras normas, como: API 570, API 571, API 574, API 579, API 650, API 653, API 1160 y ASME B31.3, ASME 31.4, ASME 31.8 y ASME 31.8S, así como, procedimientos de ingeniería o estándares de los propietarios de los activos evaluados.

2.13 RBI (INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO)

La implementación de planes de inspección según API 580 implica seguir una metodología basada en el riesgo para priorizar y planificar las inspecciones en la industria del petróleo y gas. Este enfoque implica analizar la probabilidad y las consecuencias de una falla para desarrollar un plan de inspección. El objetivo es garantizar la seguridad y la confiabilidad, al tiempo que se optimizan los recursos de inspección y mantenimiento.

Los planes de inspección según API 580 se basan en la evaluación del riesgo y permiten identificar y priorizar los activos críticos que requieren una atención y monitoreo más rigurosos. Los planes ayudan a prevenir fallas catastróficas, reducir el tiempo de inactividad no planificadas y optimizar la vida útil de los equipos.

La implementación de estos planes implica realizar inspecciones periódicas y utilizar criterios de evaluación cuantitativos y cualitativos para determinar la necesidad de reparaciones, reemplazos, ajustes o mejoras en los equipos. También se deben documentar y mantener las actividades de capacitación, se requiere un programa de desarrollo y actualización continua del personal.

El RBI se enfoca en determinar el riesgo relativo de forma sistemática, lo cual

permite tener una clasificación jerárquica, de tal forma que definamos a las facilidades, unidades, equipos y componentes en un ranking de acuerdo con el nivel de riesgo, y así lograr que los esfuerzos para gestionar el riesgo se ocupen de los equipos con más alto riesgo.

Los elementos claves de un programa de RBI deben incluir:

- Un sistema de gestión que permita mantener la documentación técnica, los datos históricos, información requerida para el análisis, las actualizaciones de los análisis y la consistencia del programa.
- Tener un método documentado para determinar la POF.
- Tener un método documentado para determinar la COF.
- Metodología para gestionar el riesgo mediante inspecciones, control de procesos y actividades de mitigación.

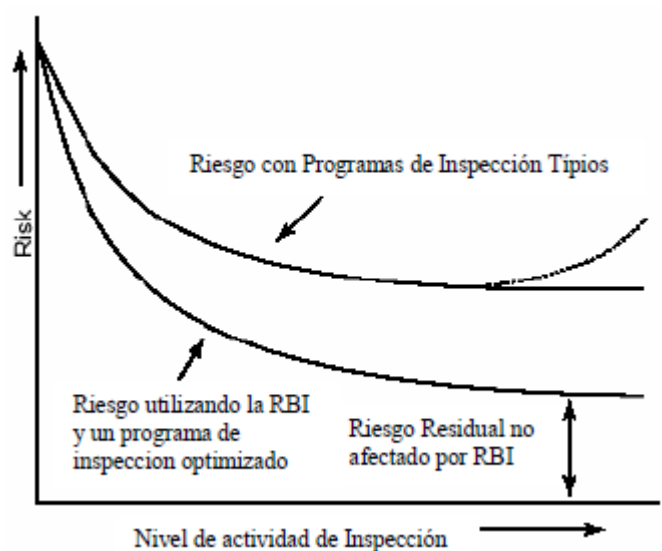


Figura 2-6: Gestión del Riesgo usando RBI

Fuente: API 580

El riesgo es un concepto relativo, y no puede reducirse a cero solamente realizando esfuerzos de inspección. El riesgo residual de pérdida de fluido incluye factores como el error humano, desastres naturales, amenazas de terceros, actos vandálicos, errores de diseño, limitaciones de los métodos de inspección, mecanismos de daño ocultos, entre otros.

2.14 MATRIZ DE RIESGO

Son análisis de inspección basados en riesgo que requieren el cálculo de probabilidades de falla y el modelaje de las consecuencias de fallas. Mezclando los factores que componen las probabilidades de falla y las consecuencias de falla se obtiene el valor del riesgo. Grafica la comprensión del Riesgo; Probabilidad de Falla (POF) en el eje “Y”; y Consecuencia de Falla (COF) en el eje “X”.

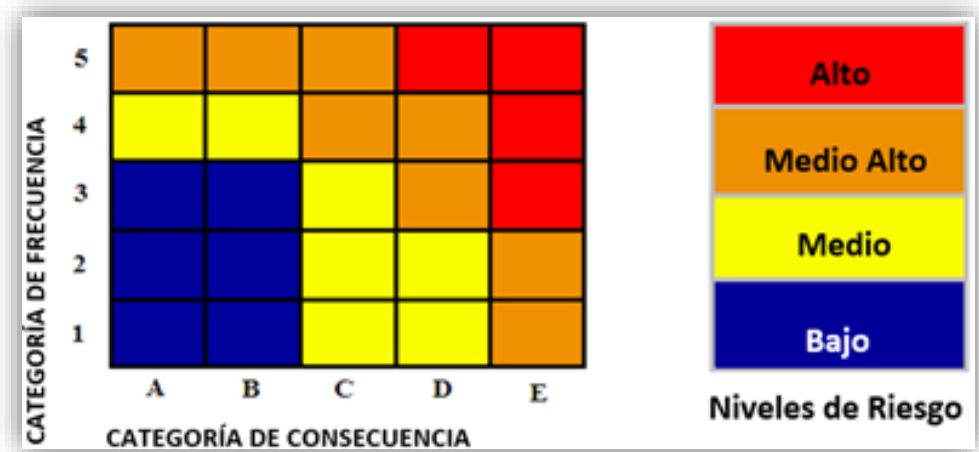


Figura 2-7: Matriz de Riesgo

Fuente: API 580

2.15 MECANISMO DE DAÑO Y MODOS DE FALLAS

Para poder determinar la probabilidad de falla del equipo, es necesario distinguir los mecanismos de daño y modos de falla a los cuales está sometido de acuerdo con sus condiciones de operación.

Estos mecanismos de daño incluyen corrosión, agrietamiento, daños mecánicos y metalúrgicos, los cuales son importantes para efectuar el análisis de la probabilidad de falla, seleccionar los lugares donde inspeccionar, que técnicas de inspección utilizar y que clase de decisiones pueden reducir o eliminar la probabilidad de un mecanismo de daño específico.

Para poder identificar adecuadamente los mecanismos de daño y modos de falla se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- 1) Identificar las condiciones de operación y ambientales internas y externas del equipo, la edad o tiempo en servicio y las cargas operacionales.
- 2) Identificar los materiales, los métodos de fabricación, construcción y tratamiento térmico si hubiese.
- 3) Reconocer los mecanismos de daño y la forma en la que se manifiestan.
- 4) Considerar la ocurrencia de que un mismo componente tenga dos o más mecanismos de daño al mismo tiempo.

En “Anexo 01 - Mecanismos de daño según API 580” se encuentra un listado de los mecanismos de daño reconocidos por el código que aplican en la industria del petróleo, gas e industria química, a partir del cual es necesario considerar para el cálculo de la probabilidad de falla los siguientes fenómenos:

- 1) Corrosión Externa.
- 2) Abrasión (adelgazamiento).

2.15.1 CORROSIÓN EXTERNA

La corrosión externa es un proceso de deterioro que afecta la superficie externa de metales cuando se exponen a agentes corrosivos como la humedad, productos químicos y aire salino. Estas interacciones desencadenan reacciones electroquímicas que generan compuestos como óxidos e hidróxidos, debilitando gradualmente el material y comprometiendo sus propiedades mecánicas y estructurales. Factores como la composición química del metal, temperatura, humedad, contaminantes atmosféricos y defectos en la superficie influyen en este proceso. La corrosión externa es especialmente relevante en entornos agresivos como instalaciones industriales o marítimas

La morfología de daño se puede evidenciar en la Figura 2-8 donde se caracteriza una pérdida de metal localizada en el espesor en forma de picaduras, ranuras, ondas, orificios redondeados y valles. Estas pérdidas frecuentemente muestran un patrón de dirección determinado por la dirección del flujo y las fallas producto de ellas suelen suceder en periodos de tiempo relativamente cortos.



Figura 2-8: Corrosión Externa en Tubería.

Fuente: Mecanismos de daño – API 571

2.15.2 ABRASIÓN

La abrasión puede ser definida como la acción mecánica de rozamiento provocada por una partícula más dura, que ocasiona desgaste y erosión a la superficie en contacto. En pocas palabras, es el roce directo de uno o varios cuerpos con otro.

Las tuberías que componen los sistemas de piping y las redes de distribución de línea de alimentación no son ajenas a este problema. Se sabe que las primeras sufren desgaste debido a los sedimentos que transportan junto con el agua, y de las segundas, aunque no se tenía certeza se cree que estaba relacionado, entre otras, con las fugas en las conexiones, y también con las partículas sólidas transportadas en su interior.

Independientemente de cuáles sean las causas del fenómeno, las consecuencias pueden alejar la red de su funcionamiento óptimo.

En primer lugar, es evidente que el caudal que se fuga a través de estas fallas representa una pérdida monetaria y ambiental para el operador, pues no sólo está dejando de facturar parte de su producción, sino que está desperdiciando un recurso escaso. Por otro lado, la presión interna de la red podría interactuar con la falla haciéndola crecer, debilitando así la resistencia estructural del tubo hasta el punto de ponerla en riesgo de estallar.

Por último, la interacción entre el agua fugada y el material a su alrededor puede afectar la resistencia del suelo, poniendo en peligro la estabilidad de las estructuras en la superficie.

La abrasión ocurre cuando el flujo remueve parte del material de la cara interna de la tubería como muestra en la Figura 2-9.

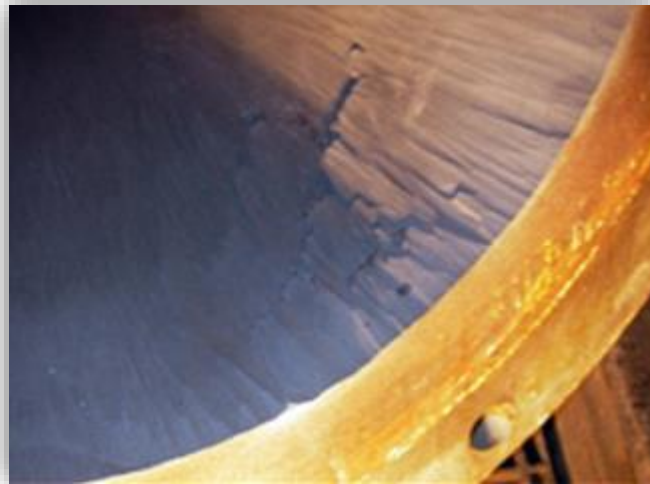


Figura 2-9: Adelgazamiento por Abrasión
Fuente: Mecanismos de daño – API 571

2.16 EFECTIVIDAD DE INSPECCIÓN

El código de referencia establece criterios de efectividad de la inspección para cada factor de daño, donde cada uno de estos se ve afectado por el historial de inspección de un equipo en particular y las técnicas utilizadas en este periodo. La efectividad de una inspección está determinada por la sensibilidad de la técnica para detectar indicaciones, la capacitación de los inspectores y el nivel de conocimiento de los expertos al determinar las zonas de inspección.

La efectividad de una técnica de inspección permite descartar entre los diferentes mecanismos de daño que pueden afectar a un determinado material y predecir la velocidad de daño o deterioro en un contexto operacional definido.

El código de referencia dispone de distintas tablas que describen en que consiste cada inspección para ser categorizadas en función del mecanismo de daño a estudiar. Sin embargo, en líneas generales la efectividad de inspección se puede categorizar según manifiesta la Tabla 2-2.

Categoría de la Inspección	Categoría de Efectividad de Inspección	Descripción
A	Altamente Efectiva	Los métodos de inspección identifican correctamente el estado de daño del equipo en casi todos los casos (80%-100% de confianza)
B	Usualmente Efectiva	Los métodos de inspección identifican correctamente el estado de daño del equipo en la mayoría de los casos (60%-80% de confianza)
C	Medianamente Efectiva	Los métodos de inspección identifican correctamente el estado verdadero del daño sobre la mitad de los casos (40%-60% de confianza)
D	Pobremente efectiva	Los métodos de inspección proporcionan poca información del estado verdadero del daño (20%-40% de confianza)
E	Inefectiva	El método de inspección no proporciona ninguna o casi ninguna información para identificar correctamente el daño y se considera inefectivos para detectar el mecanismo de daño específico.

