



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ANÁLISIS DE RIESGO EN LÍNEAS DE PIPING

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

JOSÉ ESTEBAN HUERTA SOTO

**PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO FONT FILAX**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
EDUARDO SALAMANCA HENRÍQUEZ
RODRIGO BENAVIDES SOTO**

**SANTIAGO DE CHILE
2016**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: JOSÉ HUERTA SOTO
FECHA: 04/03/2016
PROF. GUÍA: ALEJANDRO FONT F.

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ANÁLISIS DE RIESGO EN LÍNEAS DE PIPING

Esta memoria de título busca diseñar e implementar un sistema de análisis de riesgo mediante tablas y matrices de evaluación para la verificación del cumplimiento de procedimientos y normas técnicas en el diseño, construcción y gestión de materiales en una línea de piping. En forma adicional, se define un procedimiento para la estimación de la confiabilidad estructural en líneas de piping con defectos por corrosión como una forma de complementar la evaluación de riesgos en tramos de tubería.

Para el diseño e implementación del sistema de evaluación de riesgos se usa un modelo de indexación mediante el cual se asignan puntajes de riesgo a las variables que determinan la confiabilidad de la unidad, para lo cual se define una escala de puntos de acuerdo a parámetros cualitativos y cuantitativos de los activos analizados.

Para esto se propone una metodología para clasificar y agrupar los elementos que componen una línea de piping, lo que permitirá segmentar el sistema en unidades con similares características para aplicar el análisis de riesgos.

El sistema de evaluación de riesgos es implementado en un caso ejemplo, del cual es posible constatar la sensibilidad de los resultados respecto a la ponderación efectuada para cada uno de los criterios de evaluación. Además se verifica la efectividad del sistema de evaluación al obtener mayores puntajes de riesgo en aquellas zonas donde la tubería del caso ejemplo falló.

Para la estimación de la probabilidad de falla en una tubería con corrosión se evalúa su presión de ruptura de acuerdo a los modelos ASME B31G, ASME B31G Modificado, DNV RP-F101 y Netto (2005). La simulación de confiabilidad estructural se realiza mediante métodos de primer orden (FORM) en el software COMREL, la cual es validada mediante simulación de Monte Carlo con el software MATLAB.

Mediante el software COMREL se realiza un análisis de sensibilidad de las variables aleatorias que determinan la confiabilidad de una línea de piping, siendo esta altamente sensible a la profundidad de desperfecto causado por la corrosión.

Se elabora un software de confiabilidad estructural mediante la extensión GUI de MATLAB que permite la evaluación de probabilidad de falla, riesgo, frecuencia óptima de inspecciones y probabilidad de detección de desperfectos de corrosión.

Agradecimientos

Al finalizar este proceso quisiera agradecer a mi madre María por su apoyo incondicional, cariño y preocupación constante. Sin duda esto no hubiera sido posible sin su constante lucha y abnegación.

A mis hermanos Karina y Joaquín, quienes día a día me enseñan cómo se construye la felicidad.

A mi compañera Viviana, cuya tierna devoción, valentía y pasión por la vida no hacen más que confirmar que vivo en el mejor de los mundos posibles.

A los profesores Alejandro Font y Eduardo Salamanca por su comprensión, paciencia y apoyo a lo largo del desarrollo de mi trabajo de título.

A mis amigos y hermanos constructores, los de ayer y mañana, compañeros inagotables en la construcción de un nuevo mundo y un nuevo hombre.

Tabla de contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Antecedentes generales	1
1.2.	Motivación	1
1.3.	Objetivos	2
1.3.1.	Objetivo general	2
1.3.2.	Objetivos específicos	2
1.4.	Alcances	2
2.	Antecedentes	3
2.1.	Análisis de riesgo	3
2.2.	Modelos para la evaluación del riesgo en líneas de piping	4
2.2.1.	Evaluación de riesgo de forma cualitativa	4
2.2.2.	Evaluación de riesgo de forma cuantitativa	5
2.2.3.	Evaluación del riesgo semi – cuantitativa	5
2.3.	Procedimiento de análisis de riesgo	6
2.3.1.	Identificación de escenarios que originan fallas en el equipo	7
2.3.2.	Identificación de mecanismos de deterioro y modos de falla	9
2.3.3.	Evaluación de probabilidad de falla	9
2.3.4.	Evaluación de la consecuencia de falla	10
2.3.5.	Cálculo del riesgo	10
2.3.6.	Gestión del riesgo	10
2.4.	Estrategias para la asignación cualitativa del riesgo	11
2.4.1.	Metodología DELPHI	11
2.4.2.	Proceso de Jerarquización Analítica	12
2.5.	Mecanismos de falla en líneas de piping	14
2.5.1.	Principales causas raíces en la falla de líneas de piping	14
2.5.2.	Principales modos de falla en líneas de piping	15
2.6.	Determinación de resistencia residual en tuberías con defectos por corrosión	16
2.6.1.	Procedimiento de evaluación en norma ASME B31G	20
2.6.2.	Longitud de defecto admisible en norma ASME B31G	22
2.7.	Métodos de análisis para la evaluación de confiabilidad estructural	23

2.7.1.	Probabilidad de falla y confiabilidad estructural mediante simulación.....	24
2.7.2.	Métodos de integración y simulación para el problema de confiabilidad	26
2.7.3.	Simulación mediante método de Monte Carlo	27
2.7.4.	Método de confiabilidad de primer orden (FORM)	28
2.7.5.	Método de confiabilidad de segundo orden (SORM).....	35
3.	Metodología	37
3.1.	Metodología para la elaboración de modelo de asignación de puntaje de riesgos	37
3.1.1.	Segmentación	37
3.1.2.	Etapa 2: Criterios de evaluación.....	37
3.1.3.	Matrices de evaluación de riesgo.....	38
3.1.4.	Información	38
3.1.5.	Consecuencia de incumplimiento de normas y procedimientos técnicos.....	38
3.1.6.	Ejemplo.....	38
3.2.	Metodología para la evaluación de confiabilidad estructural en una tubería con desperfecto por corrosión.....	38
3.2.1.	Determinación de dimensiones, condiciones operacionales y tamaños de desperfecto para la evaluación de confiabilidad estructural de una tubería.....	39
3.2.2.	Formulación de ecuación de estado límite	40
3.2.3.	Simulación de confiabilidad estructural	41
3.2.4.	Probabilidad de detección de desperfecto y riesgo de una tubería con desperfecto por corrosión	42
3.2.5.	Tasa de crecimiento de desperfectos por corrosión.....	43
3.2.6.	Probabilidad de detección de desperfectos.....	44
3.2.7.	Riesgo en línea de piping	44
4.	Resultados	46
4.1.	Modelo de evaluación de riesgos.....	46
4.1.1.	Restricciones del modelo de evaluación de riesgos.....	46
4.1.2.	Fuentes de riesgo y modos de falla considerados.....	46
4.1.3.	Propuesta de modelo de evaluación de riesgo	47
4.2.	Estrategia de segmentación.....	49
4.3.	Tablas y matrices de evaluación: Materiales	50
4.3.1.	Trazabilidad de materiales.....	51
4.3.2.	Corrosión atmosférica: Tipo de atmósfera	53

4.3.3.	Corrosión atmosférica: Protección a la atmósfera.....	54
4.3.4.	Corrosión atmosférica: Exposición a la Atmósfera.....	55
4.3.5.	Corrosión interna: Corrosividad del producto.....	56
4.3.6.	Corrosión interna: Protección a la corrosión interna.....	58
4.3.7.	Corrosión subsuperficial: Corrosividad del suelo.....	59
4.3.8.	Corrosión Subsuperficial: Corrosión mecánica.....	61
4.3.9.	Corrosión subsuperficial: Sistema de protección catódica.....	62
4.3.10.	Corrosión subsuperficial: Potencial de interferencia.....	64
4.3.11.	Corrosión Subsuperficial: Tipo de Revestimiento.....	65
4.4.	Tablas y matrices de evaluación de riesgo: Diseño.....	68
4.4.1.	Memorias de cálculo y gestión de la información.....	69
4.4.2.	Factor de seguridad: Presión interna.....	70
4.4.3.	Factor de seguridad: Viento.....	72
4.4.4.	Factor de seguridad: Temperatura.....	73
4.4.5.	Factor de seguridad: Apoyos y soportes.....	74
4.4.6.	Factor de seguridad: Movimientos Sísmicos.....	75
4.4.7.	Factor de seguridad: Flexibilidad.....	76
4.4.8.	Fatiga: Ciclo de Presión.....	77
4.4.9.	Fatiga: Tenacidad del material.....	79
4.4.10.	Fatiga: Intensificadores de esfuerzo.....	80
4.4.11.	Aumento repentino de presión: Magnitud.....	81
4.4.12.	Aumento repentino de presión: Elementos disipadores.....	82
4.5.	Tablas y matrices de evaluación de riesgo: Construcción.....	84
4.5.1.	Construcción: Calificación de procedimientos de soldadura.....	85
4.5.2.	Construcción: Certificación de soldadores.....	88
4.5.3.	Construcción: Inspección y ensayos de soldaduras.....	90
4.5.4.	Construcción: Alineación.....	93
4.5.5.	Construcción: Uniones por flanges y empaquetaduras.....	94
4.5.6.	Construcción: Test de presión.....	95
4.5.7.	Construcción: Pruebas de funcionamiento de equipos.....	97
4.6.	Asignación de ponderaciones para criterios de evaluación de una línea de piping.....	99
4.6.1.	Asignación directa de ponderación para fuentes de falla.....	102

4.6.2.	Asignación de ponderación por estrategia de jerarquización analítica.....	102
4.7.	Indicador de consecuencia de falla	106
4.7.1.	Costos por pérdida de producción	107
4.7.2.	Costos de inspección	107
4.7.3.	Costos de reparación.....	107
4.7.4.	Costos medioambientales	108
4.8.	Simulación de confiabilidad estructural en líneas de piping	109
4.8.1.	Dimensiones y condiciones operacionales de tubería	109
4.8.2.	Simulación FORM en modelo ASME B31G	111
4.8.3.	Simulación FORM en modelo ASME B31G modificado	112
4.8.4.	Simulación FORM en modelo DNV RP-F101	112
4.8.5.	Simulación FORM en modelo Netto (2005)	113
4.8.6.	Comparación de modelos para la estimación de presión de ruptura de acuerdo a la profundidad de desperfecto con simulación FORM.....	114
4.8.7.	Comparación de modelos para la estimación de presión de ruptura de acuerdo a la profundidad de desperfecto para simulación FORM.....	116
4.8.8.	Análisis de sensibilidad	119
4.8.9.	Simulación con metodología Monte Carlo.....	122
4.8.10.	Simulación Monte Carlo en modelo ASME B31G	122
4.8.11.	Simulación Monte Carlo en modelo ASME B31G modificado	124
4.8.12.	Simulación Monte Carlo en modelo DNV RP-F101	125
4.8.13.	Simulación Monte Carlo en modelo Netto (2005).....	126
5.	Implementación de sistema de análisis de riesgo.....	128
5.1.	Descripción de la línea de piping.....	128
5.2.	Asignación de ponderaciones en criterios de falla.....	130
5.3.	Segmentación de línea de piping	134
5.4.	Resultados puntaje indicador de falla en Materiales.....	136
5.5.	Resultados puntaje indicador de falla en Diseño	138
5.6.	Resultados puntaje indicador de falla en Construcción	140
5.7.	Resumen resultados indicadores de falla	141
6.	Implementación de simulación de confiabilidad estructural.....	142
6.1.	Inicialización de valores	142
6.2.	Cálculo de probabilidad de falla	143

6.3. Probabilidad de detección	145
6.4. Riesgo global	145
6.5. Frecuencia de inspecciones.....	146
7. Conclusiones	148
8. Bibliografía.....	150

Índice de Tablas

Tabla 1 Escala de asignación numérica a variables lingüísticas [7].....	13
Tabla 2 Resumen estándares para cálculo de presión de ruptura en base a ecuación NG-18	19
Tabla 3 Relaciones de tamaño de desperfecto respecto a dimensiones de tubería.....	39
Tabla 4 Distribución de probabilidad en variables aleatorios para modelos de presión de ruptura en línea de piping	40
Tabla 5 Nivel de detección en inspección con ultrasonido	44
Tabla 6 Criterios de segmentación	50
Tabla 7 Asignación de puntaje en trazabilidad de materiales	52
Tabla 8 Asignación de puntaje de acuerdo al tipo de atmósfera	54
Tabla 9 Asignación de puntaje de acuerdo a Protección a la Atmósfera	55
Tabla 10 Asignación de puntaje de acuerdo a Exposición a la Atmósfera	56
Tabla 11 Asignación de puntaje de acuerdo a Corrosividad del producto	58
Tabla 12 Asignación de puntaje de acuerdo a la protección a la corrosión interna de la cañería	59
Tabla 13 Asignación de puntaje de acuerdo a Corrosividad del suelo.....	61
Tabla 14 Parejas material/ambiente en agrietamiento por corrosión bajo tensión.....	61
Tabla 15 Asignación de puntaje de acuerdo a condiciones de corrosión mecánica.....	62
Tabla 16 Asignación de puntaje de acuerdo al Sistema de protección catódica	64
Tabla 17 Asignación de puntaje de acuerdo a potencial de interferencia	65
Tabla 18 Matriz de asignación de puntaje de acuerdo a calidad de material y calidad de aplicación de revrtimiento	67
Tabla 19 Asignación de puntaje de acuerdo a existencia y calidad de memorias de cálculo	70
Tabla 20 Asignación de puntaje de acuerdo a factor de seguridad en presión interna.....	71
Tabla 21 Asignación de puntaje de acuerdo a efecto de viento en el diseño del sistema.....	72
Tabla 22 Asignación de puntaje de acuerdo a uso de variación térmica en diseño de la línea de piping	74
Tabla 23 Asignación de puntaje de acuerdo a criterios considerados durante el diseño de soportes del sistema.....	75

Tabla 24 Asignación de puntaje en base a uso de norma sísmica para diseño de línea de piping	76
Tabla 25 Asignación de puntaje de acuerdo diseño de flexibilidad en línea de piping.....	77
Tabla 26 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a ciclo de presión en diseño de línea de piping	78
Tabla 27 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a material de diseño	80
Tabla 28 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a intensificadores de esfuerzos en diseño de cañería	81
Tabla 29 Asignación de puntaje de acuerdo a procedimiento de diseño en magnitud de golpe de ariete.....	82
Tabla 30 Asignación de puntaje de acuerdo a uso de elementos disipadores de sobrepresiones en diseño de cañería.....	83
Tabla 31 Asignación de puntaje de acuerdo a especificaciones técnicas de soldadura en línea de piping	88
Tabla 32 Asignación de puntaje de acuerdo a la certificación de soldadores en construcción de línea de piping.....	90
Tabla 33 Asignación de puntaje de acuerdo a inspección de soldaduras durante construcción de línea de piping.....	92
Tabla 34 Asignación de puntaje de acuerdo a alineación de elementos durante la construcción de la línea de piping.....	94
Tabla 35 Asignación de puntaje de acuerdo a desarrollo de uniones por flanges en líneas de piping	95
Tabla 36 Asignación de puntaje de acuerdo a prueba de presión en construcción de línea de piping	97
Tabla 37 Asignación de puntaje de acuerdo a pruebas de funcionamiento y puesta en marcha de equipos en la construcción de línea de piping	98
Tabla 38 Asignación de ponderación en nivel 1 de fuentes de falla	100
Tabla 39 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Materiales	100
Tabla 40 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Diseño	101
Tabla 41 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Construcción.....	101
Tabla 42 Escala de asignación numérica en jerarquización analítica de fuentes de falla ..	103
Tabla 43 Matriz de comparación de fuentes de falla en el nivel “Factor de Seguridad” ...	103

Tabla 44 Llenado de matriz de comparación de fuentes de falla en el nivel “Factor de Seguridad”	104
Tabla 45 Ejemplo asignación de puntaje de ponderación en AHP.....	105
Tabla 46 Resultados ponderación ejemplo por proceso de jerarquización analítica.....	105
Tabla 47 Factores a considerar en asignación de consecuencia de falla para materiales ignicibles.....	106
Tabla 48 Factores a considerar en asignación de consecuencia de falla para materiales no ignicibles.....	106
5. Tabla 49 Dimensiones y condiciones operacionales caso ejemplo.....	110
Tabla 50 Variables aleatorias simulación confiabilidad estructural.....	110
Tabla 51 Largo de desperfecto en simulación de confiabilidad estructural	110
Tabla 52 Profundidad de desperfecto en simulación de confiabilidad estructural	111
Tabla 53 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en ASME B31G	111
Tabla 54 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en ASME B31G modificado	112
Tabla 55 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en DNV RP-F101	113
Tabla 56 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en Netto (2005).....	113
Tabla 57 Probabilidad de falla en profundidad entre 10% y 30% para L/D=1	114
Tabla 58 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en ASME B31G con simulación Monte Carlo.....	123
Tabla 59 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en ASME B31G Modificado con simulación Monte Carlo.....	124
Tabla 60 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en DNV RP-F101 con simulación Monte Carlo	125
Tabla 61 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en Netto (2005) con simulación Monte Carlo.....	126
Tabla 62 Especificaciones técnicas línea de piping en implementación de sistema de evaluación.....	129
Tabla 63 Ponderación global de criterios de falla jerarquizadas de mayor a menor porcentaje	134
Tabla 64 Resultados puntaje indicador de falla en Materiales (segmento 1 -2).....	136
Tabla 65 Resultados puntaje indicador de falla en Materiales (segmento 3 -7).....	137

Tabla 66 Resultados puntaje indicador de falla en Diseño (segmento 1 -2)	138
Tabla 67 Resultados puntaje indicador de falla en Diseño (segmento 3 -7)	139
Tabla 68 Resultados puntaje indicador de falla en Construcción (segmento 1 -2)	140
Tabla 69 Resultados puntaje indicador de falla en Construcción (segmento 3 -7)	140
Tabla 70 Resumen segmentos de evaluación	141

Índice de Figuras

Figura 2-1 Matriz de asignación de puntajes en la evaluación de riesgos.....	5
Figura 2-2 Etapas análisis de riesgo	7
Figura 2-3 Ciclo de evaluación DELPHI	11
Figura 2-4 Estructura de desarrollo de AHP	12
Figura 2-5 Causas raíces de modos de falla en tuberías	15
Figura 2-6 Esfuerzos sobre tramo unitario de tubería	17
Figura 2-7 Aproximación de área de desperfecto por corrosión	18
Figura 2-8 Procedimiento de norma ASME B31G para cálculo de resistencia remanente en tuberías con defectos por corrosión.....	21
Figura 2-9 Largo y profundidad de desperfecto en norma ASME B31G	22
Figura 2-10 Curva para determinar el valor de B.....	23
Figura 2-11 Región de falla en resistencia y sollicitación sujetas a un comportamiento aleatorio	25
Figura 2-12 Representación de función de estado límite en distribución de probabilidad conjunta	26
Figura 2-13 Representación gráfica del problema de integración de la función de estado límite.....	29
Figura 2-14 Visualización de contornos de igual función densidad de probabilidad y función de estado límite.....	29
Figura 2-15 Transformación al espacio normal estándar de una variable aleatoria	31
Figura 2-16 Representación gráfica del problema de integración en el dominio de la distribución normal estándar	32
Figura 2-17 Visualización de contornos de igual densidad de probabilidad transformados al espacio normal estándar.....	32
Figura 2-18 Punto de intersección de la función de estado límite con el espacio de variables aleatorias normal estándar para la determinación de MPP e índice de confiabilidad	34
Figura 2-19 Determinación de MPP e índice de confiabilidad	35
Figura 2-20 Representación gráfica aproximación SORM	36
Figura 3-1 Procedimiento algoritmo de búsqueda de índice de confiabilidad	41
Figura 3-2 Procedimiento simulación de Monte Carlo	42
Figura 3-3 Ciclo de inspecciones y reparaciones en una línea de piping	43

Figura 4-1 Estructura asignación puntaje de riesgo.....	47
Figura 4-2 Proceso de evaluación de riesgo en línea de piping.....	49
Figura 4-3 Diagrama criterios de evaluación en gestión y selección de materiales	51
Figura 4-4 Diagrama criterios de evaluación en Normas y Procedimientos de Diseño	69
Figura 4-5 Diagrama criterios de evaluación en normas y procedimientos de construcción	84
Figura 4-6 Especificación de geometría en unión soldada para construcción de línea de piping	86
Figura 4-7 Proceso de asignación de ponderación por estrategia de jerarquización analítica	102
Figura 4-8 Proceso de simulación de confiabilidad estructural.....	109
Figura 4-9 Probabilidad de falla respecto a profundidad de desperfecto con $L/D=1$	115
Figura 4-10 Probabilidad de falla respecto a profundidad de desperfecto entre 10% y 30 % con $L/D=1$	115
Figura 4-11 Probabilidad de falla respecto a profundidad de desperfecto entre 10% y 20 % con $L/D=1$	116
Figura 4-12 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.1$	117
Figura 4-13 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.3$	117
Figura 4-14 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.5$	118
Figura 4-15 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.8$	118
Figura 4-16 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad ASME B31G.....	120
Figura 4-17 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad ASME B31G Modificado	120
Figura 4-18 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad DNV RP-F101	121
Figura 4-19 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad en modelo Netto (2005).....	121
Figura 4-20 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo ASME B31G ...	123
Figura 4-21 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo ASME B31G Modificado	124
Figura 4-22 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo DNV RP-F101.	125
Figura 4-23 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo Netto (2005)	126
Figura 5-1 Ubicación línea de piping	129
Figura 5-2 Diagrama de posición de equipos e instalaciones de línea de piping	130

Figura 5-3 Ponderación de categorías principales de fuentes de falla.....	131
Figura 5-4 Diagrama ponderación criterios de falla en Materiales	131
Figura 5-5 Diagrama ponderación criterios de falla en Diseño.....	132
Figura 5-6 Diagrama ponderación criterios de falla en Construcción.....	133
Figura 5-7 Segmentación línea de piping.....	135
Figura 6-1 Ingreso de valores software confiabilidad estructural	143
Figura 6-2 Cálculo de probabilidad de falla en software de confiabilidad estructural.....	144
Figura 6-3 Probabilidad de detección en software de confiabilidad estructural.....	145
Figura 6-4 Riesgo global y profundidad de desperfecto máxima en software de confiabilidad estructural	146
Figura 6-5 Frecuencia de inspecciones y costo esperado en software de confiabilidad estructural	147

1. Introducción

1.1. Antecedentes generales

La evaluación de riesgos en áreas concernientes al diseño y construcción de instalaciones industriales es fundamental para garantizar el éxito en la posterior operación y la confiabilidad de los procesos.

En el caso de una línea de piping, la gestión de los procedimientos usados en el diseño mecánico en conjunto a la información relativa a materiales y procesos constructivos resulta vital para asegurar el funcionamiento de equipos bajo condiciones de operación variables.

Para la evaluación de riesgos en activos físicos usualmente se utilizan tablas y matrices cuyo objetivo es sistematizar la información disponible, asignando un puntaje de riesgo de acuerdo a rangos de funcionamiento o cualidades predefinidas.

La evaluación de riesgo en el diseño y construcción de cada unidad de una línea de piping permite el desarrollo de criterios técnicos que a futuro, durante la operación, permitirán tomar los resguardos necesarios con el fin de mitigar posibles impactos causados por la falla de equipos.

1.2. Motivación

Gran parte de los procesos industriales requiere de líneas de piping para el transporte de fluidos y gases en sus operaciones. Las líneas de piping son ampliamente utilizadas en la producción de alimentos, transporte de combustibles, transporte de minerales, suministro de gases y líneas de procesos en general.

En líneas de piping destinadas al transporte de materiales peligrosos, además de la necesidad de reducir los costos de instalación, operación y mantención de la línea, es fundamental un plan de minimización de riesgos que contemple la evaluación de condiciones de diseño y construcción, así como las posibles fallas y sus costos asociados. El análisis de riesgo, por lo tanto, debe abarcar tanto el análisis de activos, como los posibles efectos de la falla sobre el medioambiente y las personas.

Contar con un sistema de análisis, capaz de integrar tanto aspectos cualitativos como cuantitativos a la evaluación de riesgos, permite plantear actividades destinadas a corregir posibles deficiencias en los procedimientos de diseño y construcción, así como la optimización de la mantención y operación del sistema al establecer prioridades de inversión y asignar recursos para la mitigación de posibles fallas.

La ingeniería civil mecánica, mediante el análisis de normas técnicas usadas en procedimientos de diseño y construcción, además de la simulación y análisis de la

probabilidad de falla en una línea de piping, puede entregar herramientas de decisión que contribuyan a un mejor desempeño de equipos y la reducción de costos en las operaciones. El trabajo presente en este informe pretende ser un aporte a los sistemas de evaluación de riesgos existentes para líneas de piping, contribuyendo a la comprensión de los diversos modos de falla a los cuales se encuentra expuesto un sistema de cañerías, y sus respectivos efectos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

- Diseñar e implementar un sistema de análisis de riesgo para líneas de piping.

1.3.2. Objetivos específicos

- Establecer una metodología para la clasificación de información y agrupación de los componentes que constituyen una línea de piping, obteniendo unidades de análisis en las cuales aplicar el sistema de evaluación de riesgos.
- Identificar fuentes de riesgo en el diseño y construcción, además de los principales modos de falla en una línea de piping.
- Proponer un modelo de análisis de riesgo que contemple aspectos cualitativos y cuantitativos de una línea de piping.
- Crear tablas y matrices de evaluación de riesgo.
- Obtener la confiabilidad estructural de un segmento de cañería mediante simulación.
- Implementar el modelo de análisis propuesto en la evaluación del riesgo de una cañería como ejemplo.

1.4. Alcances

El sistema de evaluación de riesgo desarrollado en este trabajo contempla la creación de matrices de evaluación para el análisis de los procedimientos utilizados en el diseño, construcción y gestión de materiales de una línea de piping. Esta evaluación se realiza como una forma de diagnosticar el cumplimiento de procedimientos y normas técnicas, entregando un puntaje indicador de riesgo que no necesariamente representa a la probabilidad de falla de la línea de piping.

En forma adicional se determina la confiabilidad estructural de un segmento de cañería mediante el uso de softwares de simulación estructural.

El análisis de confiabilidad estructural se realiza orientado a la obtención de la probabilidad de falla de segmentos de cañerías con pérdida de material causado por la corrosión.

2. Antecedentes

2.1. Análisis de riesgo

Los sistemas y métodos de análisis de riesgo toman vital importancia en instalaciones donde la disponibilidad y confiabilidad de los equipos es fundamental para el correcto desarrollo de sus procesos productivos.

El proceso de asignación de riesgos consiste en determinar la probabilidad de que ocurra un determinado evento perjudicial, y sus respectivas consecuencias. El riesgo de falla de un equipo se encuentra determinado por un evento de falla, la probabilidad de que el evento de falla ocurra, y la consecuencia de ocurra el evento de falla [1].

En el caso del análisis de riesgo de líneas de piping, usualmente se utilizan matrices de evaluación de riesgo destinadas a verificar el cumplimiento de procedimientos de diseño y construcción de acuerdo a las normas técnicas aplicables al sistema, además de la identificación de los principales modos de falla y las consecuencias asociadas con el fin de clasificar y jerarquizar las posibles maneras en que la línea de piping fallará a futuro durante la operación u mantención.

La evaluación de la línea de piping permite contar con un indicador del riesgo que contribuye a la planificación de acciones destinadas a disminuir la probabilidad de riesgo y mitigar los posibles impactos de la falla, además de la validación de procedimientos de diseño, manejo de materiales y construcción.

Una vez que se tiene la información suficiente como para analizar las condiciones de diseño, manejo de materiales, construcción, operación y mantención de una línea de piping, es necesario establecer un criterio para cuantificar la importancia asignada a cada uno de las fuentes de riesgo detectadas en el sistema.

Para la evaluación del riesgo en líneas de piping se debe visualizar al conjunto de activos como un sistema complejo, donde las condiciones medioambientales, de operación y mantención se encuentran en constante cambio a lo largo del tiempo. Debido a esto, la evaluación del riesgo de una línea de piping no puede ser considerada de manera completamente determinista, ni de manera completamente aleatoria. El uso de matrices de riesgo permite conciliar ambas visiones asociando un porcentaje de riesgo a cada uno de los aspectos y variables que determinan la probabilidad de falla del sistema durante la operación, o la utilización de normas técnicas y criterios de diseño, gestión de materiales y construcción acordes a los requerimientos del proyecto.

2.2. Modelos para la evaluación del riesgo en líneas de piping

El objetivo de un modelo de evaluación de riesgos es describir la probabilidad de ocurrencia de posibles escenarios de pérdida de funcionalidad en una línea de piping, y sus respectivas consecuencias desde la perspectiva de la operación y mantención del sistema.

Si se visualiza el análisis desde las etapas de diseño, gestión de materiales y procedimientos de construcción, el análisis de riesgo tiene por objetivo verificar el cumplimiento de procedimientos y normas técnicas acordes a las características de la instalación, y de este modo, evitar posibles fallas originadas por condiciones de funcionamiento no aleatorias.

En general es posible considerar tres tipos de modelos de asignación de riesgos en líneas de piping: un modelo cualitativo, cuantitativo y uno semi – cuantitativo [2].

2.2.1. Evaluación de riesgo de forma cualitativa

En la evaluación cualitativa de riesgos durante el diseño y construcción de una línea de piping, es asignada por un experto, o un grupo de expertos en el área con el fin de evaluar los procedimientos utilizados durante la gestación del proyecto, y su posible impacto en la confiabilidad de la operación y mantención del sistema. Usualmente para éste fin es usada una matriz de riesgo, la cual representa en uno de sus ejes la probabilidad de falla, y en el otro la respectiva consecuencia.

