



**FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA**

**APLICACIÓN DE METODOLOGÍA INSPECCIÓN  
BASADA EN RIESGO SEGÚN API RP 580 Y 581 PARA  
EQUIPOS ESTÁTICOS, PLANTA CELULOSA  
ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

**PROF. GUÍA: FRANCISCO FUENTES SALCEDO**

**DANIEL ROJAS CORTÉS**

**CURICÓ - CHILE  
2020**

## CONSTANCIA

La Dirección del Sistema de Bibliotecas a través de su encargado Biblioteca Campus Curicó certifica que el autor del siguiente trabajo de titulación ha firmado su autorización para la reproducción en forma total o parcial e ilimitada del mismo.



UNIVERSIDAD DE TALCA  
DIRECCIÓN  
SISTEMA DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD DE TALCA  
SISTEMA DE BIBLIOTECAS  
CAMPUS CURICO

Curicó, 2022

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco principalmente a mis padres, abuelos, familiares y amigos por todo su cariño y apoyo incondicional durante todo este proceso.

De igual manera mis agradecimientos a todas las autoridades y personal que hacen la escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Talca, y en especial al profesor Francisco Fuentes Salcedo, quien con su conocimiento, enseñanza y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo lo dedico a mi madre y abuelos, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy.

## RESUMEN

En este trabajo se presenta la implementación de la metodología de análisis cualitativo de Inspección Basada en Riesgo (RBI) según el Instituto Americano del Petróleo en sus prácticas recomendadas API RP 580 y 581, para 27 equipos estáticos de la empresa Celulosa Arauco y Constitución.

La metodología de Inspección basada en riesgo permite evaluar y determinar los valores de riesgo asociados fallas según el tipo de fluido, los mecanismos de daño activos (o potencialmente activos), y la gestión de los equipos estáticos.

Actualmente los equipos estáticos de esta planta suelen estar sujetos a desarrollos de planes de inspección genéricos según sea el tipo de equipo, lo que hace indispensable implementar una metodología que considere el riesgo asociado entre la probabilidad y la consecuencia que pudiese generar un evento no deseado, que permita mejorar la seguridad y confiabilidad de la planta, permitiendo optimizar los planes de inspección de los equipos estáticos a analizar.

Una de las características de la metodología IBR API es que permite valorar y determinar el valor del riesgo según la probabilidad y consecuencia de falla asociado a cada unidad, equipo y componente. Esto permite establecer un orden jerarquizado de los equipos estáticos de la planta Celulosa Arauco y Constitución según su nivel de criticidad, incluyendo identificar los factores que más influyen en los niveles de riesgo y evaluar medidas que permitan disminuirlos.

En este estudio se presentarán las bases de la metodología y el análisis de los resultados obtenidos a través de la aplicación a 27 equipos estáticos de la empresa.

# ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 ANTECEDENTES .....	2
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	3
1.3 SOLUCIÓN PROPUESTA .....	4
1.4 OBJETIVOS .....	5
1.4.1 Objetivo general .....	5
1.4.2 Objetivos específicos .....	5
1.5 RESULTADOS ESPERADOS .....	6
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO .....	7
2.1 INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA RBI .....	8
2.2 INSPECCIÓN Y SUS FUNDAMENTOS .....	9
2.3 ALCANCE DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO .....	10
2.4 MATRIZ DE RIESGO .....	11
2.5 FLUJO DE TRABAJO .....	12
2.5.1 Recolección de información .....	13
2.5.2 Validación de la información .....	14
2.5.3 Identificación funcional de los sistemas, sistematización y valoración de los mecanismos de deterioro .....	15
2.5.4 Análisis de riesgo .....	15
2.5.4.1 Análisis de riesgo Cualitativo (Por sistemas) .....	16
2.5.4.2 Análisis de riesgo Cuantitativo o Semicuantitativo (Por equipo) .....	16
2.5.5 Identificación de áreas de atención .....	17
2.5.6 Validación de resultados y recomendaciones .....	18

2.5.7	Ejecución de planes de inspección y Acciones de mantenimiento.....	18
2.6	PRODUCTOS DE LA METODOLOGÍA CUALITATIVA DE ibr api .....	18
2.7	Mecanismos de deterioro.....	19
2.7.1	Fallas mecánicas y metalúrgicas.....	19
2.7.2	Pérdidas de espesor uniformes y localizadas.....	20
2.7.3	Corrosión a alta temperatura (400°F o 204°C).....	20
2.7.4	Fractura asistida por el medio ambiente .....	21
2.8	TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.....	21
2.8.1	Ensayos no destructivos Superficiales.....	22
2.8.1.1	Inspección Visual (VT).....	22
2.8.1.2	Inspección por líquidos penetrantes (PT).....	22
2.8.1.3	Inspección por partículas magnéticas (MT) .....	22
2.8.2	Ensayos no destructivos volumétricos.....	23
2.8.2.1	Inspección por Radiografía (RT).....	23
2.8.2.2	Inspección por Ultrasonido (UT) .....	24
2.9	ANÁLISIS DE RIESGO .....	24
2.9.1	Análisis Cualitativo del Riesgo .....	25
2.9.1.1	Valoración de la Probabilidad de Falla .....	26
2.9.1.2	Valoración de la Consecuencia de Daño por Explosión e incendio.....	27
2.9.1.3	Valoración de las Consecuencias de falla por Toxicidad.....	29
2.9.1.4	Matriz de Riesgo por análisis cualitativo .....	30
2.9.2	Análisis Cuantitativo y Semicuantitativo del Riesgo .....	32
2.9.2.1	Determinación de la probabilidad de falla .....	33
2.9.2.2	Determinación de la Consecuencia de Falla .....	37
2.10	EVALUACIÓN DEL RIESGO EN ANÁLISIS CUALITATIVO .....	41

2.10.1	Análisis del riesgo y jerarquización.....	41
<b>CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA .....</b>		
3.1	Equipos evaluados .....	44
3.2	Recolección de información .....	45
3.3	Sistematización.....	46
3.4	Análisis de Riesgo Cualitativo .....	47
3.4.1	Cálculo de la Probabilidad de Falla .....	48
3.4.1.1	Factor de Equipamiento .....	48
3.4.1.2	Factor de Daño .....	49
3.4.1.3	Factor de Inspección IF.....	50
3.4.1.4	Factor de Condición CCF.....	51
3.4.1.5	Factor de Proceso PF.....	52
3.4.1.6	Factor de Diseño Mecánico MDF.....	53
3.4.2	Cálculo de la Consecuencia de falla por Daños .....	53
3.4.2.1	Factor Químico CF.....	54
3.4.2.2	Factor de Cantidad QF .....	55
3.4.2.3	Factor de Estado SF.....	56
3.4.2.4	Factor de Auto combustión AF .....	56
3.4.2.5	Factor de Presión PRF.....	57
3.4.2.6	Factor de Crédito CF.....	57
3.4.3	Cálculo de la Consecuencia de falla por Toxicidad .....	59
3.4.3.1	Factor de Cantidad Tóxica TQF.....	59
3.4.3.2	Factor de Dispersión DIF.....	60
3.4.3.3	Factor de Crédito CRF .....	60
3.4.3.4	Factor de Población PPF .....	61

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	62
CONCLUSIONES.....	67
REFERENCIAS .....	68
ANEXOS .....	69

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Categoría PoF por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.....	27
Tabla 2: Categoría CoF de Daño por Explosión e incendio por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.....	29
Tabla 3 Categoría CoF de Daño por Toxicidad por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.....	30
Tabla 4 Suggested Component Generic Failure Frequencies, Fuente: API 581, Tabla 3.1 .....	34
Tabla 5 Evaluación del sistema gerencial. Fuente: API RP 581, Tabla 4.4 .....	37
Tabla 6 Recopilación de las características de los fluidos según sus Hojas de Seguridad de los Materiales de la empresa Arauco. Fuente Propia. ....	45
Tabla 7 Mecanismos de falla según tipo de componente fabricado Acero. al carbono. Fuente: Arauco .....	47

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Ejemplo evaluación del riesgo para un equipo en una Matriz de riesgo. Fuente: Propia.....	6
Ilustración 2.1 Matriz de Riesgo, Fuente: API-RP-580.....	12
Ilustración 2.2 Flujo de trabajo RBI, Fuente: Aplicación de la Tecnología de Inspección Basada en Riesgo ( IBR ) para la Generación de Planes Óptimos de Inspección a Equipos Estáticos en la Industria del Petróleo y Gas [3].....	13
Ilustración 2.3 Factores que influyen en el riesgo. Fuente: Metodología Integral Para El Diseño Y Optimización De Planes De Inspección- Midopi [6].....	25
Ilustración 2.4 Clasificación de riesgos según NFPA. ....	27
Ilustración 2.5 Proceso de liberación de fluido .....	29
Ilustración 2.6 Ejemplo de combinación de Factores de PoF y CoF en análisis cualitativo. Fuente propia.....	31
Ilustración 2.7 Ejemplo Matriz de riesgo para un equipo estático de planta Celulosa Arauco. Fuente propia.....	32
Ilustración 2.8 Procedimiento de análisis de consecuencias. Fuente: API RP 581 /parte 3 [9].	38
Ilustración 2.9 Ejemplo Jerarquización de equipos según el riesgo de una planta. Fuente: Aplicación de la Tecnología de Inspección Basada en Riesgo ( IBR ) para la Generación de Planes Óptimos de Inspección a Equipos Estáticos en la Industria del Petróleo y Gas [3].....	41
Ilustración 2.10 Ejemplo Porcentaje de equipos vs Porcentaje de contribución al riesgo. Fuente: Introducción a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo [1] .....	42
Ilustración 2.11 Ejemplo listado de equipos con mayor porcentaje de contribución al riesgo. Fuente: Introducción a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo [1] .....	42
Ilustración 3.1 Listado de equipos evaluados. Fuente Propia.....	44
Ilustración 3.2 Categoría de PoF según la sumatoria de los factores de seguridad presentes. Fuente Propia.....	48
Ilustración 3.3 Factor de inspección IF. Fuente: API RP 581 .....	50
Ilustración 3.4 Pasos para determinar el factor de condición CCF. Fuente: API RP 581 .....	51
Ilustración 3.5 Pasos para obtener el valor de PF. Fuente: API RP 581 .....	52
Ilustración 3.6 Pasos para el cálculo del Factor de diseño mecánico MDF. Fuente: API RP 581 .....	53

Ilustración 3.7 Ejemplo Evaluación de los factores de Consecuencia de daño. Fuente: Propia.	54
Ilustración 3.8 Pasos para determinar el factor químico CF. Fuente: API RP 581 .....	55
Ilustración 3.9 Factores para determinar el valor de QF. Fuente: API RP 581 .....	55
Ilustración 3.10 Factores para determinar el valor de SF. Fuente: API RP 581 .....	56
Ilustración 3.11 Factores para determinar el factor AF. Fuente: API RP 581 .....	56
Ilustración 3.12 Factores para determinar el valor de PRF. Fuente: API RP 581 .....	57
Ilustración 3.13 Pasos para determinar el valor de CF. Fuente: API RP 581 .....	58
Ilustración 3.14 Pasos para determinar el factor de cantidad tóxica TQF. Fuente: API RP 581 .....	59
Ilustración 3.15 Procedimiento para el cálculo de factor de dispersión DIF. Fuente: API RP 581 .....	60
Ilustración 3.16 Pasos para determinar el factor de crédito CRF. Fuente: API RP 581 .....	61
Ilustración 3.17 Determinación del factor PPF en función del número de personas que se pueden ver afectadas. Fuente: API RP 581 .....	61
Ilustración 4.1 Ejemplo factor de Probabilidad. Fuente: Propia.....	63
Ilustración 4.2 Ejemplo factor de Consecuencia de Daño. Fuente: Propia .....	63
Ilustración 4.3 Ejemplo de factor de Consecuencia de Salud. Fuente: Propia. ....	63
Ilustración 4.4 Resumen de la evaluación del riesgo para el equipo 34-G-11. Fuente: Propia.	64
Ilustración 4.5 Resumen resultados obtenidos de los Factores de PoF y CoF. Fuente: Propia.	65
Ilustración 4.6 Representación de la cantidad de equipos equivalentes para cada par ordenado en la matriz de riesgo. Fuente: Propia. ....	65
Ilustración 4.7 Jerarquización del riesgo de los equipos evaluados. Fuente: Propia. ....	66

## **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

## 1.1 ANTECEDENTES

El desarrollo de este trabajo está basado en la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (RBI) según el Instituto Americano de Petróleo en sus prácticas recomendadas API RP 580 y 581, estudio solicitado por empresa Celulosa Arauco y Constitución.

La empresa Celulosa Arauco y Constitución (CELCO), es una empresa Chilena ubicada en la costa de la ciudad de Constitución, dedicada a la fabricación y comercialización de pulpa de celulosa sin blanquear y derivados resultantes del proceso. La madera utilizada en el proceso de fabricación de celulosa en planta Constitución es sólo pino radiata.

En la planta, el área de procesos se encuentra dividida por el área de fibra y el área de energía y recuperación.

El área fibra está compuesta por:

1. Área preparación madera
2. Área de digestores
3. Área lavado y clasificación
4. Área de secado y línea final
5. Área de manejo de Desechos
6. Área tratamiento de efluentes

Mientras que el área de Energía y recuperación está compuesta por:

1. Área desmineralizado
2. Área evaporadores
3. Área Caustificación
4. Área horno de cal
5. Área planta de agua
6. Área caldera de poder
7. Área caldera recuperadora
8. Área generación de energía

La evolución de la tecnología y la alta competencia industrial a nivel mundial exige a las empresas que demuestren cada vez un mayor nivel de confiabilidad en sus equipos, por lo que es necesario utilizar metodologías que permitan optimizar los planes de inspección para los estos.

Una de las metodologías con gran respaldo a nivel internacional es la metodología de Inspección Basada en Riesgo del Instituto Americano del Petróleo (API RBI), la que tiene alcance en los

## Capítulo 1. Introducción

equipos estáticos industriales, es decir, tanques atmosféricos, recipientes a presión, intercambiadores de calor y tuberías.

Dentro de la planta, existe una alta cantidad de equipos y componentes a los que se puede aplicar la metodología API RBI, pero uno de los inconvenientes es que esta metodología consume gran cantidad de recursos, por lo que es necesario seleccionar los equipos que puedan resultar más críticos para aplicar un mayor nivel de detalle en el análisis, estos son aquellos equipos que si fallan presentarán los mayores costos económicos, además de que podrían llegar a causar daños al personal, parar un área o el proceso productivo de la planta en su totalidad.

### **1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

Celulosa Arauco y Constitución es una empresa que comenzó su funcionamiento cerca del año 1970, desde entonces trabajan con equipos industriales de alta calidad instalados en todas las áreas de la planta, equipos de los cuales muchos continúan activos operando actualmente desde entonces.

Los equipos a los que se les aplicará la metodología están en un rango entre 5 y 40 años de servicio en la planta aproximadamente, y se sabe que gran parte de la información de alta prioridad para el análisis de estos equipos no se encuentra disponible o no está correctamente definida en la base de datos de la empresa. Esto indica que no existe una jerarquización del riesgo de los equipos con una base teórica confiable para la elaboración de planes de inspección óptimos, lo que además aumenta la probabilidad de falla debido a la incertidumbre por falta de información.

Además, gran parte de los planes de mantenimiento actuales de los equipos están basados en las experiencias del personal a cargo, asimismo de estimaciones y recomendaciones según el historial que presenten. Esto produce la necesidad de generar una nueva base de datos que permita identificar los parámetros necesarios de cada equipo para obtener una jerarquización confiable del nivel de criticidad de los equipos dentro de la empresa para planificar las actividades de mantenimiento predictivo.

### **1.3 SOLUCIÓN PROPUESTA**

Para resolver este problema, se propone generar una base de datos actualizada y desarrollar un documento Excel que permita implementar la metodología de inspección basada en riesgo (RBI) según la norma API, logrando evaluar el nivel de riesgo actual de la planta, además de establecer la probabilidad de falla (PoF) y consecuencia de falla (CoF) de los equipos analizados.

Según la norma API RP 580, un programa de inspección está basado en riesgo cuando se emplea una metodología que considere la evaluación de la probabilidad de falla y sus consecuencias. Esta metodología presenta un proceso de valoración y administración de riesgo que se centra en la pérdida de contenido a presión debido al deterioro del material, se utiliza como estrategia de gestión tecnológica, que identifica, evalúa y permite localizar los riesgos industriales partiendo por el estudio de la integridad de los equipos para una unidad de proceso, sección o sistema.

La metodología RBI se apoya en varias normas internacionales y prácticas recomendadas que han sido desarrolladas por el Instituto Americano del Petróleo, las que en gran mayoría fueron adoptadas por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) para complementar el código de calderas y los códigos de otros comités, algunas son:

- API 510: Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration
- API 570: Piping Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration
- API RP 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining and Petrochemical Industries
- API 579-1/ ASME FFS-1: Fitness for Service
- API RP 580: Risk-Based Inspection
- API RP 581: Risk-Based Inspection Technology
- API 620: Design and Construction of Large, Welded, Low-pressure Storage Tanks
- API 650: Welded Tanks for Oil Storage
- API STD 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction

Dentro de estas normas, aquellas que indican los pasos para aplicar la metodología RBI API son:

## Capítulo 1. Introducción

- API RP 580 - Risk Based Inspection, proporciona los elementos básicos para desarrollar y llevar a cabo un programa de IBR, además de lineamientos para aplicar la metodología correcta y sistemáticamente, responde a la pregunta de *'qué'* hay que hacer.
- API RP 581 - Risk Based Inspection Technology, ofrece un desglose detallado acerca de aplicación de la metodología utilizando metodologías preparadas específicamente para establecer el *'cómo'* se desarrolla una evaluación RBI API.

Estas normas ofrecen variadas herramientas para interpretar el riesgo, la probabilidad de falla, y la consecuencia de falla. Estos son factores que permitirán llevar a cabo el programa RBI en base a análisis cualitativos y/o cuantitativos.

Con la información de los equipos y los resultados del valor de riesgo que presentan se determinará su nivel de criticidad jerárquicamente y se presentará una frecuencia de inspección recomendada. Cabe destacar que el nivel de riesgo aceptable ante fallas debe ser propio de cada organización, y será la misma organización quién lo defina.

### 1.4 OBJETIVOS

#### 1.4.1 Objetivo general

Implementar la metodología cualitativa de Inspección basada en riesgo a 27 equipos estáticos de la empresa Celulosa Arauco y Constitución, tomando como base la norma API en sus prácticas recomendadas API RP 580 y API RP 581.