Tabla 2-1: Categorías de efectividad de Inspección.
Fuente: Elaboración a partir de API - 580.

2.17 **PROBABILIDAD DE FALLA (POF)**

Se utilizan dos métodos para calcular la Probabilidad de Falla POF: el método “GFF” y un método de distribución “Weibull” de dos parámetros. El método GFF se utiliza para predecir la Probabilidad de Falla (POF) de pérdida de contención en equipos de límites de presión. El método de distribución Weibull se utiliza para predecir la POF en dispositivos de alivio de presión (PRD) y en intercambiadores de calor.

Manera Determinística:

$$P_f(t) = gff * D_f(t) * F_{MS} = 1,08 \text{ E} - 07$$

Ecuación 2-1. Probabilidad de falla.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Dónde:

$P_f(t)$: Probabilidad de falla = 0,000000108

gff : Frecuencia genérica de falla = 3,06 E-05

F_{MS} : Factor de gestión de sistema = 0,1584

$D_f(t)$: Factor de daño = 0,0224781

Manera Probabilística:

$$P_{f(t)} = 1 - \exp\left[\left(\frac{t}{n}\right)^\beta\right]$$

Ecuación 2-2. Probabilidad de falla Weibull.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Dónde:

$P_{f(t)}$: Probabilidad de falla.

t : Tiempo en años.

η : Parámetro de vida característico de Weibull, años.

β : Parámetro de forma de Weibull.

2.18 FRECUENCIA GENÉRICA DE FALLA

Esta variable está asociada a una probabilidad de falla asociada a distintas familias de equipos en un sistema productivo determinado, el cual puede ser una industria o una empresa en particular.

Si existe suficiente información disponible para un determinado componente, probabilidades de falla pueden ser calculadas a partir de fallas observadas en un contexto operacional determinado. Las frecuencias genéricas de falla pueden estimarse a partir de registros de todas las plantas de una empresa, o de una industria, de fuentes literarias o bases de datos de confiabilidad.

Las frecuencias genéricas están relacionadas con modos de falla que experimentan los distintos componentes dentro del alcance de esta metodología, los cuales son clasificados desde fugas pequeñas hasta la ruptura. Estas frecuencias para cada tipo de componente se dividen a través de tamaños de orificios relevantes.

Las frecuencias establecidas en el código API 581 son referenciales y sugeridas, donde su utilización va a depender del criterio del analista, siempre que se ajusten a las características reales de los equipos en análisis o según requerimientos del mandante. Bajo

esta perspectiva y en virtud de la falta de registros de la Planta con respecto a las fallas ocurridas en el último tiempo es que se tomarán como referencia las frecuencias genéricas de falla que ofrece el código API 581, (Anexo N°2) e ilustradas en la Tabla 2-2.

PIPE – 14”	gff como función del tamaño de orificio [fallas/año]				gff total [fallas/año]
	pequeño	mediano	grande	ruptura	
	8,00 E-06	2,00 E-05	0	6,0 E-06	3,06 E-05

Tabla 2-2. Frecuencias genéricas de falla para tubería estudiada.
Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

2.19 FACTORES DE DAÑO

El principal propósito de los factores de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en una determinada unidad de control en función del tiempo en servicio y la efectividad de las actividades de inspección efectuadas.

Los factores de daño proveen una variable de filtrado para determinar prioridades de inspección y optimizar sus esfuerzos, sin embargo, su tratamiento según los lineamientos del código API 580 – 581 no proveen una evaluación de aptitud para el servicio del componente. Los factores de daño identificados por el código de referencia son los siguientes:

- 1) D_{f-gov}^{thin} : Adelgazamiento
- 2) D_{f-gov}^{SCC} : Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos
- 3) D_{f-gov}^{extd} : Daño Externo
- 4) D_{f-gov}^{htha} : Ataque por Hidrógeno a alta temperatura
- 5) D_f^{mfat} : Fatiga mecánica (sólo para tuberías)
- 6) D_{f-gov}^{britt} : Fractura Frágil

El código utilizado para el presente análisis propone un abanico de ecuaciones para determinar el factor de daño combinado por múltiples mecanismos de daño. Para el equipo bajo estudio, donde el daño externo y por adelgazamiento es puntual y general, respectivamente, se utilizará la Ecuación 2-3 para la determinación del 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 2-3. Factor de Daño total.

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

El código evalúa 21 factores de daño con sus respectivos criterios de selección (Anexo 03 – Criterios de selección de factores de daño según API 581) de los cuales se detecta “Adelgazamiento por Erosión” y “Abrasión”, por lo cual la Ecuación 2-3, se transforma en la Ecuación 2-4.

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

Ecuación 2-4. Factor de Daño para el caso evaluado.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

El factor D_{f-gov}^{thin} se reemplazó por D_f^{thin} porque las tuberías no tienen lining (recubrimiento interior). El cálculo de D_f^{thin} se realizó en el Anexo 4.

Anexo 04 – Calculo de obteniéndose el valor:

$$D_{f-total} = D_f^{thin} = 0,0224781$$

2.20 FACTOR DE GERENCIAMIENTO

Esta variable considera la repercusión que tienen los sistemas de gestión y administración de la Planta en la integridad mecánica de sus equipos, así como la probabilidad de detectar con anticipación el daño acumulado que puede resultar en una pérdida de contención. Al mismo tiempo, este factor entrega un parámetro que se relaciona con la calidad del sistema de administración de integridad y seguridad de la Planta.

El código de referencia 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 2-5.

$$pscore = \frac{Score}{1000} * 100\% \text{ (en unidades de \%)}$$

Ecuación 2-5. Puntaje de evaluación del sistema de Gerenciamiento de la Planta.
 Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

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 2-6.

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

Ecuación 2-6. Factor de Gerenciamiento.
 Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Para el cálculo del factor de gerenciamiento se utilizará el puntaje de evaluación del sistema de gestión de la planta en porcentaje mediante el Diagrama 2-1.

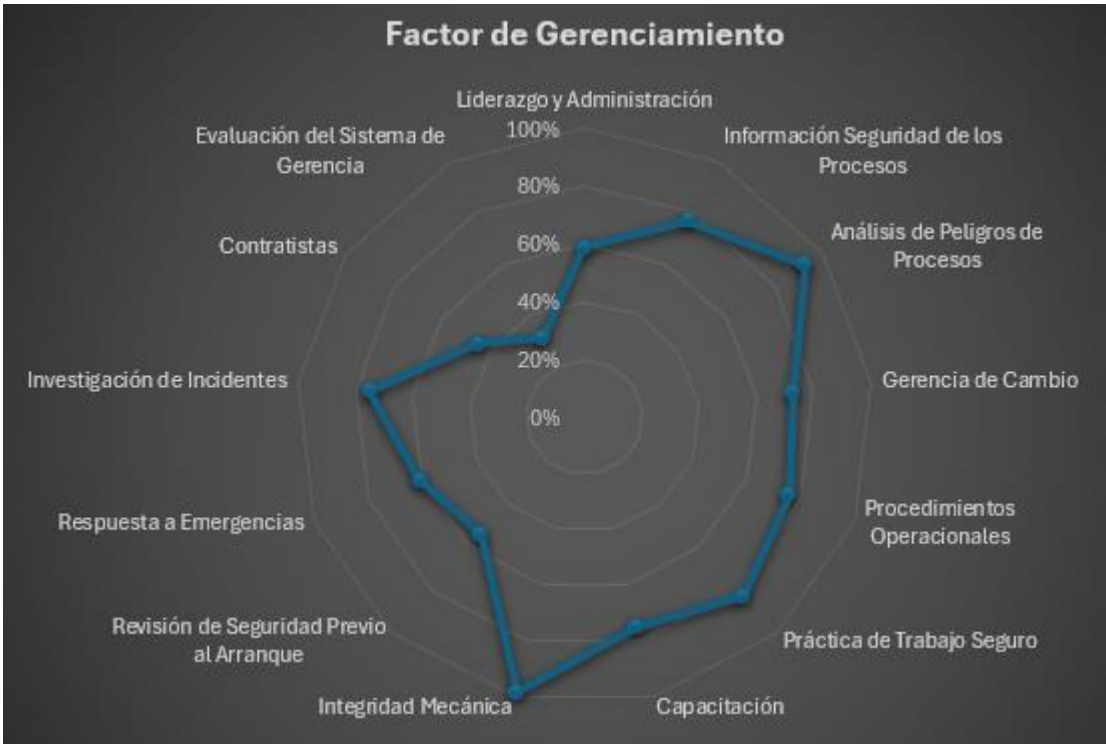


Diagrama 2-1. Evaluación sistemas de gestión Central Termoeléctrica.
 Fuente: Elaboración a partir de Evaluación de Gerenciamiento API 581

La metodología para obtener el factor de gerenciamiento permite identificar aquellas brechas que repercuten directamente en la gestión del riesgo de una instalación en particular. Para el caso de la Central Termoeléctrica, se detectaron oportunidades de mejora principalmente en Liderazgo y Administración, Evaluación de los Sistemas de Gerencia y Respuesta a Emergencias.

Tabla 2-3: Consolidado de encuesta de gerenciamiento presenta un resumen de los ítems evaluados y la puntuación obtenida.

Nº	Item	Total	Puntaje Real	Puntaje Posible
1	Liderazgo y Administración	59	84%	70
2	Información Seguridad de los Procesos	77	96%	80
3	Análisis de Peligros de Procesos	93	93%	100
4	Gerencia de Cambio	73	91%	80
5	Procedimientos Operacionales	76	95%	80
6	Práctica de Trabajo Seguro	83	98%	85
7	Capacitación	75	75%	100
8	Integridad Mecánica	98	82%	120
9	Revisión de Seguridad Previo al Arranque	54	90%	60
10	Respuesta a Emergencias	61	94%	65
11	Investigación de Incidentes	75	100%	75
12	Contratistas	45	100%	45
13	Evaluación del Sistema de Gerencia	31	78%	40
TOTAL		900	90%	1000

Tabla 2-3: Consolidado de Encuesta de Gerenciamiento.

Fuente: Elaboración a partir de Evaluación de Gerenciamiento API 581

Se obtiene un valor *Score* de 90,00 y aplicando la Ecuación 2-6 un $F_{MS} = 0,158$.

2.21 CONSECUENCIA DE FALLA (COF)

Es el impacto o daño resultante de una falla o pérdida de contención (fluido líquido) en una instalación industrial. Se utiliza para evaluar el nivel de riesgo asociado con una determinada falla o escenario de pérdida de contención. La Consecuencia de Falla se puede medir en términos de impacto económico, impacto en la producción, impacto ambiental, impacto en la seguridad y salud de las personas, entre otros factores relevantes. La evaluación de la Consecuencia de Falla ayuda a priorizar las acciones de mitigación además de tomar decisiones informadas sobre la gestión en instalaciones industriales.

Manera Determinística:

$$FC_{Total} = FC_{Cmd} + FC_{Affa} + FC_{Prod} + FC_{Inj} + FC_{Environ}$$

Dónde:

- FC_{Total} : Consecuencia financiera total (\$).
- FC_{Cmd} : Consecuencia financiera por reparación del equipo afectado (\$).

- FC_{Prod} : Consecuencia financiera en el área de producción (\$).
- FC_{Affa} : Consecuencia financiera por reparación de equipos cercanos afectados (\$).
- FC_{Inj} : Consecuencias financieras por potenciales daños a personas (\$).
- $FC_{Environ}$: Consecuencias financieras ambientales (\$).

Anexo 12 – Determinación de Área de Consecuencia Financiera, el factor de costo total mediante la suma de los costos calculados se obtiene el valor de:

FC_{Total}	18.697,72 [USD]
--------------	-----------------

Manera Probabilística:

$$C_f = Cost_{Prod} + Cost_{Amb} + Cost_{Bundle} + Cost_{Mant}$$

Dónde:

- $Cost_{Prod}$: Costos de producción.
- $Cost_{Amb}$: Costos ambientales.
- $Cost_{Bundle}$: Costos de reemplazo.
- $Cost_{Mant}$: Costos de mantenimiento.