Para la asignación del puntaje de riesgo en cada variable se utiliza una escala numérica (por ejemplo desde 1 a 5) que da cuenta del rango de probabilidad de que el evento ocurra, además del rango de consecuencias posibles. Una de las ventajas de este sistema es la posibilidad de tabular rápidamente la opinión de expertos en el área, o personas con vasta experiencia capaces de dar una visión cualitativa de la probabilidad de que una falla ocurra. Un ejemplo en la asignación de puntaje de riesgo en un modelo matricial se observa en la Figura 2-1 [3].

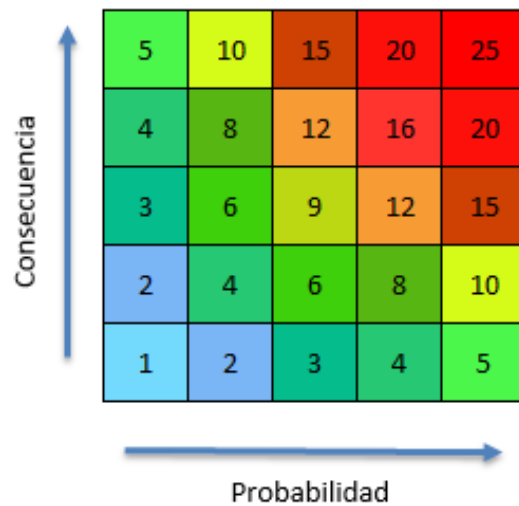


Figura 2-1 Matriz de asignación de puntajes en la evaluación de riesgos

2.2.2. Evaluación de riesgo de forma cuantitativa

La evaluación de riesgos cuantitativa se fundamenta en determinar la probabilidad de falla del equipo mediante el análisis del registro de fallas histórico y la respectiva evaluación de la consecuencia de la falla. En caso de que el equipo no cuente con un número de fallas tal que permita concluir respecto a la probabilidad de falla, se realizan simulaciones de los modos de falla posibles de caracterizar mediante una función de degradación. La asignación de riesgos de forma cuantitativa sigue 4 pasos básicos [3]:

- Estimación de la probabilidad de falla.
- Determinación de la consecuencia de falla.
- Cálculo del riesgo (producto entre la probabilidad de falla y la consecuencia de la falla).
- Evaluación del riesgo.

Uno de los problemas de la evaluación de riesgo de forma cuantitativa es que esta por sí sola no da cuenta de la aparición de modos de falla imposibles de caracterizar mediante una distribución probabilística, por ejemplo la intervención de terceras personas.

2.2.3. Evaluación del riesgo semi – cuantitativa

La evaluación de riesgo semi – cuantitativa, o modelo de indexación, consiste en la asignación de un puntaje de riesgo a cada actividad o condición relacionada con la línea de piping involucrando la mayor cantidad de información disponible del sistema.

El modelo de indexación se formula un indicador de riesgo para cada unidad de análisis por separado, para luego obtener un indicador de riesgo global del sistema, lo que permite asignar prioridades y recursos a equipos y unidades críticas.

Además, permite conciliar la asignación de puntajes de riesgos en variables cualitativas (seguridad, accesibilidad, formación técnica del operador, etc.) con la asignación de puntajes de riesgos emanados desde un análisis cuantitativo (espesor de cañería, cargas, condiciones de operación, corrosión, etc.), obteniendo un indicador de riesgo global capaz de concertar distintas visiones sobre la evaluación del riesgo [1].

2.3. Procedimiento de análisis de riesgo

El análisis de riesgo de instalaciones complejas requiere el uso de distintas estrategias para considerar la mayor cantidad posible de variables que determinan el riesgo de un equipo. Al finalizar la ejecución de un análisis de riesgo se debe tener plena certeza de que se satisfacen las siguientes características [2]:

- La totalidad de sistemas y subsistemas fueron considerados para la realización del análisis de riesgo.
- En todos los componentes del sistema se realizó una evaluación estandarizada.
- Todos los escenarios de fallas y accidentes fueron identificados y analizados con el detalle suficiente.

La realización de un análisis de riesgo sobre un sistema contempla, a lo menos, la realización de las etapas mostradas en la Figura 2-2.

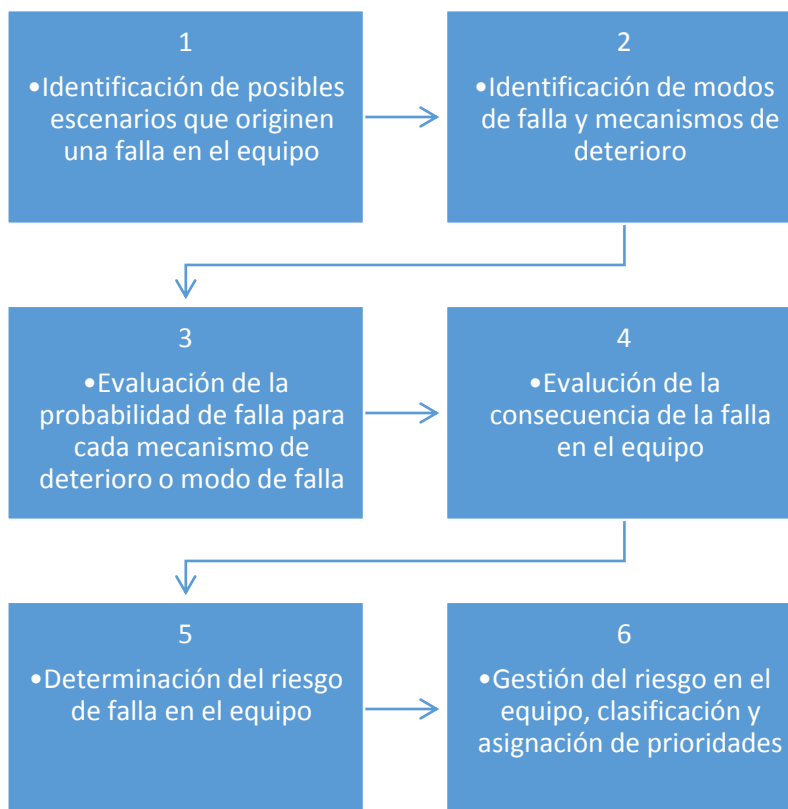


Figura 2-2 Etapas análisis de riesgo

2.3.1. Identificación de escenarios que originan fallas en el equipo

Un escenario de falla puede ser comprendido como el conjunto de circunstancias que inducen un deterioro del equipo, y por consiguiente una posible de falla con su respectiva consecuencia. A continuación se describen diferentes técnicas para identificar las condiciones de operación o mantenimiento capaces de originar una posible falla en el equipo.

Hazard and Operability Study (HAZOPS)

Los estudios sobre la amenaza y operación de un sistema (HAZOPS) corresponden a un tipo de lluvia de ideas estructurada, dirigida por un equipo destinado a la identificación de potenciales variaciones en las condiciones operacionales del sistema y sus posibles consecuencias. Usualmente es utilizado un cuestionario guía con el fin de extraer la mayor cantidad de información posible desde los participantes del estudio.

La técnica HAZOPS contempla tanto las variaciones en las condiciones del proceso, como las variaciones producidas por los operadores de la planta [3].

Failure Modes and Effects Analysis (FMEA)

El análisis de modos de fallas y efectos corresponde a una estructura de análisis cualitativo destinado a predecir posibles secuencias de eventos capaces de direccionar a un sistema hacia la falla, además de identificar las consecuencias asociadas al sistema.

El método FMEA consiste en una secuencia de pasos que comienzan con el análisis de la función desarrollada por el equipo, las condiciones que permitieron la pérdida de la funcionalidad y el modo de falla asociado. Junto a la consecuencia de falla es posible determinar el riesgo para cada componente del sistema, lo cual a su vez, permite elaborar rankings de riesgo sobre los cuales debe priorizar el operador.

Una de las desventajas del sistema FMEA es que provee una visión limitada sobre la confiabilidad del sistema al no considerar la ocurrencia de múltiples modos de falla en forma simultánea, sin embargo, provee información valiosa sobre las condiciones de operación y diseño del sistema [4].

Fault tree analysis (FTA)

El análisis de árbol de falla es una metodología de análisis deductivo en el cual un evento no deseado es analizado al combinar una serie de eventos previos que lo originan. En el árbol de fallas, el proceso deductivo es capaz de involucrar todos los modos de fallas que contribuyen a la ocurrencia del evento inicial.

La representación gráfica del árbol de fallas permite visualizar la interacción entre los modos de fallas y eventos del sistema, permitiendo combinar además criterios cualitativos y cuantitativos para la asignación de la probabilidad de fallas en los eventos previos.

Event tree analysis (ETA)

El análisis por árboles de eventos consiste en una metodología inductiva mediante la cual se identifican los escenarios posibles resultantes de la aparición de una falla. El análisis comienza identificando una falla inicial y su eventual desarrollo en el funcionamiento y disponibilidad del sistema.

El análisis por árbol de eventos se encuentra centrado principalmente en aspectos de seguridad operacional y las consecuencias de la falla, por lo que no es completamente efectivo en la determinación de las causas de la falla en el equipo [4].

Human Reliability Analysis (HRA)

El análisis basado en la confiabilidad humana cuantifica la interacción entre las personas y equipos. Corresponde a la evaluación sistemática de los factores que influyen el comportamiento de las personas respecto a la operación y mantenimiento del sistema.

Esta metodología se enfoca en la detección de fallas originadas por errores de la operación, por lo que plantea el rediseño de sistemas con el fin de disminuir las probabilidades de falla causadas por los operarios [2].

Sistemas basados en la opinión de expertos

Los sistemas basados en la opinión de expertos se fundamentan en la experiencia de profesionales dedicados al diseño, operación y mantenimiento de equipos. Este tipo de metodología de análisis se basa en la sistematización de la opinión de expertos cuando existe

una cantidad de información o registro histórico de fallas demasiado limitado como para poder evaluar la probabilidad de falla en un equipo.

Uno de los problemas en la evaluación de expertos es la posible subjetividad al momento de asignar un valor de riesgo a alguna variable o componente del sistema, es por eso que para validar un sistema de opinión de expertos es necesario tabular una cantidad de opiniones tal que permita plantear una distribución de probabilidad en torno al riesgo evaluado.

Uno de los métodos más ampliamente usados en la síntesis de opiniones de expertos es la metodología Delphi [4].

2.3.2. Identificación de mecanismos de deterioro y modos de falla

Usualmente los mecanismos de deterioro y modos de falla son identificados en forma conjunta con los escenarios que inducen fallas en los equipos. La identificación de los modos de falla de un sistema requiere de un análisis exhaustivo capaz de reconocer modos de fallas ocultos, o determinados por mecanismos de deterioro de largo plazo.

El proceso de identificación de los mecanismos de deterioro y modos de falla más importantes de un sistema usualmente se realiza mediante la combinación de una serie de estrategias, las cuales contemplan la identificación de materiales, equipos, procesos y mecanismos del sistema a analizar, además de la revisión de modos de fallas presentes en equipos parecidos, o en sistemas con similares condiciones de operación, junto al uso de normas técnicas y la consulta de expertos en el área [4].

2.3.3. Evaluación de probabilidad de falla

La probabilidad de falla es definida como la frecuencia media en la que se espera que ocurra un evento de falla en un período de tiempo dado.

Para la asignación de la probabilidad de falla se utilizan modelos cualitativos, cuantitativos y semi – cuantitativos, de acuerdo a la información disponible y al nivel de certeza que desea dar el operador al equipo analizado.

En el caso de las líneas de piping, usualmente son usadas matrices y evaluación de riesgos con el fin de abordar aspectos tanto cualitativos como cuantitativos del análisis de riesgo. Una visión global de la probabilidad de falla para un sistema de cañerías debe considerar, al menos, el riesgo de la intervención de terceros, parámetros de diseño, condiciones de operación, mantención y probabilidad de falla estructural [1]. Esta última, es posible de estimar mediante la simulación de las funciones que definen el comportamiento de la estructura en el tiempo.

2.3.4. Evaluación de la consecuencia de falla

La consecuencia de falla de un equipo abarca desde los costos propios de la organización al no contar con el equipo operativo, hasta los costos producidos por el daño medioambiental y su impacto en las personas.

En el caso de líneas de piping, cuando el impacto de la fuga no afecta a terceras personas, la consecuencia de la falla puede ser considerada como los costos de intervención, costos de repuestos y materiales, además de las pérdidas por la indisponibilidad del equipo.

Durante la evaluación de los costos de falla de una línea de piping se deben considerar al menos los siguientes factores [1]:

- Composición y propiedades físico químicas del fluido.
- Fuga potencial del fluido de acuerdo al modo de falla, condiciones de operación y tamaño de la cañería.
- La cantidad de fluido disponible para ser liberado en caso de falla.
- Medidas existentes para la detección de fugas y medios de aislamiento.
- La fase del fluido respecto a las condiciones atmosféricas del lugar.
- Las características de dispersión del fluido
- Impacto de las medidas de mitigación existentes

2.3.5. Cálculo del riesgo

El riesgo de falla para el sistema analizado corresponde a la combinación de la probabilidad de falla asignada y su respectiva consecuencia. En un modelo de análisis cualitativo, el riesgo es una apreciación aproximada de la probabilidad de falla y su respectiva consecuencia de acuerdo al rango de valores utilizado para asignar el puntaje de riesgo en el equipo, mientras que en un sistema cuantitativo, el valor del riesgo es el producto entre la probabilidad de falla calculada y la consecuencia de la falla medida.

Por lo tanto, el riesgo de un sistema debe ser analizado de acuerdo al modelo utilizado para su evaluación, ya que de acuerdo al foco del modelo, pueden existir distintas medidas de riesgo al ponderar los factores que determinan la probabilidad de falla de un equipo de manera distinta.

2.3.6. Gestión del riesgo

Una vez que es obtenido el indicador de riesgo para cada uno de los sistemas del equipo o instalación, se procede a programar una serie de actividades destinadas disminuir el riesgo de la pérdida de funcionalidad o incumplimiento de los objetivos de la organización.

La gestión del riesgo puede ser comprendida como el conjunto de acciones, recursos y estrategias llevadas a cabo para mejorar la confiabilidad de la instalación, o con el fin de mitigar las posibles consecuencias de falla.

2.4. Estrategias para la asignación cualitativa del riesgo

La asignación cualitativa del riesgo es utilizada en instalaciones donde no existe información suficiente como para aplicar análisis sustentados en el registro de fallas, o en las condiciones de operación del equipo.

Bajo estas circunstancias, la estimación de la probabilidad de falla descansa sobre apreciaciones cualitativas realizadas por un panel de expertos, idealmente con vasta experiencia en instalaciones similares a la cual se realiza el análisis.

Una de las grandes dificultades que presenta las técnicas de asignación de riesgo basado en la experiencia es la subjetividad que cada uno de los expertos imprime en la evaluación del sistema. Han surgido numerosos métodos con el fin de atenuar los rasgos subjetivos que surgen en la evaluación de expertos, entre los más usados para la asignación de riesgos en la gestión de activos físicos se encuentran la metodología DELPHI, y los procesos de jerarquización analítica (PJA) [3].

2.4.1. Metodología DELPHI

El método DELPHI consiste en la aplicación de un ciclo de evaluaciones realizadas por un grupo de expertos, donde los resultados parciales ponderados son retroalimentados al grupo evaluador, procediendo luego a realizar un nuevo ciclo de evaluación usando como base los resultados anteriormente obtenidos. Este sistema permite corregir puntajes de evaluación desviados por la visión subjetiva del evaluador, logrando un puntaje de riesgo producto del consenso de los evaluadores [5]. Ver Figura 2-3.

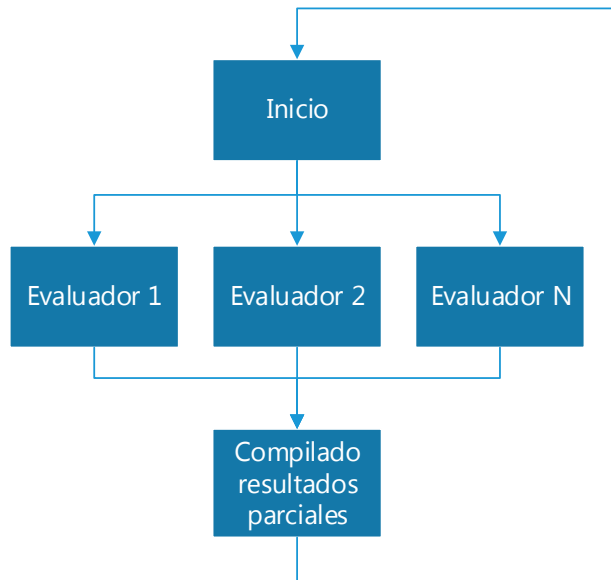


Figura 2-3 Ciclo de evaluación DELPHI

2.4.2. Proceso de Jerarquización Analítica

El proceso de jerarquización analítica, o *Analytical Hierarchy Process* (AHP), es un método de decisión multicriterio cuyo fin es obtener un listado de atributos jerarquizados de acuerdo a los requerimientos del sistema. La técnica fue desarrollada por Thomas L. Saaty, y en la gestión de activos físicos es utilizado como una aproximación preliminar que permite priorizar actividades de mantenimiento o análisis de un equipo.

El proceso AHP se resume en los siguientes pasos [6].

Definición del problema

Corresponde al reconocimiento del problema que requiere de un sistema de jerarquización multicriterio, se deben reconocer claramente los objetivos y factores que determina el proceso de evaluación.

Desarrollo de la estructura AHP

En esta etapa el problema es expresado como una estructura de jerarquización, simplificando el problema a un sistema de evaluación con un objetivo establecido, atributos y alternativas. Ver Figura 2-4.

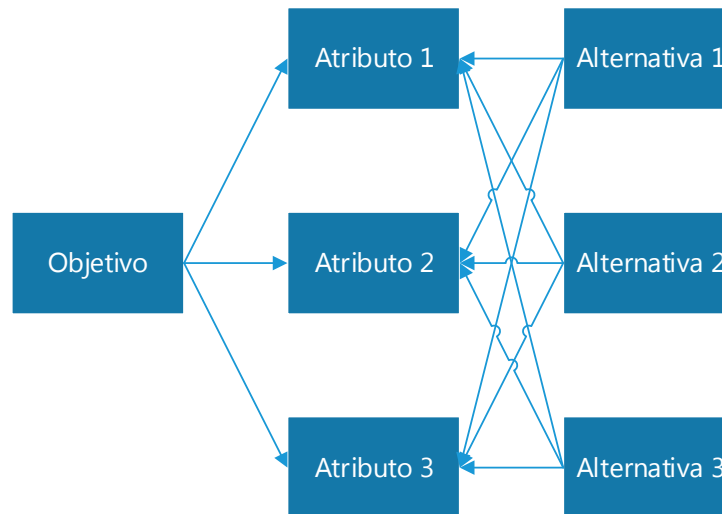


Figura 2-4 Estructura de desarrollo de AHP

Formación de matriz de comparación

Se forma una matriz de comparación donde a cada uno de los atributos analizados se asigna un puntaje de acuerdo a una tabla guía que transforma variables lingüísticas en variables numéricas. En la Tabla 1 se aprecia una escala de transformación propuesta por Saaty.

Tabla 1 Escala de asignación numérica a variables lingüísticas [7]

Valor numérico	Variable lingüística
1	Igual importancia
3	Importancia moderada
5	Fuertemente importante
7	Muy fuertemente importante
9	Extremadamente importante
2, 4, 6, 8	Valores intermedios en la escala

La matriz de comparación es una matriz cuadrada de tamaño $n \times n$, con n igual al número de atributos analizados. Cada uno de los componentes de la matriz corresponde a la razón entre el puntaje asignado para el atributo correspondiente a la fila de la matriz, y el puntaje asignado al atributo que corresponde a la columna de la matriz. La matriz expresada en la ecuación (1) corresponde a un ejemplo de construcción de matriz de comparación.

$$A = \begin{pmatrix} 1 & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & 1 & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \dots & \frac{w_n}{w_n} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Donde:

A: Matriz de comparación

w_i : Puntaje seleccionado para el atributo i , con $i = 1, \dots, n$

Obtención de matriz de comparación con la participación de más de un experto

Cuando la evaluación de la matriz de comparación queda en manos de más de un experto, es necesario combinar los resultados obtenidos con el fin de obtener una única matriz, y además atenuar el carácter subjetivo de la evaluación realizada.

Cada componente de la matriz A se determina usando media geométrica, como es posible de ver en la ecuación

$$a_{ij} = \left(\prod_{k=1}^n a_{ij}^k \right)^{1/N} \quad (2)$$

Donde:

a_{ij} : Componente conjugado de la matriz A , correspondiente a la razón del puntaje de la alternativa i sobre la alternativa j .

a_{ij}^k : Componente de la matriz A^k , la cual corresponde a la evaluación realizada por el evaluador número k .

N : Número total de evaluadores.

Estimación de pesos relativos

Para cada matriz de comparación son calculados los pesos relativos de cada atributo analizado, el peso relativo es el indicador de prioridad que representa cuán influyente son los atributos respecto a los objetivos planteados.

El cálculo del peso relativo se obtiene de la ecuación (3).

$$(A - \lambda_{max}I) \times W = 0 \quad (3)$$

Donde:

W : Vector de pesos relativos.

λ_{max} : Máximo valor propio de la matriz A .

I : Matriz unitaria.

2.5. Mecanismos de falla en líneas de piping

La falla de una línea de piping puede ser clasificada en mecanismos de falla dependientes del tiempo y mecanismos de falla independientes del tiempo. Entre los dependientes del tiempo se encuentran corrosión externa, corrosión interna, corrosión por tensión y fatiga. Entre las fallas independientes del tiempo se encuentran la acción de terceros, errores en la operación, efectos climáticos o medioambientales, fallas aleatorias de equipos y malos procedimientos en la manufactura y construcción.

2.5.1. Principales causas raíces en la falla de líneas de piping

La norma ASME 31.8-2004 especifica las principales causas raíces para los distintos modos de falla en una cañería que deben ser considerados en la asignación de riesgos y actividades de mitigación [8]. En la Figura 2-5 es posible apreciar las causas raíces expuestas por la norma.

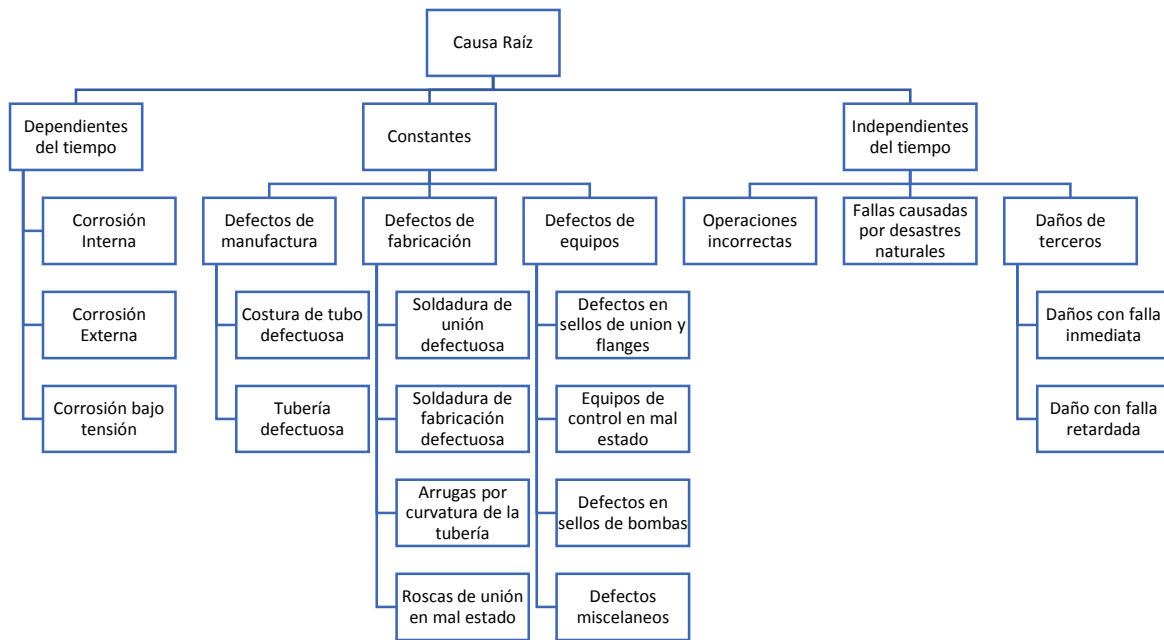


Figura 2-5 Causas raíces de modos de falla en tuberías

2.5.2. Principales modos de falla en líneas de piping

La norma API 571-2003 establece los principales mecanismos de falla estructural de los componentes de una línea de piping. A pesar de que el listado de mecanismos de falla se encuentra orientado hacia los fluidos, normas y materiales de construcción de la industria química y petrolera, son posibles de aplicar en instalaciones para diversos usos. Los principales modos de falla considerados por la norma pueden ser resumidos de la siguiente manera [9].

Fallas mecánicas o metalúrgicas:

- Fragilización por templado
- Esfuerzos por envejecimiento
- Fractura frágil
- Creep
- Efectos de soldadura en materiales disímiles
- Shock térmico
- Erosión
- Cavitación
- Fatiga mecánica
- Fatiga Térmica

- Fatiga por vibraciones
- Agrietamiento por recalentado.

Fallas por pérdida de espesor

- Corrosión galvánica
- Corrosión atmosférica
- Corrosión sub superficial
- Corrosión por agua (transporte o condensación)
- Corrosión por dióxido de carbono
- Corrosión provocada por el suelo
- Erosión superficial

Fallas por efectos de altas temperaturas

- Oxidación
- Sulfuración
- Descarburización
- Polvos metálicos
- Nitruración.

Fallas por efecto del medio ambiente

- Efecto combinado fatiga – corrosión
- Corrosión por efecto cáustico
- Corrosión por efecto de amoníaco

2.6. Determinación de resistencia residual en tuberías con defectos por corrosión

Usualmente durante la manufactura de la tubería, el proceso de construcción y operación de una línea de piping se producen desperfectos causantes de pérdidas de material que implican un menor espesor de pared de cañería y la consiguiente disminución de propiedades mecánicas del sistema.

Uno de los principales causantes de pérdida de material son los distintos tipos de fenómenos de corrosión, los cuales de no ser identificados y tratados a tiempo pueden culminar con la ruptura de la tubería ocasionando problemas en la operación y de seguridad en el medioambiente y las personas.

Existen diversos modelos para estimar la presión de ruptura en una cañería con defectos por corrosión. La *American Gas Association* (AGA) fue una de las primeras en desarrollar una metodología para el cálculo de la resistencia remanente en cañerías con pérdida de material, a partir de la cual se obtuvieron varios modelos para el cálculo de propiedades mecánicas remanentes, siendo la norma ASME B31.G una de las más difundidas.

En la Figura 2-6 se muestran los esfuerzos existentes sobre un tramo unitario de tubería, de la sumatoria de esfuerzos se obtiene la obtención de la presión de ruptura de acuerdo al siguiente procedimiento descrito por Mustaffa (2014) [10].

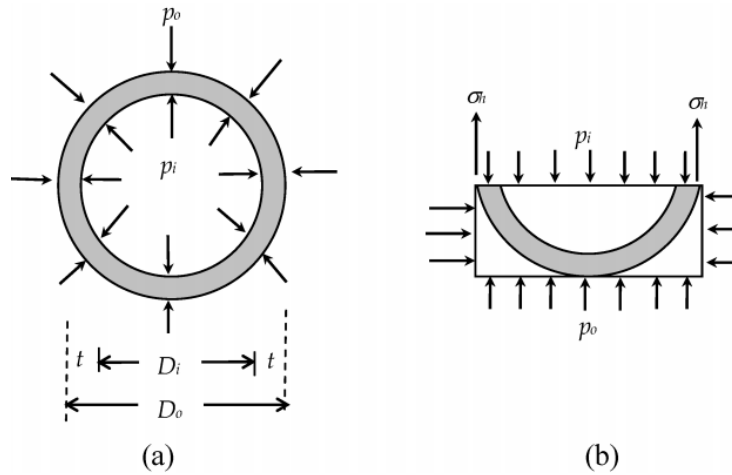


Figura 2-6 Esfuerzos sobre tramo unitario de tubería

$$p_o D_o + 2\sigma_h t = p_i D_i \quad (4)$$

Donde:

- p_o : Presión externa sobre la tubería
- D_o : Diámetro exterior de la tubería
- σ_h : Esfuerzo circunferencial
- p_i : Presión interna sobre la tubería
- D_i : Diámetro interior de la tubería

De la ecuación anterior es posible obtener el esfuerzo circunferencial en función de la presión interna, presión externa y dimensiones de la cañería.

$$\sigma_h = \frac{p_i D_i - p_o D_o}{2t} \quad (5)$$

Despreciando la presión externa sobre la cañería, se obtiene la fórmula de Barlow para el esfuerzo circunferencial sobre la cañería, donde normalmente el diámetro interior es reemplazado por el diámetro exterior de la cañería.

$$p_i = \frac{2\sigma_h t}{D} \quad (6)$$

La presión interna de una cañería sin defectos puede ser entendida, entonces, como una función del esfuerzo circunferencial y la relación espesor-diámetro de la cañería.

Para cañerías con defectos por corrosión, Batelle al inicio de los 70' desarrollo una ecuación semi empírica, llamada NG-18, en la cual la presión de ruptura se encuentra determinada por el área de desperfecto, quedando de la siguiente forma:

$$PF = \frac{2\sigma_y t}{D} \left[\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0 M}} \right] \quad (7)$$

Donde:

- PF : Presión de falla de la tubería
- A_0 : Área original de desperfecto por corrosión (lt)
- A : Área de desperfecto proyectada en forma longitudinal a la dirección de la tubería
- σ_y : Esfuerzo de fluencia
- M : Factor de Folias, o de concentración de esfuerzos

Tanto el área proyectada como el concepto de esfuerzo de fluencia han sido modificados con el tiempo con el fin de lograr un mejor ajuste entre la presión de ruptura estimada y la presión de ruptura real de una línea de piping. En la Figura 2-7 es posible apreciar las distintas aproximaciones realizadas al área de desperfecto por corrosión en un tramo de tubería.