#### 1.4.2 Objetivos específicos

- Crear una base de datos de la información técnica de los fluidos y equipos estáticos analizados en la planta CELCO para la implementación de la metodología RBI según las prácticas recomendadas API 580 y API 581, Tercera edición, 2016.
- Analizar las normas del instituto americano del petróleo API 510, 570, 571, 579 y 653.
- Diseñar planilla Excel que permita realizar el análisis cualitativo de la metodología RBI (*API RP 580 y 581 3rd Edition, 2016*), y representarla en una matriz de riesgo según los resultados obtenidos.

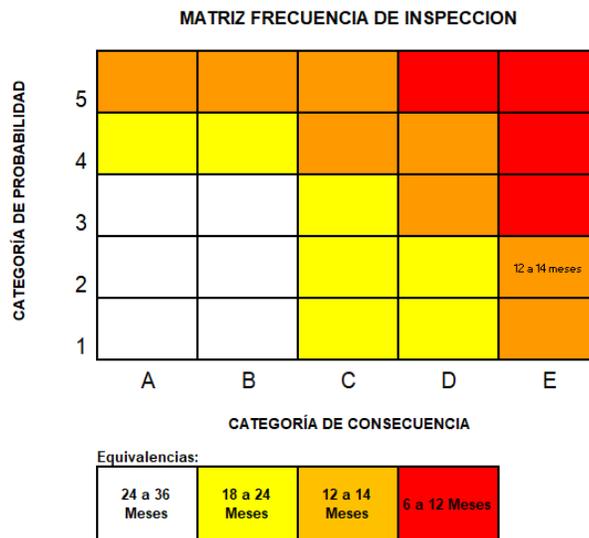
## Capítulo 1. Introducción

- Implementar el análisis cualitativo de la metodología RBI API a 27 equipos estáticos de Celulosa Arauco y Constitución
- Establecer un orden jerarquizado de los equipos estáticos de Planta CELCO según su nivel de Criticidad.
- Identificar los factores que más influyen en los niveles de riesgo

### 1.5 RESULTADOS ESPERADOS

Dentro de los resultados esperados, se creará una base de datos actualizada de 27 equipos estáticos de la planta CELCO con las propiedades físicas del fluido y del equipo, necesarias para implementar un análisis cualitativo de inspección basada en riesgo.

Se determinará el nivel de riesgo asociado a cada equipo a través del método cualitativo, y se realizará una jerarquización del riesgo, representándolo en una Matriz de riesgo para el conjunto de equipos evaluados como se puede observar en la *Ilustración 1.1*.



*Ilustración 1.1 Ejemplo evaluación del riesgo para un equipo en una Matriz de riesgo.*

*Fuente: Propia.*

Se determinará un valor de riesgo asociado a cada par ordenado de la matriz, los niveles de riesgo se representarán por 4 categorías: Bajo, Mediano, Mediano-alto y Alto; y a cada categoría se le asignará una frecuencia de inspección recomendada determinada en una cantidad de meses.

## **CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO**

## 2.1 INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA RBI

Un estudio RBI está basado principalmente en la aplicación de las prácticas recomendadas API RP 580 y 581, en conjunto con otros estándares internacionales. Esta metodología busca evaluar y determinar el nivel de riesgo presente, a escala tanto de empresa como componente de equipo, además de buscar garantizar la capacidad de contención de fluidos en equipos estáticos, donde el modo de falla a evitar es la rotura.

El riesgo viene definido por la multiplicación de la probabilidad de falla (PoF) y la consecuencia de falla (CoF), la PoF está compuesta por los mecanismos de daño metalúrgico, mecánico y de operación, además de la efectividad de las inspecciones y el estado general de los equipos, mientras que la CoF está basada en las características del fluido presente, las condiciones del entorno de la instalación y los métodos de mitigación activos.

Algunas de las normas en las que se basa la metodología son:

Inspección:

- a) API 653 – Inspección y evaluación de Tanques de almacenamiento
- b) API 510 – Inspección y evaluación de Recipientes a presión
- c) API 570 – Inspección y evaluación de Tuberías de proceso
- d) API 571 – Mecanismos de deterioro que afectan los equipos estáticos

Confiabilidad:

- a) API RP 580 – Inspección Basada en Riesgo
- b) API RP 581 – Metodología de Inspección Basada en Riesgo

Evaluación:

- a) API RP 579 - Fitness for Service

El conocimiento y la aplicación adecuada de estas normativas permite establecer frecuencias y alcances de las inspecciones con base en la valoración del comportamiento histórico, modos de degradación o deterioro, factores de daño, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales tomando en cuenta al mismo tiempo la

calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. [1]

## 2.2 INSPECCIÓN Y SUS FUNDAMENTOS

Un programa de inspección está basado en riesgo cuando se emplea una metodología que considere la evaluación de la probabilidad de falla y sus consecuencias. La inspección nos ayuda a reducir la probabilidad de falla, porque reduce la incertidumbre presente respecto a la condición que el equipo verdaderamente tiene.

El Instituto Americano del Petróleo (API) define inspección como:

“Conjunto de actividades desarrolladas para verificar que los materiales, procesos de fabricación, construcción, evaluaciones, pruebas, reparaciones, etc., estén de acuerdo con los códigos de ingeniería aplicables y/o cumplan con los requerimientos exigidos en los procedimientos escritos por el propietario de los activos.”

El propósito de un plan de inspección es definir las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los equipos antes de que se produzcan las fallas.

La normativa API indica que el plan de inspección debe identificar sistemáticamente cuatro preguntas:

1. ¿Qué tipos de daños se producen?

Primero se deben identificar cuáles son los materiales con los que está construidos los equipos de la instalación. Dependiendo del tipo de material, se podrá determinar si es susceptible a los diferentes mecanismos de deterioro. De igual manera, se debe evaluar la severidad del ambiente y la susceptibilidad del material, combinando estos factores se pueden identificar los mecanismos de daño que puedan estar presentes, señaladas en la práctica recomendada API RP 571.

2. ¿Dónde deben detectarse?

Para determinar dónde deben detectarse los tipos de daño, se aplican criterios para establecer las áreas preferentes donde los mecanismos de deterioro se manifiestan. Identificando el

## Capítulo 2. Marco teórico

mecanismo de deterioro podremos identificar cuáles son las zonas donde pudiésemos encontrar los mecanismos de deterioro logrando la identificación de los puntos débiles de la instalación.

### 3. ¿Cómo pueden detectarse?

Los mecanismos de daño se manifiestan como:

- Pérdida de espesor
- Agrietamiento
- Daños internos y externos
- Daños en la microestructura de materiales

Por ende, hay que identificar cuáles son las técnicas de inspección efectivas para identificar la morfología de cómo se manifiesta ese mecanismo de deterioro, de tal manera que cuando se realice una inspección, se pueda tener una mayor probabilidad de detectar la falla cuando aún está incipiente o cuando aún no ha llegado a los límites de deterioro para evitar la ruptura.

### 4. ¿Cuándo o con qué frecuencia debe inspeccionarse?

Esto dependerá del tipo de mecanismo de deterioro que estemos evaluando. Por ejemplo, la corrosión tiene un comportamiento lineal que permite realizar una proyección del crecimiento de esta, y se podrá identificar en qué momento va a alcanzar los niveles de deterioro que no son tolerables para la institución.

Expertos señalan que es común que en la jerarquización del riesgo de los equipos se cumpla el Principio de Pareto[2], que hace referencia a que solo un 20% de los equipos contribuyen el 80% del riesgo total acumulado. Es por esto, que una estrategia en la inspección basada en riesgo consiste en dedicar mayores esfuerzos a aquellos equipos que presenten un alto riesgo, y para aquellos que presenten bajo riesgo se concentran menores recursos.

## **2.3 ALCANCE DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO**

La inspección basada en riesgo de API está principalmente enfocada para equipos estáticos presentes en la industria del petróleo y refinería, aunque no limita para utilizarla en industrias de otras categorías si los equipos están dentro del alcance de la inspección.

## Capítulo 2. Marco teórico

Aquellos equipos estáticos que considera la metodología son:

- Recipientes sujetos a presión: Todos los componentes sometidos a presión.
- Tanques de almacenamiento: Atmosféricos y presurizados.
- Tuberías de proceso: Tubos y componentes de los tubos.
- Equipos rotatorios: Componentes sometidos a presión.
- Calentadores y quemadores: Componentes presurizados.
- Intercambiadores de calor: Cuerpos, cabezas, canales y haz de tubos.
- Dispositivos de alivio de presión.

Además, la metodología indica que no aplica para:

- Instrumentos y sistemas de control.
- Sistemas eléctricos.
- Sistemas estructurales.
- Componentes de maquinaria (excepto bombas y compresores cubiertos).

### 2.4 MATRIZ DE RIESGO

Los análisis de inspección basados en riesgo requieren del cálculo de probabilidades de falla y modelaje de las consecuencias de esta. Combinando los factores que componen la probabilidad de falla y Consecuencia de falla se puede obtener el valor del riesgo, representado en la *Ecuación 1*.

$$\text{Riesgo}(t) = \text{Probabilidad de falla}(t) \times \text{Consecuencias.} \quad (1)$$

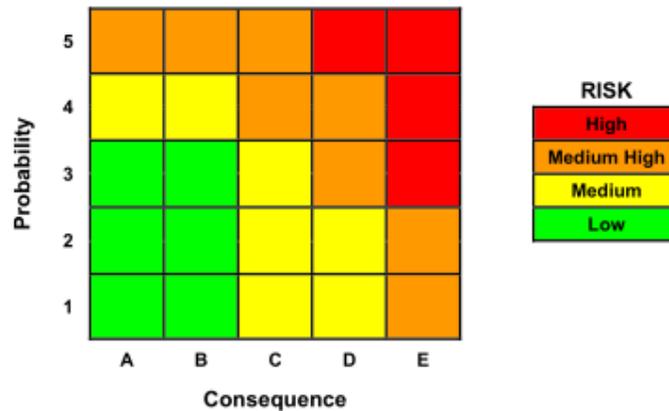
Para metodologías de clasificación de riesgos que usan categorías de probabilidad y consecuencia, la matriz de riesgo es una forma muy efectiva de comunicar la distribución del riesgo dentro de una planta o unidad de proceso sin valores numéricos, representando la clasificación de la PoF (eje ordenadas) y de la CoF (eje abcisas). Un ejemplo de matriz de riesgo se muestra en la *Ilustración 2.1*. En esta matriz, las categorías de consecuencia y de probabilidad

## Capítulo 2. Marco teórico

están arregladas de tal forma que el riesgo más alto es hacia la esquina superior derecha, también interpretado según los colores de cada casilla que representan el nivel de riesgo, verde para el más bajo y rojo para el más alto.

Para calificar los factores del riesgo, se asignan valores numéricos a las categorías para así determinar el par ordenado correspondiente.

API establece de manera predeterminada los niveles de riesgo, pero cada compañía debe establecer los suyos, por ende, el primer paso es calibrar la matriz de riesgo para que los límites de riesgo máximo permisible estén acorde a las políticas internas de la compañía a la cual se le está aplicando la metodología.



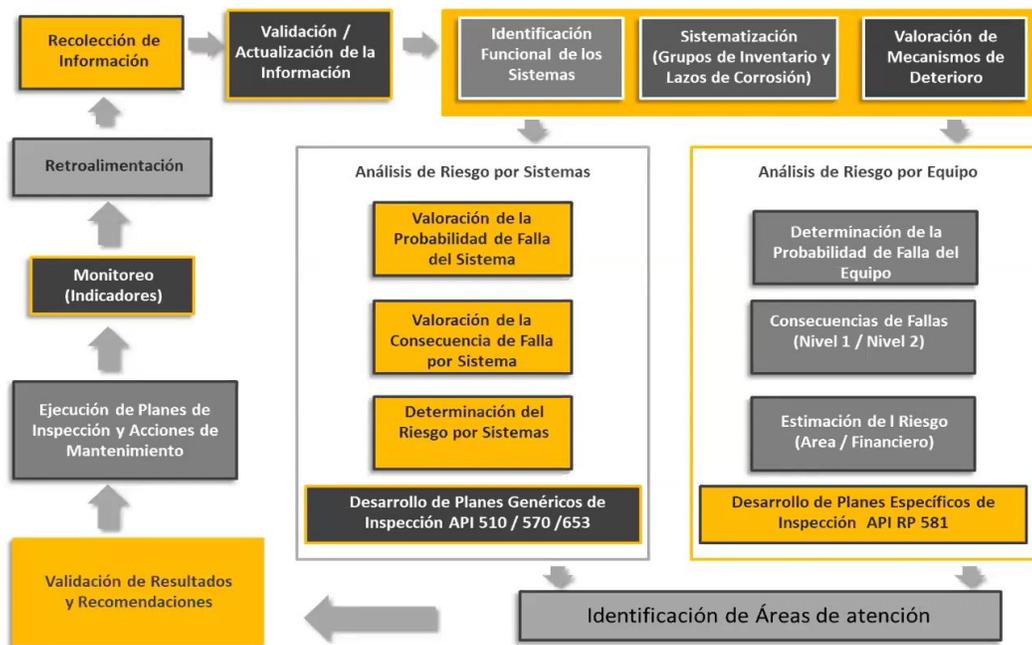
*Ilustración 2.1 Matriz de Riesgo, Fuente: API-RP-580*

Por lo tanto, la organización debe determinar el límite de riesgo que están dispuestos a aceptar, y justo antes de que ocurra ese nivel de riesgo límite, se deben ejecutar las actividades de inspección. El riesgo límite hace referencia a los límites de pérdidas económicas, daños a equipos, daños a personas, liberación de fluidos tóxicos y daño al medioambiente.

### 2.5 FLUJO DE TRABAJO

Una vez seleccionados los sistemas, equipos y/o circuitos de tubería a los cuales se le aplicará la metodología RBI API, se deben comenzar a seguir los pasos del flujo de trabajo que se

observan en la *Ilustración 2.2* definidos en API RP 581 para la inspección basada en riesgo, estos son detallados a continuación [3] :



*Ilustración 2.2 Flujo de trabajo RBI, Fuente: Aplicación de la Tecnología de Inspección Basada en Riesgo ( IBR ) para la Generación de Planes Óptimos de Inspección a Equipos Estáticos en la Industria del Petróleo y Gas [3].*

### 2.5.1 Recolección de información

El primer paso es obtener, comprender y evaluar los datos técnicos e información necesaria para establecer la base del análisis para desarrollar el mapa de riesgos y el plan de inspección. En tal sentido, se toma en consideración la información relativa al diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos y componentes de la instalación, así como la información disponible de los registros de inspección.

Entre las fuentes de información más importantes para el desarrollo de este estudio, se encuentran:

- Diagramas de flujo de proceso (DFP's o PFD's)
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's o P&ID's)
- Planos generales de la plataforma (PLG)
- Planos isométricos
- Historia y registro de inspecciones y mantenimientos realizados

## Capítulo 2. Marco teórico

- Caracterización de los fluidos de los sistemas
- Hojas de especificación de equipos, hojas de seguridad de las sustancias de proceso
- Estudios previos de riesgo y cualquier otra información técnica que contribuya al desarrollo del estudio.

### **2.5.2 Validación de la información**

Se debe asegurar que la información recopilada esté actualizada y validada por personas debidamente capacitadas en áreas específicas, con el consecuente beneficio para la calidad de los análisis. La necesidad de garantizar la información es múltiple, dado que pueden existir documentos, diagramas y datos no actualizados que no reflejen la realidad de la instalación, la falta de trazabilidad de las inspecciones, errores de los inspectores y otras fuentes que pueden afectar negativamente la exactitud de los resultados.

Por lo cual se emplean esfuerzos para reducir las posibles fuentes de error, realizando:

- Confrontación física de los diagramas e isométricos.
- Reuniones de validación de información con los expertos de cada área.
- Verificación de las variables operacionales.
- Comparación entre las magnitudes de las velocidades de corrosión registradas con base a las inspecciones y las registradas en bibliografía o instalaciones similares.

La actualización de la información se limita a considerar todas las líneas y equipos existentes en las instalaciones y descartar aquellos que han sido retirados de servicio, con el fin de generar los planes de inspección y acciones de mantenimiento acordes a la realidad operacional y evitando generar planes y acciones no necesarias, así como el almacenamiento de datos menos confiables.

### **2.5.3 Identificación funcional de los sistemas, sistematización y valoración de los mecanismos de deterioro**

En este paso se debe separar la planta en funciones, es decir, separarla por las áreas de funcionamiento y los equipos a los cuales se les aplicará la metodología. Algunos ejemplos en celulosa Arauco de áreas de funcionamiento son: digestores, lavado y clasificación, secado, embalajes, horno de cal, etc.

Para la valoración de los mecanismos de deterioro en RBI API, se utiliza la norma API RP 571 denominada “Mecanismos de daño que afectan los equipos estáticos en la industria de la refinería y petróleo”. En este documento, se presentan los mecanismos de daño activos o potencialmente activos, especificando el concepto de cuál es el problema que se está presentando, cuáles son los materiales susceptibles y la técnica de inspección y monitoreo que puede ser aplicada.

### **2.5.4 Análisis de riesgo**

Existen dos tipos de análisis: Cualitativo y Cuantitativo. La diferencia que radica entre uno y otro es el nivel de detalle que se requiere, y que un análisis de riesgo por sistemas (cualitativo) nos brinda niveles de riesgos relativos entre los equipos, este análisis no está relacionado con unidades monetarias; mientras que un análisis de riesgo por equipo (cuantitativo) en comparación sí está relacionado con unidades monetarias debido a que se realizan cálculos de nivel de riesgo absoluto al que está sometido el equipo o componente.

La aplicación completa de la metodología RBI API incluye una evaluación del riesgo de manera cualitativa y semicuantitativa o cuantitativa para los equipos analizados, pero en este informe sólo se presentarán los resultados de una evaluación cualitativa del riesgo, con el fin de determinar el nivel de riesgo de manera general en los equipos según la metodología, lo que permitirá a al equipo RBI identificar los equipos más críticos para considerar si a futuro realizar la segunda parte de la implementación de la metodología que culminaría con la implementación de análisis cuantitativo [4].

A continuación, se señalan las características de los dos tipos de análisis.

## Capítulo 2. Marco teórico

### 2.5.4.1 *Análisis de riesgo Cualitativo (Por sistemas)*

Lo que se persigue es realizar un estudio general que permita hacer una valoración del riesgo en base a:

- Probabilidad de falla
- Consecuencias de daño por explosiones e incendios
- Consecuencia de fuga de fluidos tóxicos

Este análisis permite tomar decisiones de las cuáles son los equipos a los que hay que dedicar mayor esfuerzo en los análisis. Al realizar una valoración de la PoF y CoF se están calificando los principales factores influyentes en la PoF y CoF que mediante la metodología del Instituto Americano del Petróleo vienen a ser clasificados en una matriz, lo que nos permite realizar una determinación del riesgo de cada uno de esos sistemas.