A través de un programa de IBR, el riesgo es gestionado mediante el control de la POF a través de inspecciones y mantenimiento, mientras que la COF es gestionada por la gerencia de procesos y personal de prevención de riesgos mediante actividades como modificación de equipos, procesos, implementación de barreras de contención y/o aislamiento, reducción del volumen inventariado, optimización de sistemas contra incendios, etc.

Existen dos niveles de metodología para el análisis de consecuencia:

- **Nivel 1:** Limitado a las consecuencias asociadas a fugas de un número limitado de fluidos de referencia listados en el “Anexo 06 – Fluidos indicados para el análisis de consecuencia nivel 1” y el contexto operacional del sistema. Las mayores consecuencias de este nivel estarán asociadas a incendios causados por líquidos y explosión de nubes de vapor para gases.

Para emplear un análisis de consecuencia de nivel 1 se deben considerar las siguientes circunstancias:

- 1) La fase de fluido de liberación puede ser líquido o gas, dependiente de la fase en la que se encuentre almacenado y la fase que se espera que ocurra durante un evento de liberación del hidrocarburo a la atmósfera.
- 2) Las propiedades para un fluido representado que se encuentre en una mezcla se puedan establecer valores promedio. (por ejemplo, Masa molar, densidad, calores específicos, etc.).
- 3) La probabilidad de ignición y de otros posibles eventos de liberación sean predeterminadas para cada fluido representativo en función de la temperatura, Temperatura de ignición atmosférica (AIT) y tipo de liberación. Estas probabilidades permanecerán constantes, independientes de la tasa de liberación.
- 4) Los efectos del “BLEVE” no están incluidos en este análisis.
- 5) Los efectos de explosiones no inflamables, tales como aquellas posibles cuando gases presurizados no inflamables son liberados durante la ruptura de un recipiente, no están incluidos en esta evaluación.
- 6) Las condiciones meteorológicas se asumieron y se utilizaron en los cálculos de dispersión que representan la base para la tabla de análisis de consecuencia.

Las áreas de consecuencia no consideran la liberación de un producto tóxico durante una reacción de combustión. (por ejemplo, no considera la producción de dióxido de azufre que producen los sulfuros).

El procedimiento de cálculo en nivel uno se refleja en el Diagrama 2-2 Metodología de COF Nivel 1:

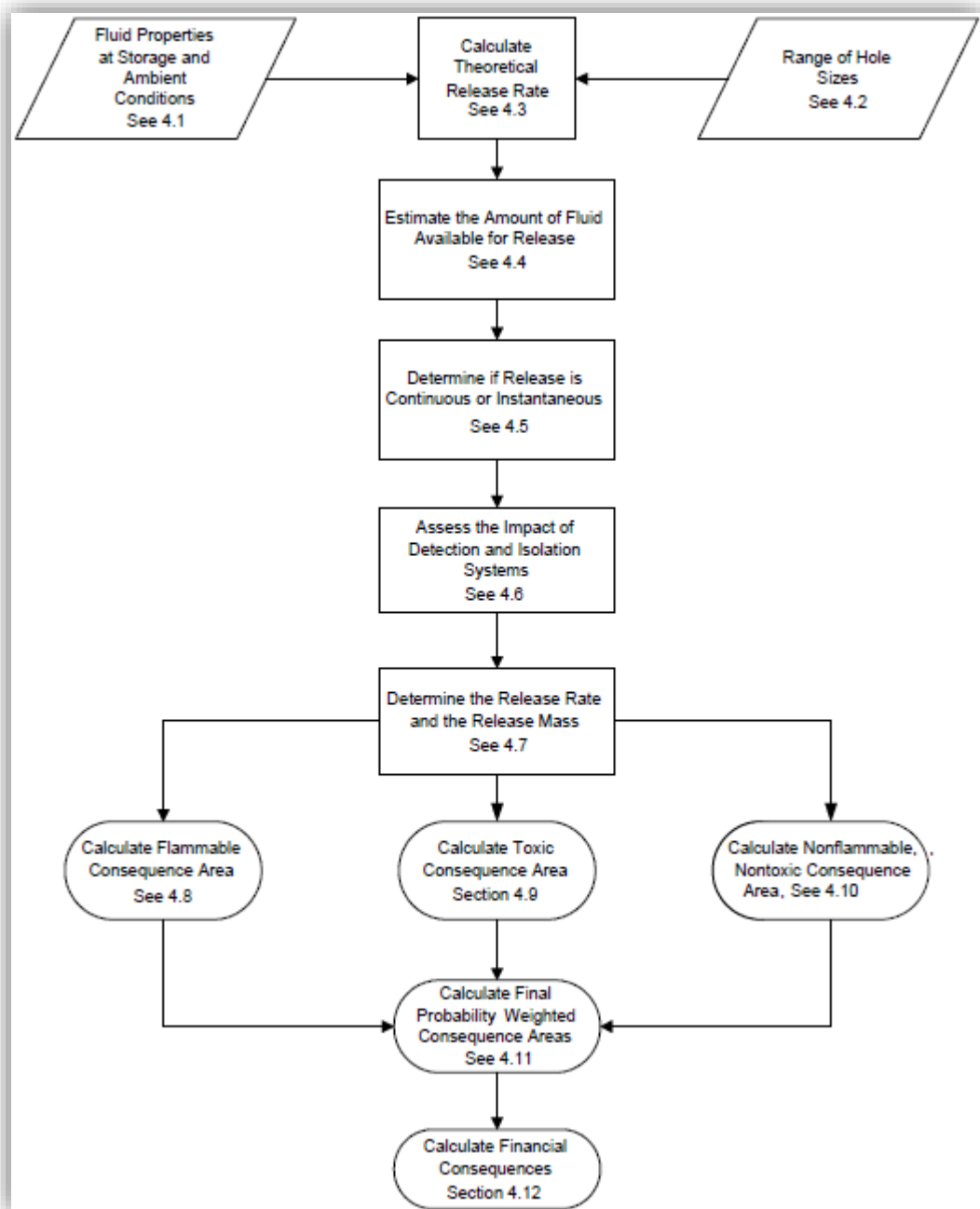


Diagrama 2-2. Metodología COF Nivel 1.

Fuente: API 581

- Nivel 2:** Incorpora un procedimiento de simulación del comportamiento de los fluidos, como el balance de masa y energía, representado en diagrama de procesos. Esto es, se determina un alto grado de precisión cuales son las propiedades químicas y propiedades físicas de cada fluido. Para este análisis se suele requerir de simulaciones y conocimiento específico del equipo o componente.

2.22 **DETERMINACIÓN DEL FLUIDO REPRESENTATIVO Y SUS PROPIEDADES**

El primer paso para el análisis de consecuencia es determinar las propiedades del fluido de trabajo, para lo cual el código API 581 ofrece un listado de fluidos representativos sobre el cual se deben efectuar los cálculos. El fluido representativo que más coincida con el fluido contenido en el sistema presurizado a evaluar debe ser seleccionado de un listado ilustrado en el “Anexo 06 – Fluidos indicados para el análisis de consecuencia nivel 1”. En muy pocas refinerías o plantas químicas los fluidos son un material puro, la selección de un fluido representativo siempre involucra ciertos supuestos. Los fluidos de trabajo del circuito se identificaron y tipificaron según la tabla propuesta, quedando representados en Tabla 2-4.

Fluido Representativo	Tipo de Fluido	Material aplicable
Agua	TIPO 0	Agua

Tabla 2-4. Fluido Representativo.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Con esto se hace un catastro de los fluidos de trabajo, con ello se estima que el coeficiente isentrópico en promedio para el tipo de productos es $k = 1,33$

2.23 **TAMAÑO DE ORIFICIO DE LIBERACIÓN**

Para el análisis de consecuencia es necesario predeterminar el tamaño de un supuesto orificio por el cual se liberará el fluido contenido. Para lograr este propósito, el código de referencia establece tamaños de orificio definidos, ya que de otra manera sería impracticable realizar un análisis a partir de un espectro continuo de tamaños de orificio. Estos tamaños de orificio predeterminados permiten una mejor gestión de los supuestos escenarios a considerar.

Los tamaños de orificio están limitados a un máximo de 16 pulgadas, Este diámetro representa el valor máximo para el cálculo de liberación, ya que fallas catastróficas de componentes generalmente no involucran la desintegración de todo el equipo.

La selección del tamaño de orificio dependerá del tipo de componente a evaluar y su geometría. Los distintos tamaños de orificio predeterminados por el código de referencia están detallados en la Tabla 2-5.

Número de Orificio	Tamaño del Orificio	Rango de Diámetros [pulg]	Diámetro del orificio, d_n [pulg]
1	Pequeño	0 – ¼	$d_n = 0.25$
2	Mediano	> ¼ – 2	$d_n = 1$
3	Grande	> 2 – 6	$d_n = 4$
4	Ruptura	> 6	$d_n = \min[D, 16]$

Tabla 2-5. Tamaños de orificio de liberación de fluido y diámetros utilizados para Análisis de Consecuencia de nivel 1 y 2.
Fuente: Elaboración a partir API 581.

Las tuberías del sistema son principalmente de 14” por lo que el tamaño de orificio es “Ruptura” y un tamaño de $d_n = \min[D, 16]$ *pulg*.

2.24 TASA DE LIBREACIÓN DE FLUIDO

Las tasas de liberación dependen de las propiedades físicas del fluido, su fase inicial dentro del recipiente, las condiciones de operación del proceso y el tamaño de orificio asignado. La ecuación de la tasa de liberación debe ser seleccionada en función de la fase cuando este contenido en el equipo y su régimen de descarga (sónico o subsónico), cuando éste es liberado.

La fase inicial corresponde a la fase del fluido almacenado previo a entrar en contacto con la atmósfera. Para sistemas bifásicos, algunas consideraciones deben considerarse para poder tomar en cuenta el modelamiento.

En base a lo anterior y con cálculos conservadores (detallados en Anexo 07 – Determinación de tasa de liberación) se obtiene una tasa de liberación de 496,582 [lb/s]

2.25 TIPO DE LIBREACIÓN DE FLUIDO

El tipo de liberación corresponde a la forma en que el fluido es liberado hacia la atmósfera puede ser modelado como uno de los siguientes tipos:

- 1) LIBERACIÓN INSTANTÁNEA: Esta liberación ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa como una larga nube.
- 2) LIBERACIÓN CONTINUA: Una liberación tipo “pluma” es aquella que ocurre en un gran periodo de tiempo, permitiendo al fluido dispersarse en forma de una elipse elongada dependiendo de las condiciones climáticas.

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

- 1) El tamaño del orificio es menor o igual a 6,35 [mm] (¼")
- 2) La masa liberada es menor o igual a 4536 [kg] (10 000 [Lb])
- 3) 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 es Liberación Instantánea. (no cumple con ninguna condición).

2.26 IMPACTO EN LOS SISTEMAS DE AISLACIÓN Y DETECCIÓN

En las termoeléctricas usualmente tienen una variedad de sistemas de mitigación, aislación y detección que tienen como finalidad reducir los efectos de liberación de fluidos peligrosos. Una metodología simplificada para evaluar la efectividad de varios tipos de sistemas de detección, aislación y mitigación son incluidas en el código de referencia.

Estos sistemas de seguridad afectan la liberación de fluido de distintas maneras. Algunos sistemas reducen la magnitud y duración de la liberación a través de la detección y aislación de la fuga, mientras que otros sistemas reducen el área de consecuencia para minimizar las probabilidades de ignición o limitar la diseminación del fluido.

Se asume que los sistemas de mitigación, aislación y detección afectan la liberación de dos maneras:

- 1) SISTEMAS DE DETECCIÓN Y AISLAMIENTO: Estos sistemas están diseñados para detectar y aislar la fuga, por lo que tienden a reducir la magnitud y la duración de la liberación.
- 2) SISTEMAS DE MITIGACIÓN: Estos sistemas están destinados para mitigar o reducir la consecuencia de la liberación.

El resultado del análisis de los sistemas de aislación y bloqueo define un factor de mitigación o de reducción de fluido liberado, el cual se detalla en el Anexo 09 – Impacto de los sistemas de aislación y monitoreo.

2.27 CÁLCULO DE 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. El procedimiento está descrito en el Anexo 10 – Determinación del flujo de masa de liberación.