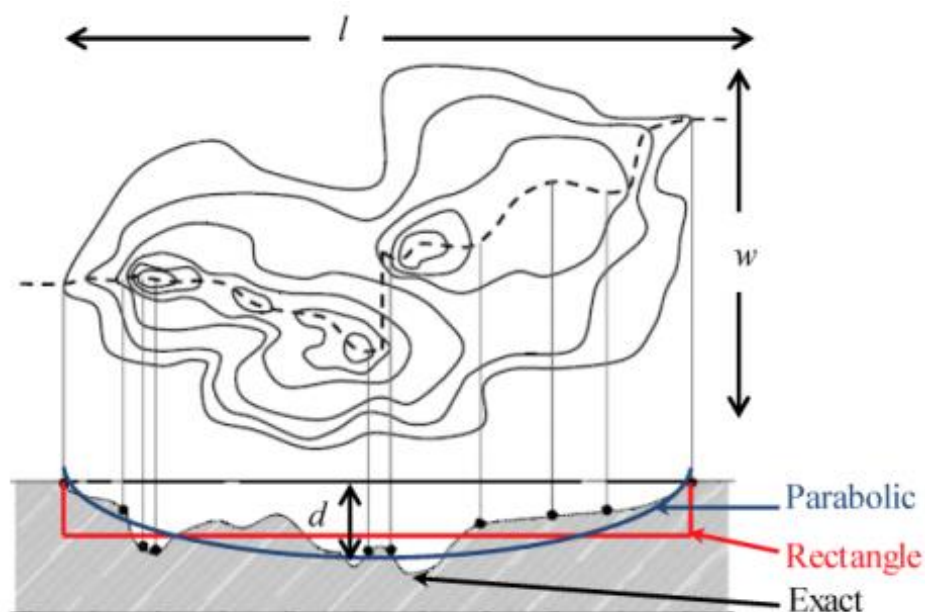


Figura 2-7 Aproximación de área de desperfecto por corrosión

En la Tabla 2 se muestra un resumen de los distintos modelos y estándares desarrollados para estimar la presión de falla de un tramo de tubería con defecto por corrosión. La mayoría de ellos se encuentran fundamentados en la ecuación NG-18, realizando modificaciones al criterio para estimar el esfuerzo de fluencia del material, la forma del defecto por corrosión y el factor de concentración de esfuerzos.

Tabla 2 Resumen estándares para cálculo de presión de ruptura en base a ecuación NG-18

<i>Método</i>	<i>Ecuación base</i>	<i>Esf. de fluencia a (σ_y)</i>	<i>Forma de desperfecto (A)</i>	<i>Factor de concentración de esfuerzos (M)</i>
NG-18	NG-18	$SMYS + 68.95$ [MPa]	Rectángulo (dl)	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)}$
ASME B31G	NG-18	$1.1SMYS$	Parabólico (2dl/3)	$\sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$
ASME B31G Mod.	NG-18	$SMYS + 68.95$ [MPa]	Promedio rectangular y parabólico (0.85 dl)	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)}$
RSTRE NG	NG-18	$SMYS + 68.95$ [MPa]	Perfil de fondo de río	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)}$
SHELL9 2	NG-18	$SMTS$	Rectángulo (dl)	$\sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$
LPC	NG-18	$SMTS$	Rectángulo (dl)	$\sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$
DNV-RP-F101	NG-18	$SMTS$	Rectángulo (dl)	$\sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$

Donde:

- $SMYS$: Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (*Specified Minimum Yield Stress*)
- $SMTS$: Resistencia a la tracción mínima especificada (*Specified Minimum Tensile Strength*)
- D : Diámetro exterior de la cañería
- t : Espesor nominal de tubería
- d : Profundidad de desperfecto por corrosión
- l : Largo longitudinal de desperfecto por corrosión

El año 2005 Netto, basado en el teorema Pi Buckingham y asumiendo algunas simplificaciones sustentadas en resultados numéricos y experimentales, formuló un modelo para estimar la presión de ruptura de una cañería con defecto por corrosión, obteniendo los siguientes resultados [11]:

$$PF = 1.1 \frac{2\sigma_y t}{D} [1 - 0.9435(d/t)^{1.6}(l/D)^{0.4}] \quad (8)$$

El modelo obtenido por Netto es aplicable sólo en las siguientes condiciones:

- $c/D \geq 0.0785$
- $0.1 \leq d/t \leq 0.8$
- $l/D \leq 1.5$, para $l/D > 1.5$ usar $l/D = 1.5$

Donde:

- c : Ancho máximo de desperfecto por corrosión en dirección longitudinal a la tubería

2.6.1. Procedimiento de evaluación en norma ASME B31G

La norma ASME B31G establece una metodología para el cálculo de la resistencia remanente en cañerías con pérdida de material por defectos de corrosión, transformándose en una norma complementaria a las normas ASME B31.4, destinada a sistemas de transportes de hidrocarburos, y la norma ASME B31.11, destinada a líneas de piping para el transporte de lodos.

El procedimiento de cálculo propuesto por la norma ASME B31G es aplicable bajo las siguientes condiciones [12]:

- Corrosión en tuberías de acero soldable, por ejemplo acero al carbono o acero de alta resistencia y baja aleación.
- Pérdida de material en tubería causado por corrosión electrolítica o galvánica.
- No aplicable en tramos de tubería con soldaduras circunferenciales o longitudinales y zonas afectadas por el calor. Tampoco es posible de aplicar en tuberías con defectos causados por daños mecánicos o durante el proceso de fabricación.
- El criterio para determinar el esfuerzo remanente en tuberías con defecto por corrosión sólo contempla la capacidad de la tubería de mantener su integridad estructural bajo presión interna, por lo que no considera otros modos de falla asociados.
- El procedimiento de cálculo sólo se encuentra completamente validado para defectos orientados de manera longitudinal respecto a la tubería.

La Figura 2-8 muestra el procedimiento propuesto por la norma ASME B31G para el cálculo de la resistencia remanente en tuberías con defectos por corrosión [12].

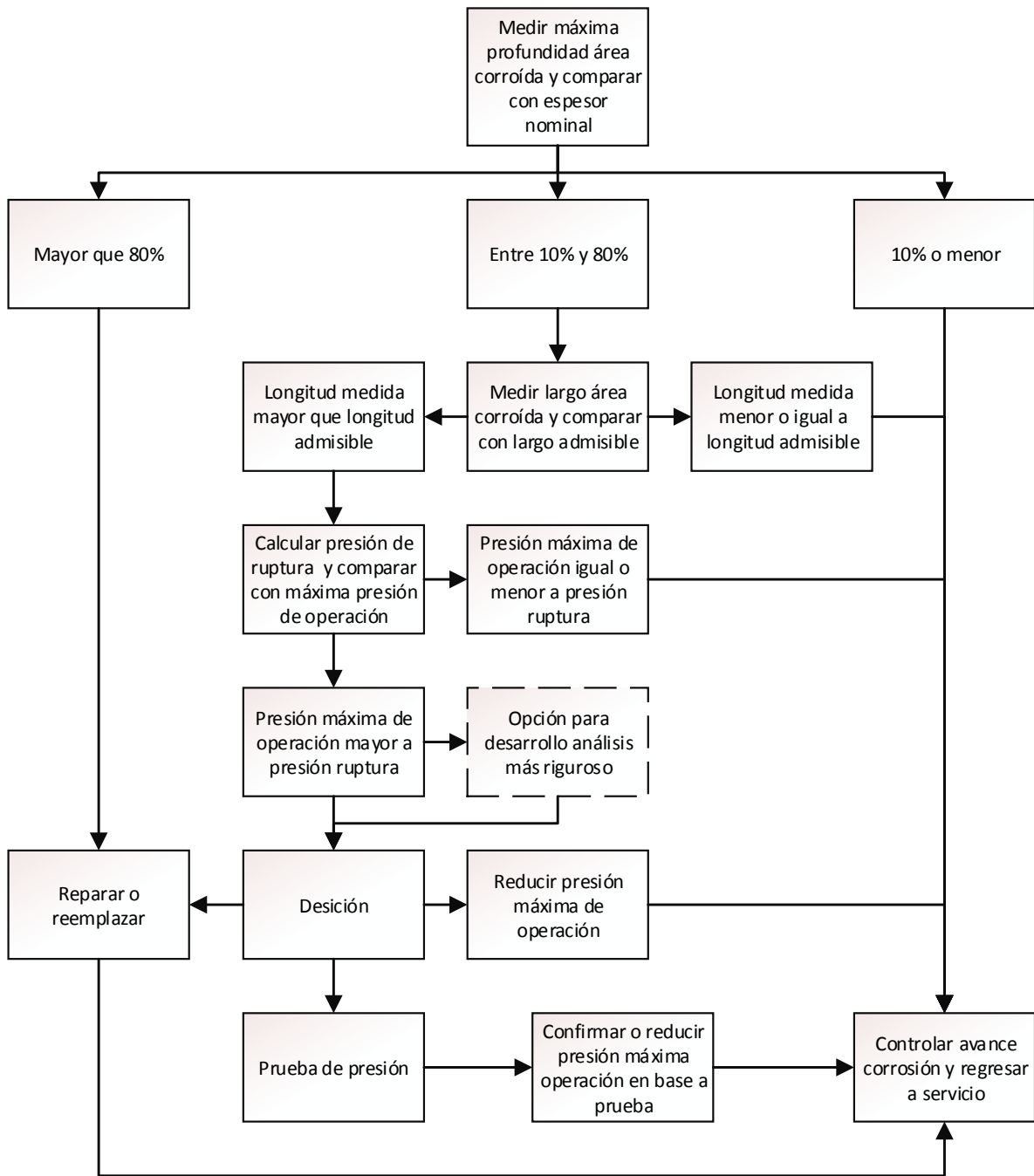


Figura 2-8 Procedimiento de norma ASME B31G para cálculo de resistencia remanente en tuberías con defectos por corrosión.

2.6.2. Longitud de defecto admisible en norma ASME B31G

Para la aplicación del procedimiento de análisis de la resistencia remanente en tuberías con defecto por corrosión, es necesario medir la profundidad máxima del área corroída y expresarla como porcentaje del espesor de tubería nominal, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Profundidad de corrosión [\%]} = 100 \frac{d}{t} \quad (9)$$

Donde:

- d : Profundidad máxima de defecto
- t : Espesor nominal de tubería

Para profundidades de corrosión entre un 10% y un 80% del espesor nominal de la tubería, es necesario verificar que el largo de defecto no excede el largo máximo admisible. La medición del largo de defecto debe ser realizada en forma longitudinal a la tubería, como se muestra en la Figura 2-9. El largo de defecto admisible es calculado de acuerdo a la siguiente ecuación:

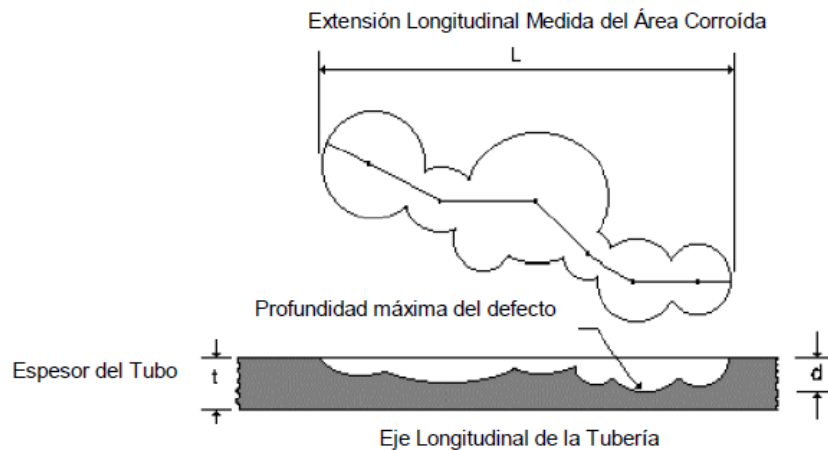


Figura 2-9 Largo y profundidad de defecto en norma ASME B31G

$$L = 1.12B\sqrt{Dt} \quad (10)$$

Donde:

- L : Largo admisible de defecto (pulg).
- D : Diámetro exterior de tubería (pulg).
- B : Valor que puede ser determinado de acuerdo a la curva de la Figura 2-10, o de acuerdo a la ecuación (11).

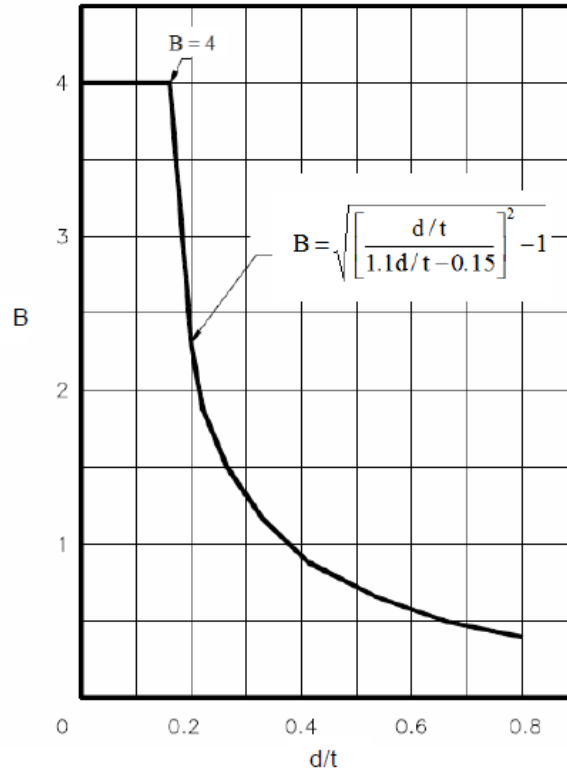


Figura 2-10 Curva para determinar el valor de B

$$B = \begin{cases} \sqrt{\left[\frac{d/t}{1.1d/t - 0.15}\right]^2 - 1}, & d/t \geq 0.175 \\ 4, & d/t < 0.175 \end{cases} \quad (10)$$

2.7. Métodos de análisis para la evaluación de confiabilidad estructural

Los procedimientos para la evaluación de la confiabilidad estructural de líneas de piping pueden ser clasificados en deterministas, semi probabilísticos y probabilísticos.

La aproximación determinista, o tradicional, se sustenta en la inclusión de un esfuerzo de diseño admisible en la metodología usada para el desarrollo de líneas de piping. La aproximación semi probabilística incluye el uso de factores de seguridad parciales de acuerdo a la probabilidad de que el valor característico de algunos de los parámetros de la ecuación se desvíen hacia un caso desfavorable.

El método probabilístico considera el comportamiento aleatorio de las ecuaciones que definen el comportamiento estructural de la línea de piping, por lo que mediante distintas

estrategias de simulación es posible obtener la probabilidad de falla del sistema de acuerdo a las condiciones de operación y la distribución de probabilidades de cada una de las variables.

2.7.1. Probabilidad de falla y confiabilidad estructural mediante simulación

La probabilidad de falla (PF) comúnmente es comprendida como la frecuencia media con la cual se espera que un determinado evento de falla ocurra en un determinado período de operación [13]. A su vez la confiabilidad expresa la probabilidad de que no ocurra el evento de falla, por lo que queda expresada de la siguiente forma:

$$R = 1 - PF \quad (11)$$

Para que la evaluación de confiabilidad estructural sea exitosa debe considerar todas las fuentes de incertidumbre que pueden afectar la confiabilidad del tramo de tubería. Usualmente en la simulación de confiabilidad estructural se considera como variable aleatoria el diámetro de la tubería, espesor de pared, esfuerzo de fluencia y la de operación presión.

Las fuentes de incertidumbre más relevantes en la confiabilidad estructural pueden ser clasificadas en variables aleatorias; asociadas a la aleatoriedad física, y variables con incerteza epistémica; asociadas al desconocimiento del comportamiento de las variables aleatorias que rigen el fenómeno físico.

Para la evaluación de confiabilidad estructural se define una función de estado límite capaz de verificar la diferencia entre la resistencia remanente de un tramo de tubería con defecto por corrosión, y los esfuerzos a los cuales se somete la estructura durante la operación.

Las funciones de estado límite pueden ser de dos tipos; invariantes en el tiempo o variantes en el tiempo. Las funciones de estado invariantes en el tiempo son utilizadas en problemas con criterios de falla relacionados con el esfuerzo de corte máximo, o Von Mises. Las funciones de estado variantes en el tiempo son utilizadas con criterios de falla como fractura, fatiga o corrosión, representando la gran mayoría de los fenómenos de falla estructural.

En forma generalizada una función de estado límite puede ser escrita de la siguiente forma:

$$Z = R - S \quad (12)$$

Donde:

- R : Resistencia a la falla
- S : Carga o sollicitación sobre el sistema que puede conducir a la falla.

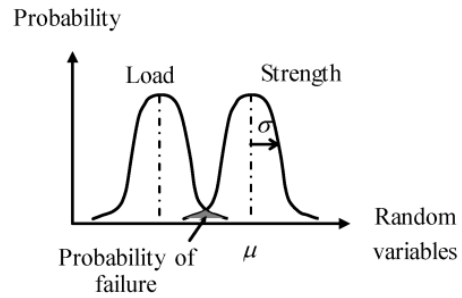


Figura 2-11 Región de falla en resistencia y sollicitación sujetas a un comportamiento aleatorio

Considerando que las variables que componen la ecuación de estado límite siguen un comportamiento aleatorio, se define la función de estado límite en función del vector \mathbf{X} de variables aleatorias, quedando de la forma:

$$Z = R - S = G(\mathbf{X}) \quad (13)$$

El cálculo de la probabilidad de falla se reduce al cálculo de la integral de la densidad de probabilidad conjunta de las variables aleatorias sobre el dominio de la función de estado límite, quedando de la forma:

$$PF = P(G(\mathbf{X}) \leq 0) = \int \dots \int_{G(\mathbf{X}) \leq 0} f_{\mathbf{X}}(\mathbf{X}) d\mathbf{X} \quad (14)$$

Donde:

- \mathbf{X} : Vector de variables aleatorias
- $f_{\mathbf{X}}$: Función de la densidad de probabilidad conjunta del vector de variables aleatorias
- $G(\mathbf{X})$: Función de estado límite

Se define como dominio de falla aquel donde $G(\mathbf{X}) < 0$, el dominio de confiabilidad aquel donde $G(\mathbf{X}) > 0$, y el dominio límite de falla como la superficie del dominio de la función de estado límite $G(\mathbf{X}) = 0$, como se puede observar en la Figura 2-12.

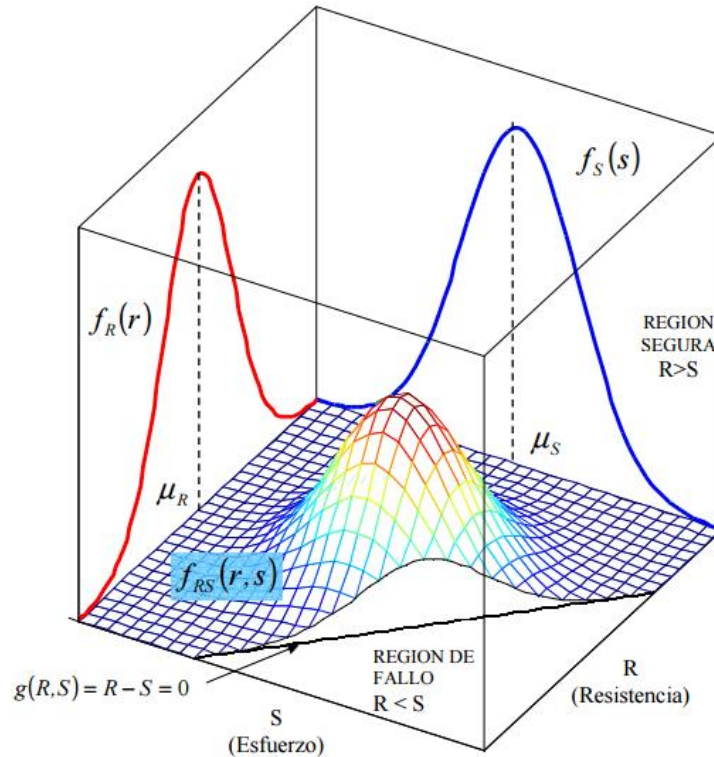


Figura 2-12 Representación de función de estado límite en distribución de probabilidad conjunta

2.7.2. Métodos de integración y simulación para el problema de confiabilidad

Los métodos para la integración de la función de estado límite pueden ser clasificados en tres categorías principales [14]:

- **Integración directa:** Corresponde a la solución del problema de integración mediante el uso de métodos numéricos para la integración directa de la función de estado límite. En la práctica éste método tiene aplicación limitada a un número reducido de variables aleatorias.
- **Integración numérica:** Contemplan el muestreo de las variables aleatorias con el fin de simular la ejecución del problema un gran número de veces, obteniendo una cierta cantidad de casos desfavorables sobre los casos totales, lo que constituye la probabilidad de falla del sistema. Entre los métodos más extendidos se encuentran el método de Monte Carlo crudo (muestreo directo) y Monte Carlo con muestreo de importancia.
- **Integración mediante transformación de función de estado límite del dominio de las variables aleatorias al dominio de variables aleatorias normal estándar:** La forma más extendida de este tipo de métodos son los llamados de primer y segundo orden; FORM (*First Order Reliability Methods*) y SORM (*Second Order Reliability Methods*) respectivamente. Al transformar el espacio de variables aleatorias en un espacio de variables normal estándar, el problema de determinar el punto de mayor

probabilidad de falla se reduce a encontrar la mínima distancia entre la función de estado límite y el origen en el espacio de las variables aleatorias normales estándar.

2.7.3. Simulación mediante método de Monte Carlo

La técnica de simulación de Monte Carlo es de mucha utilidad cuando no es posible resolver de forma analítica la función de estado límite de un problema de confiabilidad estructural. Esta consiste en la generación de soluciones determinísticas del problema de forma repetitiva, cada una de las soluciones corresponde a un conjunto de valores determinísticos de las variables aleatorias que componen la función de estado límite. Para cada vector de soluciones se evalúa si la estructura falla verificando que la función de estado límite sea menor o igual a cero.

Este procedimiento es repetido en N oportunidades, en cada una de las cuales se selecciona de manera aleatoria el vector $\hat{\mathbf{X}}$ de soluciones determinísticas, por lo que la probabilidad de falla puede ser aproximada de la siguiente forma:

$$PF = \frac{n(G(\hat{\mathbf{X}}) \leq 0)}{N} \quad (15)$$

Donde:

- $n(G(\hat{\mathbf{X}}) \leq 0)$: Número de oportunidades en que $G(\hat{\mathbf{X}}) \leq 0$, es decir, en que falla el sistema.
- N : Número total de repeticiones en las que se verifica si el sistema falla o no.

Para la evaluación de la probabilidad de falla de una función de estado límite se siguen los siguientes pasos:

- A. Generar un valor para cada una de las variables aleatorias que componen la función de estado límite de acuerdo a sus respectivas funciones de densidad de probabilidad.
- B. Con los valores generados, reemplazar en la función de estado límite para verificar si el sistema falla, es decir, verificar si $G(\hat{\mathbf{X}}) \leq 0$.
- C. Repetir pasos A y B N veces, contabilizando la cantidad de veces que el sistema falla (N_f).
- D. Estimar la probabilidad de falla mediante $PF = N_f/N$.

La obtención de resultados acordes al funcionamiento real del sistema depende en gran medida de la cantidad de repeticiones ejecutadas en la simulación con el método de Monte Carlo. La cantidad de repeticiones de la simulación puede ser obtenida por la siguiente expresión propuesta por Broding (1964).

$$N > \frac{-\ln(1 - C)}{PF} \quad (16)$$

Donde:

- C : Nivel de confiabilidad requerido.

Por ejemplo, para un nivel de confiabilidad de un 95%, y una probabilidad de falla de 10^{-3} , se requiere una cantidad de al menos 2996 repeticiones.

Considerando los altos costos computacionales de la simulación por método de Monte Carlo se han desarrollado una serie de técnicas desinadas a reducir el número de repeticiones de la simulación. Estas técnicas incluyen:

- Muestreo de importancia (*Importance Sampling*): Consiste en modificar la densidad del muestreo en torno a las regiones más importantes del espacio de falla.
- Muestreo estratificado (*Stratified Sampling*): El espacio de muestreo es dividido en subespacios con el fin de dar prioridad a aquellas zonas más importantes del espacio de falla.
- Muestreo direccional (*Directional Sampling*): Consiste en la realización de muestreo a lo largo de un vector aleatorio, lo que busca alcanzar más rápidamente la región de falla del problema.
- Muestreo adaptativo (*Adaptative Sampling*): Consiste en la alteración sucesiva de la función de densidad de muestreo a medida que se ejecutan las distintas simulaciones.

2.7.4. Método de confiabilidad de primer orden (FORM)

El principio de éste método se basa en la posibilidad de transformar el problema general de confiabilidad, desde el espacio de variables aleatorias, al dominio de la distribución normal estándar. La metodología FORM consiste en reemplazar la función de estado límite por un hiperplano en el punto de mayor probabilidad de falla (*Most Probable Point of Failure*; MPP), obteniendo la distancia mínima entre el origen del espacio normalizado y la función de estado límite.

En la Figura 2-13 y Figura 2-14 es posible apreciar una representación gráfica del problema de integración de la función de estado límite, donde el volumen representa la función densidad de probabilidad conjunta en la región de falla ($g(X) < 0$) o la región segura ($g(X) > 0$). Los contornos de la figura son la proyección de la superficie de la función densidad de probabilidad conjunta, y representan las zonas de igual densidad de probabilidad en el problema.

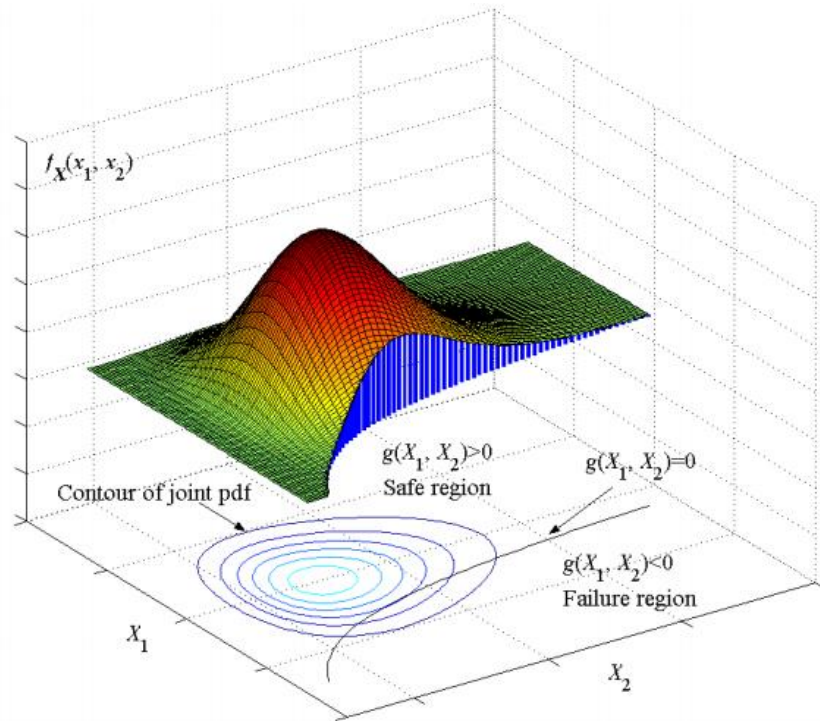


Figura 2-13 Representación gráfica del problema de integración de la función de estado límite

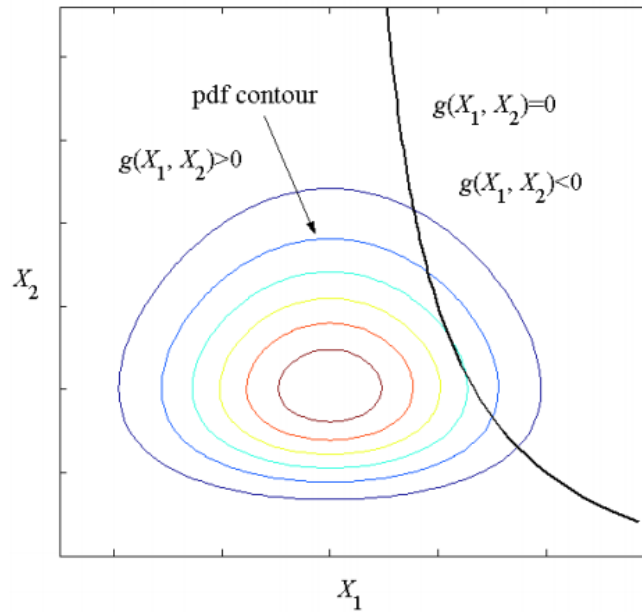


Figura 2-14 Visualización de contornos de igual función densidad de probabilidad y función de estado límite

Usualmente la cantidad de variables aleatorias involucradas hacen que la función densidad de probabilidad conjunta, al igual que el límite de integración, tengan un comportamiento multidimensional no lineal, por lo que se requieren medidas de aproximación como el método para solucionar el problema.

La aplicación del método FORM se realiza en dos etapas, las cuales se describen a continuación

A. Transformación de variables aleatorias

La simplificación del problema de integración se logra mediante la transformación de todas las variables aleatorias $\mathbf{X} = (X_1, X_2, \dots, X_n)$ al espacio normal estándar, donde las variables aleatorias transformadas $U = (U_1, U_2, \dots, U_n)$ siguen una distribución normal estándar.