Para implementar el método cualitativo, se utiliza el Apéndice A “Workbook for qualitative risk-based inspection analysis” de API RP 581, que se encuentra adjunto en el *Anexo 1* de este documento.

Este tipo de análisis facilita una visión general del riesgo en la totalidad de los equipos, lo que permite establecer una jerarquización del riesgo presente sin la necesidad de invertir una gran cantidad de recursos en comparación a un análisis cuantitativo, que requiere de alto nivel de precisión y una gran cantidad de información de la empresa, equipos y fluidos presentes.

El análisis de riesgo cualitativo no incluye análisis de consecuencias de riesgo en términos económicos, además los planes de inspección que se realizan bajo análisis cualitativo suelen estar sujetos al desarrollo de planes de mantenimiento genéricos de API, como: API 510 (para recipientes a presión), API 570 (tuberías), API 653 (tanques atmosféricos), etc., según sea el tipo de equipo que abarca la metodología.

### 2.5.4.2 *Análisis de riesgo Cuantitativo o Semicuantitativo (Por equipo)*

Para este tipo de análisis se realiza un procedimiento de cálculo bastante riguroso, donde se hace una determinación del riesgo para cada componente del equipo que esté dentro del alcance de la metodología, obteniendo un valor numérico de la probabilidad y consecuencia de falla según los escenarios de riesgo que se puedan presentar si llegase a ocurrir rotura en el componente.

El cálculo de la probabilidad de falla se determina según los mecanismos de falla activos o potencialmente activos el equipo, los métodos de mitigación en el área en caso de fugas y la

## Capítulo 2. Marco teórico

evaluación de la efectividad de los métodos de inspección utilizados para cada mecanismo de daño de los componentes.

El cálculo de consecuencia de falla puede ser representado de manera cuantitativa o semicuantitativa, diferenciándose por consecuencias asociadas al área en metros cuadrados que rodea al equipo (análisis semicuantitativo), y por consecuencias asociados a daños económicos producto de las consecuencias de rotura del componente (análisis cuantitativo).

De igual manera, el nivel de análisis de CoF se determina según los tipos de fluidos presentes en los componentes analizados según:

- Nivel 1: El procedimiento de cálculo utiliza fluidos representativos comúnmente presentes en la industria de la refinería y petróleo en las corrientes de flujo de la instalación.
- Nivel 2: Se simula el comportamiento de los fluidos tal cual como el balance de masa y energía está representados en los diagramas de flujo de proceso. Esto quiere decir que se deben determinar con alto grado de precisión cuales son las propiedades físicas y químicas de cada fluido, lo que permitirá un análisis preciso del valor de riesgo del equipo o componente.

Una vez determinado el valor del riesgo del equipo, se procede a desarrollar planes específicos de inspección según API RP 581, que están directamente relacionados con los mecanismos de deterioro activos o potencialmente activos y el nivel de intensidad está afectado por la consecuencia de la fuga de inventario que pueda tener ese equipo a la instalación como tal.

### **2.5.5 Identificación de áreas de atención**

Luego de realizar los análisis de riesgos, es posible que se puedan detectar mejoras desde el punto de vista de detección de fugas, aislamiento de fugas o sistemas de combate contra incendios o contra fuga de fluidos tóxicos. Estas mejoras deben ser analizadas con la gerencia a cargo y evaluar la implementación para disminuir las consecuencias de falla.

### **2.5.6 Validación de resultados y recomendaciones**

Se analizan los resultados con el equipo de ingenieros utilizando recursos como un “brainstorming” (lluvia de ideas) que permita obtener conclusiones de los resultados y recomendaciones a tomar.

### **2.5.7 Ejecución de planes de inspección y Acciones de mantenimiento**

En este punto es donde la gerencia decide si realizar la ejecución de los planes de inspección y acciones de mantenimiento que se han detectado.

Esto definitivamente afectará los indicadores de gestión y confiabilidad de la planta, y lo más importante es destacar que esto es un proceso iterativo de mejoramiento continuo, donde a medida que se van desarrollando los planes inspección se obtiene una retroalimentación de la base de datos, lo que permite cada vez tener un mayor control del sistema permitiendo tomar mejores decisiones en cuanto a lo que es la valoración de la integridad de los activos y tomar decisiones fundamentales respecto a la extensión o reducción de los intervalos de inspección según el tipo de equipo .

## **2.6 PRODUCTOS DE LA METODOLOGÍA CUALITATIVA DE IBR API**

A continuación, se presentan los productos de la implementación de la metodología cualitativa de inspección basada en riesgo para la planta Celulosa Arauco y Constitución:

- Base de datos de las propiedades de equipos y fluidos presentes para la evaluación de un análisis RBI
- Documento Excel que contiene las bases para calcular el riesgo y visualizarlo en una matriz de riesgo según el Apéndice A de API RP 581
- Jerarquización del riesgo de todos los equipos evaluados: A través de la matriz de riesgo se podrá obtener una visión general del riesgo presente en los equipos, lo que permitirá identificar aquellos equipos o componentes donde se deba evaluar enfocar mayores recursos.
- Identificar los factores de PoF y CoF que más influyen en los niveles de riesgo

- Frecuencia de inspección para cada equipo inspeccionado: Según el nivel de riesgo determinado en la matriz, se podrá determinar una frecuencia de inspección recomendada para cada equipo según el nivel de criticidad presente en cada equipo.

## **2.7 MECANISMOS DE DETERIORO**

El Instituto Americano del Petróleo en su práctica recomendada API RP 571 (Mecanismos de deterioro que afectan equipos estáticos), indica los mecanismos de daño que ocurren en las industrias de la pulpa y el papel, generación de electricidad, refinación y petroquímica.

En la norma podemos encontrar el concepto específico de cuál es el problema que se está presentando (mecanismo de daño), cuáles son los materiales susceptibles y el método de inspección y monitoreo que pueden ser aplicados, aunque no descarta que puedan existir otros mecanismos de daño presentes según el tipo de industria [5].

Los mecanismos de daño que brinda la norma están agrupados en 4 familias, estas son:

### **2.7.1 Fallas mecánicas y metalúrgicas**

Asociadas al proceso de daños internos en la microestructura de los equipos, estos son:

1. Grafitización
2. Suavización por esferoidización
3. Fragilización por revenido
4. Refuerzo por envejecimiento (endurecimiento)
5. Fragilización 885 °F
6. Fragilización fase sigma
7. Fractura frágil (no hay ductilidad)
8. Creep y ruptura por esfuerzo (fluencia a alta temperatura)
9. Fatiga térmica
10. Fractura por calentamiento localizado.
11. Ruptura (Sobrecalentamiento inducido de vapor)
12. Ruptura por soldadura de metales diferentes
13. Ruptura por golpe térmico

## Capítulo 2. Marco teórico

14. Corrosión erosión
15. Erosión por cavitación
16. Fatiga mecánica (esfuerzos cíclicos)
17. Fatiga por vibración
18. Degradación de refractarios

### **2.7.2 Pérdidas de espesor uniformes y localizadas**

Se caracterizan por el proceso en el cual el material se va degradando desde la parte interna (interior del contenedor hacia afuera) o de la parte externa (exterior del contenedor hacia dentro).

Los tipos de mecanismos de daño presentes en esta familia son:

1. Corrosión galvánica
2. Corrosión atmosférica
3. Corrosión bajo aislamiento
4. Corrosión por agua de enfriamiento
5. Corrosión por condensados de agua de caldera
6. Corrosión por CO<sub>2</sub>- Oxido de carbono
7. Corrosión por punto de rocío de gases de proceso
8. Corrosión inducida por componentes microbiológicos en combustible
9. Corrosión por exposición a tierras-suelos
10. Corrosión caustica
11. Corrosión por ataque a elementos aleantes

### **2.7.3 Corrosión a alta temperatura (400°F o 204°C)**

Se presentan debido a la corrosión química, debido a que a estas temperaturas no existe el electrolito o el agua que sirva como conductor, estos mecanismos de daño son:

1. Oxidación
2. Sulfatación
3. Carburización
4. Descarburización

## Capítulo 2. Marco teórico

5. Pulverización del metal
6. Corrosión por cenizas de combustible
7. Nitrurización

### **2.7.4 Fractura asistida por el medio ambiente**

Es la formación de grietas que se puedan generar en un equipo como efecto de estar sujeta a un ambiente severo que pueda inducir grietas tanto en la matriz, como en las uniones soldadas de estos materiales. Los mecanismos de daño de esta categoría son:

1. Fractura por corrosión bajo esfuerzo con cloruros
2. Fatiga por corrosión
3. Corrosión bajo esfuerzo cáustico (fragilización cáustica)
4. Corrosión bajo esfuerzo por amoniaco
5. Fragilización por metal liquido
6. Fragilización por hidrogeno

## **2.8 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN**

La clasificación de los ensayos no destructivos (END) se basa en la posición en donde se localizan las discontinuidades que pueden ser detectadas, por lo que se clasifican en:

- Ensayos no destructivos Superficiales
- Ensayos no destructivos Volumétricos

Algunas de las técnicas más comunes de inspección son nombradas a continuación:

### **2.8.1 Ensayos no destructivos Superficiales**

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad superficial de los materiales inspeccionados. Algunos métodos de END superficiales son:

#### *2.8.1.1 Inspección Visual (VT)*

La inspección visual se usa generalmente para determinar cosas tales como la condición de la superficie o parte de esta, alineación de la unión de la superficie, forma, o evidencia de goteo. Además, el examen visual se usa para determinar un material compuesto (translúcido laminado), condiciones subsuperficiales.

#### *2.8.1.2 Inspección por líquidos penetrantes (PT)*

El método de líquidos penetrantes es un medio eficaz para detectar discontinuidades que estén abiertas a la superficie en metales no porosos y otros materiales.

Discontinuidades típicas detectables por este método son: grietas, socavaciones, laminaciones, porosidad.

En principio, un líquido penetrante se aplica a la superficie a inspeccionar para que entre en las discontinuidades. Todo exceso de penetrante debe ser removido, secado y aplicar revelador. Las funciones del revelador son absorber el penetrante que se encuentra atrapado en las discontinuidades y como contraste para reforzar la visibilidad del penetrante. Los contrastes de los penetrantes pueden ser de cualquier color visible bajo luz blanca o fluorescentes (visible bajo luz ultravioleta).

#### *2.8.1.3 Inspección por partículas magnéticas (MT)*

El método de inspección por Partículas Magnéticas puede ser aplicado para detectar grietas y otras discontinuidades en o cerca de las superficies de materiales ferromagnéticos.

La sensibilidad es mayor para discontinuidades superficiales y disminuye rápidamente con el aumento de profundidad de las discontinuidades subsuperficiales, bajo la superficie.

Discontinuidades típicas que se pueden detectar son: poros, socavaciones, grietas, pliegues de laminación.

Este método involucra la magnetización de un área a ser examinada y la aplicación de partículas ferromagnéticas a la superficie. Las partículas formarán marcas sobre la superficie donde grietas

y otras discontinuidades causan distorsión en el campo magnético normal. Esas marcas son normalmente características del tipo de discontinuidad que se detecta.

La máxima sensibilidad será para discontinuidades lineales orientadas perpendicularmente a las líneas de flujo.

Para una óptima efectividad en la detección de todo tipo de discontinuidades, cada área debería ser examinada al menos dos veces, con las líneas de flujo durante una inspección aproximadamente perpendiculares a las líneas de flujo durante la otra.

### **2.8.2 Ensayos no destructivos volumétricos**

Estas pruebas proporcionan información acerca de la sanidad interna de los materiales inspeccionados. Algunos métodos de END volumétricos son:

#### *2.8.2.1 Inspección por Radiografía (RT)*

El método de control radiográfico corresponde a una técnica de inspección clasificada dentro del grupo de los Ensayos No Destructivos, el cual nos permite controlar la condición interna de un material, aprovechando el principio de transparencia de los materiales ante la presencia de rayos ionizantes (rayos x o gamma).

El proceso de inspección mediante radiografía consta de tres etapas fundamentales, las cuales son:

- Toma de radiografía (exposición de la placa a la radiación)
- Proceso de revelado de la película
- Interpretación de la imagen de la película.

El método de inspección radiográfico mediante emisión de rayos gamma será empleado para controlar y/o verificar la condición interna de diversos materiales, elementos fabricados y principalmente uniones soldadas. Este método será utilizado siempre y cuando la configuración geométrica de la pieza, los espesores a radiografiar y las condiciones de seguridad lo permitan. Para el caso de los aceros, este método es aplicable para espesores de 6 a 125 (mm) aproximadamente.

### 2.8.2.2 Inspección por Ultrasonido (UT)

La inspección de materiales mediante ultrasonido está basada en el principio de transmisión de ondas mecánicas o vibraciones en el material y la posibilidad de reflejar estas ondas al momento de incidir sobre una superficie límite (o interfaz) que pone término o interrumpe la continuidad del material.

Aprovechando estas características, los ensayos por ultrasonido permiten, entre otras cosas, detectar discontinuidades en los materiales, de tal forma que mediante una evaluación adecuada se puede determinar a que corresponde y si constituye o no un defecto que pueda interferir en el normal desempeño del elemento en cuestión.

Dependiendo de la función que desempeñará el elemento, existirá una norma o código, el cual podrá ser aplicado y determinar así los niveles de aceptación y rechazo del elemento controlado. Según las condiciones geométricas del elemento, pieza o sector a controlar y del acceso disponible, se seleccionará la técnica o tipo de barrido que será aplicado, de manera de asegurar un óptimo resultado en la inspección.

## 2.9 ANÁLISIS DE RIESGO

Como se mencionó anteriormente, la cuantificación del riesgo corresponde al producto entre la probabilidad de falla y la consecuencia de falla y el tipo de análisis puede ser cualitativo o cuantitativo (o una mezcla de ambos). En la *Ilustración 2.3* se puede observar en el lado izquierdo aquellos factores que influyen en la probabilidad de falla y en el lado derecho aquellos que influyen en la consecuencia de falla. Si se combinan todos estos factores podemos cuantificar el valor del riesgo. En base al valor del riesgo actual, se puede realizar un análisis de los factores con deficiencias y posibles mejoras, lo que permitirá disminuir el riesgo debido a la ausencia de incertidumbre del comportamiento de la planta y se podrán optimizar los recursos de manera eficiente [6].



*Ilustración 2.3 Factores que influyen en el riesgo. Fuente: Metodología Integral Para El Diseño Y Optimización De Planes De Inspección- Midopi [6].*

### 2.9.1 Análisis Cualitativo del Riesgo

El análisis cualitativo determina el nivel de riesgo para una instalación en funcionamiento, jerarquizando cada unidad en función de los dos elementos del riesgo: PoF y CoF.

En el área de consecuencia de daño se evalúan dos tipos:

- i. Explosión e Incendio por fluidos inflamables
- ii. Fuga de fluidos tóxicos y la afectación que pueda tener sobre la población cerca de la instalación de trabajo.

Este análisis es útil para obtener un panorama general preliminar del nivel de riesgo, esta actividad es esencial para establecer y conducir la inspección basada en riesgo a detalle a los equipos de mayor riesgo. En el “Apéndice A” de API 581 se encuentra la “Tabla para el cálculo de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla para una IBR mediante análisis cualitativo”, que se puede encontrar en los anexos de este documento. Esta relaciona distintos factores de probabilidad y consecuencia de falla, que debe ser analizado y desarrollado por el equipo de ingenieros a cargo de la inspección basada en riesgo. Esta planilla permite obtener valores numéricos que permitirían calcular la probabilidad y consecuencia de falla para ser implementada en una matriz de riesgo [7]. Los factores influyentes en los valores son:

## Capítulo 2. Marco teórico

### 2.9.1.1 Valoración de la Probabilidad de Falla

#### 1. Factor de Equipo (EF)

Este factor está vinculado con la cantidad de equipos que están contenidos en la unidad y que son susceptibles ante el fallo de un equipo.

#### 2. Factor de Daño (DF)

Es una medición del riesgo asociado con el mecanismo del daño conocido que está activo o potencialmente activo en la operación en evaluación.

#### 3. Factor de Inspección (IF)

Es una medida de la efectividad del programa de inspección para encontrar e identificar o anticipar el mecanismo de falla en la unidad

#### 4. Factor de Condición (CCF)

Su intención es evaluar la efectividad de los planes de mantenimiento y de los esfuerzos de la dirección.

#### 5. Factor de Proceso (PF)

Es una medición del potencial de operaciones anormales o de alteraciones que pueden resultar en eventos que podrían conducir a una pérdida de confinamiento (escape, fuga, filtración)

#### 6. Factor de Diseño Mecánico (MDF)

Evalúa qué tan vigente está la ingeniería y las prácticas de diseño con las que está construida la instalación.

La sumatoria de estos seis factores indicará el valor final de la PoF correspondiente a este equipo, y dependiendo de ese valor se establecerá la categoría de probabilidad de falla a la cual corresponde. Por lo tanto, la probabilidad de falla queda determinada por la *Ec. 2*:

$$PoF = \sum (EF + DF + IF + CF + PF + MDF) \quad (2)$$

La sumatoria de los factores de PoF indicarán la categoría a la cual corresponde el equipo, según la *Tabla 1*:

Tabla 1: Categoría PoF por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.

Factor de Probabilidad	
Factores de probabilidad	Categoría de probabilidad
0 - 15	1
16 - 25	2
26 - 35	3
36 - 50	4
51 - 75	5

### 2.9.1.2 Valoración de la Consecuencia de Daño por Explosión e incendio

Esta sección se usa sólo para fluidos que son inflamables, si el fluido del componente es sólo tóxico se omite esta sección y se pasa al punto 2.9.1.3 “Valoración de las Consecuencias de falla por Toxicidad”

Este factor se centra en las propiedades del fluido según sus indicadores establecidos por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA), y las medidas de protección que se encuentran ante una posible fuga y sus consecuencias. En la *Ilustración 2.4* se pueden observar los significados de cada factor según la NFPA [8]



Ilustración 2.4 Clasificación de riesgos según NFPA. Fuente: NFPA

#### 1. Factor Químico (CF)

Es la medida de la tendencia de los químicos a auto inflamarse. La respuesta en esta sección debería basarse en el material predominante o representativo en la corriente. Análisis separados deberían realizarse en la unidad con diferentes corrientes en el proceso.

#### 2. Factor de Cantidad (QF)

## Capítulo 2. Marco teórico

Representa la más grande cantidad de material que pueden ser descargados de una inflamabilidad que pueda liberarse en un evento.

### 3. Factor de Estado (SF)

Es una medida de la facilidad que tiene un material de ser inflamado cuando se descarga la atmósfera.

### 4. Factor de Auto combustión (AF)

Es un castigo que se les aplica a los fluidos que son procesados a T° mayores que a su temperatura de auto combustión.

### 5. Factor de Presión (PRF)

Representa la tendencia del fluido a fugarse rápidamente, resultando una gran oportunidad para efectos de tipo instantáneo.