2.28 ÁREA DE CONSECUENCIAS

El área afectada es utilizada para describir las consecuencias potenciales en el campo del análisis de riesgo. Tal como indica el nombre, las áreas afectadas representan la cantidad de superficie que experimenta un efecto producto de un probable evento de fuga.

El código distingue tres categorías de área de consecuencia a evaluar, las cuales son:

- 1) Inflamables y explosivos.
- 2) Tóxicas.
- 3) Financiera.

Para la evaluación del sistema, se considerarán consecuencias inflamables y financieras ya que no se cuenta con las fichas de seguridad e los fluidos comerciales utilizados como para evaluar la toxicidad involucrada.

Para la evaluación del sistema en Línea de Alimentación en Caldera se considerarán sólo las consecuencias inflamables y financieras.

Los cálculos de área de consecuencia inflamables y financieras se encuentran detalladas en el Anexo 11 – Determinación de área de consecuencia inflamable y Anexo 12 – Determinación de área de consecuencia financiera.

2.29 RIESGO

Es la combinación de la probabilidad de que ocurra algún evento durante un período de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas al evento. En términos matemáticos, el riesgo puede calcularse mediante la siguiente Ecuación 2-7.

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

Ecuación 2-7. Cálculo del riesgo.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Dónde:

$R(t)$: Riesgo.

$P_f(t)$: Probabilidad de falla.

C_f : Consecuencia de falla.

En el caso de la metodología propuesta por API - 581 las consecuencias son Área de impacto de consecuencia, expresado en unidades de área CA y consecuencia financiera, expresado en términos económicos FC .

A partir de los datos analizados y estimados, el riesgo asociado al recipiente de referencia en términos económicos resulta indicado en la Tabla 2-6: Riesgo Financiero evaluado.

$P_f(t)$	1,08 E-07
FC	18.697,72 USD
$R(t) \text{ anual}$	0,002032014 USD

Tabla 2-6. Riesgo Financiero Evaluado.

Fuente: Metodología de Inspección Basada en Riesgos – API 581

Estableciendo los límites financieros asociados al contexto operacional de la Empresa, graficados en la Tabla 2-6, es posible manifestar que en Línea de Alimentación en Caldera se presenta como sistema con un riesgo bajo.

**CAPÍTULO 3: PLAN DE INSPECCIÓN A TRAVÉS DE ELABORACIÓN DE
PROPUESTA PARA POSTERIOR IMPLEMENTACIÓN EN LA EMPRESA**

3.1 **PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGOS**

El plan de inspección se establece para detectar y evaluar los diferentes mecanismos de daño debido a las condiciones de operación, entorno ambiental, sustancias y materiales involucrados. Asimismo, los métodos, la frecuencia y los criterios de aceptación utilizados en las inspecciones pueden afectar el nivel de incertidumbre que está relacionado con la probabilidad de falla del elemento inspeccionado.

Un programa de inspección efectivo considerará cuándo, dónde y cómo gestionar los recursos de inspección, con el propósito de administrar la integridad mecánica de las Instalaciones, bajo un enfoque en el valor económico y rendimientos aceptables; así como contar con un registro documental que sirva de insumo para los procesos de inspección programada y para la actualización de los programas de mantenimiento, cuando se presenten cambios en las condiciones de operación.

Un plan de inspección basado en riesgos debe contener por lo menos lo siguiente:

- 1) El objetivo y alcance de la inspección.
- 2) Descripción del área, planta o nodo/equipo que se va a inspeccionar.
- 3) Equipos de medición necesarios para el PIBR y sus certificados de calibración vigentes.
- 4) Procedimientos críticos o aplicables al PIBR.
- 5) Tiempo de inicio y terminación de la actividad.
- 6) Periodo de inspección.
- 7) Responsables de la inspección.
- 8) Personal especializado que realizará el PIBR.
- 9) Programa de capacitación.
- 10) Equipo de protección personal específico para las actividades a desempeñar.
- 11) Técnicas de inspección.

Según los datos y resultados obtenidos en el capítulo dos se identifican como falla principal erosión (adelgazamiento) y corrosión externa. En la línea de alimentación optaremos por mantenimiento por condición, estrategia de mantenimiento que se basa en la evaluación del estado actual de las tuberías para determinar si es necesario realizar alguna acción de mantenimiento. En lugar de realizar intervenciones de mantenimiento de forma programada o periódica, el mantenimiento por condición se enfocará en responder a las señales o indicadores específicos que sugieren que las tuberías están experimentando desgaste, deterioro o falla.

3.2 FRECUENCIA DE INSPECCIÓN DE CIRCUITOS DE TUBERÍAS SIN RBI

Cuando no se utiliza el RBI, los criterios para establecer y mantener las frecuencias son las próximas:

3.2.1 INTERVALOS DE INSPECCIÓN

El intervalo entre inspecciones de tuberías deberá ser establecido y mantenido usando el siguiente criterio:

- Cálculos de rango de corrosión y vida remanente
- Clasificación de clases de circuitos.
- Requerimientos locales aplicables (jurisdiccionales).
- Juicio del Inspector, ingeniero de tuberías, especialista en sistemas de tuberías fundamentado en las condiciones de operación, historiales de inspección para su análisis.

3.2.2 CLASE DE SERVICIO DE TUBERÍAS

La clasificación deberá estar basada en una seguridad potencial y de efectos ambientales cuando una fuga ocurra. Las siguientes tres clases son recomendadas:

Clase 1: Servicio con un alto potencial de resultar en una inmediata emergencia si ocurriera una fuga.

Clase 2: Incluye la mayoría de las tuberías de proceso de las unidades y las tuberías seleccionadas fuera de la obra.

Clase 3: Servicios que son inflamables pero que no vaporizan significativamente cuando fugan y no están localizados en áreas de alta actividad.

Clase 4: Los servicios que son esencialmente no inflamables y no tóxicos, al igual que la mayoría de los servicios públicos. La inspección de tuberías de clase 4 es opcional y por lo general basado en las necesidades de fiabilidad e impactos de negocio en lugar de seguridad o impacto ambiental. Los ejemplos de servicio de clase 4 incluyen, pero no se limitan necesariamente.

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

Tabla 3-1: Intervalos de Inspección Máximos Recomendados.

Fuente: API 570.

3.3 CÁLCULO DE LA VIDA REMANENTE

Utilizando información recopilada, se realiza el cálculo de la vida remanente. Se aplican fórmulas y criterios establecidos por API 570 para estimar la cantidad de tiempo adicional que la tubería puede operar de manera segura. Para esto se debe calcular la tasa de corrosión a largo y corto plazo.

3.3.1 MÉTODO DE PUNTO A PUNTO

La tasa de corrosión a largo plazo se determina por cada CML según la siguiente fórmula.

$$Corrosi3n Rate (LT) = \frac{t_{Inicial} - t_{actual}}{\Delta t}$$

Ecuaci3n 3-1. Cálculo Corrosi3n Rate (LT).

Fuente: API 570

Donde Δt corresponde al tiempo entre el estado actual y el inicial.

La tasa de corrosi3n a corto plazo se determina por cada CML seg3n la siguiente formula.

$$Corrosi3n Rate (ST) = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\Delta t}$$

Ecuaci3n 3-2. Cálculo Corrosi3n Rate (ST).

Fuente: API 570

Donde Δt corresponde al tiempo entre el estado actual y el previo.

Para el cálculo de vida remanente se utiliza esta ecuación.

$$Vida\ Remanente\ (años) = \frac{t_{Inicial} - t_{actual} [Inch\ (mm)]}{tasa\ de\ corrosión\ [Inch\ (mm)/año]}$$

Ecuación 3-3. Cálculo Vida Remanente.

Fuente: API 570

3.4 DEFINICIÓN Y FINALIDAD DE LAS ÁREAS DE MONITOREO DE CONDICIÓN (CML)

De acuerdo con los códigos de inspección API 570, un área de monitoreo de condición (CML) se define como una zona específica a lo largo de un circuito de tubería, donde serán realizadas inspecciones periódicas al objeto de monitorear la presencia y velocidad del deterioro.

Aun cuando las definiciones indicadas están dirigidas a sistemas específicos, el significado en términos generales expresa la intención y el objetivo final en la determinación de CML's para cualquier equipo y/o dispositivo, en el que sea necesario un monitoreo de sus condiciones a través del tiempo. Sirve para ubicar y demarcar las áreas susceptibles a deterioro, sobre las cuales se aplicarán las técnicas de inspección más efectivas, en la detección y cuantificación del mecanismo de deterioro experimentado o esperado en dichas áreas.

3.5 UBICACIÓN DE CML'S Y LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS

Una gestión eficiente de los activos físicos motiva a efectuar un proceso de optimización de CML's, con la finalidad de obtener una cantidad razonablemente necesaria y suficiente de CML's, en función de alcanzar una cobertura de inspección adecuada y económicamente viable, dirigida a las zonas donde realmente sea necesario establecer un plan de monitoreo, basado en la naturaleza del deterioro esperado, criticidad y riesgos asociados.

Ubicar las áreas de monitoreo de forma eficiente se logra:

- a) Generar una planificación estratégica a corto, mediano y largo plazo, estableciendo las prioridades para facilitar el direccionamiento del presupuesto de mantenimiento hacia los equipos que realmente lo requieren.
- b) Ubicación estratégica de CML's, permitirá disminuir la incertidumbre sobre la condición de los equipos, en la medida que se intervenga o se inspeccionen los

equipos, en esa medida se va generando información acerca de sus condiciones y con ellas poder predecir eficientemente su comportamiento futuro.

3.6 METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS ÁREAS DE MONITOREO DE CONDICIÓN (CML)

Existen diferentes formas de conducir una ubicación efectiva de CML's, y están basadas en conocimientos de expertos en la materia de inspección, códigos establecidos y/o prácticas recomendadas, ampliamente utilizados en la industria. A continuación, se explican algunas prácticas conocidas.

3.6.1 MÉTODO CUALITATIVO

Basado en la opinión de expertos en corrosión / inspección / proceso, con conocimientos en mecanismos de degradación, funcionamiento del proceso y las técnicas de inspección. El experto se desplaza a través de un circuito de tuberías y/o equipo estático principal, para determinar las mejores técnicas de inspección a utilizar y la mejor ubicación de los CML's. Este método es fácil de conducir. Dentro de sus limitaciones está el hecho que el proceso puede hacerse lento, está sujeto a errores humanos y a la diversidad de opiniones, es poco repetible y muchas veces se dificulta que una persona utilice totalmente millones de mediciones históricas de espesor y otras inspecciones.

3.6.2 MÉTODO BASADO EN REGLAS

En este método, se desarrollan un conjunto de reglas para las cuales puede ser reducida o incrementada la cantidad de CML's, como, por ejemplo, “eliminar CML's con velocidades de corrosión menores a un valor especificado” y/o “eliminar CML's que requieran andamios y cuya velocidad de corrosión esté por debajo de la velocidad de corrosión promedio del circuito objeto de estudio”. Aun cuando abre la posibilidad de incrementar los CML's, este método está más frecuentemente relacionado con la reducción de estos. Una de las ventajas es que es relativamente fácil de implementar y puede volverse a aplicar luego de cerrar el ciclo de inspecciones. Entre las limitaciones, requiere de elevados niveles de revisión de las reglas, estas están sujetas a estrictas evaluaciones de los entes reguladores, como también a errores humanos.

3.6.3 MÉTODO ESTADÍSTICO

En este método, se ejecuta una corrida de uno o varios modelos estadísticos (funciones de distribución estadísticas), para evaluar los datos relacionados con los CML's dentro de un circuito, considerando intervalos de distancia, localización, modos de degradación esperada y probabilidad de detección utilizando las técnicas de inspección aplicables. Por lo tanto, estos modelos determinan la probabilidad de detección a lo largo de todos los CML's, y dado un valor umbral, reduce o incrementa la cantidad de CML's en el circuito. Es un método altamente reutilizable al cierre de los ciclos de inspección, de muy alto nivel de precisión y existiendo data electrónica puede ser ejecutado muy rápidamente con el uso de un computador. Como contraparte, requiere de muy buena data, los modelos estadísticos requieren individuos o compañías con buena dotación tecnológica y para casos donde haya que incrementar los CML's, puede significar la realización de un ejercicio separado.