La transformación de una variable aleatoria \mathbf{X} a una variable aleatoria con distribución normal U , se fundamenta en que la función densidad de probabilidad acumulada de una variable aleatoria para un cierto valor x puede ser expresada como la función densidad de probabilidad normal acumulada para un cierto valor u .

$$F_X(x) = \Phi(u) \quad (17)$$

Donde:

- $F_X(x)$: Función de densidad de probabilidad acumulada de \mathbf{X} .
- $\Phi(u)$: Función de densidad de probabilidad acumulada de U .

La transformación de las variables aleatorias en variables con distribución normal estándar queda expresada de la siguiente forma:

$$U_i = \Phi^{-1}[F_{X_i}(x_i)] \quad i = 1, \dots, n \quad (18)$$

Por lo que la función de estado límite queda en función de variables aleatorias normalizadas, quedando el problema general de integración de la forma

$$PF = P(g(U) \leq 0) = \int \dots \int_{g(U) \leq 0} \phi_U(u) du \quad (19)$$

Donde:

- ϕ_U : función densidad de probabilidad conjunta de U .

Suponiendo que las variables aleatorias $X = \{X_1, \dots, X_n\}$ son estadísticamente independientes, de forma que:

$$f_X(x) = f_{X_1}(x_1) \cdot f_{X_2}(x_2) \cdot \dots \cdot f_{X_n}(x_n) \quad (20)$$

Donde

- $f_{X_i}(x_i)$: Función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria X_i .

Entonces la función densidad de probabilidad conjunta de U puede ser expresada como la multiplicación de las funciones densidad de probabilidad de cada variable aleatoria normalizada, quedando de la forma:

$$\phi_U(u) = \prod_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}u_i^2\right) \quad (21)$$

Por lo que el problema de integración queda expresado de la siguiente manera

$$PF = \int \dots \int_{g(u_1, u_2, \dots, u_n) \leq 0} \prod_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}u_i^2\right) du_1 du_2 \dots du_n \quad (22)$$

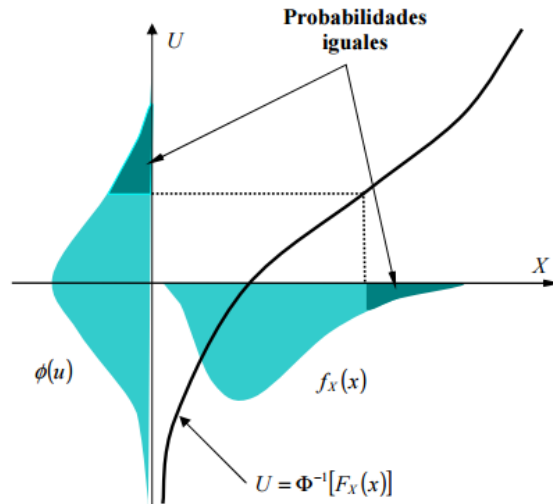


Figura 2-15 Transformación al espacio normal estándar de una variable aleatoria

En la Figura 2-16 y Figura 2-17 se visualiza una representación gráfica de la transformación de las variables aleatorias al espacio de la distribución normal estándar. Los contornos de funciones densidad de probabilidad se transforman en círculos concéntricos (o hipersferas) centrados en el origen, lo que facilita la exploración de aproximaciones lineales para la determinación del punto de intersección de la superficie de integración con la función de estado límite del sistema.

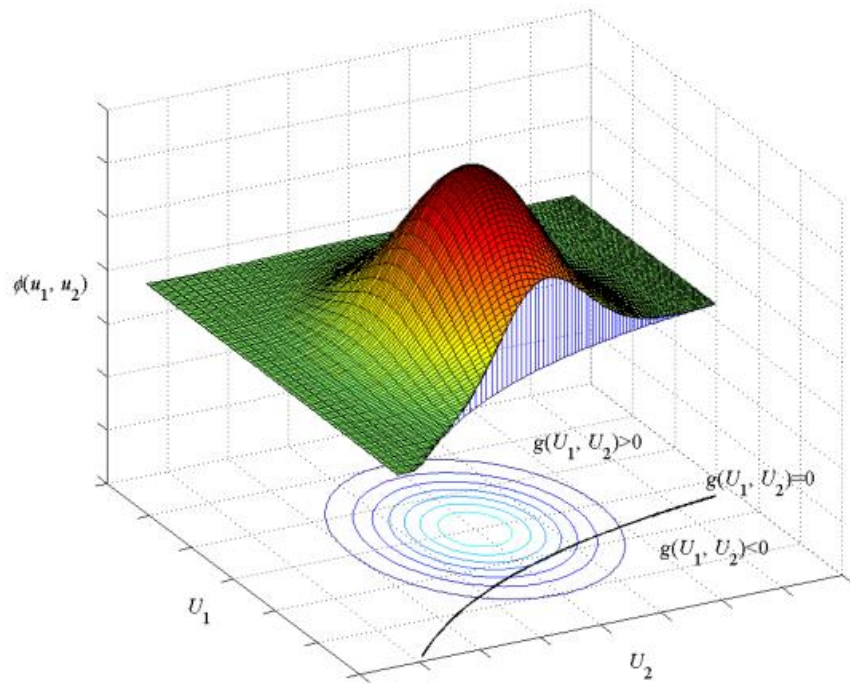


Figura 2-16 Representación gráfica del problema de integración en el dominio de la distribución normal estándar

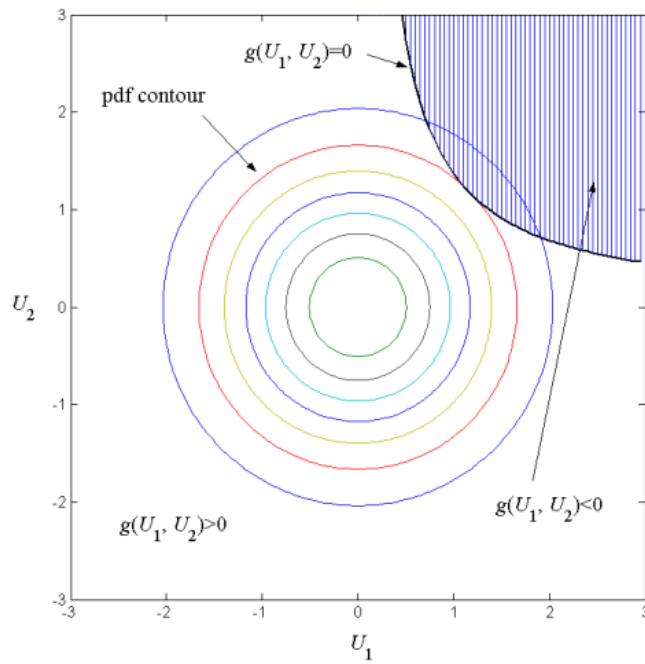


Figura 2-17 Visualización de contornos de igual densidad de probabilidad transformados al espacio normal estándar

En caso de no contar con variables aleatorias independientes, es necesaria una transformación que permita aproximar la el espacio de variables aleatorias al dominio de variables con distribución normal estándar independientes, una de las maneras de lograr esto es mediante la transformada de Rosenblatt, la cual sigue el siguiente procedimiento

B. Aproximación al límite de integración

Una vez simplificada la forma del volumen de integración mediante la transformación de las variables aleatorias al dominio normal estándar, se aproxima el límite de integración ($g(U) = 0$) mediante una aproximación lineal expresada como una expansión de Taylor de primer orden.

$$g(U) \approx L(U) = g(u^*) + \nabla g(u^*)(U - u^*)^T \quad (23)$$

Donde:

- $L(U)$: Función de estado límite linealizada.
- $u^* = (u_1^*, u_2^*, \dots, u_n^*)$: Punto de expansión de la aproximación de Taylor.
- $\nabla g(u^*)$: Gradiente de $g(U)$ evaluada en el punto de expansión u^* .

Al linealizar la función de estado límite, se busca que el punto de expansión sea aquel donde existe una mayor densidad de probabilidad de la función de estado límite, conocido como el punto de mayor probabilidad, o *Most Probable Point* (MPP). Este punto es posible de obtener al maximizar la función densidad de probabilidad conjunta ϕ_U en el borde del límite de integración ($g(U) = 0$), lo que puede ser expresado de la siguiente forma:

$$\begin{cases} \text{máx}_u \prod_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}u_i^2\right) \\ \text{Sujeto a } g(u) = 0 \end{cases} \quad (24)$$

Dado que

$$\prod_{i=1}^n \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}u_i^2\right) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\sum_{i=1}^n u_i^2\right) \quad (25)$$

Entonces el problema de maximizar la función densidad de probabilidad conjunta del espacio U es equivalente a minimizar $\sum_{i=1}^n u_i^2$, por lo que el modelo para la búsqueda del MPP puede ser expresado de la siguiente forma:

$$\begin{cases} \min_u \|u\| \\ \text{Sujeto a } g(u) = 0 \end{cases} \quad (26)$$

Donde:

- $\|u\| = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + \dots + u_n^2}$: Norma del vector.

El punto que minimiza la distancia entre la intersección de la ecuación de estado límite $g(U) = 0$ y el origen del espacio de variables aleatorias normales estándar corresponde al MPP. Esta distancia es llamada índice de confiabilidad (*Reliability Index*) y se denota por la letra β .

Recordando que la densidad de probabilidad conjunta acumulada U posee distribución normal estándar, la probabilidad de falla está dada por

$$PF = P(L(U) \leq 0) = \Phi(-\beta) \quad (27)$$

En la Figura 2-18 y Figura 2-19 se visualiza la detección del punto MPP, lo que permite determinar el índice de confiabilidad y probabilidad de falla del sistema.

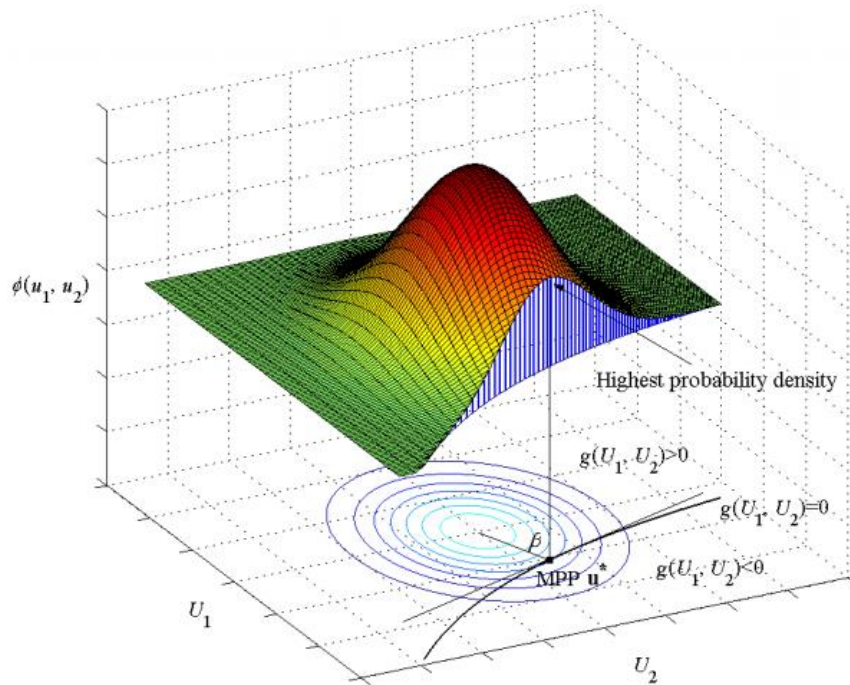


Figura 2-18 Punto de intersección de la función de estado límite con el espacio de variables aleatorias normal estándar para la determinación de MPP e índice de confiabilidad

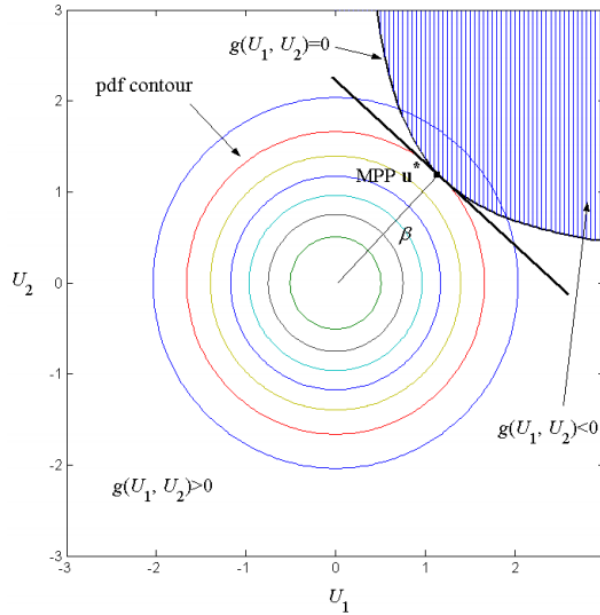


Figura 2-19 Determinación de MPP e índice de confiabilidad

De la figura anterior es posible notar que gracias a la transformación de las variables aleatorias al dominio de la distribución normal estándar, el problema de integración se reduce a determinar el punto de mínima distancia de la función de estado límite al origen del espacio de las variables aleatorias normal estándar.

Considerando la dificultad de determinar de forma analítica el punto de mayor probabilidad. Este se determina mediante inspección estableciendo un punto de evaluación e índice de confiabilidad inicial u_0 y β_0 , se realiza la derivada parcial de la función de estado límite en el punto de evaluación determinando el vector normal a la superficie de evaluación $\frac{\nabla g(u_0)}{\|\nabla g(u_0)\|}$. Se define un nuevo punto de evaluación como $u_{new} = -\beta_0 \frac{\nabla g(u_0)}{\|\nabla g(u_0)\|}$, y se verifica que la normal del punto inicial de evaluación respecto al nuevo punto sea menor a un error pre establecido, es decir:

$$\|u_0 - u_{new}\| < \varepsilon \quad (28)$$

2.7.5. Método de confiabilidad de segundo orden (SORM)

El método de confiabilidad de segundo orden (SORM) utiliza una metodología similar al método de primer orden con la diferencia de que realiza la aproximación a la función de estado límite mediante una expansión de Taylor de segundo orden en torno al punto de evaluación, por lo que la aproximación de la función de estado límite queda de la forma:

$$g(U) \approx q(U) = g(u^*) + (U - u^*)^T \nabla g(u^*) + \frac{1}{2} (U - u^*)^T H(u^*) (U - u^*) \quad (29)$$

Donde $H(u^*)$ es la matriz Hessiana evaluada en el punto MPP, la cual se expresa de la siguiente forma:

$$H(u^*) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 g}{\partial U_1^2} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_1 \partial U_2} & \dots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_1 \partial U_n} \\ \frac{\partial^2 g}{\partial U_2 \partial U_1} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_2^2} & \dots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_2 \partial U_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial^2 g}{\partial U_n \partial U_1} & \frac{\partial^2 g}{\partial U_n \partial U_2} & \dots & \frac{\partial^2 g}{\partial U_n^2} \end{bmatrix}_{u^*} \quad (30)$$

Luego de un conjunto de transformaciones lineales la función de estado límite queda expresada de la siguiente forma:

$$q(U) = U_n - \left(\beta + \frac{1}{2} U'^T D U' \right) \quad (31)$$

Donde D es la matriz diagonal con elementos de la matriz Hessiana de tamaño $(n - 1) \times (n - 1)$ y $U' = \{U_1, U_2, \dots, U_{n-1}\}$

La probabilidad de falla puede ser escrita entonces como

$$PF = P(g(X) < 0) = \Phi(-\beta) \prod_{i=1}^{n-1} (1 + \beta k_i)^{1/2} \quad (32)$$

Donde k_i representa la i -ésima curvatura principal de la función de estado límite en el punto MPP.

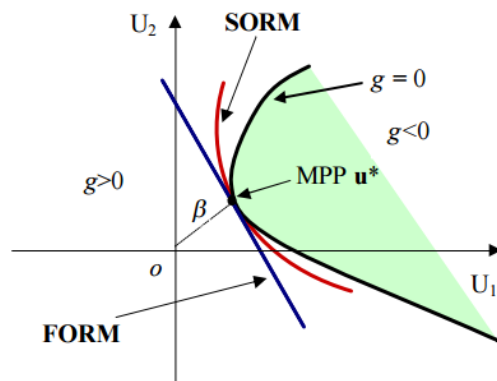


Figura 2-20 Representación gráfica aproximación SORM

3. Metodología

La evaluación de una línea de piping mediante tablas y matrices para la asignación de puntaje de riesgo tiene como objetivo ser una primera aproximación en el diagnóstico de las condiciones de diseño, construcción y gestión de materiales. De este modo, es posible realizar una rápida aproximación a las condiciones de operación y posibles problemas futuros producto del incumplimiento de normas y procedimientos durante la gestión del sistema.

A partir de la primera aproximación realizada con las tablas y matrices de evaluación, es posible ejecutar análisis de confiabilidad de mayor precisión, y la vez más demandantes de recursos. Uno de estos análisis es la evaluación de la confiabilidad estructural mediante simulación.

A continuación se describe la metodología utilizada para la elaboración de un modelo para la asignación de puntajes de riesgo de acuerdo a condiciones de construcción, diseño y gestión de materiales; además de describir el procedimiento utilizado para la evaluación de confiabilidad estructural en una línea de piping con desperfectos por corrosión.

3.1. Metodología para la elaboración de modelo de asignación de puntaje de riesgos

El modelo de asignación de riesgos busca verificar el cumplimiento de procedimientos de diseño, construcción y gestión de materiales en una línea de piping, y con esto, planificar evaluaciones y actividades de reparación que permitan tener una mayor certeza sobre la confiabilidad del sistema. Para esto se siguen las siguientes etapas.

3.1.1. Segmentación

Se define una estrategia para la identificación, agrupación y segmentación de componentes de la línea de piping. Mediante la segmentación se obtendrán unidades básicas de análisis en las cuales será posible aplicar los parámetros de evaluación de riesgos.

Se busca que los criterios de segmentación sean los suficientes como para obtener tramos de piping o componentes con características y condiciones de funcionamiento homogéneas, es decir, sin la posibilidad de detectar diferencias significativas que induzcan al error en la evaluación

3.1.2. Etapa 2: Criterios de evaluación

De acuerdo a la recopilación bibliográfica y recomendaciones de normas técnicas, se identifican las principales fuentes de riesgo a las cuales se expone cada una de las unidades que componen una línea de piping. Se considera el cumplimiento de los procedimientos de

diseño, construcción y gestión de materiales más importantes en el desarrollo de una línea de piping con el fin de establecer los criterios de evaluación.

3.1.3. Matrices de evaluación de riesgo

Se establecen tablas y matrices de evaluación de riesgo de acuerdo a cada una de las fuentes de riesgos analizadas. El objetivo de cada tabla y matriz es compilar y sistematizar la información contenida en normas técnicas y recomendaciones de diseño, construcción y operación de una línea de piping con el fin de evaluar el riesgo global de cada unidad analizada.

3.1.4. Información

Se desarrollan las especificaciones y criterios técnicos para completar cada una de las tablas y matrices de evaluación de riesgo de acuerdo al tipo de unidad analizada, calidad y cantidad de información recabada.

3.1.5. Consecuencia de incumplimiento de normas y procedimientos técnicos

Se establece un procedimiento para evaluar las posibles consecuencias del incumplimiento de normas y procedimientos durante el diseño, construcción y gestión de materiales de una línea de piping. Se define un indicador de consecuencias del incumplimiento de normas y procedimientos con el fin de establecer un criterio de prioridad para la posterior evaluación de confiabilidad en los segmentos de la línea de piping.

3.1.6. Ejemplo

Con la metodología antes descrita, se procederá a aplicar el sistema de evaluación de riesgo en una línea de piping a modo de ejemplo.

3.2. Metodología para la evaluación de confiabilidad estructural en una tubería con desperfecto por corrosión

Evaluar la confiabilidad estructural de una tubería con defecto por corrosión es equivalente a comparar la resistencia residual de tubería con los esfuerzos a los que se encuentra sometida producto de la presión interna. Tal como se describió en las secciones anteriores, gran parte de las variables que determinan la resistencia residual de una tubería siguen un comportamiento aleatorio que imposibilita establecer de manera analítica las condiciones de operación que originarán una ruptura del sistema.

La siguiente metodología busca establecer una serie de procedimientos para evaluar la probabilidad de falla de una tubería con pérdida de material por corrosión de acuerdo a los distintos modelos para la estimación de la presión de ruptura de la sección 2.6 en conjunto a los métodos de análisis probabilísticos descritos en la sección 2.7.

Con la evaluación de la confiabilidad estructural se busca comparar la evolución de la probabilidad de falla de acuerdo a distintos tamaños de desperfecto por corrosión; comparar la probabilidad de falla obtenida con la aplicación de los distintos modelos para la estimación de la presión de ruptura de una tubería con defectos, además de comparar el resultado obtenido de acuerdo a los distintos métodos de integración y simulación de la confiabilidad estructural (Monte Carlo, FORM y SORM).

3.2.1. Determinación de dimensiones, condiciones operacionales y tamaños de desperfecto para la evaluación de confiabilidad estructural de una tubería

Para aplicar los distintos modelos de estimación de presión de ruptura en tuberías con corrosión es necesario verificar que la tubería evaluada satisface los parámetros dimensionales, condiciones de operación y características del material en cada uno de los modelos utilizados.

Netto (2005) en el artículo *The effect of corrosion defects on the burst pressure of pipelines* mediante un trabajo experimental determina la presión de ruptura de un tramo de tubería con distintos tamaños de desperfecto, lo que junto a técnicas de simulación numérica le permite establecer una nueva fórmula para la presión límite aún menos conservadora que el modelo ASME B31G y DNV RP-F101.

Con el fin de comparar la probabilidad de falla entregada por los distintos modelos para la asignación de presión de ruptura expuestos en la sección 2.6, se evalúa un tamaño de desperfecto de acuerdo a la relación de tamaño usada por Netto (2005), la cual expresa la profundidad de desperfecto en relación al espesor de tubería además del largo y ancho de desperfecto en relación al diámetro de la tubería (Tabla 3).

Tabla 3 Relaciones de tamaño de desperfecto respecto a dimensiones de tubería

Parámetro	Valor
<i>Relación d/t</i>	0.1 – 0.8
<i>Relación l/D</i>	0.5 – 2
<i>Relación c/D</i>	0.0785 – 0.1571

Donde:

- D: Diámetro tubería
- T: Espesor tubería
- D: Profundidad desperfecto
- l: Largo desperfecto
- c: Ancho desperfecto

Las variables que componen la ecuación para la estimación de la presión de ruptura y que siguen un comportamiento aleatorio pueden ser descritas mediante la distribución de probabilidad, el valor medio característico y el coeficiente de variación (CoV), el cual relaciona la media y la varianza de la variable aleatoria de la siguiente forma:

$$CoV = \frac{\sigma}{\mu} \cdot 100 \quad (33)$$

La norma DNV RP-F101 define las distribuciones probabilísticas, valores medios y coeficientes de variación que de mejor manera describen el comportamiento aleatorio de las variables que componen la ecuación para la estimación de la presión de ruptura (Tabla 4).

Tabla 4 Distribución de probabilidad en variables aleatorias para modelos de presión de ruptura en línea de piping

Variable	Distribución	Media	CoV
Presión interna	Gumbel	1.05*P _d	3%
Diámetro	Determinista	Nominal	-
Espesor	Normal	Nominal	3%
Esfuerzo de fluencia	Normal	1.08*SMYS	8%
Esfuerzo último de tracción	Normal	1.09*SMTS	6%
Largo de desperfecto medido	Normal	Valor medido	Especificado en medición
Profundidad de desperfecto medido	Normal	Valor medido	Especificado en medición

El procedimiento definido por la norma DNV RP-F101 establece que tanto el largo como la profundidad del desperfecto por corrosión poseen una distribución normal, cuya media y desviación estándar deben ser determinados mediante las mediciones realizadas en el desperfecto. Netto (2005) con el fin de evaluar la confiabilidad de un tramo de tubería respecto al tamaño de desperfecto asume que en su longitud y profundidad siguen una distribución estándar con coeficiente de variación de un 50%.

3.2.2. Formulación de ecuación de estado límite

Siguiendo la formulación general de la función de estado límite $Z = R - S$, donde R es la resistencia y S la carga o sollicitación sobre el sistema, la función de estado límite para una tubería con pérdida de material producto de la corrosión y cuyo principal esfuerzo es causado por la presión interna del fluido, queda de la forma:

$$G(X) = PF - P_{int} \quad (34)$$

Donde:

- PF : Presión de falla de la tubería con defecto por corrosión.
- P_{int} : Presión interna en la tubería.

En la expresión anterior la ecuación de estado límite queda definida al reemplazar la presión de falla con la ecuación definida en los distintos modelos para el cálculo de resistencia residual resumidos en la Tabla 2.

3.2.3. Simulación de confiabilidad estructural

Para la simulación de confiabilidad estructural se utilizan el método de simulación FORM (Método de confiabilidad de primer orden (FORM)) el cual es ejecutado mediante el software COMREL.

El software COMREL utiliza por defecto un algoritmo de transformación de variables aleatorias y búsqueda del índice de confiabilidad mediante la linealización de la función de estado límite en torno al punto de evaluación, y luego inspección de nuevos puntos de evaluación para la detección de la distancia mínima entre el origen y la función de estado límite normalizada. El algoritmo de búsqueda utilizado es similar al procedimiento que se muestra en la Figura 3-1.

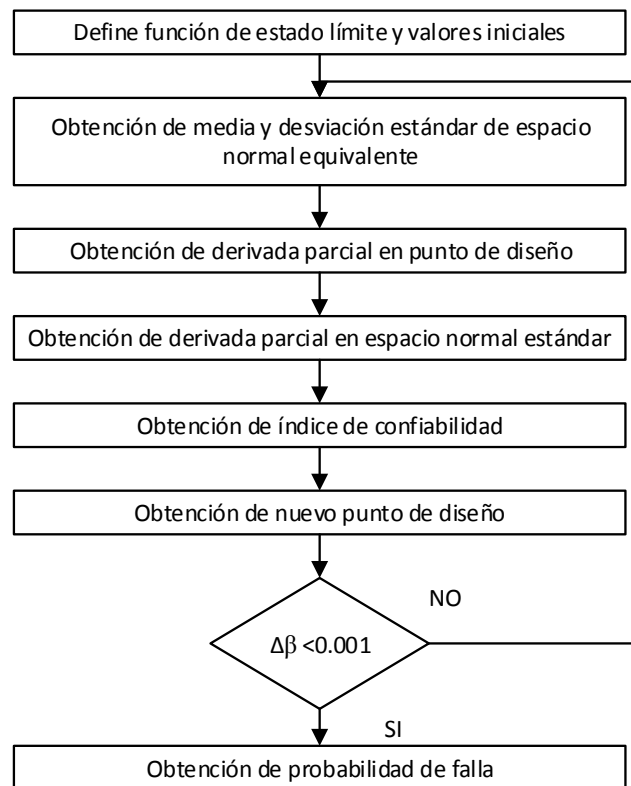


Figura 3-1 Procedimiento algoritmo de búsqueda de índice de confiabilidad

En el caso de la simulación de Monte Carlo, esta es realizada mediante un código de MATLAB para el cual se sigue el siguiente procedimiento descrito en la Figura 3-2.

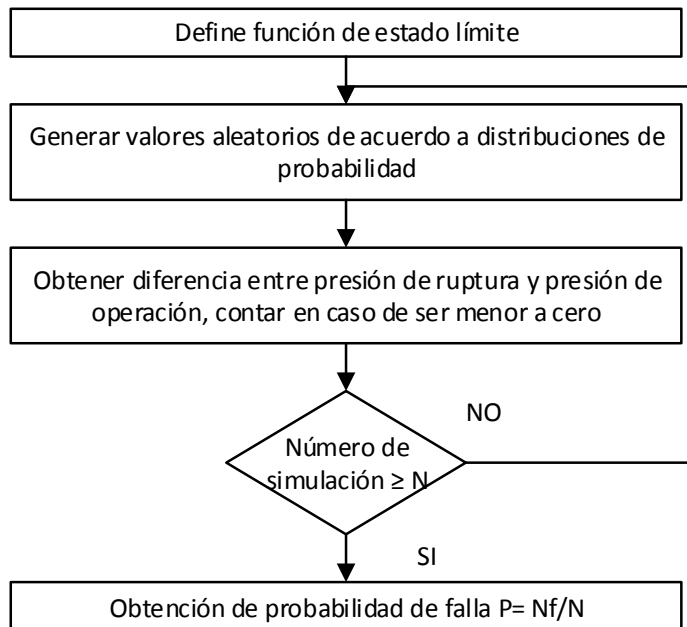


Figura 3-2 Procedimiento simulación de Monte Carlo

3.2.4. Probabilidad de detección de desperfecto y riesgo de una tubería con desperfecto por corrosión

Las líneas de piping a lo largo de su vida útil son sometidas a numerosas inspecciones con el fin de detectar desperfectos como grietas o zonas corroídas que puedan incrementar la probabilidad de falla de la tubería.

A lo largo de un proceso de inspección no todos los desperfectos son identificados debido a la sensibilidad de los equipos de medición. Durante el tiempo transcurrido entre dos ciclos de inspección consecutivas es posible que aquellas zonas corroídas no identificadas produzcan una ruptura en la cañería, por lo que se vuelve fundamental el contar con equipos de medición capaces de detectar tamaños de desperfecto que aseguren los niveles de confiabilidad mínima admisible.

Los posibles escenarios durante la inspección y mantenimiento de una línea de piping son expuestos en la Figura 3-3.