### 6. Factor de Crédito (CF)

Es determinado para explicar las características de seguridad ingenieril dentro de la unidad, lo cuales pueden reducir las consecuencias de una potencial fuga catastrófica.

Al igual que en la probabilidad de falla, la sumatoria de estos factores permitirá determinar la categoría de las consecuencias de falla, según la *Ec. 3*:

$$CoF = \sum (CF + QF + SF + AF + PRF + CF) \quad (3)$$

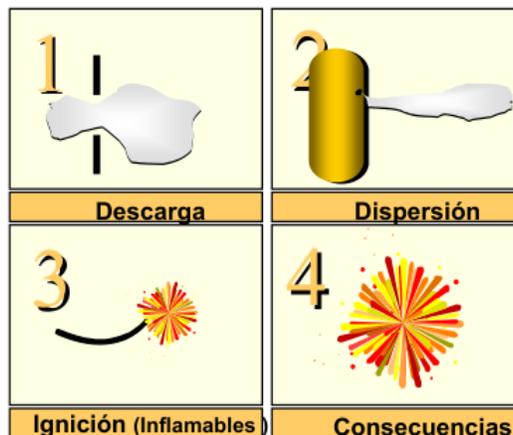
La sumatoria de los factores de CoF por Explosión e Incendio indicarán la categoría a la cual corresponde el equipo, según la *Tabla 2*:

*Tabla 2: Categoría CoF de Daño por Explosión e incendio por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.*

Factor de Consecuencias de Daño	
Factor	Categoría
0 - 19	A
20 - 34	B
35 - 49	C
50 - 69	D
> 70	E

### 2.9.1.3 Valoración de las Consecuencias de falla por Toxicidad

La evaluación de los factores que afectan en las consecuencias de salud son dependientes de los sistemas de detección de fugas, los sistemas de aislamiento y los sistemas de mitigación que se encuentren disponibles. La *Ilustración 2.5* demuestra el proceso de la liberación del fluido contenido.



*Ilustración 2.5 Proceso de liberación de fluido*

#### 1. Factor de Cantidad Tóxica (TQF)

Es una medida que evalúa la cantidad descargada y la toxicidad del material

#### 2. Factor de Dispersión (DIF)

Es una medida que tiene el material para dispersarse, dada las condiciones comunes de procesos

#### 3. Factor de Crédito (CRF)

Características de seguridad que reducen las consecuencias de una fuga tóxica por detección, aislamiento y mitigación.

## Capítulo 2. Marco teórico

### 4. Factor de Población (PPF)

Es una medida del potencial número de personas que pueden ser afectadas por un evento tóxico.

El valor final CoF por Toxicidad se encuentra dado por la sumatoria de los factores nombrados, según la *Ec. 4*:

$$CoF (Toxicidad) = \sum (TQF + DIF + CRF + PPF) \quad (4)$$

La sumatoria de los factores de CoF por Toxicidad indicarán la categoría a la cual corresponde el equipo, según la *Tabla 3*:

*Tabla 3 Categoría CoF de Daño por Toxicidad por análisis cualitativo. Fuente: API RP 581 / Appendix A.*

Factor de Consecuencias de Toxicidad	
Factor	Categoría
< 10	A
10 - 19	B
20 - 29	C
30 - 39	D
> 40	E

#### 2.9.1.4 Matriz de Riesgo por análisis cualitativo

Combinando cada uno de los factores de PoF y CoF mencionados anteriormente, se puede obtener finalmente la matriz de riesgo para el equipo analizado. La *Ilustración 2.6* es un ejemplo de la aplicación de esta metodología a un estanque evaluado en la empresa Arauco.

## Capítulo 2. Marco teórico

Matriz de Probabilidad	
Factor	Valor
Factor de Equipo (EF)	5
Factor de Daño (DF)	3
Factor de Inspección (IF)	-6
Factor de Condición	6
Factor de Proceso (PF)	2
Factor de Diseño Mecánico	0

Factor de Probabilidad Suma de los factores EF, DF, IF, CCF, PF, MDF		
Categoría de Probabilidad		Resultado
Factor	Categoría	Factor
0 - 15	1	10
16 - 25	2	
26 - 35	3	
36 - 50	4	Categoría
51 - 75	5	1

Matriz Consecuencia de Daño	
Factor	Valor
Factor Químico (CF)	0
Factor de Cantidad (QF)	37
Factor de Estado (SF)	5
Factor de Auto Combustión (AF)	-10
Factor de Presión (PRF)	-10
Factor de Crédito (CRF)	-2.05

Factor de Consecuencia de Daño Suma de los factores CF, QF, SF, AF, PRF, CRF		
Categoría de Consecuencia de Daño		Resultado
Factor	Categoría	Factor
0 - 19	A	19.95
20 - 34	B	
35 - 49	C	
50 - 69	D	Categoría
> 70	E	A

Matriz Consecuencia de Salud	
Factor	Valor
Factor de Cantidad Tóxica (TQF)	32
Factor de Dispersión (DIF)	0.05
Factor de Crédito (CRF)	1
Factor de Población (PPF)	15

Factor de Consecuencia de Salud Suma de los factores TQF, DIF, CRF, PPF		
Categoría de Consecuencia de Salud		Resultado
Factor	Categoría	Factor
< 10	A	48.05
10 - 19	B	
20 - 29	C	
30 - 39	D	Categoría
> 40	E	E

*Ilustración 2.6 Ejemplo de combinación de Factores de PoF y CoF en análisis cualitativo.*

*Fuente propia.*

La *Ilustración 2.7* representa la matriz de riesgo de 5x5 obtenida a través de esta evaluación, con las categorías correspondientes de PoF y CoF se puede determinar su par ordenado dentro de la matriz. Para seleccionar la categoría general de consecuencia en la matriz de riesgo, se debe considerar la categoría más crítica entre CoF por Toxicidad y CoF por Daños, mientras que la categoría general de probabilidad es la determinada según la *Tabla 2*.

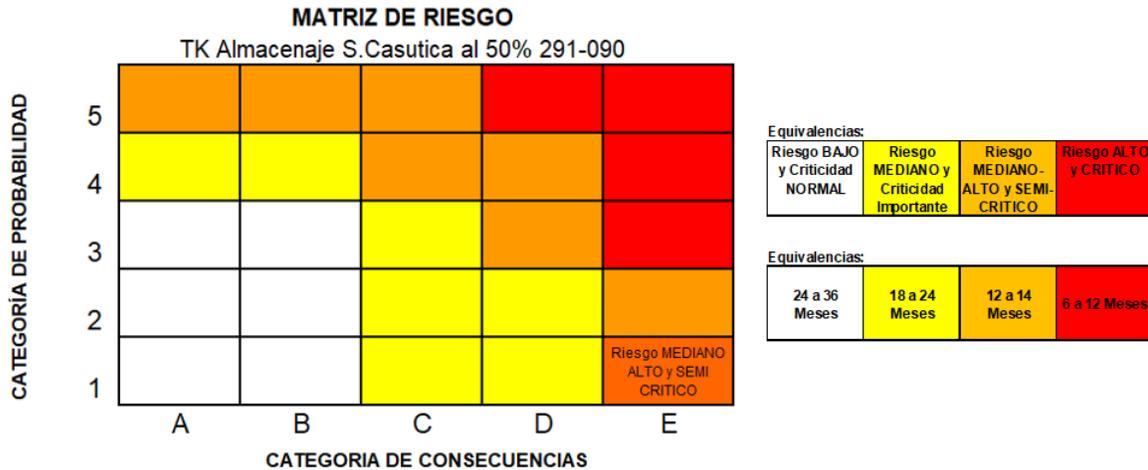


Ilustración 2.7 Ejemplo Matriz de riesgo para un equipo estático de planta Celulosa Arauco.

*Fuente propia.*

Se puede observar que el equipo inspeccionado en este ejemplo presenta una categoría de PoF ‘1’ y categoría de CoF ‘E’, lo que en la matriz de riesgo se representa como un riesgo mediano-alto y semicrítico. Cabe destacar que tanto el color (nivel de riesgo) del par ordenado de la matriz y el tiempo de inspección según nivel de riesgo son determinados por cada empresa, y los que son indicados por la norma API RP 581 sirven como guía, pero deben ser evaluados por expertos en el área.

### 2.9.2 Análisis Cuantitativo y Semicuantitativo del Riesgo

El análisis cuantitativo de riesgo de igual manera viene constituido por la probabilidad de falla y consecuencia de falla y presenta un mayor nivel de detalle. Cabe destacar que en este informe sólo se utiliza el análisis cualitativo de la metodología, por lo que se describirá el procedimiento de la metodología cuantitativa sólo de manera general.

Este análisis se centra en la estimación de los factores que modifican la frecuencia de falla y las zonas afectadas por la posible aparición de producto liberado al medio ambiente, como resultado de la pérdida de contención del equipo. El análisis determina primero un factor que representa la probabilidad de la falla y posteriormente permite valorar un factor para las consecuencias. Ambos se combinan en una matriz de riesgo para establecer el nivel de riesgo de cada componente.

## Capítulo 2. Marco teórico

### 2.9.2.1 Determinación de la probabilidad de falla

La probabilidad de falla es una combinación de 3 grandes factores representados mediante la Ecuación 4:

$$P_f(t) = gff * D_f(t) * F_{MS} \quad (5)$$

Donde:

$P_f(t)$ : Probabilidad de falla ( $\frac{\text{Eventos}}{\text{año}}$ )

$gff$ : Frecuencia de falla genérica ( $\frac{\text{Eventos}}{\text{año}}$ )

$D_f(t)$ : Factor de Daño

$F_{MS}$ : Factor del sistema gerencial (Management system factor)

Estos factores cumplen cuatro funciones:

1. Mapear los mecanismos de daños bajo condiciones de funcionamiento normales y extremas
2. Establecer cuál es la tasa de daño en las condiciones en las que está operando el equipo
3. Cuantificar la eficacia del programa de inspección, nos permite evaluar qué tan bien ha sido el desempeño en cuanto a lo que es la capacidad de detectar ese mecanismo de deterioro.
4. Calcular el factor de modificación de la frecuencia genérica, es decir, qué tanto modifica la probabilidad de falla según las condiciones en las cuales está operando el equipo.

#### **Frecuencia genérica de falla (gff):**

La base de datos de la frecuencia de falla genérica se basa en una compilación de expedientes disponibles de las historias de la falla de varios tipo de componentes (equipo y circuitos de tubería de diferentes diámetros), en operación en diversas instalaciones de petróleo y gas que han sido desarrolladas para cuatro diferentes tamaños de los agujeros en caso de eventos de fuga (¼”, 1”, 4” y ruptura total). Como uso más generalizado se cuenta con las evidencias de fallas presentadas en la *Tabla 4 “Suggested Component Generic Failure Frequencies”*, del API RP 581. Sin embargo, en los casos donde se disponga de suficiente historial de fallas para un componente dado, se puede calcular la frecuencia de falla real.

Tabla 4 Suggested Component Generic Failure Frequencies, Fuente: API 581, Tabla 3.1

Equipment Type	Component Type	<i>gff</i> as a Function of Hole Size (failures/yr)				<i>gff</i> <sub>total</sub> (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	7.20E-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
Note: See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment						

**Factor de Daño (DF):**

La función básica del DF es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en función del tiempo en servicio y la efectividad de una actividad de inspección.

Para el cálculo del factor de daño se utilizan métodos sistemáticos que permiten determinar el efecto de los mecanismos de deterioro específicos bajo condiciones de funcionamiento normales y extremas que afectan la probabilidad de la falla de cada componente, estableciendo los factores de daño en las condiciones en que operando el equipo, cuantificando la eficacia del programa

## Capítulo 2. Marco teórico

de inspección ejecutado (en caso de existir) y calculando los factores de modificación de la frecuencia de falla genérica que apliquen.

Para algunos mecanismos de deterioro existe un índice del daño que modifica significativamente mayor la frecuencia de falla a condiciones extremas, diferentes a las condiciones normales de operación, tales como variaciones de la temperatura o cambios anormales en las concentraciones de un contaminante particular en el fluido procesado y que pueden ocurrir durante periodos de cambios operacionales o en los arranques y paradas de proceso.

Para analizar el efecto del daño producido en servicio y el efecto de la inspección en la probabilidad de la falla, se debe:

- Determinar la velocidad y severidad del daño.
- Determinar el nivel de confianza en la severidad de los daños.
- Determinar la eficacia de los programas de inspección.
- Calcular el efecto del programa de inspección en el mejoramiento del nivel de determinación de los daños.
- Calcular la probabilidad de que un nivel dado de daño exceda la tolerancia del daño del equipo resultando en una falla.
- Calcular los factores de daño.
- Calcular el factor de daño total para todos los mecanismos de daño.

La norma API RP 581 considera principalmente los siguientes factores de daño con base en los mecanismos de deterioro:

- a) Adelgazamiento por corrosión/erosión -  $D_{f-gov}^{thin}$
- b) Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos, SCC (Stress Corrosion Cracking) -  $D_{f-gov}^{SCC}$
- c) Daño externo -  $D_{f-gov}^{extd}$
- d) Ataque por hidrógeno a alta temperatura, HTHA -  $D_f^{htha}$
- e) Fractura frágil -  $D_{f-gov}^{brit}$
- f) Fatiga mecánica (sólo en tuberías) -  $D_f^{mfat}$

Para cada uno de los factores de daño, existe un flujograma de toma de decisiones donde se indica la información de proceso y mantenimiento, empleada para determinar el tipo de mecanismo de deterioro presente en cada equipo. Los aspectos teóricos y detalles de cada mecanismo de deterioro están especificados en la norma API RP 571.

### **Factor del sistema gerencial ( $F_{MS}$ ):**

## Capítulo 2. Marco teórico

Para la determinación del factor del sistema gerencial, se sigue para aquellas empresas que no lo tienen definido, el procedimiento propuesto en el Anexo 2.A. del API RP 581 y el cual evalúa los siguientes 13 aspectos:

1. Liderazgo y administración.
2. Información sobre seguridad de procesos.
3. Análisis de peligros de proceso.
4. Gerencia del cambio.
5. Procedimientos operacionales.
6. Prácticas de trabajo seguro.
7. Capacitación o entrenamiento.
8. Integridad mecánica.
9. Revisión de seguridad previo al arranque.
10. Respuesta a emergencias.
11. Investigación de incidentes.
12. Contratistas.
13. Evaluación del sistema de gerencia o auditorías.

El factor de sistema de manejo se obtiene a través de una evaluación del sistema de manejo y la manera de operación de los sistemas y equipos, que podrían afectar el riesgo de la planta.

Para aquello, las respuestas deben ser respondidas por la gerencia, ingenieros y personal a cargo del monitoreo y operación del sistema y equipos en los que se aplique.

Las preguntas asignadas corresponden a una categoría y cada una tiene un puntaje designado, luego de respondidas se realiza la sumatoria del puntaje obtenido para obtener el “*pscore*” que permitirá resolver la siguiente Ecuación 4:

$$F_{MS} = 10^{(0.02 * pscore + 1)} \quad (6)$$

Donde *pscore* (Puntaje de evaluación de los sistemas de gestión expresado en porcentaje) corresponde a:

$$pscore = \frac{score}{1000} * 100 \text{ (unidades en \%)} \quad (7)$$

## Capítulo 2. Marco teórico

El valor de *score* corresponderá al puntaje obtenido según cada aspecto, en la *tabla 5* se puede observar el formato de la evaluación del sistema gerencial, donde se refleja el aspecto, cantidad de preguntas, y cantidad total de puntos por grupo. Respondiendo el total de 101 se podrá obtener el valor del *score*.

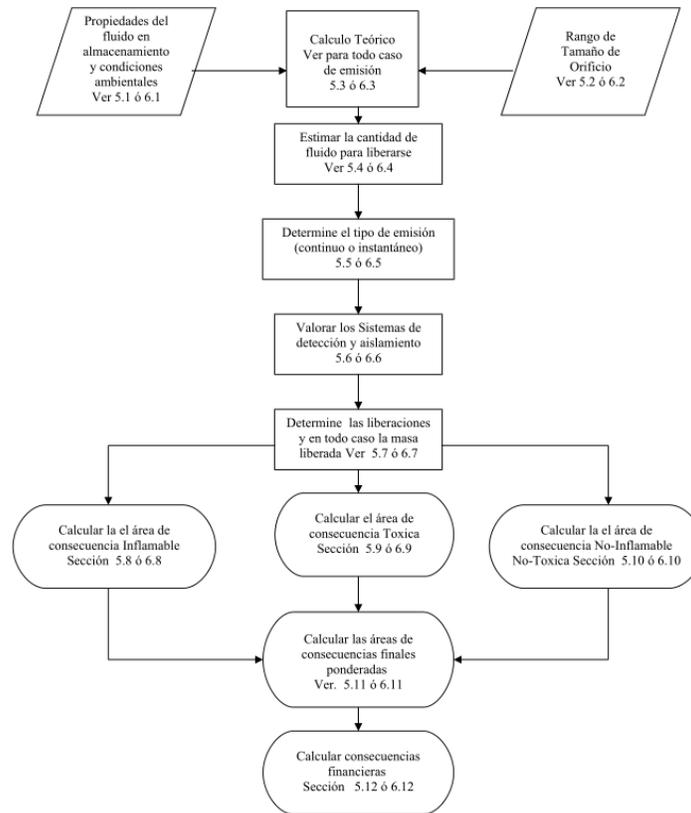
*Tabla 5 Evaluación del sistema gerencial. Fuente: API RP 581, Tabla 4.4*

<b>Table</b>	<b>Title</b>	<b>Questions</b>	<b>Points</b>
2.A.1	Leadership and Administration	6	70
2.A.2	Process Safety Information	10	80
2.A.3	Process Hazard Analysis	9	100
2.A.4	Management of Change	6	80
2.A.5	Operating Procedures	7	80
2.A.6	Safe Work Practices	7	85
2.A.7	Training	8	100
2.A.8	Mechanical Integrity	20	120
2.A.9	Pre-Startup Safety Review	5	60
2.A.10	Emergency Response	6	65
2.A.11	Incident Investigation	9	75
2.A.12	Contractors	5	45
2.A.13	Audits	4	40
<b>Total</b>		<b>101</b>	<b>1000</b>
Note: Tables 2.A.1 through 2.A.13 are located in <a href="#">Annex 2.A</a> .			

### 2.9.2.2 Determinación de la Consecuencia de Falla

Con respecto al otro lado de la matriz de riesgo se deben calcular las consecuencias, ya sean en base a área de afectación ( $\text{pie}^2$  /año) o en base financiera (USD/año), considerando lo indicado por la Norma API RP 581/parte 3, tomando en cuenta aspectos como: naturaleza de la falla, cantidad del fluido liberado; velocidad de fluido liberado en función del tamaño del agujero ( $\frac{1}{4}$ ", 1", 4" y ruptura total), viscosidad del fluido, densidad y presión de operación, consecuencias hacia las personas (basado en el número de víctimas potenciales), consecuencias ambientales basada en el costo de posibles derrames (saneamiento, recolección, penalizaciones, etc.) y consecuencias de pérdida de producción.