3.6.4 MÉTODO BASADO EN RIESGO

Basado en la metodología de RBI, el riesgo es calculado para cada circuito. Luego, los CML's son ubicados eficientemente de acuerdo con el riesgo, y seguidamente adicionados o removidos basados en dicho nivel. Este método aplica para sistemas en los que hayan sido analizados sus riesgos, por metodologías reconocidas, en este caso, se aplicará la metodología de Inspección Basada en Riesgo API 580/581. Por ejemplo: Para bajo riesgo los CML's son removidos, para los CML's de riesgo medio, las inspecciones decrecen o permanecen invariables y las inspecciones se incrementan o se adicionan CML's para riesgo alto. Este método depende del cierre de los ciclos de inspección, la evaluación de los CML's es muy detallada y puede ser ejecutado muy rápidamente (utilizando el software). En cuanto a las limitaciones los paquetes de software RBI tienen su nivel de dificultad asociado al nivel de especialización y se debe tener cuidado con los posibles elementos cualitativos que se incorporen, ya que puede existir la posibilidad que el proceso no sea repetible.

3.7 ÁREAS TÍPICAS DE MONITOREO EN CIRCUITOS DE TUBERÍAS

Como se indica en las normativas de inspección, a continuación, se mencionan algunas de las localizaciones típicas de CML's.

- 1) Puntos de inyección y puntos de mezcla, generalmente en conexiones en "TEE", y su respectivo análisis para la extensión de las zonas afectadas por la inyección y mezcla de las corrientes.

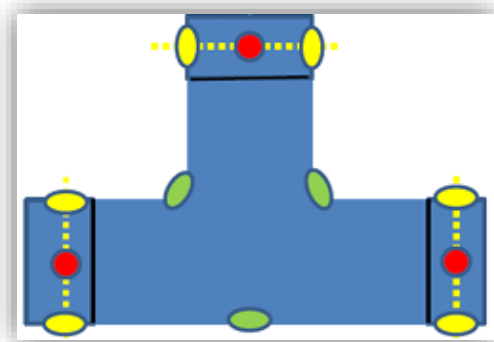


Figura 3-1: CML en “TEE”

Fuente: API 570

- 2) Puntos muertos por estancamiento o bajo flujo, como terminaciones en brida ciega, terminaciones en cabezales, “by pass” cerrados, puntos de drenaje, botas, entre otros.

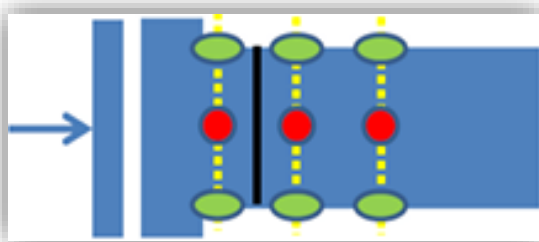


Figura 3-2: CML en “Terminaciones en Bridas”

Fuente: API 570

- 3) Localizaciones de cambio de dirección o régimen de flujo, como codos, reducciones de cualquier tipo, placas de orificio, ubicaciones aguas abajo de válvulas, soldaduras.

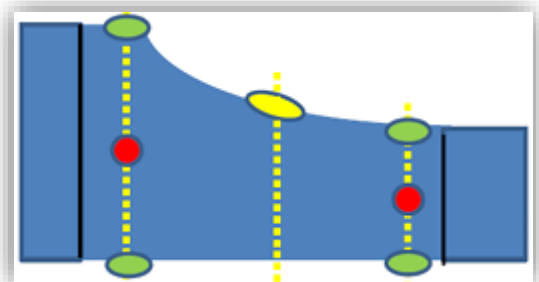


Figura 3-3: CML en “Reductor”

Fuente: API 570

- 4) Aislamientos térmicos, zonas susceptibles a CUI y/o a agrietamiento bajo aislamiento.
- 5) Interfaces suelo-aire y/o concreto aire, y zonas de salpique en ductos ascendentes de instalaciones costa afuera.
- 6) Puntos de contacto con soportes y/o soportes soldados al tubo.
- 7) Puntos con susceptibilidad a acumulación de humedad.
- 8) Juntas de tubería roscada.

3.8 MONITOREO CML

Cada sistema de tuberías debe ser monitoreado en ubicaciones adecuadas de puntos de medición críticos CML. Los circuitos de tuberías sujetos a tasas de corrosión más altas o corrosión localizada normalmente tendrán más puntos de medición críticos y serán monitoreados con mayor frecuencia. El grosor mínimo medido en un punto de medición crítico puede ser determinado mediante escaneo ultrasónico (UT) o radiografía industrial (RT). Las técnicas electromagnéticas también pueden ser utilizadas para identificar áreas delgadas que luego pueden ser medidas mediante ultrasonido o radiografía. Cuando se realiza con ultrasonido (UT), el escaneo consiste en tomar varias mediciones de grosor en el punto de medición crítico buscando adelgazamiento localizado. La lectura más delgada o el promedio de varias lecturas de medición tomadas dentro del área de un punto de examen deben ser registradas y utilizadas para calcular las tasas de corrosión, la vida restante y la próxima fecha de inspección.

3.9 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)

Se nombra ensayo no destructivo (END), a cualquier tipo de prueba practicada a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas etc. Los diferentes métodos de ensayos no destructivos se basan en la aplicación de fenómenos físicos; como ondas electromagnéticas, acústicas, elásticas, emisión de partículas subatómicas, capilaridad, absorción y cualquier tipo de prueba que no implique un daño considerable a la muestra examinada.

Los ensayos no destructivos proveen datos menos exactos acerca del estado de la variable a medir que los ensayos destructivos. Sin embargo, puesto que no implican la destrucción de la pieza a inspeccionar, en muchas ocasiones es la única posibilidad de inspección, por ejemplo, en sectores como el de automoción donde se necesita inspeccionar el 100% de las piezas producidas, o la inspección de soldaduras o tuberías en servicio en sectores como en termoeléctricas.

A continuación, se desgranar algunos tipos de pruebas:

3.9.1 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES

Estas pruebas proporcionan información acerca del estado superficial de los materiales inspeccionados. Los principales métodos son:

- VT – Inspección Visual.
- PT – Líquidos Penetrantes.
- MT – Partículas Magnéticas.

- EC – Eddy Current o Corrientes inducidas.

En el caso de utilizar VT y PT solo sirve para detectar únicamente discontinuidades superficiales (abiertas a la superficie). MT y EC se tiene la posibilidad de detectar tanto discontinuidades superficiales como subsuperficiales (se encuentran justo debajo de la superficie).

3.9.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS

Estas pruebas proporcionan información acerca del interior de los materiales inspeccionados. Los principales métodos son:

- RT – Radiografía Industrial.
- UT – Ultrasonido Industrial.
- AE – Emisión Acústica.
- Termografía Activa.

Permiten la detección de discontinuidades internas y subsuperficiales, así como bajo ciertas condiciones, la detección de discontinuidades superficiales.



Figura 3-4: Equipo Ultrasonido Industrial
Fuente: Productos Ultrasonido para la Industria

3.9.3 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DE HERMETICIDAD

Estas pruebas proporcionan información del grado en que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmósfera o queden fuera de control.

- Pruebas de Fuga.
- Pruebas por Cambio de Presión (Neumática o hidrostática).
- Pruebas de Burbuja.
- Pruebas por Espectrómetro de Masas.
- Pruebas de Fuga con Rastreadores de Halógeno.

Para la elección de un método u otro dependerá de muchos factores como el tipo de defecto, orientación y tamaño de este, la zona a inspeccionar, el material y geometría de la pieza, la velocidad de inspección necesaria etc.

3.10 PROPUESTA DE INSPECCIÓN

Para esta propuesta se realiza un análisis detallado de riesgo según el estándar API 581, esto permite una comprensión más profunda de la interacción entre diferentes factores que pueden influir en la corrosión de las tuberías. Esto incluye consideraciones como la composición del material, las condiciones de operación, el entorno circundante, la historia de mantenimiento si es que existe y la efectividad de las medidas de control actuales. API 581 promueve un enfoque proactivo hacia la gestión de riesgos, alentando a la Termoeléctrica a anticipar y abordar los posibles problemas de corrosión antes de que se conviertan en fallas graves que puedan comprometer la integridad de las tuberías y la seguridad de las operaciones. Esto ayuda a evitar costosos tiempos de inactividad no planificados y posibles impactos negativos en la seguridad y el medio ambiente.

Al analizar los resultados obtenidos, arroja un riesgo bajo, por ende, no es necesario tomar medidas para gestionarlo, esto se debe a que las tuberías que transportan agua no son inflamables y no representan un riesgo de incendio o explosión debido a la naturaleza no inflamable del agua.

El plan de inspección será basado en la tasa de desgaste del material, conforme a los estándares de API 570, estableciendo directrices para mantener la integridad de los sistemas de tuberías después de su puesta en servicio. El objetivo es determinar el mecanismo de deterioro de los activos y especificar acciones futuras como reparación, reemplazo o inspección adicional de las tuberías afectadas. Se desarrollará una base de datos de historial de inspección, prediciendo además recomendando reparaciones y reemplazos futuros, evitando así la pérdida de contención y aumentando la seguridad operativa, reduciendo los costos de mantenimiento y mejorando la confiabilidad operativa.

La definición de sistemas y circuitos de tuberías en función de posibles mecanismos de daño facilitará la elaboración de planes de inspección efectivos, ya que permite una detección más precisa de los problemas de corrosión. Esto proporcionará una estructura organizada para la inspección y un análisis de datos más completo.

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 END.
- d) Describir el alcance y las ubicaciones de inspección y END 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.

3.10.1 FRECUENCIA DE INSPECCIÓN

En la línea de alimentación de caldera los modos de fallos principales son la corrosión externa y erosión (adelgazamiento). Estos pueden afectar la integridad de los materiales y componentes. Los ensayos no destructivos (END) como el ultrasonido (UT), será altamente eficaz para la medición de espesores y la frecuencia de inspección para la medición de espesor sugerida según API 570.

El periodo entre las mediciones de espesores para CMLs o circuitos, no tendrá que exceder la mitad de la vida remanente o la máxima frecuencia recomendado. Si la vida remanente es menor de 4 años, la frecuencia de inspección puede ser la vida total remanente hasta un máximo de dos años.

Dado que las líneas del circuito de agua se clasifican como clase 4 (Tabla 3-1), lo que indica un nivel moderado de riesgo en términos de seguridad y mantenimiento de la integridad estructural, es fundamental llevar a cabo monitoreos de condición regulares para detectar posibles problemas y prevenir fallas. En este caso, se propone realizar los monitoreos de condición en Tramos Rectos/Flanges y TEE a través de puntos de inyección.

Para establecer una línea base del comportamiento de Tramos Rectos/Flanges y TEE y estimar su tasa de corrosión, se recomienda realizar un levantamiento inicial en un plazo de no más de 5 años. Este levantamiento proporcionará información esencial sobre el estado actual de las Tramos Rectos/Flanges y TEE y permitirá comparaciones con

futuras inspecciones para evaluar la evolución del deterioro y tomar medidas preventivas o correctivas según sea necesario.

CONCLUSIÓN

A través de la inspección basado en riesgo en la línea de alimentación de caldera ayudó a identificar y priorizar los posibles riesgos potenciales asociados con equipos estáticos (tuberías), lo que permite a la empresa concentrar sus recursos en las áreas de mayor riesgo. Esto significa que se pueden asignar recursos de inspección, mantenimiento y reducción de riesgos de manera más eficiente, maximizando el impacto de las actividades de gestión de activos.

Con los mecanismos de daño identificado (corrosión externa y erosión (adelgazamiento)). Estos mecanismos tienen impacto en la probabilidad de falla y las consecuencias asociadas. La evaluación de ambos factores de falla se basa en datos disponibles y criterios de diseño, lo que permite concluir que el riesgo asociado al circuito de línea de alimentación es bajo.

Se sugiere implementar un programa de mantenimiento basado en condición según los requisitos de API 570, es crucial establecer un sistema de seguimiento continuo y monitoreo de la integridad de las tuberías. Esto implica la utilización de tecnologías avanzadas de inspección, como ensayos no destructivos (END), para evaluar la condición física de las tuberías sin interrumpir las operaciones.