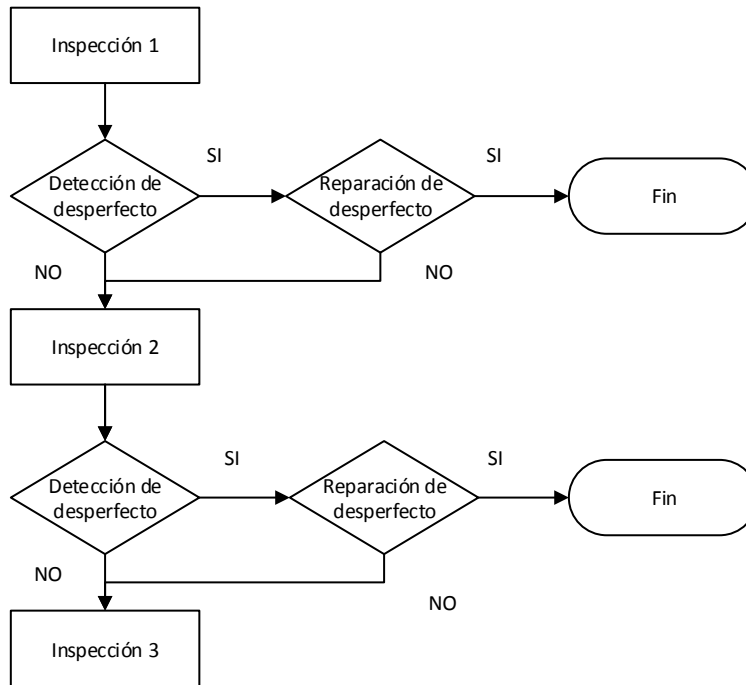


Figura 3-3 Ciclo de inspecciones y reparaciones en una línea de piping

El ciclo comienza con la inspección de la tubería para detectar zonas con pérdida de material producto de la corrosión. La decisión de reparar o no el desperfecto detectado depende de la profundidad límite para la cual la tubería alcanza la probabilidad de falla máxima aceptada por la compañía a cargo del sistema. Si la profundidad de desperfecto es menor a la profundidad límite de reparación entonces esta no es reparada, quedando disponible para el siguiente ciclo de inspección.

3.2.5. Tasa de crecimiento de desperfectos por corrosión

De acuerdo a la norma DNV RP-F101, el tamaño de desperfecto por corrosión en el tiempo puede ser estimado como una función lineal la cual depende de la tasa de corrosión anual. Además es posible considerar que el aumento en profundidad y longitud de desperfecto ocurre de manera proporcional, por lo que la profundidad media y largo medio de desperfecto quedan de la siguiente forma:

$$d_t = d_0 + \Delta t \cdot r_{corr} \quad (35)$$

$$L_t = L_0 \cdot \left(1 + \frac{\Delta t \cdot r_{corr}}{d_0}\right) \quad (36)$$

Donde:

- d_t : Profundidad media de desperfecto en el tiempo t
- d_0 : Profundidad inicial de desperfecto
- Δt : Variación de tiempo en el que aumenta el tamaño de corrosión.
- r_{corr} : Tasa de crecimiento de la zona corroída.
- L_t : Largo medio de desperfecto en el tiempo t
- L_0 : Profundidad inicial de desperfecto

3.2.6. Probabilidad de detección de desperfectos

La probabilidad de detección de un desperfecto por corrosión en una línea de piping se encuentra determinada por los procedimientos y equipos utilizados durante la inspección de la línea.

Uno de los métodos más utilizados para la inspección de líneas de piping con altos costos de falla son los análisis mediante ultrasonido. De acuerdo a la *Swedish Nuclear Power Inspectorate*, la probabilidad de detección de grietas y zonas corroídas en una línea de piping puede ser definida de la siguiente forma [15].

$$POD = \Phi(A + B \cdot \ln(d/t)) \quad (37)$$

Donde:

- d : Profundidad de desperfecto
- t : Espesor de pared
- A, B : Constantes de acuerdo al equipo de medición

A modo de ejemplo se entregan valores representativos para tres niveles de detección; pobre, buena y avanzada (Tabla 5).

Tabla 5 Nivel de detección en inspección con ultrasonido

Nivel de detección	A	B
Pobre	0,240	1,485
Buena	1,526	0,533
Avanzada	3,630	1,106

3.2.7. Riesgo en línea de piping

Asumiendo que aquellos tramos de líneas de piping en donde se detecta una profundidad de desperfecto mayor a la profundidad crítica establecida por la organización, el riesgo puede ser evaluado como la probabilidad de falla del sistema multiplicada por la probabilidad de que el desperfecto no sea detectado, por los costos de falla, quedando de la siguiente forma:

$$Riesgo = PDF * (1 - POD) * CF \quad (38)$$

3.2.8. Costo esperado por unidad de tiempo

Siguiendo el ciclo de inspecciones y reparaciones de la Figura 3-3, el costo esperado por unidad de tiempo puede ser expresado de la siguiente forma

$$C.E.(d,L) = PDF(d,L) \cdot (1 - POD(d)) \cdot CF + \left(\frac{CI}{MTTI} \right) + (CR \cdot POD \cdot I) \quad (39)$$

$$con \begin{cases} I = 1, d > d_c \\ I = 0, d < d_c \end{cases}$$

Donde:

- *C.E.*: Costo esperado
- *MTTI*: Tiempo medio entre inspecciones
- *CR*: Costos de mantención y reparación de desperfectos en la tubería
- *CI*: Costos de inspección
- *CF*: Costos de falla asociados a la ruptura de la tubería
- *POD*: Probabilidad de detección de desperfecto
- *PDF*: Probabilidad de falla de la tubería

Tanto la evaluación de la probabilidad de falla como la evaluación de la probabilidad de detección es realizada asumiendo que el desperfecto aumentó su tamaño de acuerdo a la tasa de corrosión en el tiempo transcurrido entre una inspección y otra. De la sección 3.2.5 se desprende que el largo y profundidad de desperfecto se encuentran en función del tiempo medio entre inspecciones, por lo que la ecuación de costo esperado también queda en función del MTTI, lo que permite identificar el tiempo de inspecciones que minimiza los costos esperados del sistema.

La función de costo esperado asume que una si un desperfecto es identificado, y este es mayor a la profundidad de desperfecto crítico del sistema, este es reparado quedando con probabilidad de falla igual que si no existiera desperfecto.

El MTTI óptimo representa el equilibrio entre el sobrecosto producido por inspecciones demasiado frecuentes y el sobrecosto producido por una posible falla del sistema si no es inspeccionado y reparado.

4. Resultados

4.1. Modelo de evaluación de riesgos

De la elaboración e implementación del modelo de evaluación de riesgos se obtienen los siguientes resultados.

4.1.1. Restricciones del modelo de evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos en líneas de piping puede ser llevada a cabo desde múltiples puntos de vista de acuerdo a los recursos disponibles y al nivel de confiabilidad que las compañías planifican para sus equipos.

Los sistemas de evaluación de riesgo cualitativos, en general, resulta menos costosa dado que no necesariamente requiere de información del sistema. Sin embargo, los sistemas cualitativos se encuentran condicionados por la subjetividad del equipo de evaluadores que asigna el riesgo al sistema.

En forma contraria, los sistemas de evaluación de riesgos cuantitativos requieren de un uso intensivo de información, por lo que son necesarios exhaustivos registros de condiciones de operación, inspecciones, fallas y detenciones, los cuales no necesariamente se encuentran disponibles para cada una de las unidades segmentadas de la línea de piping, haciendo inviable la obtención de un indicador de riesgo usando un método cuantitativo por sí solo.

Considerando las restricciones anteriormente descritas, se plantea un modelo de evaluación de riesgos para líneas de piping siguiendo los siguientes criterios:

- **Fuentes de información diversa:** Dependiendo de las condiciones del sistema de cañerías analizado, no necesariamente se cuenta con información homogénea a lo largo de la línea de piping, por lo que el sistema de evaluación de riesgos debe ser capaz de considerar e integrar distintas fuentes de información y distintas metodologías para la asignación del riesgo.
- **Costos:** El emplazamiento, longitud o condiciones de operación de una línea de piping, hacen que en ocasiones resulte complejo llevar a cabo inspecciones y análisis detallados de la totalidad del sistema de cañerías. Considerando además que los análisis de riesgos de tipo cuantitativos usualmente resultan más costosos, se tiene que el sistema de evaluación de riesgos planteado debe ser capaz de priorizar actividades intensivas de medición e inspección en el sistema en aquellos segmentos de la línea donde, en forma temprana, se ha detectado una mayor probabilidad de falla.

4.1.2. Fuentes de riesgo y modos de falla considerados

De acuerdo a los principales modos de falla detallados por la norma API 571-2003 [9], la norma ASME B31.3 [16], y en base al modelo de evaluación propuesto por Muhlbauer en el libro “Pipeline Risk Management Manual” [1], el modelo de evaluación de riesgos planteado

en esta memoria contempla la asignación de puntajes para la verificación del cumplimiento de procedimientos de diseño, construcción y gestión de materiales en una línea de piping.

El puntaje asignado en cada ítem es ponderado de acuerdo al criterio de prioridad establecido por el experto evaluador, el cual en conjunto al indicador de consecuencia de falla entrega el puntaje de riesgo del tramo de cañería analizado. En la Figura 4-1 es posible ver las categorías de riesgo analizadas con el fin de obtener el puntaje de riesgo total.

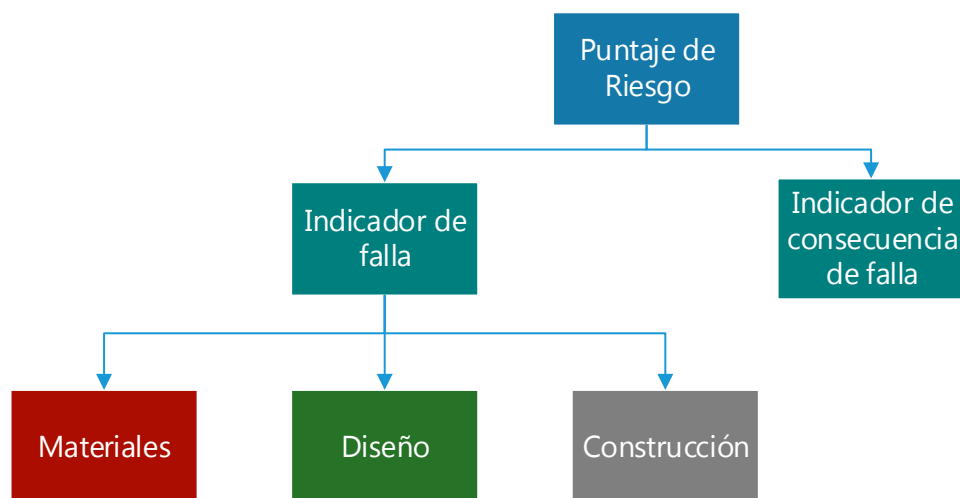


Figura 4-1 Estructura asignación puntaje de riesgo

4.1.3. Propuesta de modelo de evaluación de riesgo

El modelo de evaluación de riesgos propuesto se fundamenta en la creación de matrices de evaluación destinadas a verificar el cumplimiento de procedimientos y normas para el diseño, construcción y selección de materiales de una línea de piping.

El uso de normas técnicas en el diseño, construcción y operación de líneas de piping permite establecer una serie de procedimientos estandarizados cuya aplicación da garantías sobre el buen funcionamiento que el sistema tendrá a futuro.

La asignación de puntajes de riesgos en el sistema de evaluación se fundamenta en que la aplicación de normas y criterios para el diseño y construcción de una línea de piping garantiza un funcionamiento confiable y seguro, por lo que el puntaje de riesgo es asignado de acuerdo al grado de satisfacción en el cumplimiento de los procedimientos sugeridos en documentos técnicos.

El modelo de evaluación de riesgos sigue un proceso lineal el cual comienza con la obtención y clasificación de la información del sistema de piping. Luego se procede a la segmentación de la cañería, la cual se realiza con el fin de obtener unidades de análisis con propiedades, dimensiones y condiciones de funcionamiento homogéneas.

La segmentación permite evitar errores en la asignación de puntajes de riesgo al considerar variables que no poseen un comportamiento similar a lo largo de la unidad de análisis. Con la segmentación es posible diferenciar tramos de cañería recta, codos, uniones, cambios de diámetro, equipos tales como bombas, válvulas, etc.

En el sistema de evaluación de riesgos propuesto, las categorías de evaluación (diseño, materiales y construcción) son explotadas de acuerdo a los modos de falla más representativos obtenidos de la revisión bibliográfica. No todas las fuentes de riesgo o modos de falla contemplados contribuyen de la misma forma al puntaje de riesgo final, por lo que se deben asignar ponderaciones para priorizar aquellas fuentes de riesgo que de mayor manera contribuyen al riesgo total del sistema.

La asignación de ponderaciones en el sistema de evaluación puede ser realizada de manera directa por el evaluador, o bien utilizando algunos de los mecanismos existentes para disminuir el carácter subjetivo de la evaluación. En el sistema de evaluación desarrollado se propone el uso de la metodología de jerarquización analítica (AHP) como una primera aproximación para priorizar la participación de las distintas fuentes de falla, a partir de la cual es posible seguir mecanismos de calibración que permitan obtener una asignación de ponderaciones fiel al comportamiento real de las fuentes de riesgo.

Luego de la asignación de prioridades de las fuentes de riesgo, se procede a la asignación de puntajes en tablas y matrices de evaluación de riesgo, obteniendo una red de indicadores parciales y grupales capaces de señalar aquellas áreas deficientes en el cumplimiento de criterios, normas y procedimientos.

Con la obtención de aquellas zonas más propensas a la falla debido al incumplimiento de procedimientos, y de acuerdo a la prioridad asignada a la fuente de riesgo, es posible profundizar el análisis mediante la simulación de la confiabilidad estructural del tramo de cañería. La realización de una evaluación cuantitativa de la probabilidad de falla, en ocasiones, permite contar con información más certera para la toma de decisiones respecto a la gestión del activo a lo largo de su vida útil.

Dado que las fallas en una línea de piping son muy poco frecuentes, es usual no contar con una cantidad de registros de falla suficientes como para poder realizar una estimación estadística de la confiabilidad del sistema [3].

Para la evaluación cuantitativa del riesgo se procede a simular la confiabilidad estructural de la sección de cañería haciendo uso de las ecuaciones de estado que modelan el comportamiento del equipo.

Tanto para el procedimiento de evaluación cualitativo (tablas y matrices de evaluación), como para el análisis cuantitativo (simulación de confiabilidad estructural), se define un procedimiento para obtener un indicador de las consecuencias de falla en el sistema de piping, el cual junto al indicador de falla forma el puntaje de riesgo del equipo. En la Figura 4-2 se observa el procedimiento planteado para la evaluación de riesgo en una línea de piping.

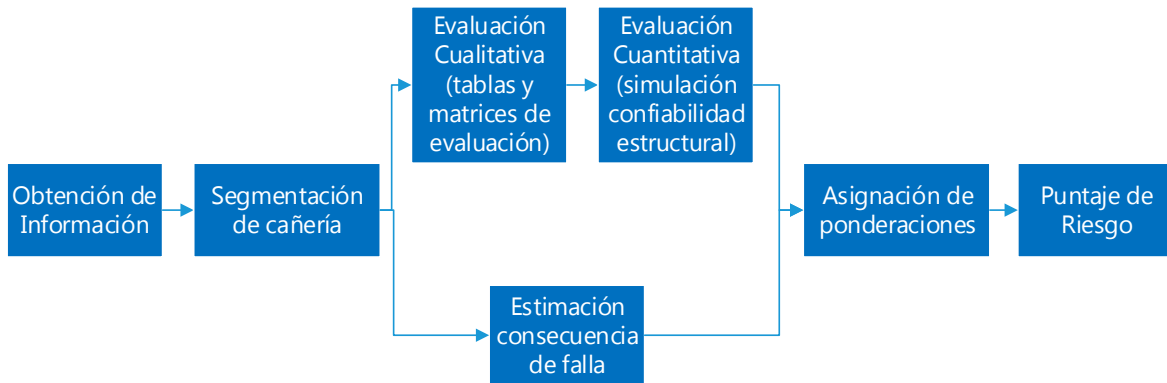


Figura 4-2 Proceso de evaluación de riesgo en línea de piping

4.2. Estrategia de segmentación

Usualmente las líneas de piping tienen una extensión tal que los peligros potenciales a los cuales se encuentran expuestas van variando a lo largo de su recorrido. Un sistema de cañerías puede poseer distintas condiciones de operación, materiales, dimensiones e interacción con el medio en distintos puntos de su extensión.

Es por este motivo que la evaluación de riesgos en una línea de piping no puede ser ejecutada de manera directa, necesitando segmentar el sistema en unidades con propiedades y condiciones de operación uniformes.

La estrategia de segmentación planteada consiste en establecer un listado de criterios de segmentación, los cuales al ser aplicados uno a uno a lo largo de la línea de piping, introducen un nuevo segmento al detectar un cambio en el criterio asignado. Al aplicar la totalidad de criterios de segmentación se obtienen unidades de análisis con características y condiciones de operación constantes para cada unidad, lo cual permite la aplicación de matrices y tablas de evaluación

Por ejemplo, en el caso que se use como criterio el material de la cañería y el diámetro de la cañería, primeramente se segmenta el sistema con el fin de obtener tramos de un solo tipo de material, luego estos tramos son subdivididos para obtener además de un solo tipo de material, un solo tipo de diámetro de cañería por cada segmento.

En la Tabla 6 se muestran los criterios de segmentación utilizados para la segmentación de cañerías.

Tabla 6 Criterios de segmentación

Tipo de criterio	Criterio de segmentación
Estructural	Material de la cañería
Estructural	Diámetro de la cañería y espesor de pared
Estructural	Tipo de unión (unión por reborde, soldada, etc.)
Operacional	Tipo de fluido transportado
Operacional	Velocidad del fluido transportado
Operacional	Temperatura del fluido transportado
Operacional	Presión del fluido transportado
Operacional	Densidad del fluido transportado
Operacional	Acidez del fluido transportado
Operacional	Viscosidad del fluido transportado
Operacional	Coefficiente de degradación del fluido transportado
Medioambiental	Interacción con el medio (contacto con agua, tierra, intemperie, etc.)
Medioambiental	Cercanía con lugares residenciales

Una vez que la línea ya ha sido segmentada es difícil introducir nuevos criterios de segmentación dado que altera el marcador de posición asociado al segmento, por lo que se recomienda realizar una acabada recopilación de la información disponible del sistema.

Es recomendable excluir toda clase de equipos y elementos de unión de la línea de piping con el fin de obtener una unidad por separado factible de ser analizado de acuerdo al tipo de estructura.

4.3. Tablas y matrices de evaluación: Materiales

Uno de los aspectos fundamentales en la minimización de las causantes de falla en una línea de piping es la correcta selección, manejo y gestión de los materiales utilizados en la construcción del sistema. La selección de materiales acordes a los requerimientos del fluido transportado y el uso de sistemas de protección a las condiciones medioambientales garantiza una instalación con una vida útil acorde a las especificaciones elaboradas durante la fase de diseño.

Para la elaboración de tablas y matrices de evaluación relativas a la selección, manejo y sistemas de protección usados en materiales, se agrupan dos tipos de criterios de evaluación:

trazabilidad de materiales y corrosión. A partir de ellas son explotados distintos modos de falla y fuentes de riesgo en distintos subniveles hasta alcanzar criterios que permiten la asignación de puntajes de riesgo especificando de mejor manera el origen de la pérdida de funcionalidad.

En la Figura 4-3 es posible ver el desarrollo de las fuentes de falla analizadas, Cada criterio de evaluación es dividido hasta obtener subcriterios independientes entre sí para la asignación de puntaje de riesgo. Cada subcriterio considerado de muestra en un cuadro color plomo en la Figura 4-3.

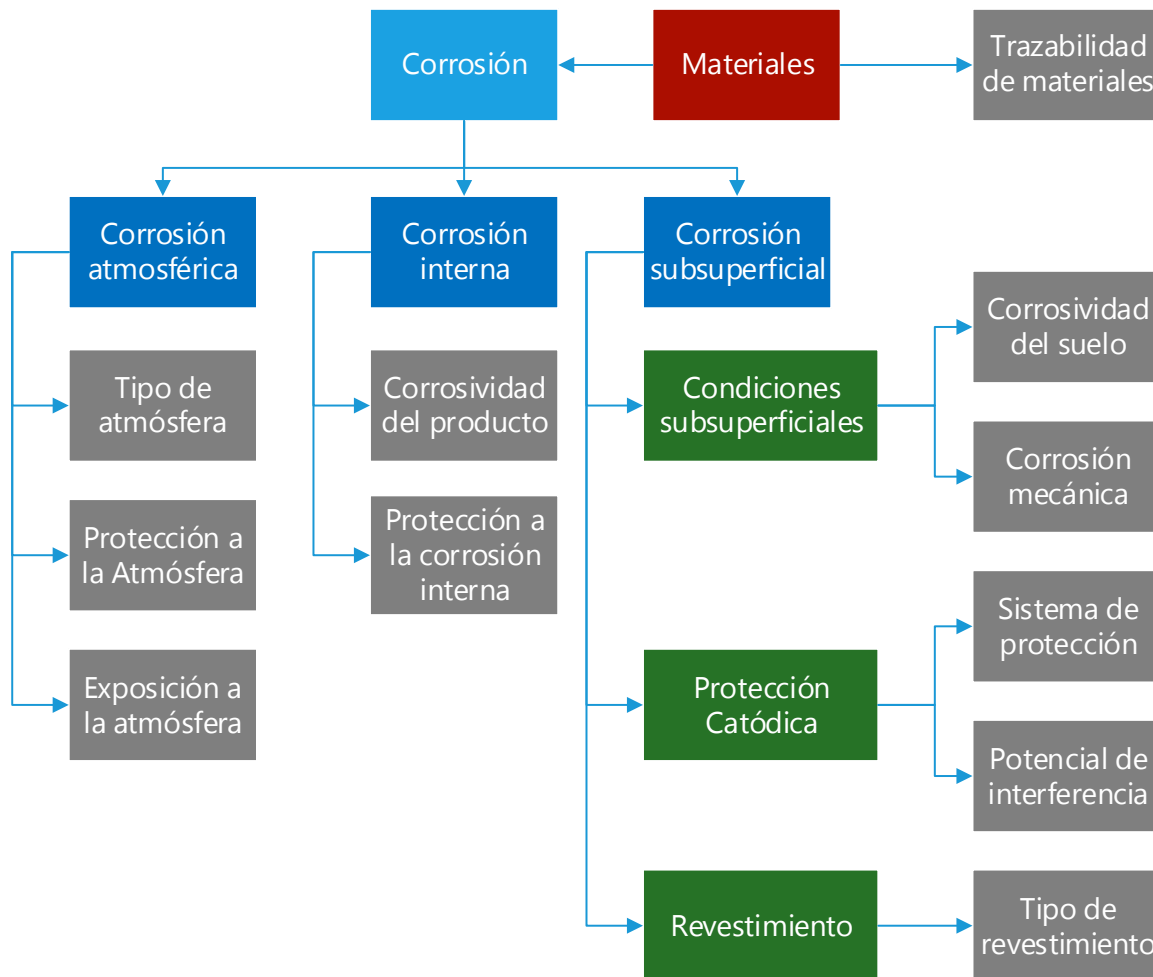


Figura 4-3 Diagrama criterios de evaluación en gestión y selección de materiales

4.3.1. Trazabilidad de materiales

La trazabilidad de materiales tiene relación con el registro de información y verificación de propiedades mecánicas del material utilizado durante la construcción de la línea de piping. Considerando el tipo de material definido durante la etapa de diseño, además del tipo de material y condiciones de operación, la norma ASME B31.3 establece una serie de rangos admisibles en las propiedades del material con el fin de asegurar su correcto funcionamiento.

En la tabla de evaluación propuesta se define una escala de puntos desde 1 a 5, los cuales representan el criterio que debe ser considerado para verificar que el material cuenta con las certificaciones y propiedades mecánicas establecidas por las normas consideradas en la instalación.

Para la asignación de puntaje, se considera como plenamente insatisfactorio la inexistencia de certificados de calidad, registros de procedencia y medios de verificación que den cuenta del seguimiento de normas técnicas en el proceso de elaboración del material, además de no contar información sobre propiedades mecánicas acordes al rango establecido durante el diseño. En este caso se asigna un puntaje de 1.

Se asigna un puntaje de 3 cuando los medios de verificación de la trazabilidad del material son suficientes para asegurar un correcto desempeño bajo las condiciones de diseño estipuladas

Se asigna un puntaje de 5 cuando se satisface plenamente los medios de verificación que permiten asegurar que el material satisface los requerimientos técnicos de la planta, cuenta con un registro de su proceso de elaboración, y además cuenta con los ensayos respectivos para asegurar el cumplimiento de las propiedades mecánicas establecidas por la norma.

Se asigna un puntaje de 3 cuando los medios de verificación de la trazabilidad del material son suficientes para asegurar un correcto desempeño bajo las condiciones de diseño estipuladas

En la Tabla 7 es posible observar el criterio utilizado para la asignación de puntaje en la trazabilidad de los materiales.

Tabla 7 Asignación de puntaje en trazabilidad de materiales

Trazabilidad de materiales	
Puntaje	Concepto
5	Material posee certificados de procedencia, calidad, satisface especificaciones de diseño además de contar con ensayos para la verificación de propiedades mecánicas.
4	Material cuenta con ensayos para verificar propiedades mecánicas
3	El material cuenta con certificados de procedencia y certificados de calidad, satisface las especificaciones de diseño
2	El material cuenta con certificados de procedencia y certificados de calidad incompletos, pero satisface las especificaciones de diseño
1	El material no posee registros o certificados de procedencia y calidad

4.3.2. Corrosión atmosférica: Tipo de atmósfera

En general es posible definir a la corrosión como un mecanismo de degradación de un material producto de la acción del medio sobre él. En instalaciones de acero, los diferentes tipos de corrosión son los causantes de importantes pérdidas de espesor de pared en cañerías, es por ese motivo, y dado el extenso uso de cañerías de acero en la industria, que para el desarrollo del sistema de análisis de riesgo se consideran los mecanismos de corrosión más importantes para líneas de piping fabricadas en acero.

Con la exposición de una línea de piping a distintos tipos de atmósfera, también varía el escenario de degradación al cual se ven sometidas las instalaciones. Para la asignación de puntajes en la evaluación de riesgos es necesario considerar las posibles interacciones de la línea de piping con el medio ambiente, en donde la interfaz material – atmósfera que posee un mayor potencial de degradación obtendrá el puntaje más bajo en la asignación de riesgos.

En general las propiedades de la atmósfera que de mayor manera determinan la corrosión sobre cañerías son la humedad, composición química y temperatura. Atmósferas con alta temperatura y humedad usualmente contribuyen a acelerar los procesos de degradación, al igual que la concentración de algunos gases y materiales particulados que facilitan la interacción del material con el oxígeno del medio.

Para la asignación de puntajes, se establecen 7 tipos de atmósfera producto de los distintos escenarios en los cuales una línea de piping puede estar expuesta. Estos escenarios son:

Químico – marino: Corresponde a la exposición a un ambiente húmedo y salino, que en ocasiones puede poseer concentraciones de gases que aceleren el proceso de corrosión. Al usar como base de evaluación líneas de piping fabricadas de acero, se asume que esta configuración es la más corrosiva para una cañería. Este tipo de instalaciones es usual en actividades que contemplan el uso de líneas de piping en contacto con el mar, por ejemplo centrales termoeléctricas, oleoductos submarinos, sistemas para la extracción de agua de mar, actividades portuarias, etc.

Químico – alta humedad: Corresponde a ambientes en presencia de gases disueltos y una alta humedad, sin necesariamente contar con una alta concentración de sales en el ambiente.

Alta humedad – Sales: Corresponde a ambientes usualmente marinos, en presencia de alta humedad y sales, pero sin la presencia de químicos que aceleren los efectos corrosivos en la cañería.

Alta humedad – Alta Temperatura: Ambientes en presencia combinada de alta humedad y alta temperatura, lo que acelera el efecto de la corrosión sobre la cañería.

Químico – Baja humedad: Corresponde a ambientes en presencia de baja humedad, pero bajo la acción de químicos disueltos en el ambiente.

Baja Humedad: Corresponde a ambientes sólo en presencia de baja humedad, por lo tanto las cañerías expuestas en este tipo de ambientes presentan una muy baja corrosión.

Sin exposición: Son cañerías sin exposición directa a la acción del ambiente, en donde el sistema de protección es tal que se considera una corrosión casi nula.

En la Tabla 8 es posible ver un ejemplo de asignación de puntaje de acuerdo al tipo de atmósfera al que se encuentra expuesta una línea de piping.

Tabla 8 Asignación de puntaje de acuerdo al tipo de atmósfera

Corrosión Atmosférica: Tipo de atmósfera	
Puntaje	Concepto
5	Cañería sin exposición al ambiente
4	Ambiente con baja humedad
3	Ambiente con condiciones de humedad estándar de acuerdo a condiciones de diseño
2	Ambiente en presencia de sustancias químicas y alta humedad
1	Ambiente en presencia de alta humedad y sales.

4.3.3. Corrosión atmosférica: Protección a la atmósfera

La protección a la atmósfera corresponde a las medidas adoptadas para minimizar el potencial efecto corrosivo del medio ambiente sobre el sistema de piping. El puntaje asociado a este tipo de medidas depende de las características de la línea de piping y del tipo de ambiente al que se encuentra expuesto; mientras que en algunos casos el ambiente al cual se encuentra expuesta la cañería no requiere protección, en otras situaciones distintos grados de protección indicarán distintos puntajes para la asignación de riesgo producto del tipo de protección atmosférica usada.

El tipo de protección a la corrosión más usado es la aislación del material para evitar su contacto con el ambiente. Entre este tipo de protecciones se encuentra el uso de pinturas, recubrimientos y aislantes. A pesar de que el uso de aislantes y sistemas de protección nunca reducen completamente el potencial de corrosión, un sistema de protección adecuado puede disminuir en gran medida la degradación a la cual se ve expuesta una cañería.