En la *Ilustración 2.8* se puede observar el procedimiento de análisis de consecuencias, establecido en la *figura 4.1* [9]



*Ilustración 2.8 Procedimiento de análisis de consecuencias. Fuente: API RP 581 /parte 3 [9].*

Este procedimiento detalla cada paso según los puntos de la norma parte 3, como se puede observar, la consecuencia es una combinación de:

- a) Cálculo de consecuencias económicas por fuego y explosión, toxicidad, sustancias no inflamables no tóxicas

Para la realización de esta evaluación se deberá evaluar el área de afectación junto con el costo de los equipos y su costo de reparación, que se verán afectados dentro de esta área. Para el caso de daños al personal se evalúa de la misma manera con la densidad poblacional que se puede ver afectada por esta área de afectación.

- b) Cálculo de consecuencias económicas por pérdidas de producción

## Capítulo 2. Marco teórico

Las consecuencias económicas por pérdidas de producción son estimadas empleando la tabla 5.17 “Estimated Equipment Outage” (Norma API RP 581/parte 3).

### c) Cálculo de consecuencias ambientales

La evaluación de consecuencias ambientales es empleada para estimar los posibles efectos por la ocurrencia de un derrame al mar. Estos son evaluados en función del volumen derramado por su costo, expresado en unidades económicas por evento:

La combinación de estos factores permitirá obtener el valor final de la consecuencia en unidades monetarias por año.

### d) Nivel de consecuencia de falla

Como fue mencionado en el flujo de trabajo de un RBI, la consecuencia cuantitativa se puede separar en dos niveles:

**Nivel 1:** El análisis de consecuencias de nivel 1 puede ser usado para un número limitado de fluidos representativos. Este método simplificado contiene tablas y graficas que pueden ser utilizadas para el cálculo de las consecuencias de emisiones sin la necesidad de técnicas o software especializado de modelado de consecuencias. Se realizaron una serie de análisis de modelado de consecuencias para estos fluidos referencia usando software de modelado de dispersión, los resultados de los cuales se encuentran incorporados en las tablas de revisión. Las siguientes suposiciones de simplificación se hacen en un análisis de consecuencias de nivel 1.

a) La fase del fluido dada la emisión puede ser solamente liquido o gas, dependiendo de la fase de almacenamiento y la fase esperada a ocurrir una vez liberada a la atmósfera, en general, no se hace consideración de los efectos de enfriamiento del líquido que flashea, lluvia, arrastre por chorro liquido o dos fases.

b) Las propiedades de fluido para los fluidos representativos que contengan mezclas están basadas en valores promedio (p. ej. MW, NBP, densidad, calor especifico, AIT)

c) Las probabilidades de ignición, así como las probabilidades de otros eventos de emisión (VCE, incendio charco, chorro de fuego, etc.) se han predeterminado para cada

uno de los fluidos representativos como una función de la temperatura, AIT del fluido y el tipo de emisión. Estas probabilidades son constantes y totalmente independientes de la tasa de emisión

**Nivel 2:** El análisis de consecuencias de nivel 2 podrá utilizarse en los casos en que las hipótesis del análisis de consecuencia de Nivel 1 no sean válidas. Algunos ejemplos de donde pueden ser necesarios cálculos más rigurosos se muestran a continuación:

- a) El fluido específico no se representa adecuadamente dentro de la lista de grupos de fluidos de referencia provistos en el Análisis de Consecuencias de nivel 1, incluyendo casos donde el fluido es una mezcla hirviente de amplio rango o donde las consecuencias toxicas del fluido no son representadas adecuadamente por ninguno de los fluidos de referencia.
- b) El fluido almacenado se encuentra cerca de su punto crítico, en cuyo caso, la suposición de gas ideal para las ecuaciones de emisiones de vapor no son válidas.
- c) Los efectos de las emisiones de dos fases, incluyendo los arrastres de chorros líquidos, así como las lluvias necesitan ser incluidas en la evaluación.
- d) Los efectos de leves se incluirán en la evaluación (no incluida en el análisis de nivel 1)
- e) Los efectos de explosiones presurizadas no inflamables, tal como sea posible cuando gases presurizados no inflamables (p. ej. Aire o nitrógeno) son liberados durante la ruptura de un recipiente, deberán ser incluidos en la evaluación (no incluidos en el análisis de nivel 1).
- f) Las suposiciones meteorológicas (véase Anexo 3.A de API RP 581) usadas en los cálculos de dispersión que forman la base de las tablas de revisión del análisis de consecuencias de nivel 1 no representan los datos del sitio.

Como se puede observar, el nivel de detalle del análisis de consecuencia nivel 2 requiere mucha mayor inversión en recursos, y a su vez es más preciso en su nivel de detalle aumentando su confiabilidad en comparación al análisis de consecuencia nivel 1.

Cabe destacar, que al momento de hacer el análisis de consecuencia por equipos se debe realizar el mismo nivel de análisis para todos los equipos y componentes, así se podrá

tener una detalle concreto en la comparación del nivel de riesgo que presenta cada equipo.

## 2.10 EVALUACIÓN DEL RIESGO EN ANÁLISIS CUALITATIVO

### 2.10.1 Análisis del riesgo y jerarquización

Una vez aplicado el análisis de la metodología cualitativa se ubica el par ordenado correspondiente para cada equipo en la matriz de riesgo. Luego se realiza el análisis general de los resultados obtenidos, el cual consiste en establecer en la matriz de riesgo la totalidad de los equipos y componentes para tener una jerarquización establecida del nivel de riesgo actual en que se encuentran. La *Ilustración 2.9* es un ejemplo de una evaluación de riesgo a un sistema de equipos de una planta.

**Riesgo Actual**

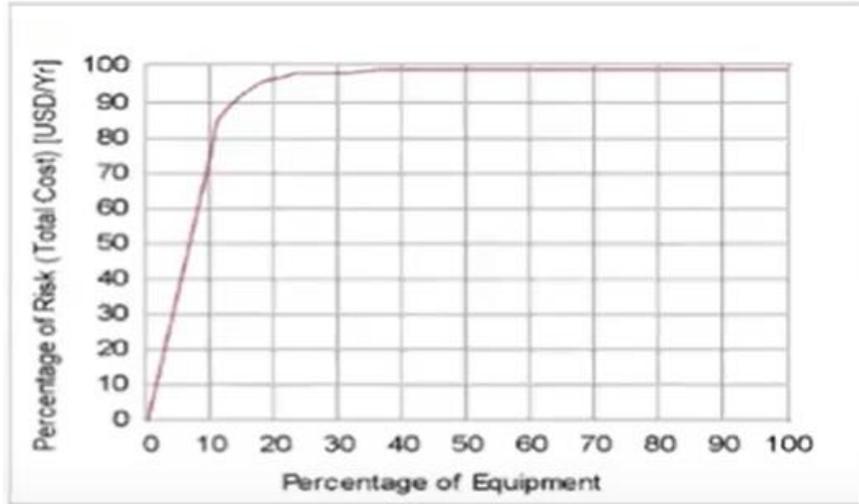
Likelihood Cat. (Overall)	5	0	0	2	0	0	2
	4	0	3	2	7	0	12
	3	0	6	5	0	0	11
	2	0	11	13	3	0	27
	1	0	0	7	1	0	8
		A	B	C	D	E	
		Conseq. Cat. (Overall)					
		0	20	29	11	0	

*Ilustración 2.9 Ejemplo Jerarquización de equipos según el riesgo de una planta. Fuente: Aplicación de la Tecnología de Inspección Basada en Riesgo ( IBR ) para la Generación de Planes Óptimos de Inspección a Equipos Estáticos en la Industria del Petróleo y Gas [3]*

Con los riesgos y costos identificados para cada equipo, podemos analizar cuáles son los equipos que contribuyen el mayor costo monetario al año según el riesgo que presenten. Este tipo de análisis permitirá comparar las similitudes con un gráfico de Pareto, el cual indica que “el 80% de los costos están asociados solamente al 20% de los equipos”, lo que nos daría los indicios para saber en qué equipos enfocar recursos para disminuir lo menos posible el riesgo que

## Capítulo 2. Marco teórico

presenten. La *Ilustración 2.10* y la *Ilustración 2.11* representan un ejemplo aplicado en un sistema de equipos donde se puede observar que un pequeño porcentaje de los equipos contribuye el mayor valor del riesgo.



*Ilustración 2.10 Ejemplo Porcentaje de equipos vs Porcentaje de contribución al riesgo.*

*Fuente: Introducción a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo [1]*

### Top Risk Equipment

Unique ID	Eq. ID	Eq. Type	Eq. Name	Risk (Total Cost) [USD/Yr]	% Contrib.
754	6-PC-154-C01	PIPE-6	YAA-P-VB-24 TO 6-PC-108	908,604	12.5%
756	6-PC-108-C01	PIPE-6	6-PC-154 TO 6-PC-239	908,604	12.5%
751	6-PC-105-C01	PIPE-6	LV-4003 TO 16-PC-216	908,604	12.5%
770	6-PC-239-C01	PIPE-6	6-PC-108 TO 16-PC-216	908,604	12.5%
753	6-PC-153-C01	PIPE-6	ADOSADO TO 6-PC-108	908,604	12.5%
755	6-PC-152-C01	PIPE-6	YAA-P-VB-19 TO 6-PC-108	908,604	12.5%
771	2-PC-135-C01	PIPE-2	16-PC-216 TO YA-FA-4110-VB-02	774,062	10.6%
752	2-GAB-163-A01	PIPE-2	LV-S/TAG3 TO 3/4-GAB-207	309,138	4.2%
766	2-GAB-230-A01	PIPE-2	YA-FA-4140-VB-03 TO 3/4-GAB-229	235,552	3.2%
749	6-PC-108A-C01	PIPE-6	YAFA-1110 TO YAA-P-VB-13	114,644	1.6%
767	6-PC-105A-C01	PIPE-6	YAFA-1110 TO LV-4003	114,644	1.6%

*Ilustración 2.11 Ejemplo listado de equipos con mayor porcentaje de contribución al riesgo.*

*Fuente: Introducción a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo [1]*

## **CAPÍTULO 3. DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN A LA PROBLEMÁTICA**

### 3.1 EQUIPOS EVALUADOS

Para el desarrollo de este trabajo fueron evaluados una cantidad de 27 equipos estáticos distribuidos en 10 áreas de la empresa Celulosa Arauco y Constitución, el grupo de equipos está compuesto de Tanques atmosféricos (designados con la letra “G” en el nombre del equipo) y por Recipientes a presión (asignados con la letra “C”). En la *Ilustración 3.1* se puede observar el detalle de los equipos según el material de fabricación de sus componentes y el fluido que contienen.

<b>Equipo</b>	<b>Fluido contenido</b>	<b>Material</b>
33-G-66	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L
33-G-70	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L
34-C-15	Trementina	Ac. Inox 304L
34-G-10	Trementina	Ac. Al carbono A37-24
34-G-11	Trementina	Ac. Inox 304L
34-G-12	Trementina	Ac. Inox 304L
511-G-16	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24
84-G-20	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24
84-G-35	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24
85-G-34	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A285
511-G-17	Biocida	Ac. Inox 304L
61-G-16	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24
61-G-17	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24
72-G-30	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24
75-G-21	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24
72-G-40	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24
72-G-60	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24
72-G-42	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)
82-G-20	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)
84-G-21	Soda Cáustica	Ac. Al carbono 42-27
84-G-40	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A37-24
85-G-33	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A285
32-C-51	Licor Blanco	Ac. Al carbono A36
32-C-52	Licor Negro	SA 516 GR 70
32-C-53	Licor Negro	SA 516 GR 70
32-C-54	Licor Negro	SA 516 GR 70
32-C-55	Licor Negro	SA 516 GR 70

*Ilustración 3.1 Listado de equipos evaluados. Fuente Propia*

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Una vez seleccionados los equipos a los cuales se les aplicará la metodología RBI API, se procede a recopilar la información necesaria respecto a las características de los equipos, fluidos y áreas donde se encuentran dentro de la empresa.

## 3.2 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

El paso siguiente al haber establecido los equipos que entrarán en el análisis es la recolección de información y posteriormente la validación de que la información obtenida es correcta.

En el primer paso se utilizaron los códigos de los equipos para obtener la información recolectada de la base de datos presente en Arauco, en este caso en software donde está contenida la información online es SAP ERP, un software de planificación de recursos empresariales en el cual se encuentran establecidos una gran parte de la información de los equipos y fluidos. Se recopiló la información necesaria como propiedades del equipo: Diámetros, alturas, espesores, materiales de fabricación y condiciones de operaciones de funcionamiento, planos de fabricación, entre otros.

Para obtener las propiedades de los fluidos presentes en las área, se a través del personal de seguridad adquirieron las Hojas de Seguridad de los Materiales (MSDS) donde se indican las propiedades de los fluidos y las indicaciones de qué hacer en caso de eventos indeseados. En la *Tabla 6* se pueden observar las características generales de los fluidos presentes en el análisis, donde los factores de Salud, Inflamabilidad y Reactividad y el valor de “NU” son los señalados por la norma NFPA 704.

*Tabla 6 Recopilación de las características de los fluidos según sus Hojas de Seguridad de los Materiales de la empresa Arauco. Fuente Propia.*

FLUIDO	NU	SALUD	INFLAMABILIDAD	REACTIVIDAD	DENSIDAD 20°C (kg/m <sup>3</sup> )	T° EB (°F)
Licor Blanco	1719	3	0	1	1161	206
Licor Negro	1719	3	0	1	1275	206
Ácido sulfúrico	1830	3	0	2	1834	635
Peróxido de Hidrógeno	2015	2	0	3	1110	224
Trementina	1299	1	3	0	860	302
Soda Cáustica	1824	3	0	1	1500	293
Biocida	1017	3	1	0	1300	1560
Tall Oil	2735	1	1	0	980	404.6
Petróleo Diesel	1202	1	2	0	880	350
Fuel Oil n°6	1268	1	2	0	999	356
Hipoclorito de Sodio	1791	3	0	1	1160	230

## Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Para la validación de la información recopilada se realizó una confrontación física de la evaluación del equipo, logrando evidenciar si la información existente en SAP y en los planos de los equipos eran coincidentes con lo que se puede encontrar en terreno. Efectivamente quedó expuesto que a lo menos 5 equipos presentaban incoherencias respecto a propiedades como diámetros y alturas pertenecientes a los equipos, por lo que en conjunto del departamento de confiabilidad del área se logró establecer una base de datos confiable de los equipos analizados, y los fluidos presentes en estos.

### **3.3 SISTEMATIZACIÓN**

Luego de determinar que la información recopilada es confiable, se procede a la sistematización de los equipos donde se identifican las áreas donde están presente los equipos para realizar una evaluación de la seguridad según los métodos de mitigación en el área, además analizar los mecanismos de deterioro activos en los componentes dentro del estudio. Esta información fue brindada por el departamento de confiabilidad de la empresa en conjunto con el personal de operaciones y seguridad de cada área respectivamente.

Los mecanismos de falla presentes en los equipos compuestos de acero al carbono quedan expuestos en la *Tabla 7*.



### 3.4.1 Cálculo de la Probabilidad de Falla

Para el cálculo de la PoF se evalúan diferentes factores , donde a cada factor se le asigna un valor numérico y cuya suma de factores determina el valor final de la probabilidad de falla, el cual se ubicará en la categoría correspondiente según la *ilustración 3.2*.

Factor de Probabilidad Suma de los factores EF, DF, IF, CCF, PF, MDF		
Categoría de Probabilidad		Resultado
<b>Factor</b>	<b>Categoría</b>	<b>Factor</b>
0 - 15	1	17
16 - 25	2	
26 - 35	3	<b>Categoría</b>
36 - 50	4	
51 - 75	5	
		2

*Ilustración 3.2 Categoría de PoF según la sumatoria de los factores de seguridad presentes.*

*Fuente Propia*

#### 3.4.1.1 Factor de Equipamiento

El tamaño del estudio afectará la probabilidad de falla de un componente de estudio, según:

- **Unidad:** Se evalúa una unidad completa de operación. Comúnmente se hace para comparar y priorizar estas unidades basadas en el riesgo de operación.  
Usualmente más de 150 equipos. EF=15
- **Sección:** Una unidad de operación puede ser partida en secciones funcionales lógicas para identificar la sección de mayores riesgos en la unidad.  
Usualmente entre 20-150 equipos. EF=5
- **Sistema o Unidad de Operación:** Este es el mayor nivel de detalle que el método cualitativo está diseñado manejar.  
Usualmente de 5-20 equipos mayores. EF = 0

Para el desarrollo de este proyecto, la cantidad de equipos a evaluar está dentro de 20 y 150 equipos, por lo que el valor de EF será 5.

## Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

### 3.4.1.2 Factor de Daño

Es una medición del riesgo asociado con el mecanismo del daño conocido que está activo o potencialmente activo en la operación en evaluación.

- Paso 1: Si existe conocimiento de mecanismos de daños activos que pueden causar agrietamientos en aceros al carbono y aceros de baja aleación.  $DF1 = 5$
- Paso 2: Si existe el potencial de una falla de agrietamiento catastrófico, incluido materiales de acero al carbono debido a bajas temperaturas de operación a variaciones bruscas, fragilidad de temple a  $T^{\circ}$  de resquebrajamiento o a materiales no debidamente calificados en pruebas de impacto.  $DF2 = 4$
- Paso 3: Si existe un lugar en la unidad donde la falla por fatiga mecánica inducida térmicamente y el mecanismo de fatiga pueda aún estar activo.  $DF3 = 4$
- Paso 4: Si existe conocimiento que esté ocurriendo fallas por Hidrógeno a altas temperaturas.  $DF4 = 3$
- Paso 5: Si existe conocimiento de agrietamiento de los aceros inoxidables austeníticos como resultado del proceso.  $DF5 = 3$
- Paso 6: ¿Está localizada la corrosión?  $DF6 = 3$
- Paso 7: Si existe corrosión generalizada.  $DF7 = 2$
- Paso 8: Si el daño por creep puede estar ocurriendo a altas temperaturas, incluyendo hornos y calentadores  $DF8 = 1$
- Paso 9: Si la degradación de materiales ocurre, con formación de fase sigma, esferoidización.  $DF9 = 1$
- Paso 10: Si existe otro mecanismo de daño identificado.  $DF10 = 1$
- Paso 11: Si existe un potencial mecanismo de daño que no haya sido evaluado y la inspección no se realice periódicamente por ingenieros de materiales calificados.  $DF11=10$

El valor de DF final será la sumatoria de los mecanismos de daños presentes para cada equipo desde DF1 hasta DF11.

## Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

### 3.4.1.3 Factor de Inspección IF

Es una medida de la efectividad del programa de inspección para encontrar e identificar o anticipar el mecanismo de falla en la unidad, en la ilustración 3.3 se puede observar los pasos para determinarlo:

Paso 1: Seleccione el valor apropiado

"Inspección de Equipos": Evalúe la efectividad del programa de inspección de equipos para encontrar el mecanismo de falla:

- \* Si se está usando un programa de inspección extensivo y variado en métodos de inspección y monitoreo IF= - 5
  - \* Si hay un programa de inspección formal en lugar que se hagan algunas inspecciones primariamente inspección visual y ultrasonido, IF= -2
  - \* Si no hay un programa de inspección en la planta. IF= 0
- 

Paso 2: Seleccione el valor apropiado

"Inspección de Tuberías" : Evalúe la efectividad del programa de inspección de equipos para encontrar el mecanismo de falla:

- \* Si se está usando un programa de inspección extensivo y variado en métodos de inspección y monitoreo. IF2= -5
  - \* Si se está usando un programa de inspección formal en lugar que se hagan algunas inspecciones, primariamente inspección visual y ultrasonido IF2= -2
  - \* Si no hay un programa de inspección en la planta. IF2= 0
- 

Paso 3: Seleccione el valor apropiado:

" Programa de Inspección Global": Cuán comprensible es el diseño del programa de inspección, y si los resultados de la inspección son usados para evaluar y modificar el programa de inspección:

- \* Si los mecanismos de deterioro han sido identificados para cada equipo y el programa de inspección ha sido modificado basado en los resultados usando un ingeniero inspector de materiales competente. IF3= -5
- \* Si el diseño del programa de inspección excluye tanto la identificación del mecanismo de falla o no incluye una evaluación crítica de los resultados de la inspección, por ej: el uno o el otro, pero no ambos. IF3= -2
- \* Si el programa de inspección no reúne ninguno de los criterios anteriores. IF3= 0

*Ilustración 3.3 Factor de inspección IF. Fuente: API RP 581*

La sumatoria de IF1, IF2 y IF3 darán el resultado final del valor de IF. Estos factores presentan una sumatoria general de -6 en todos los equipos, esto es debido a que en términos generales de

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

la empresa en el factor IF1 y IF2 existe un programa de inspección formal (pero o un programa de inspección extensivo), primordialmente de inspección visual y ultrasonido para la inspección de equipos. Además el valor de IF3 también es -2 ya que el programa de inspección no incluye una evaluación crítica de los resultados de la inspección, como un análisis de API RP 579 (Fitness for Service) para determinar la criticidad del equipo luego de la inspección.

#### 3.4.1.4 Factor de Condición CCF.

Su intención es evaluar la efectividad de los planes de mantenimiento y de los esfuerzos de la dirección. En la ilustración 3.4 se pueden observar los pasos para determinar el factor de condición.

Paso 1: Seleccione el valor adecuado.

En un chequeo de planta como podría ser juzgada la dirección (incluyendo los programas de pinturas y aislamiento)

- |  |          |
|--|----------|
| * Significativamente mejor que los estándares de la industria; | CCF1 = 0 |
| * En el rango de los estándares de la industria;               | CCF1 = 2 |
| * Por debajo de los estándares de la industria;                | CCF1 = 5 |

---

Paso 2:

La calidad y diseño de la planta es:

- |  |          |
|--|----------|
| * Significativamente mejor que los estándares de la industria, donde el propietario ha usado los estándares más rigurosos; | CCF2 = 0 |
| * En el rango de los estándares de la industria, donde se usan contratos de formato estándar típico;                       | CCF2 = 2 |
| * Por debajo de los estándares de la industria;  | CCF2 = 5 |

---

Paso 3:

En una revisión de la efectividad del programa de mantención, incluida la fabricación, los programas de Mantención Preventiva, y el Aseguramiento de Calidad y el Control de Calidad, que podrían ser juzgadas:

- |  |          |
|--|----------|
| * Significativamente mejor que los estándares de la industria; | CCF3 = 0 |
| * En el rango de los estándares de la industria;               | CCF3 = 2 |
| * Por debajo de los estándares de la industria;                | CCF3 = 5 |

*Ilustración 3.4 Pasos para determinar el factor de condición CCF. Fuente: API RP 581*

Para determinar el valor del factor de condición, el equipo del departamento de confiabilidad en la aplicación de este estudio determinó que la empresa CELCO al presentar un alto nivel de tecnología en sus operaciones se encuentra en un rango por sobre los estándares de la industria

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

a nivel nacional, con un nivel significativamente mejor que los estándares de la industria en cada uno de los pasos del CCF, por lo que el valor final de CCF es igual a 6

#### 3.4.1.5 Factor de Proceso PF

Es una medición del potencial de operaciones anormales o de alteraciones que pueden resultar en eventos que podrían conducir a una pérdida de confinamiento (escape, fuga, filtración). En la ilustración 3.5 se pueden observar los pasos para calcular este factor.

Paso 1:

Número de interrupciones del proceso planeadas o no planeadas en promedio en un año (procesos de operación normal continuos).

Nº de Interrupciones	PF1
0 a 1	0
2 a 4	1
5 a 8	3
9 a 12	4
más de 12	5

---

Paso 2:

Evalúe el potencial de las variables de proceso claves para acceder en la operación evaluada

\* Si el proceso es extremadamente estable, y ninguna combinación de variaciones bruscas de las condiciones de operación es conocida que exista y que podría causar una reacción incontrolada o una condición insegura

PF2 = 0

\* Solamente circunstancias muy inusuales pueden causar variaciones bruscas que conduzcan a situaciones inseguras

PF2 = 1

\* Si existen condiciones conocidas de operación fuera del seteo que puedan resultar en un daño acelerado del equipo u otras condiciones inseguras

PF2 = 3

\* Si la posibilidad de pérdida de control es inherente al proceso

PF2 = 5

---

Paso 3:

Evalúa el rendimiento potencial de los dispositivos de protección, tales como dispositivos de mitigación y elementos de detección crítica cuando están inoperantes producto de la destrucción o contaminación de los fluidos de procesos

\* Servicio limpio, no hay riesgo de taponeamiento

PF3 = 0

\* Levemente sucio o riesgo potencial de taponamiento

PF3 = 1

\* Significativamente sucio o potencial taponamiento

PF3 = 3

\* Los elementos de protección se han encontrado deteriorados en servicio

PF3 = 5

*Ilustración 3.5 Pasos para obtener el valor de PF. Fuente: API RP 581*

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

La evaluación de cada uno de los pasos se debe realizar para cada equipo en particular, teniendo en cuenta el historial del equipo analizado y las condiciones de operación en las que trabaja.

#### 3.4.1.6 Factor de Diseño Mecánico MDF

Evalúa ciertos aspectos del diseño mecánico de la unidad, en la ilustración 3.6 se pueden observar los pasos para determinarlo.

**Paso 1:**

- \* Si el equipo no fue diseñado para los códigos comunes y estándares MDF1 = 5
  - \* Si el equipo está diseñado y mantenido para los códigos que en su tiempo fue construido MDF1 = 2
  - \* Si el equipo está diseñado y mantenido para los actuales códigos MDF1 = 0
- 

**Paso 2:**

- \* Si ocurrió un cambio significativo en las condiciones de servicio del equipo
- Cambio Condiciones de servicio: MDF2 = 5
- 1.- Presión superior a 10,000 psi
  - 2.- Temperatura excede los 1500 °F
  - 3.- Condiciones Corrosivas que requieran de altos materiales de aleación (Superior a 316 de acero Inoxidable)
- 
- \* Si el proceso continúa operando en condiciones normales MDF2 = 0

*Ilustración 3.6 Pasos para el cálculo del Factor de diseño mecánico MDF. Fuente: API RP*

581

La evaluación de este factor se puede establecer en base a los planos de diseño del equipo comparando los códigos actuales y aquellos en los que fue construido, además de evaluar si las condiciones de operación continúan siendo aquellas para las que fueron diseñadas.

#### 3.4.2 Cálculo de la Consecuencia de falla por Daños

La evaluación de la consecuencia de falla por Daños sólo se debe realizar si el fluido presente en el equipo es inflamable y reactivo, si esto no ocurre, se debe omitir este apartado y avanzar al cálculo de la Consecuencia de falla por Toxicidad. En este análisis, resultó que ninguno de los fluidos presentes en los equipos evaluados presenta niveles de inflamación y reactividad,

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

sólo se encontraron fluidos que presentaran el uno o el otro, pero no ambos, por lo que el valor de este factor corresponde a 0 , indicando que la categoría correspondiente por Consecuencias de daño es “A”. Aún así, serán detallados los pasos para calcularlo debido a que es parte de la metodología.

Para el cálculo de la CoF por daños se evalúan diferentes factores , donde a cada factor se le asigna un valor numérico y cuya suma de factores determina el valor final de la probabilidad de falla, el cual se ubicará en la categoría correspondiente según la *ilustración 3.7*:

<b>Factor de Consecuencia de Daño</b> Suma de los factores CF, QF, SF, AF, PRF, CF		
Categoría de Consecuencia de Daño		Resultado
<b>Factor</b>	<b>Categoría</b>	<b>Factor</b>
0 - 19	A	7
20 - 34	B	
35 - 49	C	
50 - 69	D	<b>Categoría</b>
> 70	E	A

*Ilustración 3.7 Ejemplo Evaluación de los factores de Consecuencia de daño. Fuente: Propia*

#### 3.4.2.1 Factor Químico CF

Es la medida de la tendencia de los químicos a auto inflamarse. La respuesta en esta sección debería basarse en el material predominante o representativo en la corriente.

Análisis separados deberían realizarse en la unidad con diferentes corrientes en el proceso. En la ilustración 3.8 se pueden observar los pasos para calcular el factor químico CF, el factor flash o el factor de reactividad es 0, el valor de CF igual es 0 lo que indicaría que no se debe realizar el análisis de Consecuencias por Daños.

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

Paso 1: Determine el "Factor flash" usando el ranking de Peligros de Explosión de NFPA (el signo Rojo del diamante del sistema de identificación NFPA).  
Ingrese el Valor de Peligro de Inflamabilidad según NFPA.

---

Paso 2: Determine el "Factor de Reactividad", usando el sistema de clasificación de peligro por Reactividad (el signo Amarillo del diamante del sistema de identificación NFPA).

Ingrese el Valor de la Clasificación de Peligro de Reactividad de la NFPA.

---

Paso 3: Determine el Factor Químico:

		<b>Factor de Reactividad</b>			
		1	2	3	4
<b>Factor Flash</b>	1	7	9	12	15
	2	10	12	15	20
	3	12	15	18	25
	4	13	15	20	25

*Ilustración 3.8 Pasos para determinar el factor químico CF. Fuente: API RP 581*

#### 3.4.2.2 Factor de Cantidad QF

El factor de cantidad representa la mayor cantidad de material que podría liberarse de una unidad en un solo escenario. Para la cantidad de material liberado, use la mayor cantidad de inventario inflamable que se puede perder en un solo evento de fuga.

Utilizando la ilustración 3.9 se puede determinar el valor del factor de cantidad QF

<b><u>Material descargado ( libras )</u></b>	<b>QF</b>
<1000 pounds	15
1k-2k pounds	20
2k-10k pounds	25
10k-30k pounds	28
30k-80k pounds	31
80k-200k pounds	34
200k-700k pounds	37
700k-1million pounds	39
1million -2million pounds	41
2 million -10 million pounds	45
> 10 million pounds	50

*Ilustración 3.9 Factores para determinar el valor de QF. Fuente: API RP 581*

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

#### 3.4.2.3 Factor de Estado SF

El factor de estado depende del punto de ebullición normal del fluido representativo y es una indicación de la tendencia de ese fluido a vaporizarse y dispersarse cuando se libera en el medio ambiente.

Utilizando la ilustración 3.10 se puede obtener el valor de SF en función de la temperatura de ebullición del fluido contenido.

Seleccione el factor SF correspondiente, de acuerdo a la temperatura normal de ebullición ( presión atmosférica), en grados Fahrenheit

TB (°F)	SF
< -100	8
-100 a 100	6
100 a 250	5
250 a 400	1
superior a 400	-3

*Ilustración 3.10 Factores para determinar el valor de SF. Fuente: API RP 581*

#### 3.4.2.4 Factor de Auto combustión AF

Es un castigo que se les aplica a los fluidos que son procesados a T° mayores que a su temperatura de auto combustión. En la ilustración 3.11 se pueden observar los valores correspondientes a AF según la temperatura en la que el fluido es procesado.

##### **Seleccione el valor del factor AF correspondiente**

\* Si el fluido es procesado bajo su AIT, entonces

AF=-10

\* Si el fluido es procesado sobre su AIT, use la siguiente tabla basándose en el punto de ebullición normal de fluido

TB ( °F)	AF
< 0	3
0 a 300	7
> 300	13

*Ilustración 3.11 Factores para determinar el factor AF. Fuente: API RP 581*

#### 3.4.2.5 Factor de Presión PRF

Representa la tendencia del fluido a fugarse rápidamente, resultando una gran oportunidad para efectos de tipo instantáneo. En la ilustración 3.12 se pueden observar los factores para determinar el valor de PRF. Cabe destacar que en este estudio todos los fluidos estudiados se presentan en su fase líquida, por lo que el valor de PRF para todos los equipos es -10.

#### **Seleccione el valor del factor PRF correspondiente**

- |   |           |
|---|-----------|
| * Si el fluido es un líquido dentro del equipo                      | PRF = -10 |
| * Si el fluido es un gas dentro del equipo a una presión > 150 psi. | PRF = -10 |
| * Ninguna de las anteriores   | PRF = -15 |

*Ilustración 3.12 Factores para determinar el valor de PRF. Fuente: API RP 581*

#### 3.4.2.6 Factor de Crédito CF

Es determinado para explicar las características de seguridad ingenieril dentro de la unidad, lo cuales pueden reducir las consecuencias de una potencial fuga catastrófica. En la ilustración 3.13 se presentan los pasos para calcular el valor del factor de crédito. El valor final de CF será la sumatoria de CF1 hasta CF10.

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

#### Paso 1

Si existe un sistema de detección de gas que detectaría el 50% o más de las fugas incipientes  
CF1 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 2

Si el equipamiento del proceso es normalmente operado bajo una atmosfera inerte  
CF2 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 3

Si los sistemas contra incendios son "seguros" en el evento de mayor incidencia, es decir, si las redes de agua permanecerán intactas luego de una explosión.  
CF3 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 4

Si la capacidad de aislamiento del equipo puede ser controlada remotamente y:  
\* Si el aislamiento y la instrumentación asociada están protegidos de incendios y explosiones  
\* o, si el aislamiento y la instrumentación asociada están protegidos de solo de incendios  
\* o, si no existe protección para la capacidad de fuegos y aislamiento  
CF4 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 5

Si existen "murallas" explosivas alrededor del equipo más crítico (normalmente el de más alta presión)  
CF5 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 6

Si existe un sistema de depósito, desagüe o blowdown que evacúe en un 75% o más del fluido en 5 minutos o menos, con un 90% de confiabilidad.  
CF6 = -1 EN CASO CONTRARIO CF = 0

---

#### Paso 7

Si existe protección contra fuego en estructuras y cableado.	CF7 = -1
Si existe protección para estructuras o para el cableado	CF7 = 0.95
Si no existe protección en estructuras ni cableado	CF7 = 0

---

#### Paso 8

Si existe un abastecimiento de agua para el incendio que dure por lo menos 4 horas  
CF8 = -1 EN CASO CONTRARIO CF8 = 0

---

#### Paso 9

Si existe un sistema de espuma fijo en el lugar  
CF9 = -1 EN CASO CONTRARIO CF9 = 0

---

#### Paso 10

Si existen monitores de agua para incendio que pueden cubrir todas las áreas de la unidad.  
CF10 = -1 EN CASO CONTRARIO CF10 = 0

*Ilustración 3.13 Pasos para determinar el valor de CF. Fuente: API RP 581*

### 3.4.3 Cálculo de la Consecuencia de falla por Toxicidad

Los factores presentes en el cálculo de consecuencias de falla por toxicidad están compuestos por la cantidad de material tóxico que puede ser liberado en el área de afectación, la capacidad del fluido para dispersarse, los sistemas de mitigación presentes en el área, y la cantidad de personas que podrían resultar afectadas por consecuencias de fugas.

#### 3.4.3.1 Factor de Cantidad Tóxica TQF

Es una medida que evalúa la cantidad y la toxicidad del material. En la ilustración 3.14 se pueden observar los pasos para determinar el valor del factor e cantidad tóxica, referente a la cantidad disponible dentro del equipo que pueda ser liberado al medio ambiente (medido por libras), y el factor de toxicidad del fluido según la normativa NFPA 704.

##### **Paso 1:**

Es una medida de cuantificación tanto química como tóxica que puede perderse en un evento de fuga.

Seleccione el valor adecuado

<b>Material descargado</b>	<b>Factor Cuántico</b>
< 1000 pounds	15
1k - 10k pounds	20
10k - 100k pounds	27
100k - 1 millon pounds	32
> 1 millon pounds	35

---

##### **Paso 2:**

Estimación del factor de Toxicidad basada en el Diamante Azul del Sistema de Identificación de Peligro, NFPA. Anexo 1

Seleccione el valor adecuado

<b>NFPA Nh</b>	<b>Factor Tóxico</b>
1	- 20
2	- 10
3	0
4	20

*Ilustración 3.14 Pasos para determinar el factor de cantidad tóxica TQF. Fuente: API RP 581*

### 3.4.3.2 Factor de Dispersión DIF

Es una medida que tiene el material para dispersarse, dada las condiciones comunes de procesos. En la ilustración 3.15 se puede observar el valor de DIF según el punto de ebullición del fluido contenido.

Seleccione el Factor de Dispersión DIF correspondiente (°F)

Punto de ebullición	Dispersión
< 30	1
30 - 80	0,5
80 - 140	0,3
140 - 200	0,1
200 - 300	0,05
> 300	0,03

*Ilustración 3.15 Procedimiento para el cálculo de factor de dispersión DIF. Fuente: API RP*

581

### 3.4.3.3 Factor de Crédito CRF

Características de seguridad que reducen las consecuencias de una fuga tóxica por detección, aislamiento y mitigación. En la ilustración 3.16 se observan los pasos para calcular el valor del factor de crédito CRF, el cual está relacionado con los mecanismos de mitigación presentes en el área. El valor del CRF corresponde a la sumatoria de CRF1 hasta CRF3.

### Capítulo 3. Desarrollo de la solución a la problemática

#### Paso 1

\* Si existen detectores de fuga en el lugar, capaces de detectar a lo menos el 50% de fugas incipientes.