Cabe destacar que el éxito de un programa de mantenimiento basado en condición radica en la recopilación y análisis sistemático de datos de inspección. La información obtenida de estas evaluaciones periódicas permitirá predecir reparaciones o reemplazos futuros, evitar la pérdida de contención y optimizar la vida útil de las tuberías, lo que a su vez mejorará la seguridad operativa y reducirá los costos de mantenimiento a un muy largo plazo.

Además, si se busca optimizar la frecuencia de las inspecciones y se identifican riesgos suficientes para la organización, se deben emplear técnicas basadas en la evaluación de riesgos dentro del entorno operativo de la instalación. Estas técnicas pueden incluir análisis de riesgos cualitativos o cuantitativos para identificar y priorizar los posibles riesgos y determinar la frecuencia óptima de las inspecciones. Al utilizar estas técnicas, la empresa puede tomar decisiones informadas sobre la asignación de recursos y la implementación de medidas preventivas para garantizar la seguridad y la integridad de las instalaciones de circuito de agua.

BIBLIOGRAFÍA

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

[2] American Petroleum Institute, 2016, RP 581 *Risk-based Inspection Methodology*, 3ra Edition, Washington D.C.

[3] American Petroleum Institute, 2016, RP 570 *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*, Fourth Edition.

[4] The American Society of Mechanical Engineers, 2010 ASME Code for Pressure Piping B31.3, *Process Piping*.

[5] American Petroleum Institute, 2009, RP 574 *Inspection Practices for Piping System Components*, 3ra Edition.

[6] Termoeléctrica Campiche Wikipedia
https://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica_Campiche

ANEXOS

ANEXO N°1. “MECANISMOS DE DAÑO SEGÚN API 580”

Ítem	Mecanismo	Descripción	Factores Críticos	Morfología del defecto	Ítem	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.	1	SI
2	Corrosión bajo Aislamiento (Componente Ferrítico)				2	NO
3	Corrosión Interna	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.	3	NO
4	Corrosión Galvánica	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.	4	NO

5	Erosión (Adelgazamiento)	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.	5	SI
6	Abrasión	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.	6	NO
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	7	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.	8	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.	9	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.	10	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.	11	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.	12	NO

ANEXO N°2. “FRECUENCIAS DE FALLA GENÉRICA SUGERIDAS EN API 581”

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	3.00E-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

Factores de Daño	Criterio de Selección - Según API 581
Corrosión Externa (Componente Ferrítico)	Material Ferrítico, sin aislamiento sujeto a las siguientes condiciones: a) áreas expuestas a niebla de torres de enfriamiento b) área expuesta a respiradores de vapor c) áreas expuestas a sistemas de diluvio d) áreas sujetas a derrames de proceso, entrada de humedad o vapores ácidos e) opera entre -23°C y 121°C (frecuente o continua) f) no opera normalmente entre -12°C y 177 °C, pero opera en este intervalo de forma intermitente o sometida a frecuentes interrupciones g) con recubrimiento y/o embalajes deteriorados h) servicio frío y opera siempre por debajo del punto de rocío atmosférico i) servicio frío con boquillas no aisladas u otros componentes salientes sin aislar.
Corrosión bajo Aislamiento (Componente Ferrítico)	Material Ferrítico, con aislamiento sujeto a las siguientes condiciones: a) el sistema cuenta con localizaciones específicas de corrosión bajo aislamiento. b) áreas de aislamiento visiblemente dañadas c) área expuesta a niebla de torres de enfriamiento. d) área expuesta a respiraderos de vapor. e) área expuesta a sistemas de diluvio. f) áreas sujetas a derrames de proceso, entrada de humedad o vapores ácidos g) uniones del recubrimiento incorrectamente selladas. h) acero al carbono que opera entre -12°C y 177 °C, i) acero al carbono y opera a T° > 177°C j) tiene piernas muertas y accesorios que sobresalen del aislamiento y operan a temperatura diferente que la temperatura de operación. k) existen sistemas que induzcan vibración y que puedan causar daño al revestimiento l) tiene recubrimiento deteriorado m) servicio frío y opera siempre por debajo del punto de rocío atmosférico n) puertos o tapones de inspección removidos.
Corrosión Interna	Presencia de agua líquida o vapor y de contaminantes como CO2, H2S, NaCl, pH, Temperatura, falta o poca eficiencia de inhibidores, régimen de flujo.
Corrosión Galvánica	Magnitud de la diferencia de potencial galvánico. Relación de área catódica vs anódica. Temperatura y conductividad del electrolito.
Erosión (Adelgazamiento)	Todos los componentes deben ser evaluados
Abrasión	Todos los componentes deben ser evaluados

SSC - por sulfuros	Acero al carbono o de baja aleación y el proceso contiene agua y H2S en cualquier concentración.
SCC - por Carbonatos	Acero al carbono o de baja aleación y el proceso contiene agua ácida y pH>7.5 en cualquier concentración de carbonatos
SCC - por ácidos politiónicos	Acero inoxidable austenítico o aleaciones base níquel y el componente se expone a medios que contienen azufre.
SCC - por cloruros	a) Acero Inoxidable Austenítico b) el componente está expuesto continuamente a cloruro y agua c) la temperatura de operación es > 38°C
SCC - por Hidrógeno en ácido fluorhídrico	Acero al carbono o acero de baja aleación y el componente está expuesto al ácido fluorhídrico en cualquier concentración
SCC - por cloruro externo - Componente austenítico	Acero inoxidable austenítico sujeto a las siguientes condiciones: a) Superficie externa expuesta a fluidos, nieblas o sólidos que contiene cloruro b) La temperatura de operación está entre 49°C y 149°C o la UDC se calienta o se enfría en este rango de manera intermitente.
SCC - por cloruro bajo aislamiento, componente austenítico	Acero inoxidable austenítico, con aislamiento sujeto a las siguientes condiciones: a) La superficie externa expuesta a fluidos, niebla o solidos que contiene cloruro b) La temperatura de operación está entre 50°C y 150°C o el componente se calienta o se enfría en este intervalo de forma intermitente.
Fatiga mecánica en tuberías	Si la tubería está sujeta a alguna de las siguientes condiciones: a) hay vibración visible o audible b) Se han presentado fallas por fatiga en este sistema de tuberías c) Hay una fuerte vibración dentro de aproximadamente 15 [m] y la fuente está conectada a la tubería (bombas, compresores, etc.)
Agrietamiento por HIC y SOHIC	Componentes en servicio ácido sulfhídrico (medio amargo -H2S + H2O
HIC y SOHIC en servicio ácido Fluorhídrico	Acero al carbono o de baja aleación y el componente está expuesto a ácido fluorhídrico en cualquier concentración
Ataque por hidrógeno a alta temperatura	Acero al carbono, C - 0.5 Mo o un acero de baja aleación Cr-Mo, sujeto a ambientes con hidrógeno a alta Temperatura
Fractura Frágil	Acero al carbono o acero de baja aleación y el componente está sujeto a temperaturas inferiores de la temperatura de transición dúctil-frágil
Fragilización por revenido	Acero de baja aleación 1.25 Cr - 0.5 Mo, 2.25Cr - 0.5Mo, o 3 Cr - 1 Mo, sujeto a temperaturas de operación entre 343 y 577°C
Fragilización a 885°F	Acero ferrítico con alto contenido de cromo (Cr >12%), sujeto a temperatura de operación entre 371°C y 566°C
Fragilización por fase sigma	Acero inoxidable austenítico, sujeto a temperatura de operación entre 538°C y 927°C

Datos del recipiente		
Material	ASTM A 106 Gr C	
Esfuerzo de fluencia (YS)	40000	[psi]
Esfuerzo de Tracción (US)	70000	[psi]
Presión de diseño	183	[kg/cm²]
	2610	[psi]
Temperatura de diseño	503	[° F]
	262	[°C]
Factor W	1	[-]
Factor Y	0.4	[-]
S permisible	21600	[psi]
E	1	[-]

Paso N°1 – Determinar el espesor de construcción, *t*, la edad, *Age*, y el espesor del recubrimiento, *t_{cm}*, según corresponda para el componente desde la fecha de instalación.

.

Nominal		
<i>t</i>	0.15	[pulg]
	3.97	[mm]
año de instalación	2007	
año actual	2023	
<i>Age</i>	16	[años]

Paso N°2 – Determinar la tasa de corrosión del material base, *C_{r,bm}*, en base al material de construcción y el ambiente del proceso. La tasa de corrosión debe ser calculada a partir de información disponible a partir de inspecciones anteriores o similares.

<i>C_{r,bm}</i>	0.082	[mm/año]
	3.227	[mpy]

Paso N°3 – 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 $age_{tk} = age$.

Última inspección	[-]	[año]
Fecha actual análisis	2023	[año]
Age_{tk}	16	[año]
t_{rdi}	0.75	[pulg]
	19.05	[mm]

Paso N°4 – Para componentes de tubería 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 sistema en evaluación, este paso No aplica.

Paso N°5 – Determinar el espesor mínimo requerido, t_{min} .

t_{min}	0.16	[pulg]
	3.97	[mm]

Donde t_{min} calculó según el código de construcción ASME B31.3. (Ecuación A-1).

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

Ecuación A-1: Calculo de Espesor de Construcción de Tubería según ASME B31.3

Paso N°6 – 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 A-2.

$$Art = \frac{C_{r,bm} * Age_{tk}}{t_{rdi}}$$

Ecuación A-2: Cálculo Parámetro Art .

Obteniéndose el valor de 0,069

Paso N°7 – Calcular el esfuerzo de flujo, FS_{thin} (Ecuación A-3): Cálculo del esfuerzo de flujo)

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

Ecuación A-3: Cálculo del Esfuerzo de Flujo.

Obteniéndose el valor de 60500 [psi].

Paso N°8 – Calcular la razón o ratio de resistencia, SR_p^{Thin} (Ecuación A-4): Cálculo de razón de resistencia)

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

Ecuación A-4: Cálculo de Razón de Resistencia.

Obteniéndose el valor de 0,119

Paso N°9 – 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} .

Tipo de Inspección		Nº Inspecciones
A	Altamente Efectiva	0
B	Usualmente efectiva	0
C	Bastantemente efectiva	0
D	Pobremente efectiva	0
E	Inefectiva	0
Número total de Inspecciones		0

Paso N°10 – Calcular los factores de efectividad de inspecciones, I_1^{Thin} , I_2^{Thin} , I_3^{Thin} , utilizando la Ecuación A-5, estableciendo las probabilidades, Pr_{p1}^{Thin} , Pr_{p2}^{Thin} , Pr_{p3}^{Thin} a partir de la tabla A-1, las probabilidades condicionales para cada nivel de efectividad de inspección, Co_{p1}^{ThinA} , Co_{p2}^{ThinA} , Co_{p3}^{ThinA} , a partir de la Tabla A-1 y el número de inspecciones definido en el Paso N°9.

$$\begin{aligned}
 I_1^{Thin} &= Pr_{p1}^{Thin} \left(Co_{p1}^{ThinA} \right)^{N_A^{Thin}} \left(Co_{p1}^{ThinB} \right)^{N_B^{Thin}} \left(Co_{p1}^{ThinC} \right)^{N_C^{Thin}} \left(Co_{p1}^{ThinD} \right)^{N_D^{Thin}} \\
 I_2^{Thin} &= Pr_{p2}^{Thin} \left(Co_{p2}^{ThinA} \right)^{N_A^{Thin}} \left(Co_{p2}^{ThinB} \right)^{N_B^{Thin}} \left(Co_{p2}^{ThinC} \right)^{N_C^{Thin}} \left(Co_{p2}^{ThinD} \right)^{N_D^{Thin}} \\
 I_3^{Thin} &= Pr_{p3}^{Thin} \left(Co_{p3}^{ThinA} \right)^{N_A^{Thin}} \left(Co_{p3}^{ThinB} \right)^{N_B^{Thin}} \left(Co_{p3}^{ThinC} \right)^{N_C^{Thin}} \left(Co_{p3}^{ThinD} \right)^{N_D^{Thin}}
 \end{aligned}$$

Ecuación A-5: Cálculo de Factores de Efectividad de Inspecciones.

Tabla A-1: Probabilidad previa de tasa de corrosión para adelgazamiento.