En los sistemas de protección a la atmósfera es posible distinguir como factor determinante en la eficacia de la protección la capacidad del material protector para disminuir el efecto de la corrosión, además de la calidad de la aplicación realizada sobre la cañería. Por ejemplo si es usada una pintura con excelentes propiedades protectoras, la protección entregada no alcanzará todo su potencial si el método de aplicación no es el adecuado.

En la Tabla 9 es posible apreciar un ejemplo de puntaje de riesgo asignado a distintos grados de aplicación y tipo de material utilizado en la protección a la atmósfera de cañerías. Se asigna un puntaje de 1 cuando el material utilizado no es el adecuado para la protección atmosférica, un puntaje de 3 cuando el material es el adecuado y la aplicación satisfactoria, y un puntaje de 5 cuando el recubrimiento utilizado es acorde a las necesidades de la

instalación, además de que la aplicación realizada permite al material utilizado alcanzar el máximo potencial de protección.

Tabla 9 Asignación de puntaje de acuerdo a Protección a la Atmósfera

Corrosión Atmosférica: Protección a la atmósfera	
Puntaje	Concepto
5	Material de protección adecuado con mayor aplicación a la necesaria
4	Material de protección adecuado con aplicación de excelente calidad
3	Material de protección adecuado con aplicación de calidad satisfactoria
2	Material de protección adecuado con aplicación de baja calidad
1	Material de protección no adecuado

4.3.4. Corrosión atmosférica: Exposición a la Atmósfera

A pesar de que una cañería pueda contar con distintos tipos de protección a la atmósfera, o en presencia de distintos ambientes que contribuyen a los efectos de corrosión, la potencial degradación de la cañería puede verse altamente influenciada por el grado de exposición que la cañería presenta al ambiente.

Los escenarios de exposición a la atmósfera pueden ser resumidos de la siguiente manera:

Combinación aire – agua: También conocida como *splash zone*, corresponde al escenario donde la cañería se ve alternadamente expuesta a al aire y al agua. Esto se puede ocasionar producto de la acción de olas o mareas sobre la cañería. Esta exposición alternada provoca zonas de concentración de oxígeno, con distintos grados de concentración en la superficie de la cañería, generando zonas anódicas y catódicas causantes de corrosión galvánica. Este efecto se ve aún más incrementado con la presencia de agua de mar, la cual al poseer una mejor conductividad eléctrica, mejora los procesos de corrosión.

Uso de carcazas: De acuerdo a la experiencia industrial, el uso de carcazas protectoras puede generar un espacio privilegiado para la corrosión electroquímica [1]. Usualmente este tipo de configuraciones es usada como protección mecánica ante la exposición de cargas superiores a las que la cañería por sí sola puede soportar, por ejemplo en cruces de caminos. La carcasa protectora por lo general es conectada a la cañería mediante un sistema de fijación metálico que sirve como conductor eléctrico facilitando la formación de un sistema ánodo – cátodo, especialmente cuando el material de la cañería respecto al material de la carcasa posee distinto potencial eléctrico. Además, es usual que éste tipo de configuración presente dificultades para una inspección oportuna del estado de la cañería, por lo que presenta un alto riesgo potencial de falla producto de la degradación del material.

Sistemas de aislación: Es común el uso de sistemas de aislación en tuberías dispuestas por sobre la superficie con el fin de evitar el contacto directo del metal con la atmósfera, ejemplo de esto es el uso de recubrimientos plásticos. Al dañarse la capa de material que recubre la cañería, puede permitir el paso de humedad entre la cubierta y la cañería, provocando la

corrosión del material, la cual por su difícil detección, presenta un riesgo potencial de falla en el sistema.

Soportes y sistemas de sujeción: Otra importante fuente de corrosión en sistemas de cañerías es el uso de soportes y sistemas de sujeción que potencialmente sirvan como acumuladores de humedad, o contribuyan a la formación de sistemas cátodo – ánodo, acelerando los procesos de degradación de la cañería. Las dilataciones y contracciones que sufre la cañería en conjunto a posibles movimientos telúricos, puede generar un desgaste superficial del sistema de protección, incrementando la potencial degradación de la cañería en esta zona.

Combinación aire – tierra: Al igual que la combinación aire – agua, el contacto de cañerías con la tierra, para luego pasar a estar en contacto con el aire, puede incrementar el potencial de degradación de la cañería al formar zonas con distinto potencial eléctrico, además de albergar humedad en la interface aire – tierra.

A modo de ejemplo, se asignan puntajes como indicador de una potencial falla de acuerdo al tipo de escenario al cual se encuentra expuesta una cañería. Para asignar un puntaje de 1 en la confiabilidad del sistema, se asume como escenario más desfavorable la exposición de manera simultánea a al menos dos de los escenarios descritos anteriormente, mientras que el escenario menos desfavorable será la ausencia de escenarios de exposición que incrementen la degradación de la cañería.

Para la asignación de puntajes intermedios se considera como escenario de mayor riesgo la exposición a un ambiente alternante de aire – agua, seguido por el uso de carcazas de protección, la factibilidad de deterioro en cubiertas de aislación, el uso de sistemas de sujeción y finalmente la exposición a un ambiente aire – tierra, como es posible ver en la Tabla 10.

Tabla 10 Asignación de puntaje de acuerdo a Exposición a la Atmósfera

Corrosión Atmosférica: Exposición a la atmósfera	
Puntaje	Concepto
5	Cañería sin exposición a escenarios atmosféricos desfavorables
4	Cañería con baja exposición a escenarios atmosféricos desfavorables
3	Cañería expuesta a ambiente normal aire - tierra
2	Cañería con recubrimiento potencialmente deteriorable
1	Cañería expuesta a ambiente alternante agua - aire

4.3.5. Corrosión interna: Corrosividad del producto

Es posible definir a la corrosión interna como la reacción entre el material de la cañería y el producto transportado causante de la degradación interna del material, originando pérdidas en el espesor de pared.

La corrosión interna no necesariamente puede ser causada por la interacción directa del material a transportar, si no que puede estar influenciada por impurezas presentes en el flujo. Ejemplo de esto es la intrusión de agua de mar en sistemas de cañerías destinadas para el

transporte de gas natural en ambientes costeros. El metano por sí solo no es causante de corrosión en cañerías de acero, sin embargo la presencia de una solución salina incrementa la corrosión en la cañería [8].

La corrosividad del producto puede ser entendida como una medida de la potencial reacción que tendrá el producto transportado con el material de la cañería. Esto se puede originar por la incompatibilidad química de la combinación, o debido a la capacidad erosiva del fluido transportado en la cañería.

Las propiedades físico – químicas del material transportado determinarán el potencial de degradación que este posee en el material de construcción de la cañería. Es por este motivo que para la evaluación de la confiabilidad de una línea de piping es necesario identificar las propiedades del fluido que de mayor manera contribuyen a la corrosión en el sistema. La escala de puntuación que da cuenta de la probabilidad de falla debe ser acorde a los rangos numéricos que indican la presencia y/o concentración de la propiedad física o química causante de la corrosión.

Por ejemplo, en el caso de transporte de hidrocarburos, es posible establecer un rango de concentración de ácido sulfhídrico tal que el puntaje asignado represente el grado de corrosión que produce el compuesto sobre el material de la cañería.

Entre las variables químicas que pueden ser consideradas para la asignación de puntaje de falla se encuentran el contenido de agua, oxígeno, cloruros, ácidos, etc. Entre las variables físicas es posible considerarla presencia de material particulado, sulfatos, carbonatos, etc.

En la asignación de puntaje de riesgo, además de las características físico – químicas del fluido, se debe considerar el eventual incremento de la corrosividad del material bajo condiciones anormales. El funcionamiento de la línea de piping no necesariamente se registrará por las condiciones de operación nominal predefinidas durante el diseño, también se deben evaluar eventuales cambios de las propiedades físico – químicas del fluido.

Por ejemplo, puede ocurrir un aumento repentino de contaminantes en la línea de piping que cambiará las condiciones de degradación a lo largo del sistema. Esto se puede originar por alteraciones y fallas en válvulas, bombas y flanges, así como cambios en la operación del sistema. En el caso de la erosión, esta puede verse incrementada por aumentos en el caudal de transporte, o cambios en la granulometría del material particulado.

En la Tabla 11 se muestra un ejemplo simplificado de asignación de puntaje como indicador de probabilidad de falla de acuerdo a la corrosividad del material transportado. Se asigna un puntaje de 0 cuando el material transportado, o en su defecto la concentración de algún compuesto químico presenta una alta corrosividad sobre el material de la cañería. También se asigna puntaje 1 cuando el fluido posee una alta capacidad erosiva sobre la línea de piping. En el caso contrario, se asigna un puntaje de 5 cuando no existe peligro de degradación sobre la cañería debido a las propiedades físico – químicas del producto. Se asigna un puntaje de 3 cuando las propiedades del producto presentan una corrosividad acorde a valores normales de funcionamiento de líneas de piping.

La asignación de puntaje realizada en este ítem no contempla posibles incrementos en la capacidad de degradación del fluido, por lo que se recomienda realizar un análisis más exhaustivo mediante métodos de evaluación cuantitativos.

Tabla 11 Asignación de puntaje de acuerdo a Corrosividad del producto

Corrosión Interna: Corrosividad del producto	
Puntaje	Concepto
5	Propiedades físico - químicas del producto transportado no presentan un peligro por degradación de la cañería.
4	Producto transportado con concentración de sustancia química corrosiva, o capacidad de erosión sobre el material de la cañería sólo bajo condiciones excepcionales
3	Producto transportado presenta baja corrosividad, concentración de sustancia química corrosiva, o capacidad de erosión sobre el material de la cañería
2	Producto transportado presenta alta corrosividad, concentración de sustancia química corrosiva, o capacidad de erosión sobre el material de la cañería
1	Producto presenta extremadamente alta corrosividad, concentración de sustancia química corrosiva, o capacidad de erosión sobre el material de la cañería

4.3.6. Corrosión interna: Protección a la corrosión interna

Las medidas de protección a la corrosión interna son aquellas acciones de monitoreo destinadas a la medición de las propiedades físico – químicas del producto, o al registro de las propiedades mecánicas del material con el fin de prevenir posibles fallas en la cañería.

Para la asignación de puntaje de riesgo se consideran las principales acciones preventivas para el monitoreo de una cañería, entre las que se encuentran el monitoreo interno, inyección de sustancias inhibidoras, recubrimientos internos, o cambios en las condiciones operacionales de acuerdo al aumento en la concentración de elementos corrosivos en el fluido.

Monitoreo interno: El monitoreo interno puede ser realizado al verificar de las condiciones de operación mediante sistemas de medición, o bien, mediante la constatación de los niveles de corrosión en un trozo de material o tramo de cañería de sacrificio. Este método requiere de un programa de inspecciones capaz de obtener datos representativos de la degradación de la cañería a lo largo del tiempo.

Inyección de sustancias inhibidoras: De acuerdo al tipo de producto transportado en la línea de piping es posible conocer con certeza el principal mecanismo de corrosión al interior de la cañería. En ese caso, y dependiendo del tipo de sustancia química que principalmente causa la corrosión, es posible inyectar al sistema sustancias inhibidoras capaces de contrarrestar el efecto corrosivo.

Recubrimientos internos: Es común el uso de recubrimientos internos cuando el material transportado posee una alta capacidad erosiva sobre el material de la cañería, en ese caso es posible usar un recubrimiento con una dureza tal que el efecto abrasivo del fluido sea menor, o el uso de una cubierta interna como material de sacrificio. Entre los recubrimientos internos más comunes se encuentran el uso de pinturas, plásticos y resinas que son aplicados en forma previa a la construcción.

Condiciones operacionales: El monitoreo de las condiciones operacionales toma relevancia cuando el funcionamiento de la línea de piping bajo condiciones nominales no representa un peligro para la degradación de la cañería. Cuando existe operación en condiciones fuera de rango pueden ser generadas impurezas o sustancias químicas que aceleran los efectos corrosivos sobre la cañería. Por lo tanto, una línea de piping confiable será aquella línea que posea mecanismos de mitigación ante el cambio repentino de las condiciones operacionales del sistema. Por ejemplo el uso de filtro, sistemas deshumidificadores, etc.

A modo de ejemplo, se asigna un puntaje de 1 cuando no existen medidas preventivas ante la corrosión interna del sistema, o no existe claridad sobre mecanismos de corrosión. Se asigna un puntaje de 3 cuando el sistema cuenta con protección interna y un programa de inspecciones acorde al funcionamiento del sistema. Se asigna un puntaje de 5 cuando la línea de piping no requiere de un sistema de monitoreo o de medidas de protección para la corrosión interna. En la Tabla 12 es posible observar la asignación de puntaje propuesto como indicador de falla.

Tabla 12 Asignación de puntaje de acuerdo a la protección a la corrosión interna de la cañería

Corrosión Interna: Protección a la corrosión interna	
Puntaje	Concepto
5	Condiciones operacionales del sistema no requieren de medidas de protección adicionales para la prevención de la corrosión interna
4	Sistema posee recubrimiento interno y al menos un sistema de protección adicional como filtros, sensores, etc.
3	Sistema posee recubrimiento interno adecuado con un programa de inspecciones acorde a la tasa de falla del sistema.
2	Sistema posee recubrimiento interno no adecuado para condiciones operacionales de la línea de piping.
1	Sistema no posee monitoreo de sustancias químicas, o no existe claridad sobre los mecanismos de corrosión interna de la cañería

4.3.7. Corrosión subsuperficial: Corrosividad del suelo

En el caso de líneas de piping metálicas, la corrosión de líneas soterradas no puede ser inspeccionada de forma directa, lo que requiere de métodos indirectos para deducir el estado de corrosión que presenta la línea. Es por este motivo que los fenómenos de corrosión propios

de líneas en contacto con la tierra deben ser cuidadosamente vigilados con el fin de prevenir fallas futuras en el sistema.

La corrosión galvánica es uno de los principales mecanismos de corrosión en instalaciones dispuestas bajo la superficie o en contacto con la tierra. La corrosión galvánica ocurre cuando el metal en un medio electrolítico forma una región anódica y catódica, facilitando la transferencia de iones metálicos desde el ánodo hacia el cátodo.

El suelo, al ser un excelente medio electrolítico, permite la formación de regiones anódicas y catódicas a lo largo de la línea de piping, o bien entre la cañería y otro metal enterrado en el lugar. También es posible formar regiones anódicas y catódicas con la instalación de cañerías nuevas en una línea de piping antigua, cañerías enterradas en suelos que varían sus propiedades electrolíticas (variación de humedad, concentración de iones, oxígeno), etc.

A pesar del uso de recubrimientos protectores para aislar el metal de la cañería del suelo, este tipo de protecciones nunca es completamente efectivo, dejando en contacto algunas zonas de la línea de piping donde puede producirse la corrosión galvánica. La corrosividad del suelo, entonces, se encontrará determinada por aquellos factores que influyen en sus propiedades electrolíticas.

Entre las variables que determinan las propiedades electrolíticas del suelo se encuentran la conductividad, PH, humedad, presencia de microorganismos, etc. El efecto corrosivo, producto de la conductividad eléctrica del suelo, será producto de un efecto combinado de las variables mencionadas anteriormente, por lo que la asignación de un puntaje de riesgo para la corrosividad del suelo puede considerar el rango en el cual cada una de estas variables influye en la corrosividad del suelo, asignando a la vez, ponderaciones a cada una de ellas con el fin de obtener un indicador representativo del potencial corrosivo del suelo sobre el sistema.

En el caso de la norma ASME B31.8 (líneas de piping para distribución de gas), se asigna una tasa de corrosión de acuerdo a la resistencia eléctrica del suelo. Esta señala que para una resistividad menor a 1.000 [ohm•cm], se tiene la mayor tasa de corrosión, cuatro veces mayor que la menor tasa de corrosión que puede presentar el suelo, cuando posee una resistividad de 15.000 [ohm•cm] o mayor [8].

Los tramos para la asignación de puntaje de acuerdo a la resistividad del suelo deben ser definidos por la compañía de acuerdo al nivel de seguridad deseado. A modo de ejemplo, de acuerdo al potencial de corrosión entregado, se construye una tabla de evaluación de riesgo con puntaje 1 en el escenario más desfavorable, es decir cuando no se cuenta con información suficiente para determinar la resistividad del suelo, y un puntaje de 5 en el escenario más favorable, resistividad conocida y mayor o igual a 15.000 [[ohm•cm]. Es posible ver la asignación de puntaje en la Tabla 13.

Tabla 13 Asignación de puntaje de acuerdo a Corrosividad del suelo

Corrosión Subsuperficial: Corrosividad del suelo	
Puntaje	Concepto
5	Resistividad mayor o igual a 15.000 [ohm*cm]
4	Resistividad menor o igual a 10.000 [ohm*cm]
3	Resistividad menor o igual a 5.000 [ohm*cm]
2	Resistividad menor o igual a 1.000 [ohm*cm]
1	No se posee información de la corrosividad del suelo

4.3.8. Corrosión Subsuperficial: Corrosión mecánica

La corrosión mecánica corresponde al potencial de corrosión producido por el efecto conjunto de esfuerzos mecánicos sobre la estructura en un ambiente corrosivo. El agrietamiento por corrosión bajo tensión, o *Stress Corrosion Cracking* (SCC), se caracteriza por la propagación de grietas de manera transgranular o intergranular, lo que dificulta su detección oportuna, más aun si no se cuenta con un programa de inspecciones adecuado.

En general, para que existe agrietamiento bajo tensión se debe configurar un escenario con agrietamiento por corrosión bajo tensión. En la Tabla 14 es posible apreciar las parejas material/ambiente más comunes en la propagación de grietas por corrosión bajo tensión propuestas por la norma ASME B31.3 [16].

Tabla 14 Parejas material/ambiente en agrietamiento por corrosión bajo tensión.

Material	Ambiente
Aceros al carbono	Alta temperatura, soluciones de nitratos, carbonatos e hidróxidos
Aceros de alta resistencia	Soluciones acuosas electrolíticas, especialmente ácido sulfhídrico
Aceros inox austeníticos	Alta temperatura, altas concentraciones de cloruros
Latón	Soluciones de amoníaco
Aleaciones de aluminio	Iones de cloro, yodo y bromo en solución acuosa
Aleaciones de titanio	Iones de cloro, yodo, bromo y óxido de nitrógeno en solución acuosa
Aleaciones de magnesio	Iones de cloro en solución acuosa

En el caso de líneas de piping para la transmisión de gas, la norma ASME B31.8 enumera algunas de las principales condiciones para el desarrollo de corrosión mecánica en el sistema. Estas condiciones son [17]:

- Esfuerzos de operación mayor al 60% del esfuerzo mínimo de fluencia.
- Temperatura de operación mayor a 37,7 [°C].
- Distancia a la estación de compresión menor a 32,2 [km].
- Edad mayor a 10 años.
- Material de recubrimiento distinto al revestimiento de resina epóxica adherida por fusión.

Tomando como referencia las recomendaciones de la norma para la transmisión de gas, se asigna un puntaje de 1 cuando la línea de piping posee algunas de las parejas material/ambiente enumeradas en la Tabla 14, además de propiciar la corrosión mecánica por operación a altas temperaturas y esfuerzos.

Se asigna un puntaje de 3 cuando el material a pesar de estar expuesto a sustancias químicas que propician el SCC, posee una edad menor a 10 años, además de temperatura y esfuerzos menores a los recomendados. Como escenario de máxima confiabilidad, se asigna un puntaje de 5 a aquellos segmentos de cañería cuyo material no sea propenso al agrietamiento por corrosión bajo tensión durante la operación.

Tabla 15 Asignación de puntaje de acuerdo a condiciones de corrosión mecánica

Corrosión Subsuperficial: Corrosión mecánica	
Puntaje	Concepto
5	Material sin exposición a sustancias químicas que propicien el SCC
4	Material expuesto a sustancia química que propicia el SCC, tiempo menor a 10 años y material de recubrimiento de resina epóxica.
3	Material expuesto a sustancia química que propicia el SCC, tiempo menor a 10 años, además de temperaturas y esfuerzos menores a los recomendados
2	Material expuesto a sustancia química que propicia el SCC y tiempo mayor a 10 años
1	Material de cañería expuesto a sustancia química que propicia el SCC, temperatura y esfuerzos mayores a los recomendados, tiempo de operación mayor a 10 años

4.3.9. Corrosión subsuperficial: Sistema de protección catódica

La protección catódica consiste en la aplicación de corriente eléctrica sobre un material para alterar las posibles zonas ánodo – cátodo que se formarían normalmente a lo largo de la cañería. Para la asignación de puntaje de riesgo se verifica la efectividad de la protección catódica corroborando que el potencial eléctrico entregado es suficiente para bloquear el

efecto de la corrosión catódica, además de confirmar que se cuenta con un plan de inspecciones y mediciones capaces de detectar a tiempo fallas en el sistema de protección catódica.

El criterio de efectividad, entonces, puede estar condicionado por un cierto rango aceptable de potencial eléctrico en el sistema de protección catódica. De acuerdo al cumplimiento de éste criterio, en conjunto a la mantención de equipos asociados, además del uso de sistemas de prueba y verificación, se asignará un puntaje de riesgo para la sección de cañería.

En general es aceptado como criterio de efectividad la existencia de un potencial eléctrico entre la cañería y la tierra de al menos -0.85 [V], los cuales deben ser medidos mediante un electrodo de cobre. El exceso de potencial eléctrico también puede resultar nocivo para el sistema por el posible aumento en la concentración de nitrógeno en los alrededores de la cañería, lo que traería consigo un posible desprendimiento del recubrimiento en la línea de piping.

Además de la verificación del potencial eléctrico mínimo en el sistema, también es necesario corroborar la metodología de medición en terreno utilizada. Usualmente por la disposición del sistema no es posible realizar mediciones de potencial en el punto exacto donde existe una menor distancia entre el metal de la cañería y el elemento de protección catódica, esto puede generar distorsiones en la medición de potencial eléctrico, por lo que se recomienda seguir un procedimiento estandarizado para la simulación de las propiedades electrolíticas del suelo mediante la formación de una celda análoga usando un electrodo de cobre introducido en una solución de sulfato de cobre.

Una de las formas de aumentar la confiabilidad del sistema de protección catódica es mediante la verificación de su funcionamiento a lo largo de toda la línea de piping. El puntaje indicador de falla en el sistema deberá entonces considerar la existencia de estaciones de muestreo que permitan medir el potencial eléctrico a lo largo del sistema, lo cual además, se recomienda complementar con una frecuencia de medición de 6 a 12 meses [1].

Una de las estrategias utilizadas para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de protección catódica es el uso de una estrategia de monitoreo basada en mediciones de intervalos cortos, o *Close Interval Surveying* (CIS), en la cual, se verifica el potencial eléctrico entre la cañería y el suelo con una distancia entre 1 y 4 metros a lo largo de todo el sistema. Esta medición en forma continua permite detectar a tiempo posibles fallas en el sistema de protección catódica con mayor precisión para determinar la zona que debe ser intervenida.

En la Tabla 16 es posible apreciar la asignación de puntaje de falla propuesto por Muhlbauer [1] para cada tramo de cañería, donde el escenario más desfavorable, de puntaje 1, consiste en la inexistencia de un sistema de protección catódica aun cuando la cañería se encuentra en contacto con la tierra, y en el caso contrario, se asigna un puntaje de 5 para el escenario más confiable, donde la cañería no necesita sistema de protección catódica, o esta es provista con un sistema de medición de ininterrumpido en intervalos cortos a lo largo de la cañería, además de un potencial constante de al menos -0.85 [V].

Tabla 16 Asignación de puntaje de acuerdo al Sistema de protección catódica

Corrosión Subsuperficial: Sistema de protección catódica	
Puntaje	Concepto
5	Cañería posee sistema de protección catódica, utiliza sistema de protección a lo largo de toda la línea con sistema de verificación CIS, potencial eléctrico de al menos -0.85 [V]
4	Cañería posee sistema de protección catódica, con inspecciones en un tiempo menor a 6 meses y potencial eléctrico de al menos -0.85 [V]
3	Cañería posee sistema de protección catódica, con inspecciones en un tiempo mayor a 1 año y potencial eléctrico de al menos -0.85 [V]
2	Cañería posee sistema de protección catódica sin verificación de funcionamiento, o con un potencial eléctrico insuficiente
1	Cañería no posee sistema de protección catódica

4.3.10. Corrosión subsuperficial: Potencial de interferencia

La corrosión galvánica y los sistemas utilizados para otorgar protección catódica, al ser procesos electro – químicos, son altamente sensibles a la influencia generada por otras fuentes de energía, o la presencia de metales que interfieren en el correcto funcionamiento del sistema de protección. Entre éstas se encuentran la interferencia de sistemas de transmisión de corriente alterna, la presencia de metales soterrados en las cercanías de la cañería y el apantallamiento del sistema de protección por la interferencia de elementos externos.

Interferencia por transmisión de corriente alterna: En sistemas de cañerías ubicados en las cercanías de líneas de transmisión de corriente alterna, es común que el campo magnético inducido a través de la línea producto de la transmisión, también induzca un potencial eléctrico sobre la línea de piping, favoreciendo la corrosión galvánica o perturbando los sistemas de protección catódica.

La tasa de corrosión, al ser proporcional al potencial eléctrico sobre la línea de piping, también es proporcional a la densidad de energía que induce el potencial eléctrico sobre la línea. De acuerdo a pruebas realizadas por la industria, se tiene certeza que una densidad de energía de 100 [A/m²] causa corrosión galvánica sobre cañerías de acero instaladas bajo tierra [18].

Entre los métodos usados para prevenir la interferencia de la transmisión de corriente alterna, se tiene el uso de sistemas de protección eléctrica, la conexión a tierra de la cañería mediante instalación de ánodos de sacrificio a lo largo de ella, recubrimientos aislantes, instalación de para rалlos, etc.

Interferencia por apantallamiento: El apantallamiento corresponde a la interferencia en la capacidad protectora del sistema de protección catódica producto de elementos que alteran

el potencial eléctrico generado. En líneas de piping con recubrimientos externos de material dieléctrico, como el polietileno, la corriente eléctrica del sistema de protección catódica es apantallada, por lo que no puede alcanzar la cañería metálica bajo el recubrimiento, impidiendo realizar el efecto protector.

Interferencia por corriente continua: La interferencia por corriente continua se produce cuando el metal de la cañería entra en contacto con metales soterrados en las cercanías de la instalación, esta conexión puede servir de puente para la transmisión de corrientes sub superficiales originadas en diferencias de potencial en el suelo, lo que trae consigo la posible degradación del material de la cañería al formar una celda de corrosión galvánica interfiriendo con el sistema protector.

Para la asignación de riesgos por potencial de interferencia en el sistema protector, se asigna puntaje 1 para el caso más desfavorable, que es la presencia de líneas de transmisión de corriente alterna con una alta densidad de corriente, además de posible apantallamiento por el recubrimiento de la cañería y metales cercanos en el lugar.

Se asigna un puntaje de 3 para posibilidades de interferencia bajos, pero acordes a condiciones de diseño. En el escenario más favorable, se asigna puntaje de 5 para cañerías sin la interferencia de líneas de transmisión de energía, sin problemas de apantallamiento y sin la presencia de metales cercanos que produzcan alteraciones en el sistema de protección. En la Tabla 17 es posible apreciar la asignación de puntaje de acuerdo al potencial de interferencia en el funcionamiento del sistema de protección catódica.

Tabla 17 Asignación de puntaje de acuerdo a potencial de interferencia

Corrosión Subsuperficial: Potencial de interferencia	
Puntaje	Concepto
5	Cañería con sistema de protección catódica sin riesgos de interferencia en su funcionamiento
4	Cañería expuesta a interferencia en sistema de protección catódica sólo en condiciones de operación no nominal
3	Cañería con baja posibilidad de interferencia en sistema de protección catódica
2	Cañería con alta posibilidad de interferencia en sistema de protección catódica
1	Cañería con muy alta posibilidad de interferencia en sistema de protección catódica (Densidad de corriente alta), metales enterrados, apantallamiento, etc.)

4.3.11. Corrosión Subsuperficial: Tipo de Revestimiento

El uso de recubrimientos es quizás uno de los métodos más extendidos en la protección de cañerías ante la protección catódica debido a su bajo costo sencillez en la aplicación. En general se utilizan materiales dieléctricos capaces de aislar a la cañería con el fin de dificultar

la corrosión galvánica. Entre los materiales utilizados se encuentran pinturas, plásticos, gomas y materiales en base a hidrocarburos, por ejemplo asfalto y alquitrán [1].

El material usado como recubrimiento, además de su forma de aplicación, debe ser capaz de obtener una película protectora capaz de soportar la manipulación de la cañería durante la construcción, cambios de temperatura e interacciones del medio con la línea de piping.

Los sistemas de recubrimiento más utilizados son [1]:

- Masillas de asfalto aplicadas en frío.
- Polietileno extruido o aplicado mediante fusión sobre la superficie.
- Material epóxico adherido por fusión.
- Esmalte protector en base a alquitrán de hulla.
- Cintas con aplicación en frío o caliente.

Una de las principales causantes de la ruptura del recubrimiento superficial de las cañerías es el efecto producido por el movimiento del suelo en líneas de piping enterradas. Esto puede provocar la interacción entre la cañería y elementos externos como rocas y raíces que pueden, eventualmente, romper el recubrimiento superficial dejando expuesto el metal de la cañería.

Otro de los causantes de la ruptura del recubrimiento superficial es el desprendimiento de la película protectora ocasionado por el aumento en la concentración de hidrógeno que produce un sistema de protección catódica con potencial eléctrico demasiado alto.

En general, los sistemas protectores en base a recubrimientos superficiales deben ser vistos como mecanismos de protección que funcionan de manera complementaria con sistemas de protección catódica. El uso de un potencial de energía que induce la formación de un cátodo con el metal de la cañería sirve como complemento en aquellas zonas donde el material de la línea de piping queda expuesto debido a la ruptura del recubrimiento superficial.