CRF1 = -1 EN CASO CONTRARIO CRF1 = 0

---

#### Paso 2

Seleccione el valor adecuado

- \* Si el material que contiene el recipiente puede ser aislados automáticamente, y esto comienza desde una lectura de un detector de material tóxico CRF2 = -1
  - \* Si el aislamiento es remoto con activación manual CRF2 = -5
  - \* Si el aislamiento es operado solo manualmente CRF2 = -25
  - \* No existe mecanismo de aislamiento CRF2 = 0
- 

#### Paso 3

Si existe un sistema en el lugar (cortinas de agua, etc.) que provean de una efectiva mitigación de a lo menos un 90% de la fuga.

CRF3 = -5 DE OTRO MODO CRF3 = 1

*Ilustración 3.16 Pasos para determinar el factor de crédito CRF. Fuente: API RP 581*

#### 3.4.3.4 Factor de Población PPF

Es una medida del potencial número de personas que pueden ser afectadas por un evento tóxico. En la ilustración 3.17, se observa el valor del factor PPF según la categoría de personas afectadas por fugas tóxicas.

Seleccione el valor del Factor PPF correspondiente

Nº de Personas (radio de 1/4 de milla)	Factor
< 10	0
10 - 100	7
100 - 1000	15
1000 - 10000	20

Considera población diaria, interna y externa a la Planta

*Ilustración 3.17 Determinación del factor PPF en función del número de personas que se pueden ver afectadas. Fuente: API RP 581*

## **CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

## Capítulo 4. Análisis de resultados.

Para el análisis de resultados de los 27 equipos, se utilizará el documento Excel desarrollado para presentar los valores de riesgo asociado a cada equipo analizado.

Un ejemplo de los resultados obtenidos se puede observar en las ilustraciones 4.1, 4.2 y 4.3, allí se muestran los resultados obtenidos a través de la aplicación al tanque contenedor de Trementina 34-G-11. Los resultados se presentan en gráficos para visualizar los factores más influyentes en el cálculo, y de igual manera se destaca el factor de mayor incidencia para la probabilidad de falla y consecuencias de fallas.

Factor de Probabilidad Suma de los factores EF, DF, IF, CCF, PF, MDF		
Categoría de Probabilidad		Resultado
Factor	Categoría	Factor
0 - 15	1	16
16 - 25	2	
26 - 35	3	
36 - 50	4	
51 - 75	5	
		Categoría
		2

Matriz de Probabilidad	
Factor	Valor
Factor de Equipo (EF)	5
Factor de Daño (DF)	3
Factor de Inspección (IF)	-6
Factor de Condición	6
Factor de Proceso (PF)	6
Factor de Diseño Mecánico	2

El Factor probabilidad de mayor incidencia es

Cuyo valor es

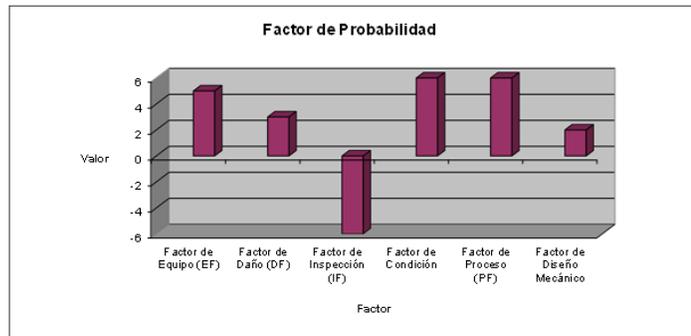


Ilustración 4.1 Ejemplo factor de Probabilidad. Fuente: Propia

Factor de Consecuencia de Daño Suma de los factores CF, QF, SF, AF, PRF, CF		
Categoría de Consecuencia de Daño		Resultado
Factor	Categoría	Factor
0 - 19	A	0
20 - 34	B	
35 - 49	C	
50 - 69	D	
> 70	E	
		Categoría
		A

Matriz Consecuencia de Daño	
Factor	Valor
Factor Químico (CF)	0
Factor de Cantidad (QF)	0
Factor de Estado (SF)	0
Factor de Auto Combustión (AF)	0
Factor de Presión (PRF)	0
Factor de Crédito (CF)	0

El Factor probabilidad de mayor incidencia es

Cuyo valor es

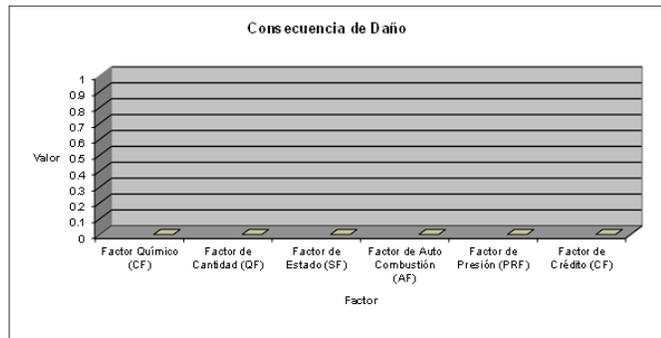
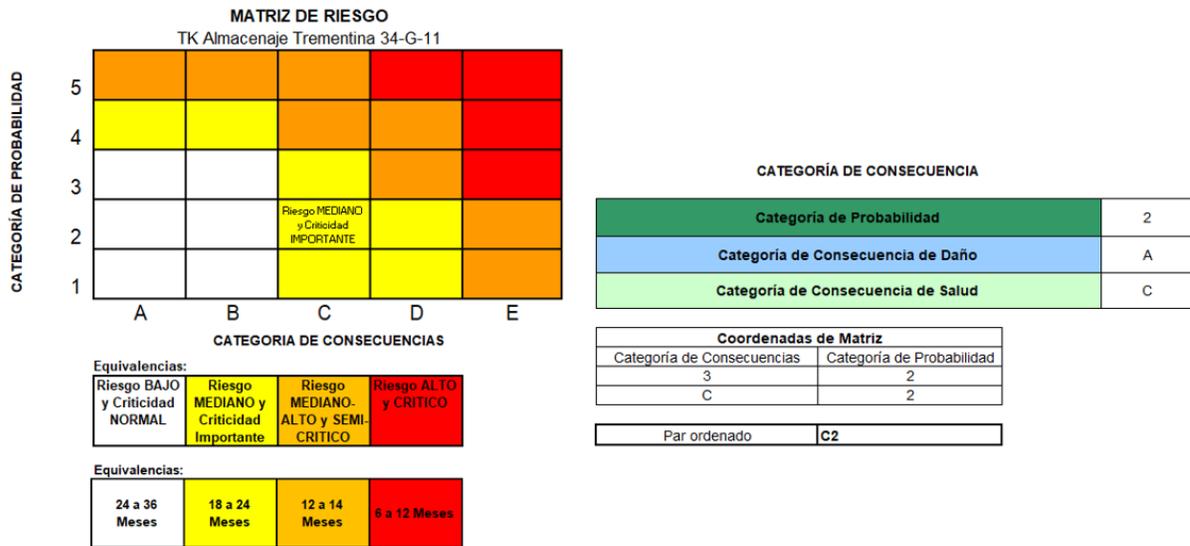


Ilustración 4.2 Ejemplo factor de Consecuencia de Daño. Fuente: Propia

Ilustración 4.3 Ejemplo de factor de Consecuencia de Salud. Fuente: Propia.

## Capítulo 4. Análisis de resultados.

El resumen de los resultados obtenidos se presenta en la ilustración 4.4, donde ya se establece el par ordenado que le corresponde en la matriz de riesgo según su categoría de probabilidad y consecuencia. Como resultado se observa que este equipo presenta un valor de riesgo Mediano y con una criticidad importante, lo que en la matriz de riesgo se ejemplifica con la casilla de color amarillo que equivaldría a una inspección para ese equipo cada 18-24 meses, según los niveles de riesgo equivalentes por la empresa Arauco.



*Ilustración 4.4 Resumen de la evaluación del riesgo para el equipo 34-G-11. Fuente: Propia*

El resumen de los resultados obtenidos de los factores de probabilidad y consecuencia se puede observar en la ilustración 4.5, en este se muestran los valores para cada equipo analizado y la categoría de par ordenado correspondiente a la matriz de riesgo, además de la frecuencia de inspección recomendada para cada equipo.

## Capítulo 4. Análisis de resultados.

Equipo	Fluido contenido	Material	Volumen (m3)	Factor de probabilidad					Factor de consecuencia por Daño					Factor de consecuencia por Salud				Categoría	Frec. de inspección meses	
				EF	DF	IF	CF	PF	IMDF	CF	QF	SH	AF	PRF	CF	TQF	DIF			CRF
33-G-66	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L	80.3	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	0	17	0.05	-4	15	1C	18-24
33-G-70	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L	4.9	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	10	0.05	-4	15	1C	18-24	
34-C-15	Trementina	Ac. Inox 304L	0.6	5	3	-6	6	6	2	0	0	0	0	0	0.03	0	15	1B	24-36	
34-G-10	Trementina	Ac. Al carbono A37-24	37.2	5	3	-6	6	6	2	0	0	0	0	7	0.03	0	15	2C	18-24	
34-G-11	Trementina	Ac. Inox 304L	62.3	5	3	-6	6	6	2	0	0	0	0	12	0.03	0	15	2C	18-24	
34-G-12	Trementina	Ac. Inox 304L	8.3	5	3	-6	6	6	2	0	0	0	0	7	0.03	0	15	2C	18-24	
511-G-16	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	7.9	5	5	-6	6	2	2	0	0	0	0	27	0.05	-4	15	1D	18-24	
84-G-20	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	1.4	5	5	-6	6	2	2	0	0	0	0	20	0.05	-4	15	2D	18-24	
84-G-35	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	101.8	5	5	-6	6	2	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	1E	12-14	
85-G-34	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A285	26.5	5	5	-6	6	2	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	1E	12-14	
511-G-17	Bicicida	Ac. Inox 304L	1.7	5	6	-6	6	1	2	0	0	0	0	27	0.03	-4	15	1D	18-24	
61-G-16	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24	300.0	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	12	0.03	-4	15	1C	18-24	
61-G-17	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24	78.5	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	12	0.03	-4	15	1C	18-24	
72-G-30	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24	203.6	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	12	0.03	-4	15	1C	18-24	
75-G-21	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24	15.2	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	7	0.03	-4	15	1B	24-36	
72-G-40	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24	127.2	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	12	0.03	-4	15	1C	18-24	
72-G-60	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24	1068.1	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	15	0.03	-4	15	1C	18-24	
72-G-42	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)	5.7	5	4	-6	6	1	2	0	0	0	0	27	0.05	-4	15	1D	18-24	
82-G-20	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)	33.2	5	4	-6	6	1	2	0	0	0	0	27	0.05	-4	15	1D	18-24	
84-G-21	Soda Cáustica	Ac. Al carbono 42-27	3.0	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	20	0.05	-4	15	1D	18-24	
84-G-40	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A37-24	228.7	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	1E	12-14	
85-G-33	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A285	5.4	5	5	-6	6	1	2	0	0	0	0	27	0.05	-4	15	1D	18-24	
32-C-51	Licor Blanco	Ac. Al carbono A36	301.6	5	8	-6	6	2	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	2E	12-14	
32-C-52	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	5	6	-6	6	4	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	2E	12-14	
32-C-53	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	5	6	-6	6	4	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	2E	12-14	
32-C-54	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	5	6	-6	6	4	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	2E	12-14	
32-C-55	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	5	6	-6	6	4	2	0	0	0	0	32	0.05	-4	15	2E	12-14	

Ilustración 4.5 Resumen resultados obtenidos de los Factores de PoF y CoF. Fuente: Propia.

Para visualizar el riesgo presente en este conjunto, se presenta la ilustración 4.6, donde se muestra el equivalente para cada par ordenado de la matriz de riesgo según la cantidad de equipos analizados. Como se puede observar sólo 2 equipos se presentan con un riesgo bajo, 17 equipos se encuentran en un nivel mediano, y 8 equipos están dentro de un rango de riesgo Mediano-alto.

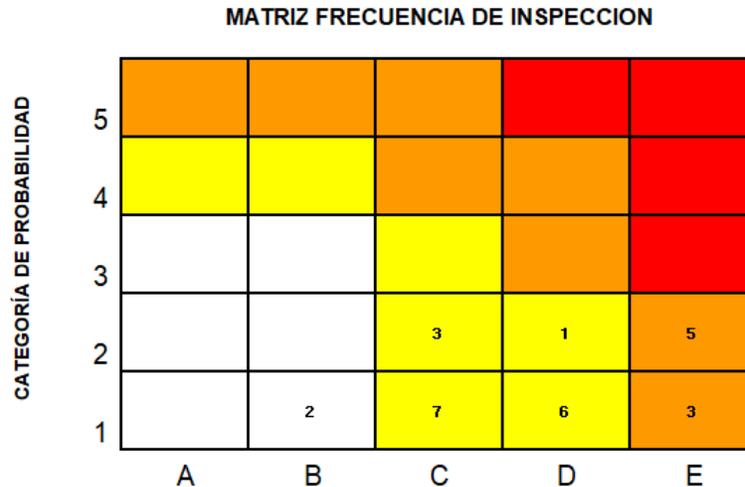


Ilustración 4.6 Representación de la cantidad de equipos equivalentes para cada par ordenado en la matriz de riesgo. Fuente: Propia.

Para realizar una jerarquización del riesgo se presenta la ilustración 4.7 donde se puede apreciar los equipos más críticos (aquellos con una frecuencia de inspección entre 12 y 14 meses) son aquellos que tienen un mayor volumen y precisamente que contienen fluidos con un factor de salud 3(extremadamente peligroso), según el recuadro de la NFPA, estos fluidos son el Licor blanco, Licor negro, ácido sulfúrico y soda cáustica.

## Capítulo 4. Análisis de resultados.

Equipo	Fluido contenido	Material	Volumen (m3)	Categoría	Frec. de inspección meses
84-G-35	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	101.8	1E	12-14
85-G-34	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A285	26.5	1E	12-14
84-G-40	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A37-24	228.7	1E	12-14
32-C-51	Licor Blanco	Ac. Al carbono A36	301.6	2E	12-14
32-C-52	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	2E	12-14
32-C-53	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	2E	12-14
32-C-54	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	2E	12-14
32-C-55	Licor Negro	SA 516 GR 70	301.6	2E	12-14
33-G-66	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L	80.3	1C	18-24
33-G-70	Peróxido de hidrógeno	Ac. Inox 316L	4.9	1C	18-24
61-G-16	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24	300.0	1C	18-24
61-G-17	Tall Oil	Ac. Al carbono A37-24	78.5	1C	18-24
72-G-30	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24	203.6	1C	18-24
72-G-40	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24	127.2	1C	18-24
72-G-60	Fuel Oil	Ac. Al carbono A37-24	1068.1	1C	18-24
511-G-16	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	7.9	1D	18-24
511-G-17	Biocida	Ac. Inox 304L	1.7	1D	18-24
72-G-42	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)	5.7	1D	18-24
82-G-20	Hipoclorito de Sodio	FRP (Fibra de vidrio)	33.2	1D	18-24
84-G-21	Soda Cáustica	Ac. Al carbono 42-27	3.0	1D	18-24
85-G-33	Soda Cáustica	Ac. Al carbono A285	5.4	1D	18-24
34-G-10	Trementina	Ac. Al carbono A37-24	37.2	2C	18-24
34-G-11	Trementina	Ac. Inox 304L	62.3	2C	18-24
34-G-12	Trementina	Ac. Inox 304L	8.3	2C	18-24
84-G-20	Ácido sulfúrico	Ac. Al carbono A37-24	1.4	2D	18-24
34-C-15	Trementina	Ac. Inox 304L	0.6	1B	24-36
75-G-21	Petróleo Diesel	Ac. Al carbono A37-24	15.2	1B	24-36

*Ilustración 4.7 Jerarquización del riesgo de los equipos evaluados. Fuente: Propia.*

## CONCLUSIONES

La metodología RBI de API es una metodología que presenta gran nivel de confiabilidad en la industria de la refinería y el petróleo. Es evidente que la aplicación de esta tecnología genera optimizaciones en los planes de mantenimiento predictivo al permitir a las empresas puedan jerarquizar y administrar el nivel de riesgo presente dentro de ellas ya que pueden establecer cuáles son los factores que interfieren en el riesgo y ver soluciones para disminuirlos.

La empresa Arauco ha optado por dar el primer paso de la implementación de la tecnología al realizar un análisis cualitativo a medio de prueba para 27 equipos, pero dentro de la empresa existen más de mil componentes a los cuales se les puede aplicar la metodología, por lo que teniendo las bases principales para el cálculo sólo queda replicar la metodología en los equipos compatibles he implementar el análisis cuantitativo para los equipos más críticos. Esto podrá aumentar los niveles de confiabilidad de los equipos además de darle un mayor prestigio a la empresa por utilizar una tecnología del Instituto Americano del Petróleo y reconocida por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, que lleva cerca de 20 años en funcionamiento.

## REFERENCIAS

- [1] American Petroleum Institute, “API RP 580 Risk-Based Inspection,” *API Recomm. Pract. 580 Risk-Based Insp. Washington, D.C.*, 2016.
- [2] L. M. Nieves Saavedra, “Métodos cuantitativos de información y la ley de Pareto,” *Coord. Bibl. Div. Estud. Posgrado, Univ. Nac. Autónoma México*, 1990.
- [3] E. de J. Materán Linares, E. A. Rojas Monsalve, J. A. Hernández Mosqueda, and E. E. Gutiérrez Urdaneta, “Aplicación de la Tecnología de Inspección Basada en Riesgo ( IBR ) para la Generación de Planes Óptimos de Inspección a Equipos Estáticos en la Industria del Petróleo y Gas,” *Ing. Pet.*, vol. 55, no. 1, pp. 38–56, 2015.
- [4] G. Sigüenza Glez, “Introducción a la Metodología de Inspección Basada en Riesgo,” *Consult. ITC*, 2016.
- [5] American Petroleum Institute, “API RP 571 Damage Mechanisms in the Refinery and Petrochemical Industry,” *API RP 571 Damage Mech. Refin. Petrochemical Ind. Washington, D.C.*, 2011.
- [6] E. de J. Materan Linares and E. A. Rojas Monsalve, “Metodología Integral Para El Diseño Y Optimización De Planes De Inspección- Midopi,” 2019, [Online].
- [7] American Petroleum Institute, “API RP 581 Risk-based Inspection Methodology,” *API RP 581 Part 2 – Probab. Fail. Methodol. Washington, D.C.*, 2016.
- [8] NFPA, “NFPA 704: Standard System for the Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response,” 2017.
- [9] American Petroleum Institute, “API RP 581 Risk-based Inspection Methodology,” *API RP 581 Part 3 – Conseq. Fail. Methodol. Washington, D.C.*, 2016.