Probabilidad Condicional de Efectividad de Inspección			
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

Tabla A-2: 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

Obteniéndose:

I_1^{Thin}	0.7
I_2^{Thin}	0.2
I_3^{Thin}	0.1
Σ	1

Paso N°11 – Calcular las “probabilidades posteriores”, PO_{p1}^{Thin} , PO_{p2}^{Thin} , PO_{p3}^{Thin} , utilizando la Ecuación A-6

$$PO_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$
$$PO_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$
$$PO_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

Ecuación A-6: Cálculo de Probabilidades Posteriores.

Obteniéndose los siguientes valores:

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

Paso N°12 – Calcular los parámetros, β_1^{Thin} , β_2^{Thin} , β_3^{Thin} , utilizando la ecuación A-7 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 A-7: Cálculo de parámetros β .

Obteniéndose los siguientes valores:

Factores β	Valor
β_1^{Thin}	4,34685935
β_2^{Thin}	4,25347279
β_3^{Thin}	3,90300457

Paso N°13 – Calcular el factor de daño base, D_{fb}^{Thin} , mediante la Ecuación A-8, donde ϕ es la función de distribución normal estándar acumulada.

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

Ecuación A-8: Cálculo del factor de daño base.

D_{fb}^{Thin}	Valor
	0,07492709

Paso N°14 – Determinar el factor de daño por adelgazamiento, D_f^{Thin} mediante la Ecuación A-9 y Tabla A-3: Factores de corrección para factor de daño. Obteniéndose los siguientes valores:

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

Ecuación A-9: Factor de daño por adelgazamiento.

Donde:

Tabla A-3: Factores de Corrección para Factor de Daño.

Factor de Corrección	Descripción	Valor	Comentario
F_{IP}	Puntos de Inyección	3	Existen puntos de inyección
F_{DL}	Brazos Muertos	1	No existen
F_{WD}	Puntos Muertos durante servicio	1	Construcción soldada
F_{AM}	Mantenimiento según API 653	1	No plica para tuberías
F_{SM}	Asentamiento	1	No plica para tuberías
F_{OM}	Mantenimiento	1	Aplica para Estanques

Obteniéndose el siguiente valor:

D_f^{Thin}	Valor
	0,0224781

ANEXO N°5 – “ENCUESTA PARA CÁLCULO DE FACTOE 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	10
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	7
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	59

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	10
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	4
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	6
Total		80	77

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	10
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
	e.- Condiciones operativas severas o condiciones que puedan producir corrosión o erosión.	1	1
3.3	¿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	4
	a.- Si es así, ¿se fijan cronogramas para la implementación?	3	3
	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	93

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	3
Total		80	73

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/delegar 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	11

	- 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)		4
	- Cada 6 meses.	8	
	- Anualmente.	4	
	- Cada 3 años.	2	
	- No se ha hecho.	0	
Total		80	76

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. b.- Capacitación en todos los procedimientos operativos. c.- Capacitación en procedimientos de emergencias. d.- énfasis en temas relacionados con la seguridad, tales como permisos de trabajo, importancia de los bloqueos y otros sistemas de seguridad, etc. e.- Practicas de trabajo seguras. f.- Habilidades básicas adecuadas.	3 3 3 3 3 3	3 3 3 3 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	7

	b.- Ensayos de desempeño solamente.	7	
	c.- Opinión del instructor.	3	
	d.- No hay verificación.	0	
7.5	¿Con que frecuencia se le da a los empleados de operaciones una capacitación formal de refrescamiento? (Elegir uno) a.- Al menos una vez cada tres años. b.- Sólo cuando hay cambios importantes de procesos. c.- Nunca.	10 5 0	5
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. b.- 11 a 14 días/año. c.- 7 a 10 días/año. d.- 3 a 6 días/año. e.- Menos de 3 días/año.	10 7 5 3 0	5
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? b.- ¿Se han asignado las responsabilidades para realizar las inspecciones? c.- ¿Se han establecido las frecuencias de inspección? d.- ¿Se han especificado los métodos y lugares a inspeccionar?	2 2 2 2	2 2 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? 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? 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? 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 1 2 2	2 1 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? a.- ¿Ha sido usada esta información para establecer el método, lugares y frecuencias de inspección y el programa de mantenimiento preventivo? b.- ¿Se han establecido límites a los defectos, basado en consideraciones de adecuación al servicio?	5 1 1	4 1 1
8.5	¿Existe un programa formal para la medición de espesores de Tuberías y de recipientes? a.- Cuando se eligen los lugares para las mediciones de espesores: 1.- ¿Es un factor importante la posibilidad y las consecuencias de la falla? 2.- ¿Se considera la posibilidad de erosión y corrosión localizada? 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? c.- ¿Están actualizadas las mediciones de espesores? d.- ¿Se utilizan los resultados para predecir la vida remanente y ajustar la frecuencia futura de la inspección?	3 1 1 2 2 2	3 1 1 2 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? ¿Se actualizan los cálculos de la MAWP después de cada medición de espesores, utilizando los últimos espesores de pared y velocidades de corrosión?	3 2	3 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?	3	3
	¿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
8.10	¿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	3
	a.- ¿Se usa algún sistema para ayudar a determinar las prioridades?	1	0
	b.- Si se encontraran defectos, ¿se basan las decisiones de continuar operando el equipo en evaluaciones de ingeniería tal como adecuación para el servicio?	2	0
8.11	¿Existe un archivo central completo, actualizado, para toda la información e informes del programa de inspección?	3	3
	¿Está la información disponible para todos los que trabajan con el proceso?	2	2
8.12	¿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
8.13	¿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
	Al completar la capacitación descrita arriba, ¿se usan métodos formales para verificar que los empleados entienden lo que les enseñaron?	2	1
8.14	¿Están los inspectores certificados de acuerdo a las normas y códigos industriales? (p.ej. API 510, 570 y 653)	5	2
8.15	¿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
8.16	¿Se ha establecido un cronograma para la inspección o prueba de todas las válvulas de alivio de la planta?	3	2
	a.- ¿Se está cumpliendo con el cronograma?	1	1
	b.- ¿Se documentan todas las inspecciones y reparaciones?	1	1
	c.- ¿Se hacen todas las reparaciones por personal entrenado y experimentado en mantenimiento de válvulas de alivio?	1	1

8.17	¿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. b.- Se usan listas de chequeo y hojas de inspección. c.- El trabajo se completa a tiempo. d.- El programa se modifica continuamente basado en la realimentación de la inspección. e.- Las reparaciones se identifican, siguen y completan como resultado del programa de mantenimiento preventivo.	1 1 1 1 1	1 1 0 1 1
8.18	¿Tiene la planta un programa de aseguramiento de la calidad para la construcción y el mantenimiento que asegure que: a.- Se usen los materiales de construcción adecuados? b.- Los procedimientos de fabricación e inspección son adecuados? c.- Los equipos son mantenidos de acuerdo a los códigos y normas? d.- Las bridas se arman y ajustan adecuadamente? e.- Los materiales de reemplazo y mantenimiento son adecuadamente especificados, inspeccionados y almacenados?	1 1 1 1 1	1 1 1 1 1
8.19	¿Existe un registro permanente y progresivo para todos los recipientes a presión que incluya todo lo siguiente?: a.- Informes de datos del fabricante y otros registros pertinentes. b.- Número de identificación del recipiente. c.- Información de la válvula de alivio. d.- Resultados de todas las inspecciones, reparaciones, alteraciones, o recertificaciones que han sido realizadas.	5	5
8.20	¿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 con el código con el que fue fabricado, o con el código de inspección y reparación en servicio?	5	2
Total		120	98

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.	10	10

	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.		
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? a.- ¿Requiere el procedimiento informes formales de inspección en etapas apropiadas de la fabricación y construcción? b.- ¿Define el procedimiento las acciones correctivas y el seguimiento necesarios cuando se encuentran deficiencias?	10 5 5	8 4 2
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? b.- Operación adecuada de todos los equipos de control antes del arranque? c.- Instalación y operación adecuada de todos los equipos de seguridad (válvulas de alivio, equipos de detección de fugas, ¿etc.)?	5 5 5	5 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	54

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? a.- ¿Incluye el procedimiento de Gestión de Cambios el requisito de considerar impactos posibles en el plan de emergencias de la planta? 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?	5 2 2	5 1 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. b.- Asignaciones para procedimientos de escape de emergencia y rutas de escape de emergencia. c.- Procedimientos a seguir por los empleados que permanecen para realizar operaciones críticas antes de su evacuación.	2 2 2	2 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? ¿Tiene los recursos mínimos siguientes? a.- Fuente de alimentación de emergencia. b.- Facilidades de comunicación adecuadas. 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.	5 2 2 2	5 2 2 2
10.5	¿Se han designado personas que puedan ser contactadas para información adicional o explicación de responsabilidades bajo condiciones de emergencia? ¿Se encuentra esta lista de nombres en todos los lugares apropiados (sala de control, oficina de seguridad, centro de control de emergencias, etc.)?	5 2	5 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? ¿Requiere el procedimiento que los hallazgos y recomendaciones de las investigaciones sean tratados y resueltos rápidamente?	10 5	10 5
11.2	¿Requiere el procedimiento que el equipo de investigaciones incluya: a.- Un miembro entrenado en técnicas de investigación de accidentes? b.- El supervisor de la línea o alguien igualmente familiarizado con el proceso?	3 3	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. b.- Pérdidas de capital en o sobre cierta base de costos. c.- Todas las enfermedades ocupacionales o lesiones. d.- Descarga de sustancias peligrosas. e.- Otros accidentes/incidentes.	2 2 2 2 2	2 2 2 2 2

11.4	¿Existe un formulario estándar para la Investigación de accidentes/incidentes que incluya la siguiente Información? a.- Fecha del incidente. b.- Fecha de comienzo de la Investigación. c.- Descripción del incidente. d.- Causas del incidente. e.- Evaluación de la severidad potencial y frecuencia probable de recurrencia. f.- Recomendaciones para prevenir la recurrencia.	2 2 2 2 2 2	2 2 2 2 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	5
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	75

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. b.- Una revisión de los datos de pérdidas previos del contratista. 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 3	3 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? b.- Practicas de trabajo seguro de la planta? c.- Controles de entrada/acceso? d.- Todas las partes aplicables del plan de respuestas a emergencias?	2 2 2 2	2 2 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	10
Total		45	45

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	10
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	31

Ítem	Total	%	Máximo
1.- Liderazgo y Administración	59	84%	70
2.- Información sobre Seguridad de los Procesos	77	96%	80
3.- Análisis de Peligros de Proceso	93	93%	100
4.- Gerencia del Cambio	73	91%	80
5.- Procedimientos Operacionales	76	95%	80
6.- Prácticas de Trabajo Seguro	83	98%	85
7.- Capacitación	75	75%	100
8.- Integridad Mecánica	98	82%	120
9.- Revisión de Seguridad Previo al Arranque	54	90%	60
10.- Respuestas a Emergencias	61	94%	65
11.- Investigación de Incidentes	75	100%	75
12.- Contratistas	45	100%	45
13.- Evaluación del Sistema de Gerencia	31	78%	40
TOTAL	900	90%	1000

Para determinar el puntaje obtenido, se utiliza la ecuación:

$$pscore = \frac{score}{1000} * 100$$

Una vez obtenido el puntaje, el factor de gerenciamiento se obtiene mediante la ecuación:

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

<i>F_{MS}</i>	0,1584
-----------------------	---------------

ANEXO N°6 – “FLUIDOS INDICADOS PARA EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIA NIVEL 1”

Fluido Representativo	Tipo de Fluido (ver Sección 4.1.5)	Ejemplos de Materiales Aplicables
C1-C2	TIPO 0	Metano, etano, etileno, GNL, gas combustible.
C3-C4	TIPO 0	Propano, butano, isobutano, GLP
C5	TIPO 0	Pentano
C6-C8	TIPO 0	Gasolina, Nafta, Destilado Ligero Directo
C9-C12	TIPO 0	Diésel, Queroseno
C13-C16	TIPO 0	Combustible de aviación, Queroseno, Gas atmosférico
C17-C25	TIPO 0	Gasóleo, Crudo típico
C25+	TIPO 0	Residuo, Crudo pesado, Aceite lubricante
H2	TIPO 0	Hidrógeno
H2S	TIPO 0	Sulfuro de Hidrógeno
HF	TIPO 0	Fluoruro de Hidrógeno
HCl	TIPO 0	Ácido Clorhídrico
Agua	TIPO 0	Agua
Vapor	TIPO 0	Vapor
Aromáticos	TIPO 0	Ácido Caustico
AlCl3	TIPO 1	Benzene, Tolueno, Xileno, Cumeno.
Pirofórico	TIPO 0	Cloruro de aluminio
Amoniaco	TIPO 0	Amoniaco
Cloro	TIPO 0	Cloro
CO	TIPO 1	Monoxido de Carbono
DEE	TIPO 1 (ver Nota 2)	Éter etílico
HCl	Tipo 0 (ver Nota 1)	Cloruro de Hidrógeno
Ácido Nítrico	Tipo 0 (ver Nota 1)	Ácido Nítrico
NO2	Tipo 0 (ver Nota 1)	Dióxido de Nitrogeno
Fosgeno	Tipo 0	Fosgeno
TDI	Tipo 0 (ver Nota 1)	Diisocianato de tolueno
Metanol	TIPO 1	Metanol
PO	TIPO 1	Óxido de propileno
Estireno	TIPO 1	Estireno
EEA	TIPO 1	Acetato de monoetil éter de etilenglicol
EE	TIPO 1	Éter monometílico del etilenglicol
EG	TIPO 1	Etilenglicol
EO	TIPO 1	Etileno óxido
Nota 1 HCl, ácido nítrico, NO2 y TDI son líquidos tóxicos de TIPO 1		
Nota 2 DEE es un fluido tóxico de tipo 0.		