La asignación de puntaje de acuerdo al tipo de revestimiento utilizado tiene relación con qué tan idóneo o apropiado es el material, además del tipo de aplicación usado para proteger la cañería de acuerdo a las condiciones de operación y exposición ambiental. En la Tabla 18 es posible ver una matriz de asignación de puntaje de acuerdo a la calidad del material y calidad de la aplicación de manera combinada, donde se asigna una puntuación de 1 a 7 de acuerdo al criterio combinado de ambas variables. En caso de no contar con recubrimiento se asigna un puntaje de 0.

Tabla 18 Matriz de asignación de puntaje de acuerdo a calidad de material y calidad de aplicación de revestimiento

Corrosión Subsuperficial: Tipo de revestimiento		Ítem	1.2.3.3	
Calidad Material Revestimiento	Posee revestimiento de mala calidad no adecuado para condiciones operacionales nominales	1	2	3
	Revestimiento calidad buena, adecuado para condiciones operacionales nominales	2	3	4
	Revestimiento excelente calidad, adecuado para condiciones operacionales extremas	3	4	5
Si NO existe recubrimiento de la cañería, se asigna puntaje 0		Aplicación de revestimiento de baja calidad, sin control de calidad	Aplicación de revestimiento con buenos resultados y control de calidad parcial	Aplicación de recubrimiento con excelentes resultados y control de calidad en totalidad de la línea
		Calidad Aplicación Revestimiento		

4.4. Tablas y matrices de evaluación de riesgo: Diseño

En la evaluación de una línea de piping, parte importante del indicador de riesgo obtenido es producto de la verificación de las condiciones y procedimientos en el diseño de cañerías y equipos. Las normas para el diseño y construcción de una línea de piping usualmente establecen los procedimientos de diseño bajo el cual se obtiene una operación segura del sistema de cañerías, predeterminando los rangos aceptables de factores de seguridad aplicables a cada componente de diseño de la línea de piping.

En el caso en que una línea de piping posee dimensiones o condiciones de operación no tratadas por el conjunto de normas técnicas disponibles, deben ser realizados análisis que permitan asegurar el correcto funcionamiento y vida útil del sistema.

Es así como el indicador de riesgo durante el diseño de una línea de piping se encontrará determinado por el nivel de certeza de que los procedimientos realizados para el diseño consideran ampliamente las condiciones de operación y características de los equipos, ya sea avalando el diseño mediante procedimientos detallados en normas técnicas, o utilizando otro tipo de herramientas de análisis tales como soluciones analíticas asistidas por métodos finitos, simulación estructural, pruebas experimentales, etc.

La asignación para puntaje de riesgo considerando el diseño de una línea de piping se realiza de acuerdo a las recomendaciones realizadas por la norma ASME B31.3, la cual establece procedimientos y factores de seguridad para cañerías de proceso en general. En la norma ASME B31.3 se excluyen líneas de piping con las siguientes características [16]:

- Líneas de piping con presión de funcionamiento menor a 105 [kPa], temperatura menor a 29 [°C] y mayor a 186 [°C].
- Cañerías de calderas u otras cañerías externas ajustables a la norma ASME B31.1.
- Tubos, cabezales, uniones y cañerías internas en paredes de tubos para sistemas de generación de energía.
- Recipientes de presión, intercambiadores de calor, bombas, compresores y otros elementos de proceso.

El puntaje de riesgo total obtenido por parte del diseño, se construye a partir de 4 subdivisiones principales; factor de seguridad, fatiga, memorias de cálculo y el aumento repentino de presión. A su vez cada una de estas subdivisiones es fraccionada en nuevos niveles de subdivisión de acuerdo a las características del proceso.

Para la aplicación del sistema de evaluación de riesgos, es necesario que el equipo evaluador ajuste los criterios utilizados para la asignación de puntajes, los cuales tienen directa relación con el tipo de cañería, ambiente, cargas y condiciones de operación.

En la Figura 4-4 es posible apreciar los criterios y subcriterios considerados para la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo al cumplimiento de normas y procedimientos de diseño en una línea de piping. Los subcriterios analizados (cuadros color plomo en diagrama), son obtenidos de tal forma que la evaluación de puntaje de falla por cada uno de ellos sea independiente entre sí. Para cada uno de estos se construye una tabla o matriz de evaluación.

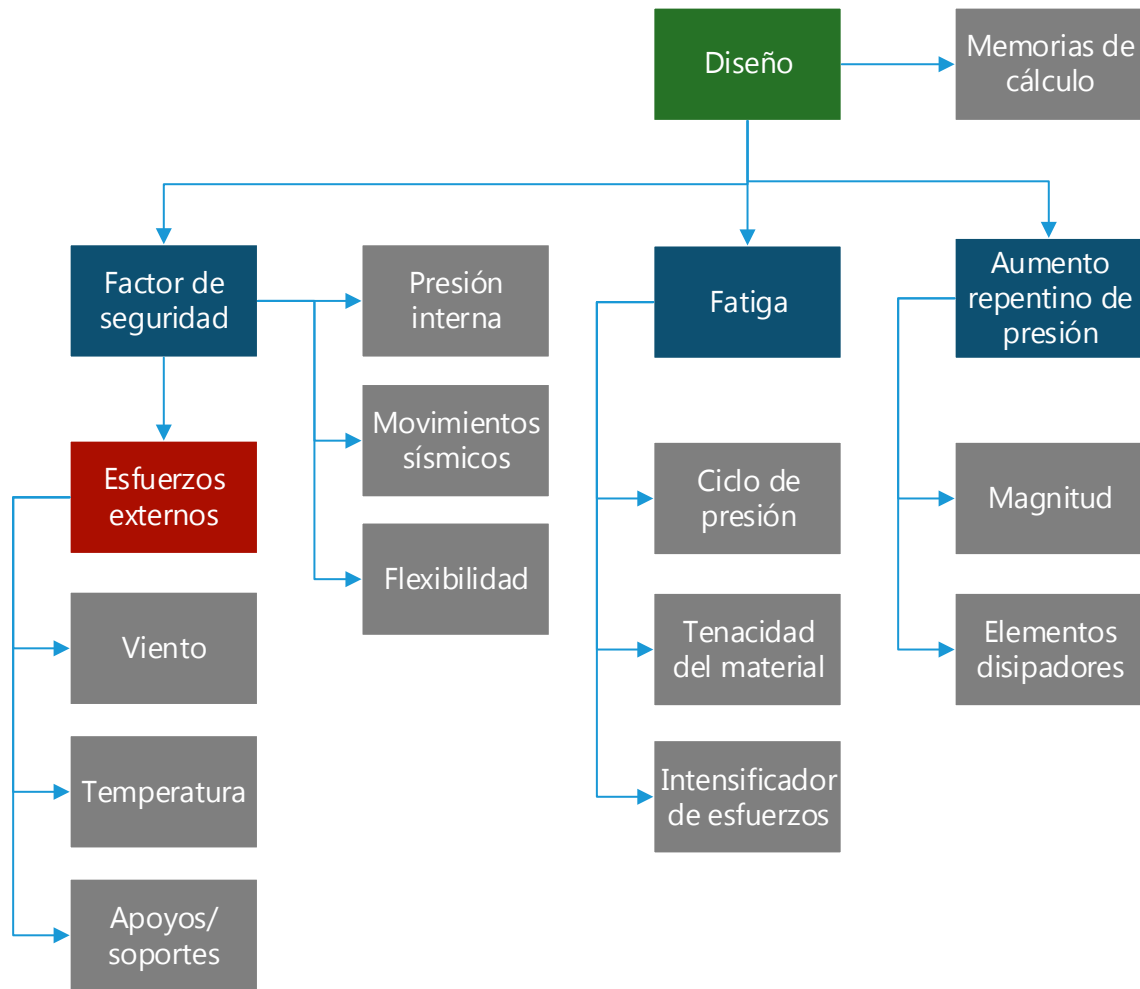


Figura 4-4 Diagrama criterios de evaluación en Normas y Procedimientos de Diseño

4.4.1. Memorias de cálculo y gestión de la información

La asignación de puntaje de riesgo por memorias de cálculo y gestión de la información tiene relación con los mecanismos desarrollados por la organización para verificar la existencia y calidad del respaldo técnico necesario para el desarrollo y funcionamiento de una línea de piping.

Este criterio de riesgo verifica la existencia de mecanismos de verificación adecuados que dan sustento al criterio técnico utilizado para la construcción, selección de materiales y operación de la línea, además de corroborar si el procedimiento utilizado es suficiente para caracterizar completamente las condiciones de operación de los equipos, es decir, verifica la existencia de memorias de cálculo para luego corroborar si su desarrollo contempla las variables de diseño suficientes como para asegurar un correcto funcionamiento de la línea de piping.

En la construcción de una tabla de evaluación para la existencia y calidad de memorias de cálculo e indicaciones técnicas, se asigna un puntaje de 1 en el caso de que el sistema no cuente con memorias de cálculo que respalden su funcionamiento. En el escenario opuesto, la condición más favorable corresponde a la existencia de memorias de cálculos desarrolladas de tal modo que es posible verificar plenamente cada una de las variables de operación del sistema, contemplando ampliamente gran parte de los criterios de diseño necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la línea, asignando puntaje 5.

En la Tabla 16 es posible apreciar la asignación de puntaje de acuerdo a la existencia y calidad de memorias de cálculo en el sistema.

Tabla 19 Asignación de puntaje de acuerdo a existencia y calidad de memorias de cálculo

Memorias de cálculo	
Puntaje	Concepto
5	Memorias de cálculo completas de acuerdo a normas técnicas adecuadas a condiciones de operación de la cañería
4	Sin memorias de cálculo, validación por test de presión
3	Memorias de cálculo elaboradas de acuerdo a norma técnica adecuada a normas de operación.
2	Memorias de cálculo incompletas, o no realizadas en base a normas técnicas adecuadas a las condiciones de operación
1	No existen memorias de cálculo asociadas a la unidad

4.4.2. Factor de seguridad: Presión interna

En términos generales, la norma ASME B31.3 indica que la presión de diseño de una línea de piping nunca debe ser menor a la máxima presión causada por la condición más desfavorable sobre el sistema. Un correcto diseño de la cañería contempla, además, debe considerar sistemas de alivio de presión en caso de alcanzar la presión de diseño máxima establecida anteriormente.

La norma ASME B31.3 establece un procedimiento para el cálculo del espesor de pared de acuerdo a la presión máxima de diseño en el sistema, tensión admisible del material, diámetro exterior de la cañería, el espesor adicional por erosión y el efecto de la temperatura representado por un coeficiente. El cálculo del espesor de pared se realiza mediante la Ecuación (40). Para un espesor de cañería tal que $t \geq D/6$, se deben aplicar análisis complementarios para verificar mecanismos de falla como fatiga y corrosión [16].

$$t = \frac{P(d + 2c)}{2[SEW - P(1 - Y)]} \quad (40)$$

Donde:

- t : Espesor de pared (mm).
- P : Presión interna de diseño (MPa).
- d : Diámetro interior de la cañería (mm).
- c : Diámetro adicional producto del efecto de la erosión o corrosión interna (mm).
- S : Tensión admisible del material por presión interna (MPa).
- E : Factor de calidad en la construcción de la cañería.
- W : Factor de reducción de resistencia en uniones soldadas.
- Y : Coeficiente por efecto de altas temperaturas sobre el material.

La asignación de puntaje de riesgo se realiza en base a la presión de diseño utilizada para el cálculo de espesor de pared de la cañería, se asigna un puntaje de 1 cuando la relación entre la presión de diseño (PD) y la máxima presión a la cual puede estar sometida ocasionalmente la cañería (PO) es menor a 0,8; mientras que el escenario de máxima confiabilidad ocurre con una relación mayor o igual 1,4 entre ambas presiones, asignando un puntaje de 5. Los tramos de evaluación para las presiones de diseño deben ser elaborados por cada empresa de acuerdo al nivel de seguridad deseado.

En la Tabla 20 es posible apreciar la asignación de puntaje propuesta a modo de ejemplo.

Tabla 20 Asignación de puntaje de acuerdo a factor de seguridad en presión interna

Factor de seguridad: Presión interna	
Puntaje	Concepto
5	$(PD/PO) \geq 1,4$
4	$1,2 \leq (PD/PO) < 1,4$
3	$1 \leq (PD/PO) < 1,2$
2	$0,8 \leq (PD/PO) < 1$
1	$(PD/PO) < 0,8$

Cuando se cuenta con la asignación de puntaje de acuerdo al valor de una variable definida entre un valor máximo (confiable) y un valor mínimo admisible, es posible normalizar dicho valor con el fin de obtener un puntaje más representativo en comparación a la asignación de puntos de acuerdo a un rango de valores. La Ecuación (41) define la manera de normalizar el puntaje entre un valor mínimo y máximo.

$$\left(\frac{V - V_{min}}{V_{max} - V_{min}} \right) (P_{max} - P_{min}) + P_{min} \quad (41)$$

Donde:

- V : Valor obtenido durante la evaluación de riesgo.
- V_{min} : Valor mínimo admisible en el sistema, por ejemplo factor de seguridad mínimo.

- V_{max} : Valor de máxima confiabilidad, por ejemplo factor de seguridad con el cual se asegura funcionamiento confiable del equipo.
- P_{max} : Puntaje de riesgo asociado a escenario de máxima confiabilidad.
- P_{min} : Puntaje de riesgo asociado a mínima confiabilidad.

En la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a la presión interna de la cañería, asumiendo como valor máximo $(PD/PO) \geq 1,4$, y valor mínimo $(PD/PO) < 0,8$; además de un puntaje entre 1 y 5, se obtiene la Ecuación (42).

$$6,66 * V - 4,33 \quad (42)$$

4.4.3. Factor de seguridad: Viento

En general una línea de piping se encuentra sometida a distintos tipos de esfuerzos externos que deben ser considerados de acuerdo al ambiente en el cual opera el sistema. Para esfuerzos de corta duración inducidos externamente, la norma ASME B31.3 recomienda para fines de diseño utilizar un esfuerzo de fluencia hasta un 10% menor al esfuerzo de fluencia real del material. Esto es sólo cuando el efecto del viento es significativo respecto al resto de cargas presentes en el sistema.

Considerando que la norma deja a criterio del diseñador la inclusión del viento en el cálculo del sistema, se asigna un puntaje de riesgo de acuerdo a un criterio combinado entre el uso del efecto del viento en el sistema, y la existencia de vientos de importancia en la cañería, que para este caso se definen como vientos con una velocidad mayor a 60 [km/h].

En la Tabla 21 es posible apreciar un ejemplo de la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo al uso del efecto del viento durante el diseño.

Tabla 21 Asignación de puntaje de acuerdo a efecto de viento en el diseño del sistema

Factor de seguridad: Viento	
Puntaje	Concepto
5	Cargas por viento son consideradas en diseño de la cañería de acuerdo a condiciones de operación mayores a condiciones normales
4	Frecuencia de vientos en la zona permite desestimar cargas por viento en el diseño del sistema
3	Cargas por viento son consideradas en diseño de la cañería bajo condiciones de operación normales
2	No se tiene certeza del uso de cargas por viento en el diseño, además de tener vientos importantes en las instalaciones (> 60 km/h)
1	No se consideran cargas por viento en el diseño

4.4.4. Factor de seguridad: Temperatura

La presión interna, aparte de causar un esfuerzo tangencial sobre la cañería, también produce esfuerzos longitudinales. Considerando además el esfuerzo longitudinal producido por la dilatación térmica sobre el material, la suma de esfuerzos longitudinales puede originar deformaciones a lo largo a lo largo de la línea de piping si no son considerados elementos capaces de absorber la contracción y dilatación lineal que sufre la cañería.

Para tuberías bajo tierra, el esfuerzo longitudinal producido por la presión interna se aproxima a un 45% del esfuerzo tangencial sobre la cañería [17], como se muestra en la Ecuación (43).

$$S_l = 0,45 \cdot S_t \quad (43)$$

Donde:

- S_l : Esfuerzo longitudinal.
- S_t : Esfuerzo tangencial.

El esfuerzo longitudinal producto de la dilatación térmica del material es calculado en base al coeficiente de dilatación térmica, la variación de temperatura y el módulo de elasticidad del material de la cañería, como se muestra en la Ecuación (44)

$$\sigma_{temp} = -\alpha \cdot (\Delta T) \cdot E \quad (44)$$

Donde:

- σ_{temp} : Esfuerzo longitudinal por variación de temperatura.
- α : Coeficiente de dilatación térmica.
- ΔT : Variación de temperatura en la línea de piping.
- E : Módulo de elasticidad del material de la cañería.

La variación de temperatura sobre una línea de piping puede estar ocasionada por una alta variación térmica en el ambiente en cual opera la cañería, por ejemplo en climas desérticos donde la combinación de altas temperaturas durante el día y bajas temperaturas durante la noche puede ocasionar un alto esfuerzo longitudinal que debe ser considerado durante el diseño del sistema.

Para la asignación de puntaje de riesgo, se asume como escenario menos confiable el no uso de la variación térmica durante el diseño (puntaje 1), mientras que el escenario de mayor confiabilidad se produce cuando es utilizada para el diseño la peor variación térmica posible sobre el sistema, contemplando tanto la variación de temperatura ambiente, como la variación de temperatura en el fluido.

La Tabla 22 muestra la asignación de puntaje realizada para el uso de la variación térmica durante el diseño de la cañería.

Tabla 22 Asignación de puntaje de acuerdo a uso de variación térmica en diseño de la línea de piping

Factor de seguridad: Temperatura	
Puntaje	Concepto
5	Cargas por variación térmica son consideradas en diseño de la cañería con factor de confiabilidad que asegura le funcionamiento en peor diferencia de temperatura registrada
4	Variación térmica menor y en forma muy poco frecuente permite desestimar cargas por diferencias de temperatura en el sistema
3	Cargas por variación térmica son consideradas en diseño de la cañería
2	No se tiene certeza del uso de la variación térmica en el diseño, además de tener diferencias de temperatura importante en la cañería (> 30 °C)
1	No se consideran esfuerzos por variación térmica en el diseño

4.4.5. Factor de seguridad: Apoyos y soportes

Si bien la norma ASME B31.3 no contempla un procedimiento en específico para el diseño de estructuras y elementos de soporte en una línea de piping, ésta entrega una serie de recomendaciones sobre las variables y consideraciones mínimas que deben ser contempladas en el diseño.

Como primera recomendación, la norma señala que el diseño de estructuras de soporte debe contener al menos el efecto del peso de la cañería cuando se encuentra a plena capacidad, cargas producidas por la presión interna y la temperatura, cargas producidas por vibraciones, viento y movimientos sísmicos.

Como elemento de control en el desarrollo del cálculo y diseño de la línea de piping, la norma propone verificar al menos el cumplimiento de los siguientes criterios:

- Corroborar que no son superadas las tensiones máximas permitidas para la cañería.
- Verificar que no se producen fugas en las uniones, o fugas en las cercanías del sistema de soporte.
- Revisar momentos producidos por equipos conectados al sistema, por ejemplo bombas.
- Posibles resonancias
- Elementos adecuados para soportar efectos de la expansión térmica.
- Evaluar posibles desacoplamientos involuntarios entre la cañería y la estructura de soporte.
- Verificar posibles hundimientos de terreno en sistema que requieren una pendiente mínima para su funcionamiento.
- Exposición de las estructuras de soporte a temperaturas extremas.

Considerando que el diseño de las estructuras de soporte se encuentra determinado por las características del terreno, del ambiente y las condiciones operacionales en las cuales se

encontrará en funcionamiento el sistema, se asigna un puntaje de riesgo verificando el uso de los criterios generales propuestos por la norma en el diseño de soportes para cañería.

Se asigna un puntaje de 1 cuando la estructura de soporte presenta evidentes falencias en el diseño al no satisfacer los requerimientos mínimos para el funcionamiento de la cañería. Se asigna un puntaje de 5 en el escenario donde las estructuras de soporte son diseñadas resguardando los criterios técnicos que permitan un funcionamiento confiable del sistema a lo largo del tiempo.

En la Tabla 23 es posible apreciar la asignación de puntaje propuesta

Tabla 23 Asignación de puntaje de acuerdo a criterios considerados durante el diseño de soportes del sistema

Factor de seguridad: Soportes	
Puntaje	Concepto
5	Diseño de estructura de soporte adecuado, contempla ampliamente gran parte de las variables que causan cargas externas sobre los soportes, capaces de soportar expansión térmica y diseño en base a movimientos sísmicos del lugar.
4	Diseño de estructura de soporte suficiente, satisface requerimientos de expansión térmica y cargas por peso. No contempla cargas eventuales.
3	Diseño de estructura suficiente, contempla cargas principales sobre la estructura. No produce sobretensiones en la cañería.
2	Diseño de soportes satisface mínimamente condiciones de operación, no produce deflexión excesiva en la cañería.
1	Diseño deficiente. Estructura de soporte no satisface requerimientos mínimos del sistema, produce sobretensiones y deflexión excesiva.

4.4.6. Factor de seguridad: Movimientos Sísmicos

La norma ASME B31.3 realiza una serie de recomendaciones sobre la inclusión de normas sísmicas en el diseño de líneas de piping, dejando a criterio del diseñador la metodología de cálculo a aplicar de acuerdo a las características sísmicas del lugar donde será instalada la cañería.

En el caso chileno debe ser aplicada la norma Nch 2369 relativa al diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales (estructuras, ductos, cañerías, anclajes en equipos de procesos mecánicos y eléctricos).

En específico para cañerías y ductos, la norma Nch 2369 recomienda que en instalaciones de grandes dimensiones se debe disponer de juntas de expansión y apoyos capaces de dar estabilidad sísmica de manera simultánea al escenario de mayor deformación térmica. Además recomienda que en apoyos livianos, el conjunto cañería – soporte sea considerado como una sola unidad de análisis, especialmente en el cálculo de modos normales de la estructura.

Entre las estrategias utilizadas para el análisis de sismicidad se encuentran [19]:

- Coeficientes sísmicos horizontales y verticales aplicables como cargas estáticas equivalentes sobre la estructura.
- Espectros de respuestas de sistemas lineales de un grado de libertad para movimientos de traslación horizontal y vertical del suelo de fundación (modelo seudo dinámico).
- Análisis en base a acelerogramas formulados para movimientos horizontales y verticales del suelo (modelo dinámico).

En la asignación de riesgo por la aplicación de normas sísmicas en el diseño de la línea de piping, se asigna un puntaje de 1 cuando se tiene certeza que el diseño realizado no contempla el efecto sísmico sobre la estructura. Se asocia un puntaje de 5 al escenario de mayor confiabilidad, en donde son utilizados modelos dinámicos para la evaluación de cargas ocasionales sobre el sistema de acuerdo a la norma Nch 2369. En la Tabla 24 es posible apreciar la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo al tipo de análisis sísmico realizado.

Tabla 24 Asignación de puntaje en base a uso de norma sísmica para diseño de línea de piping

Factor de seguridad: Movimientos sísmicos	
Puntaje	Concepto
5	Diseño en base a modelo dinámico
4	Diseño en base a modelo seudo dinámico
3	Diseño en base a carga estática equivalente
2	No se tiene certeza sobre el uso de norma sísmica para diseño de cañería y soportes.
1	No se considera norma sísmica para diseño de cañería y soportes

4.4.7. Factor de seguridad: Flexibilidad

Independiente del uso de juntas de expansión, la flexibilidad del sistema de cañerías es fundamental para afrontar deformaciones producto de las condiciones de operación, variación de temperatura o de movimientos externos que de no contar con la flexibilidad adecuada, podrían provocar el colapso y falla del sistema.

Para evitar la falla en el sistema de cañerías se analiza el rango de esfuerzos provocados por los desplazamientos de la cañería de tal modo que sean posible deformaciones locales capaces de contrarrestar el desplazamiento de la línea de piping. En general se acepta como medida de seguridad que el esfuerzo por desplazamiento en la línea de piping sea menor al rango de esfuerzos permitidos para el sistema.

La norma ASME B31.3 propone el cálculo del esfuerzo por desplazamiento mediante la Ecuación (45).

$$S_E = \sqrt{(S_a + S_b)^2 + (2S_t)^2} \quad (45)$$

Donde:

- S_E : Esfuerzos provocados por desplazamientos en la cañería.
- S_a : Esfuerzo axial provocado por el desplazamiento de la cañería.
- S_b : Esfuerzo producto de la flexión
- S_t : Esfuerzo producto de la torsión

El esfuerzo axial, esfuerzo de flexión y esfuerzo de torsión se encuentran determinados por momentos de torsión e intensificadores de esfuerzos detallados por la norma de acuerdo al tipo de configuración que presenta la línea de piping.

Otra forma de analizar la flexibilidad requerida por el sistema es mediante las máximas reacciones admisibles en el sistema, la cual es calculada en función del rango de fuerzas producto del desplazamiento de la línea y el módulo de elasticidad del material.

Para la construcción de la tabla de asignación de riesgo se considera como escenario de menor confiabilidad aquel donde el diseño se realiza sin contemplar los requerimientos de flexibilidad para soportar posibles desplazamientos de la línea, con puntaje 1. El escenario de mayor confiabilidad, con puntaje 5, es asignado cuando existe certeza de que el diseño se realiza de acuerdo al procedimiento para el cálculo de flexibilidad expuesto por la norma ASME B31.3 y en base a un cálculo de reacciones con factor de seguridad de al menos 1,4.

En la Tabla 25 se aprecia un ejemplo del puntaje de riesgo asignado al factor de seguridad en flexibilidad para el diseño de la cañería.

Tabla 25 Asignación de puntaje de acuerdo diseño de flexibilidad en línea de piping

Factor de seguridad: Flexibilidad	
Puntaje	Concepto
5	Diseño de flexibilidad en cañería de acuerdo a norma técnica, con factor de seguridad en reacciones $\geq 1,4$
4	Diseño de flexibilidad de acuerdo a norma técnica, factor de seguridad en reacciones $\leq 1,2$
3	Diseño de flexibilidad de acuerdo a norma técnica, factor de seguridad en reacciones $\leq 1,1$
2	Diseño de flexibilidad suficiente, no contempla totalidad de esfuerzos en cañería
1	No se considera cálculo de flexibilidad en diseño de cañería

4.4.8. Fatiga: Ciclo de Presión

Si bien en líneas de piping la falla por fatiga no es el mecanismo de falla principal [1], esta puede causar serios problemas debido a la nucleación de grietas que de no ser detectadas pueden culminar en una fractura repentina con graves consecuencias.

Parte fundamental de la gestión del riesgo por fallas causadas por fatiga es el análisis de esfuerzos cíclicos a los cuales se encuentra expuesta la cañería. Factores como la condición superficial, geometría, tenacidad del material, temperatura y procesos de soldadura son fundamentales en el diseño del sistema con el fin de prevenir fallas por fatiga.

La predicción del crecimiento y propagación de grietas queda fuera del alcance que el sistema de evaluación de riesgos pretende abarcar durante la fase diseño del sistema, por lo que la fatiga es analizada desde la capacidad del evaluador de identificar aquellas configuraciones susceptibles de fallar por este mecanismo.

Una manera conservadora de evaluar el riesgo por fatiga durante el diseño es asignar puntaje como indicador de falla de acuerdo a la magnitud del esfuerzo cíclico, en relación al esfuerzo máximo operacional, además de la frecuencia con que se produce el esfuerzo.

Para la asignación de puntaje de riesgo se elabora una matriz de evaluación que contempla ambos criterios, magnitud del esfuerzo y frecuencia, como es posible apreciar en la Tabla 26. La magnitud del esfuerzo es expresada como un porcentaje del esfuerzo máximo operacional, y va desde un 20 % a un 100 %. La frecuencia es expresada como repeticiones anuales en el sistema, en rangos desde 10^3 a 10^6 repeticiones. Ambos valores fueron seleccionados de forma arbitraria con el fin de ejemplificar la asignación de variables numéricas a los rangos de puntaje para la matriz de riesgo, es responsabilidad del equipo de evaluación ajustar los valores máximos permitidos con el fin de obtener un puntaje de riesgo representativo de las condiciones de diseño del sistema.

Tabla 26 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a ciclo de presión en diseño de línea de piping

Fatiga: Ciclo de presión		Ítem	2.2.1	
Magnitud esfuerzo cíclico	Esfuerzo entre 75-100% de esfuerzo máximo de operación	1	2	3
	Esfuerzo entre 50-75% de esfuerzo máximo de operación	2	3	4
	Esfuerzo entre 25-50% de esfuerzo máximo de operación	3	4	5
Si NO existe diseño en base a fatiga del material se asigna puntaje 0		Frecuencia de esfuerzos > 10^6 ciclos anuales	Frecuencia de esfuerzos entre 10^3 y 10^5 ciclos anuales	Frecuencia de esfuerzos < 10^3 ciclos anuales
		Frecuencia de ciclos anuales		

4.4.9. Fatiga: Tenacidad del material

Coffin y Manson, en base al estudio de problemas de fatiga térmica, propusieron la caracterización de la vida a la fatiga mediante la relación entre la amplitud de deformación plástica y las propiedades del material [20]. La relación entre la amplitud de la deformación total y la vida a la fatiga se puede ver en la Ecuación (46).

$$\frac{\Delta\varepsilon}{2} = \frac{\sigma'_F}{E} (2N)^b + \varepsilon'_F (2N)^c \quad (46)$$

Donde:

- $\Delta\varepsilon$: Amplitud total de deformación.
- σ'_F : Esfuerzo de fractura en un ciclo en el material.
- E : Módulo de Young.
- N : Número de ciclos a la falla.
- b : Exponente de resistencia a la fatiga.
- c : Exponente de ductilidad a la fatiga.
- ε'_F : Coeficiente de ductilidad a la fatiga.