## ANEXOS

### ANEXO 1: Tabla para el cálculo de los factores para determinar la PoF y CoF según API 581 / Appendix 1, análisis cualitativo.

<p>Equipment Factor (EF)</p> <p>The size of the study will affect the probability of failure of a component in the study. The qualitative risk analysis is intended for use at three different levels:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Unit—A full operating unit at a site is evaluated. This would typically be done to compare and prioritize operating units based on risk of operation.</li> <li>2. Section of an operating unit—an operating unit can be broken into logical (functional) sections to identify the high risk section of the unit.</li> <li>3. A system or unit operation—this is the greatest level of detail that the qualitative method is intended to address.</li> </ol>		
<p>To define the Equipment Factor, use the following table:</p> <p>If a full operating unit is being evaluated, (typically greater than 150 major equipment items) EF = 15</p> <p>If a major section of an operating unit is being evaluated, (typically 20–150 major equipment items) EF = 5</p> <p>If a system or unit operation is being evaluated (typically 5–20 major equipment items) EF = 0</p> <p>Select the appropriate value for EF from above.</p>		
This is the overall Equipment Factor		1

<p>Damage Factor (DF)</p> <p>The damage factor is a measure of the risk associated with known damage mechanisms that are active or potentially active in the operation being evaluated. The mechanisms are prioritized based on their potential to create a serious event.</p>		
If there are known, active damage mechanisms that can cause corrosion cracking in carbon or low alloy steels, DF1 = 5.	2	
If there is a potential for catastrophic brittle failure, including carbon steel materials due to low temperature operation or upset conditions, temper embrittlement, or materials not adequately qualified by impact testing, DF2 = 4.	3	
If there are places in the unit where mechanically thermally-induced fatigue failure has occurred and the fatigue mechanism might still be active, DF3 = 4.	4	
If there is known high temperature Hydrogen attack occurring, DF4 = 3.	5	
If there is known corrosion cracking of austenitic stainless steels occurring as a result of the process, DF5 = 3.	6	
If localized corrosion is occurring, DF6 = 3.	7	
If general corrosion is occurring, DF7 = 2.	8	
If creep damage is known to be occurring in high temperature processes, including furnaces and heaters, DF8 = 1.	9	
If materials degradation is known to be occurring, with such mechanisms as sigma phase formation, carburization, spheroidization, etc., DF9 = 1.	10	
If other active damage mechanisms have been identified, DF10 = 1.	11	
If the potential damage mechanisms in the operating unit have not been evaluated and are not being periodically reviewed by a qualified materials engineer, DF11 = 10.	12	
The overall Damage Factor will be the sum of lines 2 through 12, up to a maximum of 20	13	

## Anexos

<p><b>Inspection Factor (IF)</b> The Inspection Factor is a measure of the effectiveness of the inspection program to identify the active or anticipated damage mechanisms in the unit.</p>		
<p>Step 1. Vessel Inspection—Gage the effectiveness of the vessel inspection program to find the identified failure mechanisms above.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If the inspection program is extensive and a variety of inspection methods and monitoring are being used, IF1 = -5.</li> <li>• If there is a formal inspection program in place and some inspections are being done, but primarily visual and UT thickness readings, IF1 = -2.</li> <li>• If there is no formal inspection program in place, IF1 = 0.</li> </ul> <p>Select appropriate IF1 from above.</p>	14	
<p>Step 2. Piping Inspection—Gage the effectiveness of the piping inspection program to find the identified failure mechanisms above.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If the inspection program is extensive, and a variety of inspection methods are being used, IF2 = -5.</li> <li>• If there is a formal inspection program in place and some inspections are being done, but primarily visual and UT thickness readings, IF2 = -2.</li> <li>• If there is no formal inspection program in place, IF2 = 0.</li> </ul> <p>Select the appropriate value for IF2 from above</p>	15	
<p>Step 3. Overall Inspection Program—How comprehensive is the inspection program design, and are the inspection results evaluated and used to modify the inspection program?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If deterioration mechanisms have been identified for each equipment item and the inspection program is modified based on the results of the program using a competent inspector or materials engineer, IF3 = -5.</li> <li>• If the inspection program design excludes either identification of failure mechanisms or does not include critical evaluation of all inspection results, i.e., it does one or the other, but not both, IF3 = -2.</li> <li>• If the inspection program meets neither of the criteria of the previous paragraph, IF3 = 0.</li> </ul> <p>Select the appropriate value for IF3 from the table above.</p>	16	
<p>The overall Inspection Factor is the sum of lines 14 through 16, but its absolute value cannot exceed the value of the Damage Factor (line 13).</p>	17	

<p><b>Condition Factor (CCF)</b> The Condition Factor is intended to gage the effectiveness of plant maintenance and housekeeping efforts.</p>		
<p>Step 1. In a plant walkthrough, how would the plant housekeeping be judged (including painting and insulation maintenance programs)?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Significantly better than industry standards, CCF1 = 0.</li> <li>• About industry standard, CCF1 = 2.</li> <li>• Significantly below industry standards, CCF1 = 5.</li> </ul> <p>Select the appropriate value for CCF1 from above</p>	18	
<p>Step 2. The quality of plant design and construction is:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Significantly better than industry standards, where the owner has used more rigorous standards, CCF2 = 0.</li> <li>• About industry standard, where typical contract standards were used, CCF2 = 2.</li> <li>• Significantly below industry standards, CCF2 = 5.</li> </ul> <p>Select the appropriate value for CCF2 from above</p>	19	
<p>Step 3. In a review of the effectiveness of the plant maintenance program, including fabrication, PM programs, and QA/QC, they would be judged:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Significantly better than industry standards, CCF3 = 0.</li> <li>• About industry standard, CCF3 = 2.</li> <li>• Significantly below industry standards, CCF3 = 5.</li> </ul> <p>Select the appropriate value for CCF3.</p>	20	
<p>The overall Condition Factor is the sum of 18 through 20.</p>	21	

## Anexos

<p><b>Process Factor (PF)</b> The Process Factor is a measure of the potential for abnormal operations or upset conditions to result in initiating events that could lead to a loss of containment.</p>													
<p>Step 1. The number of planned or unplanned process interruptions in an average year. (This is intended for normal continuous process operations.) PF1 is taken from the following table:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Number of Interruptions</th> <th>PF1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0 to 1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>2 to 4</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>5 to 8</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>9 to 12</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>more than 12</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>	Number of Interruptions	PF1	0 to 1	0	2 to 4	1	5 to 8	3	9 to 12	4	more than 12	5	
Number of Interruptions	PF1												
0 to 1	0												
2 to 4	1												
5 to 8	3												
9 to 12	4												
more than 12	5												
Determine appropriate PF1 from above.	22												
<p>Step 2. Assess the potential for exceeding key process variables in the operation being evaluated: (PF2).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If the process is extremely stable, and no combination of upset conditions is known to exist that could cause a runaway reaction or other unsafe conditions, PF2 is 0.</li> <li>• Only very unusual circumstances could cause upset conditions to escalate into an unsafe situation, PF2 is 1.</li> <li>• If upset conditions are known to exist that can result in accelerated equipment damage or other unsafe conditions, PF2 is 3.</li> <li>• If the possibility of loss of control is inherent in the process, PF2 is 5.</li> </ul>													
Select the appropriate value for PF2 from the table above	23												
<p>Step 3. Assess the potential for protection devices, such as relief devices and critical sensing elements, to be rendered inoperative as a result of plugging or fouling of the process fluid.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Clean service, no plugging potential PF3 = 0.</li> <li>• Slight fouling or plugging potential PF3 = 1.</li> <li>• Significant fouling or plugging potential PF3 = 3.</li> <li>• Protective devices have been found impaired in service PF3 = 5.</li> </ul>													
Select the appropriate value for PF3.	24												
The overall Process Factor is the sum of lines 22 through 24.	25												

Anexos

<p><b>Mechanical Design Factor (MDF)</b> The Mechanical Design Factor gages certain aspects of the design of the operating equipment.</p>		
<p>Step 1.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If equipment can be identified that was not designed to the intent of current codes or standards, MDF1 = 5. Examples: nonimpact tested carbon steel in low temperature service, materials in hydrogen service operating above the latest Nelson curve, nonstress relieved materials in a particular service (such as caustic), or plate thicknesses that would require stress relieving by current code or good practices.</li> <li>• If all equipment being considered is designed and maintained to the Codes in effect at the time it was constructed, MDF1 = 2.</li> <li>• If all equipment being considered is designed and maintained to current codes, MDF1 = 0.</li> </ul>		
<p>Enter the appropriate value from the statements above. This is MDF1.</p>		26
<p>Step 2.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If the process being evaluated is unusual or unique or any of the process design conditions are extreme, MDF2 = 5. Extreme Design Conditions are considered to be:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>a. Pressure exceeding 10,000 psi.</li> <li>b. Temperature exceeding 1500 °F.</li> <li>c. Corrosive conditions requiring high alloy materials (more exotic than 316 stainless steel).</li> </ul> </li> <li>• If the process is common, with normal design conditions, MDF2 = 0.</li> </ul>		
<p>Select the appropriate value from the table above. This is MDF2.</p>		27
<p>Step 3. Add lines 26 and 27. This is the Mechanical Design Factor.</p>		28

<p><b>Likelihood Category</b></p>														
<p>Step 1. Determine the Likelihood Factor. The Likelihood Factor is the sum of the previously determined factors.</p>														
<p>Add lines 1, 13, 17, 21, 25, and 28. This is the Likelihood Factor.</p>		29												
<p>Step 2. The Likelihood Category is determined from the Likelihood Factor (line 29 above) using the following table:</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Likelihood Factor</th> <th style="text-align: left;">Likelihood Category</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0–15</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>16–25</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>26–35</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>36–50</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>51–75</td> <td>5</td> </tr> </tbody> </table>		Likelihood Factor	Likelihood Category	0–15	1	16–25	2	26–35	3	36–50	4	51–75	5	
Likelihood Factor	Likelihood Category													
0–15	1													
16–25	2													
26–35	3													
36–50	4													
51–75	5													
<p>Enter the Likelihood Category.</p>		30												

## Anexos

This section is to be used for flammable materials, if only toxic chemicals are present, go directly to Part C.

<p><b>Chemical Factor (CF)</b>            The Chemical Factor is a measure of a chemical's inherent tendency to ignite. The answers to this section should be based on the predominate or representative material in the stream. Separate analyses should be performed if the unit has a number of different process streams.</p>																																							
<p>Step 1. Determine a "Flash Factor," using the NFPA Flammable Hazard Rating (the RED diamond on the NFPA Hazard Identification System sign).            Enter the NFPA Flammable Hazard Rating.</p>			31																																				
<p>Step 2. Determine a "Reactivity Factor," using the NFPA Reactivity Hazard Rating System (the YELLOW diamond on the NFPA Hazard Identification System sign).            Enter the NFPA Reactivity Hazard Rating.</p>			32																																				
<p>Step 3. Determine "Chemical Factor."</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;"></th> <th style="width: 10%;"></th> <th colspan="4" style="text-align: center;">Reactivity Factor (line 32)</th> </tr> <tr> <th></th> <th></th> <th style="text-align: center;">1</th> <th style="text-align: center;">2</th> <th style="text-align: center;">3</th> <th style="text-align: center;">4</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: right;">Flash Factor</td> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">7</td> <td style="text-align: center;">9</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">(line 31)</td> <td style="text-align: center;">2</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">20</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">3</td> <td style="text-align: center;">12</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">18</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">4</td> <td style="text-align: center;">13</td> <td style="text-align: center;">15</td> <td style="text-align: center;">20</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> </tbody> </table>						Reactivity Factor (line 32)						1	2	3	4	Flash Factor	1	7	9	12	15	(line 31)	2	10	12	15	20		3	12	15	18	25		4	13	15	20	25
		Reactivity Factor (line 32)																																					
		1	2	3	4																																		
Flash Factor	1	7	9	12	15																																		
(line 31)	2	10	12	15	20																																		
	3	12	15	18	25																																		
	4	13	15	20	25																																		
<p>Select the Chemical Factor from the chart above.</p>			33																																				

### Qualitative Workbook: Part B. Determination of Damage Consequence Category

<p><b>Quantity Factor (QF)</b>            The Quantity Factor represents the largest amount of material which could be released from a unit in a single scenario.</p>																									
<p>The Quantity Factor is taken directly from the chart below. For amount of material released, use the largest amount of flammable inventory that can be lost in a single leak event.</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;"><u>Material Released</u></th> <th style="text-align: left;"><u>Quantity Factor</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>&lt;1,000 pounds</td><td>15</td></tr> <tr><td>1K–2K pounds</td><td>20</td></tr> <tr><td>2K–10K pounds</td><td>25</td></tr> <tr><td>10K–30K pounds</td><td>28</td></tr> <tr><td>30K–80K pounds</td><td>31</td></tr> <tr><td>80K–200K pounds</td><td>34</td></tr> <tr><td>200K–700K pounds</td><td>37</td></tr> <tr><td>700K–1 million</td><td>39</td></tr> <tr><td>1–2 million</td><td>41</td></tr> <tr><td>2–10 million</td><td>45</td></tr> <tr><td>&gt;10 million</td><td>50</td></tr> </tbody> </table>		<u>Material Released</u>	<u>Quantity Factor</u>	<1,000 pounds	15	1K–2K pounds	20	2K–10K pounds	25	10K–30K pounds	28	30K–80K pounds	31	80K–200K pounds	34	200K–700K pounds	37	700K–1 million	39	1–2 million	41	2–10 million	45	>10 million	50
<u>Material Released</u>	<u>Quantity Factor</u>																								
<1,000 pounds	15																								
1K–2K pounds	20																								
2K–10K pounds	25																								
10K–30K pounds	28																								
30K–80K pounds	31																								
80K–200K pounds	34																								
200K–700K pounds	37																								
700K–1 million	39																								
1–2 million	41																								
2–10 million	45																								
>10 million	50																								
<p>Enter the appropriate value from the table above. This is the Quantity Factor.</p>																									
34																									

## Anexos

<p><b>State Factor</b> The State Factor is dependent on the normal boiling point of the representative fluid and is an indication of that fluid's tendency to vaporize and disperse when released into the environment. [Where an API representative fluid does not exist, use the 30% distillation point as <math>T_b</math>.]</p>														
<p>Select a State Factor based on the normal (atmospheric pressure) boiling temperature (<math>T_b</math>) in degrees Fahrenheit.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><math>T_b</math> (°F)</th> <th>State Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>below -100</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>-100 to 100</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>100 to 250</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>250 to 400</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>above 400</td> <td>-3</td> </tr> </tbody> </table>			$T_b$ (°F)	State Factor	below -100	8	-100 to 100	6	100 to 250	5	250 to 400	1	above 400	-3
$T_b$ (°F)	State Factor													
below -100	8													
-100 to 100	6													
100 to 250	5													
250 to 400	1													
above 400	-3													
<p>Select the appropriate value from the table above. This is the State Factor.</p>		35												

### Qualitative Workbook: Part B. Determination of Damage Consequence Category

<p><b>Autoignition Factor (AF)</b> The Autoignition Factor is a penalty applied to fluid that is processed at a temperature above its auto-ignition temperature.</p>										
<p>If a fluid is processed below its AIT, enter -10</p> <p>If the fluid is processed above its AIT, use the following table to determine AF, based on the normal boiling point of the fluid (in degrees Fahrenheit).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th><math>T_b</math> (°F)</th> <th>AF Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>below 0</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>0 to 300</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>above 300</td> <td>13</td> </tr> </tbody> </table>			$T_b$ (°F)	AF Factor	below 0	3	0 to 300	7	above 300	13
$T_b$ (°F)	AF Factor									
below 0	3									
0 to 300	7									
above 300	13									
<p>Enter the appropriate value from the table above. This is the Autoignition Factor.</p>		36								
<p><b>Pressure Factor (PRF)</b> The Pressure Factor represents the fluid's tendency to be released quickly, resulting in a greater chance of instantaneous-type effects.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• If the fluid is a liquid inside the equipment, enter -10.</li> <li>• If the fluid is a gas inside the equipment, and at a pressure of greater than 150 psig, enter -10.</li> <li>• If neither of the above conditions are true, enter -15.</li> </ul>										
<p>Select the appropriate value from the table above. This is the Pressure Factor.</p>		37								

<p><b>Credit Factor (CF)</b> The Credit Factor is the product of several subfactors of engineered systems in place which can reduce the damage from an event.</p>		
<p>If there is gas detection in place which would detect 50% or more of incipient leaks, enter -1, otherwise, enter 0.</p>	38	
<p>If process equipment is normally operated under an inert atmosphere, enter -1, otherwise enter 0.</p>	39	
<p>If fire-fighting systems are "secure" in the event of a major incident (e.g. fire water system will remain intact in the event of an explosion), enter -1, otherwise enter 0.</p>	40	

Anexos

If the isolation capability of the equipment in this area can be controlled remotely, AND: <ul style="list-style-type: none"> <li>• the isolation and associated instrumentation is protected from fires and explosions, then enter -1,</li> <li>• OR, if the isolation and associated instrumentation is protected from fires only, enter -1,</li> <li>• OR, if there is no protection for the isolation capability from fires or explosions, enter -1,</li> </ul> otherwise, enter 0.	41	
If there are blast walls around the most critical (typically highest pressure) equipment, enter -1, otherwise enter 0.	42	
If there is a dump, drain, or blowdown system which will deinventory 75% or more of the material in 5 minutes or less, with 90% reliability, enter -1, otherwise enter 0.	43	
If there is fireproofing in place on both structures and cables, enter -1, if there is fireproofing on either structures or cables, enter 0.95, otherwise enter 0.	44	
If there is a fire water supply which will last at least 4 hours, enter -1, otherwise enter 0.	45	
If there is a fixed foam system in place, enter -1, otherwise enter 0.	46	
If there are firewater monitors which can reach all areas of the affected unit, enter -1, otherwise enter 0.	47	
Add lines 38 through 47. This is the Credit Factor.	48	

Damage Consequence Category		
Step 1. Determine the Damage Consequence Factor. Add lines 33, 34, 35, 36, 37, and 48 together, this is the Damage Consequence Factor.	49	

Step 2. The Damage Consequence Factor (line 49) is then converted into a Damage Consequence Category based on the table below: <table style="margin-left: 40px; border: none;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;"><u>Consequence Factor</u></th> <th style="text-align: left;"><u>Consequence Category</u></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-19</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>20-34</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>35-49</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>50-79</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>&gt; 70</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>	<u>Consequence Factor</u>	<u>Consequence Category</u>	0-19	A	20-34	B	35-49	C	50-79	D	> 70	E		
<u>Consequence Factor</u>	<u>Consequence Category</u>													
0-19	A													
20-34	B													
35-49	C													
50-79	D													
> 70	E													
Enter the Damage Consequence Category.	50													