Tabla A-4: Fluidos tabulados por la Norma.
Fuente: API 581

ANEXO N°7 – “DETERMINACIÓN DE TASA DE LIBERACIÓN – API 581”

Paso N°1 – Determinar si el régimen de flujo liberado será sónico o subsónico utilizando la Ecuación A-10.

$$P_{trans} = P_{atm} \left(\frac{k + 1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}}$$

Ecuación A-10: Cálculo de Contrapresión y Transición.

Donde:

P_{trans} : Contrapresión de transición [*psia*]

P_{atm} : Presión atmosférica: 14,7 [*psia*]

k : Ratio de Capacidad de calor específica del agua. [–]

Fluido	<i>Water</i>
k	1.33
P_{trans} [<i>psi</i>]	27.20

Paso N°2 – Seleccionar la ecuación adecuada para calcular la tasa de liberación en función de la fase del fluido almacenado.

Como se trata de un fluido la presión almacenada dentro del equipo es mucho mayor que la presión de transición calculada en el Paso N°1, Las descargas de líquidos a través de un orificio con bordes afilados se analizan en el trabajo de Crawl y Louvar y pueden calcularse utilizando la ecuación (Ecuación A-11)

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

Ecuación A-11: Ecuación de Crawl y Louvar

Variable	Descripción	Valor
C_d	Coeficiente de Descarga [–]	0,9
A_n	Área de liberación [<i>pulg</i> ²]	153,938
ρ_l	Densidad del líquido [<i>Lb/ft</i> ³]	62,3
$K_{v,n}$	Factor de corrección de viscosidad recomendado [–]	1

g_c	Constante de gravitación universal $[lb_m ft / lb_f s^2]$	32.18
C_l	Sólidos totales $[mg/L]$	900
P_{atm}	Presión atmosférica $[psia]$	14,7
P_s	Presión de almacenamiento $[psia]$	2610
W_n	Caudal Másico de liberación $[Lb_m/s]$	496,582

Para valores conservadores, sugiere utilizar un coeficiente de descarga de C_d 0,9.

Paso N°3 – Para cada tamaño de orificio, calcular el área de liberación de fluido, A_n , basado en el diámetro elegido, d_n .

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

Área de liberación $[pulg^2]$
153,938

Paso N°4 – Para cada tamaño de orificio, calcule la tasa de liberación de fluido, W_n con los datos ilustrados en el Paso N°2.

Área de liberación $[pulg^2]$	W_n $[Lb_m/s]$
153,938	496,582

ANEXO N°8 – “DETERMINACIÓN DE MASA DISPONIBLE PARA LIBERACIÓN”

Paso N°1 – Agrupar componentes y equipos en grupos de inventario. Para este caso, sólo se considerará el volumen de un segmento de línea de alimentación. Se considera el caso Línea de alimentación de caldera.

Paso N°2 – Determinar la masa de fluido, $mass_{comp}$, contenida en el componente bajo evaluación.

La línea de alimentación tiene 30 metros lineales de tubería, teniendo un diámetro interior de 333,4 mm; obteniéndose un volumen de 2.619 m³ o bien 92.4891 ft³. La densidad utilizada es de 62,3 [lb/ft3] con lo que se obtiene finalmente:

$$mass_{comp} = 5762,07$$

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.

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

Paso N°4 – Calcular la tasa de flujo de un orificio de 8 pulgadas de diámetro, W_{max8} , este será el flujo máximo que puede ser agregado a la masa del equipo de los componentes a su alrededor que conforman el grupo de inventario.

Tamaño de Orificio [<i>pulg</i>]	Área de liberación [<i>pulg</i> ²]	W_{max8} [<i>Lb_m/s</i>]
8	50,3	162,260

Paso N°5 – Para cada tamaño de orificio, calcule la masa de fluido adicional, $mass_{add,n}$, resultante del flujo de 3 minutos del grupo de inventario utilizando la Ecuación A-12.

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

Ecuación A-12: Cálculo de masa de Fluido Adicional.

Obteniendo:

$$mass_{add,n} = 29206,8 [lb]$$

ANEXO N°9 – “IMPACTO DE LOS SISTEMAS DE AISLACIÓN Y MONITOREO”

Paso N°1 – Determinar los sistemas de aislación y detección presentes en la Planta.

Paso N°2 – Utilizando la tabla, seleccionar la clasificación adecuada “ABC” para el sistema de detección y el de aislación.

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

Sistema de Detección	B
Sistema de Aislación	B

Paso N°3 – Utilizando la tabla, y las clasificaciones determinadas en el Paso N°2, determine el factor de reducción, $fact_{di}$.

System Classifications		Release Magnitude Adjustment	Reduction Factor, $fact_{di}$
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

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

Paso N°4 – Utilizando la tabla, determine la duración máxima de la fuga para cada orificio seleccionado, $Id_{max,n} \cdot$

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

Tamaño de Orificio [pulg]	W_n [Lb _m /s]	$Id_{max,n}$ [min]
14	496,582	20

Paso N°1 – Para cada tamaño de orificio, calcular la tasa de liberación ajustada.

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

Ecuación A-13: Cálculo de la razón de liberación de masa.

Tamaño de Orificio [<i>pulg</i>]	<i>W_n</i> [<i>Lb_m/s</i>]	<i>fact_{di}</i>	<i>rate_n</i> [<i>Lb_m/s</i>]
14	496,582	0,15	422,0947

Obteniendo:

$$rate_3 = 422,0947 \text{ [Lb}_m\text{/s]}$$

Paso N°2 – Para cada tamaño de orificio, calcular la duración de la fuga, *Id_n*, en base a la masa disponible, *mass_{avail,n}*, y la tasa de liberación ajustada, *rate_n*. Procurar que la duración de la fuga no puede exceder la duración máxima.

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

Ecuación A-14: Cálculo de duración de la fuga.

Tamaño de Orificio [<i>pulg</i>]	<i>mass_{avail,n}</i>	<i>rate_n</i> [<i>Lb_m/s</i>]	<i>Id_{max,n}</i> [s]	<i>Id_n</i> [s]
14	496,582	422,0947	20	1,176

Obteniendo el valor de:

$$Id_n = 1,176 \text{ [s]}$$

Paso N°3 – Para el tamaño de orificio, calcular la masa de fluido liberada *mass_n*.

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

Obteniendo el valor de:

$$mass_n = 29206,8 \text{ [Lb}_m\text{]}$$

ANEXO N°11 – “DETERMINACIÓN DE ÁREA DE CONSECUENCIA INFLAMABLE”

Las tuberías que transportan agua no son inflamables porque el agua en sí misma no es un combustible. La inflamabilidad se refiere a la capacidad de un material para quemarse en presencia de oxígeno y una fuente de ignición. En el caso del agua, es una sustancia compuesta por hidrógeno y oxígeno, pero en una proporción que no es favorable para la combustión. Además, el agua es un compuesto estable que no libera vapores inflamables en condiciones normales de temperatura y presión.

Por lo tanto, aunque las tuberías de agua pueden estar hechas de materiales que podrían ser inflamables en otras circunstancias , el agua misma no es un material inflamable y, por lo tanto, las tuberías que transportan agua no representan un riesgo de inflamación o incendio.

Tabla A-5: Lesiones personales Inflamable Consecuencia Ecuación Constantes.

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	
		<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
Water	TYPE 0																

Tamaño de Orificio [<i>pulg</i>]	Liberación	$CA_{f,cmd}^{flam}$
14	INSTANTÁNEA	0

Paso N°1 – Para calcular el costo para reparar una pieza específica del equipo, $FC_{f,cmd}$, considerando el costo asociado al tamaño del orificio de liberación, utilizando $holecost_n$ 5 , y las frecuencias de falla genéricas correspondientes a cada orificio.

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

Ecuación A-15: Cálculo de costo de pieza en específico.

PIPE – 16”	gff Como función del tamaño de orificio [fallas/año]				gff total [fallas/año]
	pequeño	mediano	grande	ruptura	
	8,00 E-06	2,00 E-05	2,00 E-06	6,00 E-07	3,06 E-05

PIPE	Holecost [2001USD]			
	Pequeño	Mediano	Grande	Ruptura
	5	80	160	500

costfactor	1.0
matcost	1.0
FC _{f,cmd}	17.647 [USD]

Paso N°2 – Calcular el costo de daño de los equipos alrededor del área afectada, $FC_{f,affa}$.
 El agua, es una sustancia compuesta por hidrógeno y oxígeno, pero no es favorable para la combustión por ende se la asigna valor 0.

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

<i>equipcost</i>	- [USD]
$CA_{f,cmd}^{flam}$	0 [ft ²]
$FC_{f,affa}$	0 [USD]

Paso N°3 – Para cada tamaño de orificio, calcular el costo de interrupción del negocio, $FC_{f,prod}$, a partir de los días requeridos para reparar el equipo dañado.

- 1) Calcular el tiempo fuera de servicio para cada tamaño de orificio de liberación de fluido $Outage_n$.

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

<i>PIPE</i>	<i>Outage</i> [días]			
	pequeño	mediano	grande	ruptura
	1	3	4	5

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

Obteniendo un valor de $Outage_{cmd} = 3,52$ días.

- 2) 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,
 $FC_{f,affa}$.

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

<i>Outage_{affa}</i>	0 [días]
------------------------------	----------

3) Calcular el costo por interrupción del negocio $FC_{f,prod}$

$$FC_{f,prod} = (Outage_{cmd} + Outage_{affa}) * (prodcost)$$

$prodcost$	298.500 [USD]
$FC_{f,prod}$	1.050,72 [USD]

Paso N°4 – Calcular los costos asociados con las lesiones del personal, FC_{inj} . La densidad de población, $popdens$ 0.00638 [$pers/ft^2$], corresponde al número promedio de personas por metro o pie cuadrados y el costo $injcost$ determinado es USD\$ 98.500. Pero como no hay área de consecuencia inflamable CA_{inj} y $CA_{f,inj}$ de determina con valor 0.

$$FC_{inj} = CA_{inj} * popdens * injcost$$
$$FC_{f,prod} = CA_{f,inj} * popdens * injcost$$

FC_{inj}	0 [USD]
------------	---------

Paso N°5 – Calcular los costos asociados con la limpieza medioambiental. Este costo es resultado de la pérdida de contención que pueden ocurrir por un evento de pérdida de contención. Al tratarse de agua o vapor de agua que se escape a la atmósfera, se asumirá este costo como despreciable.

$FC_{environ}$	0 [USD]
----------------	---------

Paso N°6 – Calcular el factor de costo total mediante la suma de los costos anteriores. $FC_{f,cmd} = 17.647$ [USD]; $FC_{f,affa} = 0$ [USD]; $FC_{f,prod} = 1.050,72$ [USD] $FC_{f,inj} = 0$ [USD]; $FC_{f,environ} = 0$ [USD].

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

FC_f	18.697,72 [USD]
--------	-----------------