Una alta relación entre el esfuerzo de fluencia y el esfuerzo último del material (S_y/S_u) indica que existe una capacidad pequeña para absorber energía en la región plástica, y por ende, se facilita la propagación de la grieta a lo largo del material.

Producto de la dificultad de realizar un análisis acabado sobre la concentración de esfuerzos en la punta de una grieta, es definido el factor de intensidad de esfuerzo (K_I), el cual es una función de la geometría, tipo de carga, tamaño y forma de la grieta. De acuerdo al tipo de carga y configuración geométrica el factor de intensidad de esfuerzo se expresa de acuerdo a la Ecuación (47).

$$K_I = \beta\sigma\sqrt{\pi a} \quad (47)$$

Donde:

- K_I : Factor de intensidad de esfuerzo.
- β : Factor de modificación de intensidad de esfuerzo, el cual depende de la configuración bajo la cual el esfuerzo es aplicado.
- a : Tamaño de grieta.

De acuerdo a la expresión anterior, existe un factor de intensidad de esfuerzo crítico bajo el cual la grieta se propaga, también conocido como tenacidad a la fractura del material (K_{IC}). Una forma de caracterizar la capacidad del material de absorber energía ante la aplicación de esfuerzos es la relación entre la tenacidad a la fractura del material con el factor de intensidad de esfuerzos (K_{IC}/K_I).

Esta relación posee como ventaja la capacidad de obtener experimentalmente la tenacidad a la fractura para distintas temperaturas del material, lo cual permite estimar el factor de intensidad de esfuerzo crítico en condiciones de operación donde el material se encuentra por debajo de la temperatura de transición vítrea, y así evitar posibles fallas por fractura frágil del material.

La construcción de la tabla de evaluación de riesgos se realiza utilizando como criterios la relación entre el esfuerzo de fluencia y el esfuerzo último del material, la elongación del material, y la tenacidad del material en combinación a la información sobre la temperatura de transición de transición vítrea.

En la Tabla 27 es posible apreciar un ejemplo de la asignación de puntaje realizado de acuerdo al criterio utilizado durante el diseño. Los distintos criterios pueden ser utilizados por el equipo evaluador de manera independiente, seleccionando aquel que sea más representativo de acuerdo a la información disponible.

Tabla 27 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a material de diseño

Fatiga: Tenacidad del material			
Puntaje	Sy/Su	Elongación	Concepto
5	< 0,7	> 15 %	Ductilidad alta
4	0,6 - 0,7	10 % - 15 %	Ductilidad media
3	0,7 - 0,8	5 % - 10 %	Ductilidad aceptable, sobre temperatura de transición
2	0,8 - 0,9	2 % - 5 %	Ductilidad baja o temperatura de transición desconocida
1	> 0,9	< 2 %	Ductilidad muy baja, o sin información de temperatura de transición

4.4.10. Fatiga: Intensificadores de esfuerzo

Los intensificadores de esfuerzos corresponden a cualquier tipo de discontinuidad geométrica (agujeros, grietas, muescas, etc.) capaces de amplificar localmente el nivel de esfuerzos en el material.

Para la asignación de puntaje como indicador de falla durante el diseño de una línea de piping, se evalúa la existencia de intensificadores de esfuerzo en el tramo de cañería además de la evaluación realizada durante los cálculos de fatiga.

En la Tabla 28 es posible apreciar la asignación de puntaje de acuerdo a la presencia de intensificadores de esfuerzo en la cañería, donde se asigna puntaje 1 al escenario de menor confiabilidad, correspondiente a la existencia de piezas geométricas complejas, uniones sin

refuerzos o la inexistencia de cálculos de intensificadores de esfuerzos. El escenario más confiable corresponde a la inexistencia de intensificadores de esfuerzo, con puntaje 5.

Tabla 28 Asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a intensificadores de esfuerzos en diseño de cañería

Fatiga: Intensificadores de esfuerzos	
Puntaje	Concepto
5	No existen irregularidades geométricas causantes de intensificadores de esfuerzos
4	Piezas geométricas sencillas, uso de rigidizadores en uniones, estimación de intensificadores de esfuerzos de acuerdo a norma técnica en diseño de cañerías
3	Pieza geométrica normal; estimación de intensificadores de esfuerzo de acuerdo a norma técnica en cañerías.
2	Pieza geométrica compleja; uso de rigidizadores en uniones; sin cálculos de respaldo en intensificadores de esfuerzos.
1	Pieza geométrica compleja; sin uso de rigidizadores en uniones; sin cálculos de respaldo en intensificadores de esfuerzos.

4.4.11. Aumento repentino de presión: Magnitud

En el caso de líneas de piping destinadas al transporte de líquidos, el fluido al ser transportado posee una cierta cantidad de energía cinética asociada, la cual es transformada en energía de deformación del sistema cuando el fluido es detenido abruptamente. Este efecto, también conocido como golpe de ariete, puede ser el causante de fallas en el sistema de cañerías si durante el diseño no son contemplados la totalidad de factores que permiten resguardar la estructura del sistema ante aumentos de presión mayores que la presión máxima operacional.

El golpe de ariete es proporcional a la longitud de la cañería y velocidad del fluido, e inversamente proporcional a la velocidad de detención de este. El cálculo de la magnitud de la sobrepresión producto del golpe de ariete debe ser realizado de acuerdo a las indicaciones de la norma técnica que regula el transporte del fluido, además de contar en el diseño de la estructura con elementos disipadores de presión.

Para la asignación de puntaje indicador de falla, a modo de ejemplo, se asigna un puntaje de acuerdo a la existencia de cálculos de golpe de ariete de acuerdo a la norma técnica correspondiente, en conjunto al factor de seguridad utilizado para dimensionar la sobrepresión en la cañería. El escenario de menor confiabilidad es aquel donde la sobrepresión no ha sido considerada durante el diseño del sistema, con puntaje 1. El escenario de mayor confiabilidad, con puntaje 5, corresponde a aquel donde el diseño se ha realizado mediante la norma técnica acorde al fluido y condiciones de operación, y que considera además un factor de seguridad de 2 en el cálculo de sobrepresiones en el sistema.

En la Tabla 29 es posible ver la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a las consideraciones realizadas para estimar la magnitud de sobrepresión durante el diseño de la línea de piping.

Tabla 29 Asignación de puntaje de acuerdo a procedimiento de diseño en magnitud de golpe de ariete

Aumento repentino de presión: Magnitud	
Puntaje	Concepto
5	Se realiza cálculo de golpe de ariete de acuerdo a norma técnica en diseño de cañería; factor de seguridad ≥ 2
4	Se realiza cálculo de golpe de ariete de acuerdo a norma técnica en diseño de cañería; factor de seguridad $\geq 1,5$
3	Se realiza cálculo de golpe de ariete de acuerdo a norma técnica en diseño de cañería
2	Se realiza cálculo preliminar de golpe de ariete en diseño de cañería
1	Cálculo de golpe de ariete en diseño de cañería no acorde a condiciones de operación

4.4.12. Aumento repentino de presión: Elementos disipadores

El cálculo de sobrepresión producto del golpe de ariete puede tener como resultado la necesidad de contar con un sistema de cañerías extremadamente sobredimensionado respecto a los requerimientos nominales del sistema. Para evitar el aumento innecesario del espesor de pared en la línea de piping es posible utilizar diversos sistemas disipadores o de protección mecánica que contribuyan a disminuir los efectos de la sobrepresión en el sistema. Entre estos elementos disipadores se encuentran:

Volantes de inercia: Consiste en incorporar a la parte rotatoria del sistema de impulsión un volante cuya inercia retarde la pérdida de revoluciones del motor, y en consecuencia, aumente el tiempo de parada del equipo con la consiguiente disminución de la sobrepresión.

- **Chimeneas de equilibrio:** Consiste en una tubería dispuesta de manera vertical conectada a la línea de piping principal y con su extremo superior abierto hacia la atmósfera, de tal forma que su altura es superior a la sobrepresión generada en el sistema.
- **Calderín:** Consiste en un recipiente metálico parcialmente lleno de aire dispuesto aguas debajo de la válvula de retención de la bomba, cuyo fin es amortiguar las variaciones de presión al expandirse el aire de manera casi adiabática cuando se produce la depresión en la cañería.
- **Válvulas de alivio rápido:** Dispositivos que permiten de forma automática y casi instantánea la salida de fluido desde el sistema para que la sobrepresión no exceda la presión máxima de operación de la tubería.
- **Ventosas:** Dispositivos que permite eliminar el aire acumulado al interior de la cañería, permitiendo en algunos casos la admisión de aire cuando se producen depresiones producto del cierre de válvulas y paralización de equipos de impulsión.

- Sistemas de cierre controlado de válvulas: Generalmente son actuadores hidráulicos, neumáticos o electromecánicos utilizados para realizar cierres de válvulas de manera gradual disminuyendo la sobrepresión sobre el sistema.

La asignación de puntaje indicador de falla en la inclusión de elementos disipadores durante el diseño de la línea de piping contempla la verificación del uso de elementos disipadores de acuerdo a los requerimientos de operación del equipo. Se asigna un puntaje de 1 al escenario de mayor riesgo, donde no han sido contemplados elementos disipadores durante el diseño del sistema, y un puntaje de 5 al escenario más favorable, donde de acuerdo a las características de la línea de piping no se necesita de elementos disipadores, o bien éstos son dimensionados con un factor de seguridad de al menos 1,4 respecto a la sobrepresión máxima calculada en el sistema.

En la Tabla 30 es posible apreciar la asignación de puntaje a modo de ejemplo de acuerdo al uso de elementos disipadores en el diseño de la línea de piping.

Tabla 30 Asignación de puntaje de acuerdo a uso de elementos disipadores de sobrepresiones en diseño de cañería

Aumento repentino de presión: Elementos disipadores	
Puntaje	Concepto
5	Cañería no necesita elementos disipadores, o elementos disipadores adecuados para sobrepresiones del sistema; factor de seguridad $\geq 1,4$
4	Elementos disipadores adecuados para sobrepresiones del sistema; con factor de seguridad $\geq 1,2$
3	Elementos disipadores suficientes para sobrepresiones del sistema; sin redundancia.
2	Elementos disipadores inadecuados o insuficientes para sobrepresiones del sistema.
1	No se contempla el uso de elementos disipadores en la línea de piping.

4.5. Tablas y matrices de evaluación de riesgo: Construcción

La confiabilidad de un sistema de cañerías, además de estar determinada por los procedimientos de diseño y gestión de materiales, se encuentra fuertemente relacionada con los procedimientos de construcción y ensamblaje utilizados para el sistema.

Esta sección de la evaluación de riesgos de un sistema de piping contempla la verificación de procedimientos para la construcción de la línea basados en normas técnicas acordes a los requerimientos operacionales y medioambientales de los equipos. La sección es dividida en tres áreas de evaluación; procedimientos de soldadura, procedimientos de ensamblaje y verificación de funcionamiento. A la vez estas áreas son subdivididas de acuerdo a los principales factores que determinan el indicador de falla en la construcción de una línea de piping.

En la Figura 4-5 es posible ver los criterios y sub criterios analizados para la asignación de puntaje de riesgo por construcción de una línea de piping. Como referencia se utiliza la norma técnica referida a la construcción de líneas de piping de acero con bajo contenido de carbono, dado su amplio uso en diversas áreas de la actividad industrial [21].

Cada uno de los subcriterios analizados (cuadros plomos en el diagrama), son obtenidos de tal forma que la evaluación de puntaje de falla por cada uno de ellos sea independiente entre sí. Para cada uno de estos se construye una tabla o matriz de evaluación.

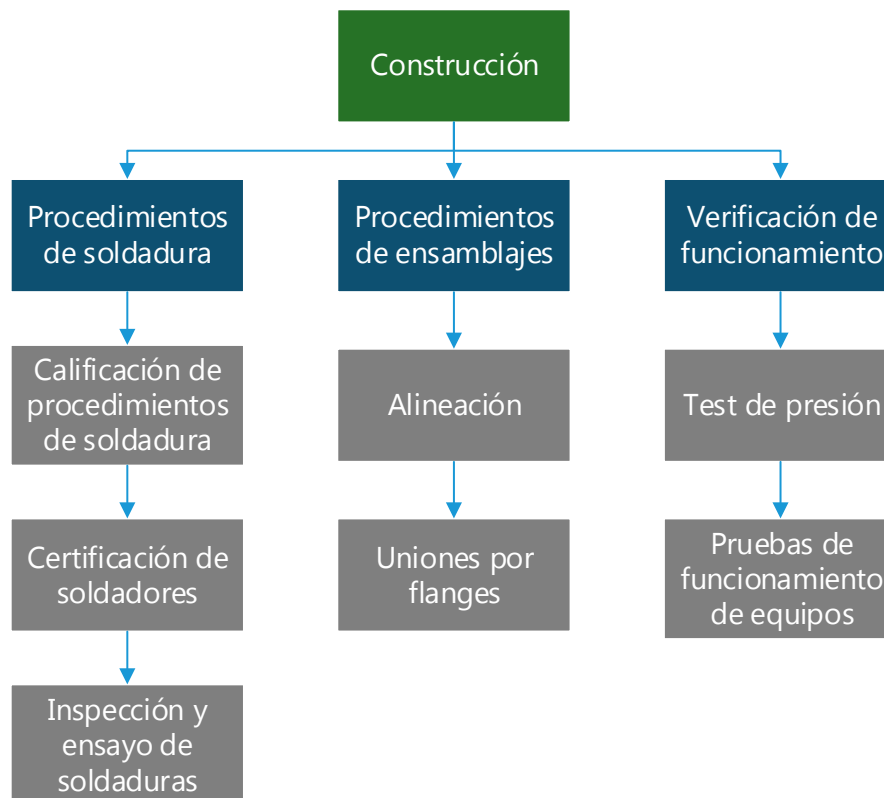


Figura 4-5 Diagrama criterios de evaluación en normas y procedimientos de construcción

4.5.1. Construcción: Calificación de procedimientos de soldadura

La evaluación de riesgo en procedimientos de soldadura para líneas de piping se lleva a cabo en base a las recomendaciones sobre soldadura, montaje e inspección de cañerías de acero realizadas por la norma Nch 3245 “Soldadura de tuberías de acero con bajo contenido de carbono” [21], y la norma API 1104 “Soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas” [22].

La norma API 1104 establece una serie de criterios mínimos que deben ser desarrollados en la elaboración de especificaciones y procedimientos de soldadura con el fin de obtener procesos estandarizados capaces de asegurar la calidad en cada unión de soldadura realizada en la línea de piping.

Para demostrar que el proceso de soldadura logra las propiedades mecánicas apropiadas para las condiciones operacionales del sistema, se realiza un registro detallado de cada una de las variables que influyen en la calidad de la unión por soldadura. De acuerdo a la norma, las especificaciones para procedimientos de soldadura deben incluir a lo menos la siguiente información:

Proceso: El procedimiento de uniones soldadas debe identificar el proceso específico o la combinación de procesos utilizados, detallando si este corresponde a un proceso automático, semiautomático o manual.

Materiales de tuberías y accesorios: Se debe identificar los materiales en los cuales se aplica el procedimiento de soldadura, que en el caso de líneas de piping para el transporte de hidrocarburos son clasificados de la siguiente forma:

- Clase A: Punto de fluencia mínimo $\leq 289,6$ [Mpa]
- Clase B: Punto de fluencia mínimo $> 289,6$ [Mpa] y $\leq 448,2$ [Mpa]
- Clase C: Punto de fluencia mínimo $> 448,2$ [Mpa]

Diámetro y espesor: Se debe identificar rango de diámetros y espesores sobre los cuales se aplica el procedimiento de soldadura, en el caso de líneas de piping para el transporte de hidrocarburos la norma API 1104 sugiere la siguiente agrupación:

- Grupos de diámetros:
 - $DE \leq 60,3$ [mm]
 - $60,3$ [mm] $< DE \leq 323,8$ [mm]
 - $DE > 323,8$ [mm]
- Grupos de espesores:
 - $e \leq 4,8$ [mm]
 - $4,8$ [mm] $< e \leq 19$ [mm]
 - $e > 19$ [mm]

Diseño de la unión: El diseño de la junta debe incluir uno o más bosquejos que muestre la forma y geometría de la unión, además de la forma y geometría del bisel, altura del talón y abertura de raíz o espacio entre las dos uniones que juntan a tope. Si es una soldadura de filete se debe mostrar el tamaño y forma del filete. En la Figura 4-6 se muestra el detalle del diseño de la unión que debe contemplar el procedimiento de soldadura.

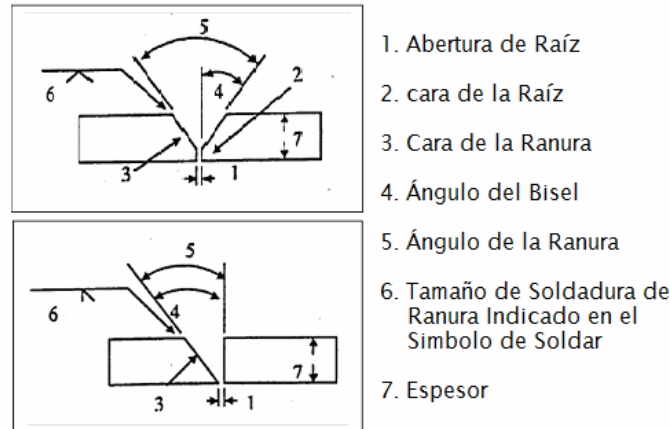


Figura 4-6 Especificación de geometría en unión soldada para construcción de línea de piping

Material de aporte y número de cordones: Debe ser especificado el electrodo y fundente de acuerdo al material de la cañería, así como el número de cordones y secuencia a seguir en el procedimiento de soldadura.

Características eléctricas: Las especificaciones para procedimientos de soldadura deben detallar la intensidad, tensión y polaridad a usar para cada electrodo y fundente, de acuerdo al tipo de material de la cañería.

Tipo de llama: Cuando se requiera, se debe especificar el tipo de llama a utilizar durante el proceso de soldadura, ya sea neutral, carburizante u oxidante, además de especificar el tamaño de boquilla del soplete de acuerdo al tamaño de barra o alambre.

Posición: Para la unión de cañerías por soldadura es necesario especificar la posición en la que las uniones de soldadura serán realizadas. La posición en el proceso de soldadura determina el nivel de certificación que debe tener el soldador, así como la estructura necesaria para mantener las piezas en su posición durante el proceso. La norma API 1104 entrega una clasificación detallada de los tipos de posición para soldadura de líneas de piping.

Dirección de la soldadura: En la indicación de procedimiento de soldadura se debe indicar la dirección de la soldadura, vertical ascendente o descendente. Esta información es de suma importancia para coordinar actividades posteriores de inspección y ensayos.

Tiempo entre pasadas: Con el fin de obtener una unión por soldadura de calidad, es necesario especificar el tiempo entre pasadas de acuerdo al material de la cañería, intensidad eléctrica y tipo de electrodo. El tiempo máximo de pasada, definido como el tiempo máximo entre la terminación de un cordón y el inicio del siguiente, debe ser definido con el fin de asegurar la correcta fusión del electrodo y material fundente en conjunto al material de la cañería.

Tipo de acoplador y uso: El procedimiento de soldadura debe especificar el uso de acoplador para preservar la alineación de la cañería, así como el momento y forma en que el acoplador debe ser retirado para evitar desalineaciones posteriores en el sistema.

Limpieza: Se debe especificar el procedimiento de limpieza a utilizar antes y después de la unión por soldadura de la cañería, indicando si es necesario el uso de herramientas automáticas, semiautomáticas o manuales en el retiro de escorias entre cordones de soldadura.

Pre calentamiento y post calentamiento: Las indicaciones de soldadura deben especificar el procedimiento de pre y post calentamiento que requiere la línea de piping. El control de la temperatura de enfriado en ciertos materiales es fundamental para controlar la microestructura de la zona afectada térmicamente, por lo que resulta fundamental entregar indicaciones sobre el método, temperatura, elementos de control y velocidad de enfriamiento con el fin de prevenir la pérdida de propiedades mecánicas en el sistema.

Gas protector y velocidad de flujo: Se debe indicar tipo de gas y velocidad de flujo en uniones de cañerías por soldadura con el fin de asegurar un procedimiento adecuado que disminuya la posibilidad de contaminación por hidrógeno y oxígeno atmosférico.

Velocidad de avance: Para la ejecución de uniones soldadas es necesario especificar la velocidad de avance, asegurando la correcta deposición y fundición del material de aporte, además del material que compone la cañería.

Para la asignación de puntaje de riesgo en la especificación de procedimientos de soldadura durante la construcción de una línea de piping, se establece como escenario de menor confiabilidad la inexistencia de especificaciones técnicas para la ejecución de soldaduras, con puntaje 1. El escenario de mayor confiabilidad es aquel donde se realiza una especificación técnica completa, abarcando la totalidad de criterios propuesto por la norma técnica según el tipo de material y condiciones operacionales, con respaldo en pruebas experimentales. En la Tabla 31 es posible apreciar la asignación de puntaje propuesto para especificaciones de soldadura en la construcción de líneas de piping.

Tabla 31 Asignación de puntaje de acuerdo a especificaciones técnicas de soldadura en línea de piping

Construcción: Especificaciones técnicas de soldadura	
Puntaje	Concepto
5	Especificaciones de soldadura completas realizadas en detalle de acuerdo a norma técnica para la construcción de línea de piping, con respaldo en pruebas experimentales
4	Especificaciones de soldadura satisfactorias, contempla gran parte de criterios técnicos definidos por norma de construcción
3	Especificaciones de soldadura satisfactorias, contempla gran parte de criterios técnicos definidos por norma de construcción
2	Especificaciones de soldadura incompletas; no acordes al tipo de material y condiciones operacionales; sin fundamento en norma técnica
1	No existen especificaciones técnicas para la realización de soldaduras en línea de piping

4.5.2. Construcción: Certificación de soldadores

El procedimiento para la calificación de soldadores tiene por finalidad certificar que el equipo a cargo de la construcción tiene las competencias adecuadas para la realización de soldaduras capaces de satisfacer las especificaciones técnicas de acuerdo al tipo de material y condiciones operacionales del sistema.

La norma API 1104 propone un procedimiento para la calificación de soldadores de acuerdo a la capacidad para el cumplimiento de especificaciones técnicas en la soldadura, así como la verificación de propiedades mecánicas en distintas configuraciones de probetas de ensayo. En el caso de líneas de piping destinadas al transporte de hidrocarburos, la norma especifica una serie de ensayos de soldadura con el fin de certificar las competencias técnicas del soldador.

La certificación propuesta por la norma API 1104 contempla dos niveles de certificación para soldadores; certificación simple, destinada a un tipo de tubería con diámetro y espesor específicos; y una certificación múltiple, destinada a tuberías con distintas configuraciones en el diámetro y espesor.

En el procedimiento para la calificación simple el soldador debe realizar una soldadura de prueba resguardando las condiciones entregadas por la especificación técnica (procedimiento, posición, velocidad, tipo de electrodo, material de aporte, etc.). La soldadura debe ser aceptada si aprueba satisfactoriamente el criterio de inspección visual, ensayo destructivo y radiografía en el caso de soldaduras a tope.

La calificación del soldador responde a condiciones específicas en el procedimiento de soldadura, por lo que no existe certeza que el mismo soldador logre satisfacer los parámetros de calidad ante especificaciones de soldadura para configuraciones distintas. Si algunas de

Las siguientes variables son modificadas, el soldador debe ser recalificado usando un nuevo procedimiento:

- Cambio de proceso de soldadura por otro proceso, o por una nueva combinación de procesos.
- Cambio en la dirección de soldadura de vertical ascendente a vertical descendente, o viceversa.
- Cambio en la clasificación del metal de aporte.
- Cambio en el grupo de diámetro de la tubería.
- Cambio en el grupo de espesor de la tubería.
- Cambio en la posición, por ejemplo vertical a horizontal, ángulo de inclinación, etc.
- Cambio en el diseño de la junta.

La calificación múltiple del soldador contempla una serie de pruebas que permiten garantizar que el soldador se encuentra correctamente cualificado para la ejecución de distintos tipos de soldadura.

En la primera prueba del proceso de calificación múltiple el soldador debe hacer una junta a tope en posición fija con el eje de la tubería horizontal o un ángulo no mayor a 45° . Esta soldadura debe ser realizada con un diámetro exterior de al menos 168,3 mm y un espesor de pared de al menos 6,4 mm sin placa de respaldo. Al igual que en el caso anterior, la soldadura es aceptada si satisface el criterio de inspección visual, ensayo destructivo y radiografía en caso de ser soldadura a tope.

En la segunda prueba el soldador debe trazar, cortar, ajustar y soldar una conexión de ramal de tamaño completo a una tubería. Se debe cortar un agujero completo, realizando la soldadura con el eje de la tubería de manera horizontal y el ramal extendiéndose verticalmente hacia abajo. LA soldadura terminada debe exhibir una apariencia uniforme, penetración completa, con el cordón con desfondes menores a 6 mm y la aprobación de ensayos destructivos de acuerdo al procedimiento indicado por la norma.

Habiendo completado la calificación para soldaduras a tope, además de la calificación para soldaduras de conexión de ramal de tamaño completo en una tubería, el soldador se encuentra calificado para realizar soldaduras en todo tipo de posición, configuraciones, diámetros y espesores de pared.

Para la asignación de puntaje por calificación de soldadores en una línea de piping, se asigna puntaje de 1 al caso más desfavorable, donde el soldador no cuenta con ningún tipo de certificación para la realización de soldaduras. Se asigna un puntaje de 5 para el caso más confiable, donde el soldador cuenta con certificación múltiple basada en ensayos destructivos registrados y comprobables. La Tabla 32 muestra la asignación de puntaje realizado de acuerdo a la certificación del soldador en la construcción de la línea de piping.

Tabla 32 Asignación de puntaje de acuerdo a la certificación de soldadores en construcción de línea de piping

Construcción: Certificación de soldadores	
Puntaje	Concepto
5	Soldadores con certificación múltiple de acuerdo a procedimiento de norma técnica; registro completo y verificable de ensayos destructivos
4	Soldadores con certificación simple de acuerdo a procedimientos de norma técnica; registro completo y verificable de ensayos destructivos
3	Soldadores con certificación simple mediante organismo externo con calidad comprobable
2	Soldadores con certificación simple mediante organismo externo con calidad no comprobable
1	Soldadores sin certificación, o con certificación no acorde al tipo de tubería o desactualizada

4.5.3. Construcción: Inspección y ensayos de soldaduras

Durante el proceso de soldadura en una línea de piping es necesario establecer un procedimiento de ensayos e inspecciones con el fin de asegurar que la calidad de soldadura obtenida durante la construcción se encuentra acorde a los requerimientos operacionales del sistema.

La frecuencia y tipo de inspecciones llevadas a cabo deben ser determinadas de acuerdo al grado de certeza que se desea poseer sobre la calidad en uniones soldadas. Como método de inspección es posible usar ensayos no destructivos, como radiografías y tintas penetrantes; o ensayos destructivos, como la extracción de probetas soldadas para ser sometidas a pruebas mecánicas.

Es fundamental durante el proceso de inspección contar con un personal con las competencias necesarias como para detectar e interpretar de manera oportuna defectos en el procedimiento de construcción. La norma API 1104 propone que el personal de inspección para ensayos no destructivos debe contar con la certificación adecuada de acuerdo a la *American Society of Nondestructive Testing* (ASNT), la cual establece el método de certificación para la ejecución de pruebas e interpretación de ensayos no destructivos.

La norma API 1104 establece el procedimiento y los criterios mínimos de aceptación para ensayos no destructivos. Entre los ensayos no destructivos más usados por la industria se encuentran los siguientes:

Ensayo radiográfico: Consiste en exponer al material a una fuente de radiación, el cual atenúa o absorbe parte de la radiación de acuerdo a las imperfecciones presentes en el material, fijando la radiación restante en una película radiográfica, con lo que es posible registrar la presencia de imperfecciones en el área.

La atenuación de la radiación ionizante es proporcional al espesor y densidad del material, e inversamente proporcional a la energía del haz de radiación. La diferencia en la atenuación produce diferencias en la ionización, lo cual provoca cambios en la densidad radiográfica, alterando el ennegrecimiento de la película.

Un área oscura, o de menor densidad puede estar relacionada con un menor espesor o la presencia de un material de menor densidad, como escoria o una cavidad con gas. Un área más clara puede estar relacionada con secciones de mayor espesor, o mayor densidad, por ejemplo inclusiones de tungsteno en soldadura de arco eléctrico con electrodo de tungsteno y gas de protección.

Entre los defectos de soldadura posibles de detectar por ensayo de radiografía se encuentran los siguientes:

- Penetración inadecuada sin desalineamiento.
- Penetración inadecuada por desalineamiento.
- Penetración transversal inadecuada.
- Fusión incompleta.
- Fusión incompleta ocasionada por traslape frío.
- Concavidad interna.
- Desperfecto por quemadura.
- Inclusiones de escoria.
- Porosidad.
- Fisuras.
- Formación de surcos en cordón de soldadura.
- Imperfecciones en tuberías y accesorios.

Ensayo de partículas magnéticas: Consiste en la aplicación de un campo magnético sobre la tubería, además de la aplicación de pequeñas partículas ferromagnéticas las cuales se agrupan de acuerdo a las alteraciones en el campo producidas por discontinuidades del material.

Este tipo de ensayos es un método rápido para la inspección de discontinuidades superficiales y subsuperficiales, sin embargo, las discontinuidades del campo magnético no necesariamente se encuentran relacionadas con imperfecciones en el material, por lo que este tipo de ensayo debe ser aplicado en forma complementaria a otros ensayos no destructivos.

Ensayo de tintas penetrantes: Este ensayo se fundamenta en la aplicación de un líquido fluorescente sobre la superficie de la soldadura, el cual penetra cualquier discontinuidad del material por capilaridad. Luego de esto se deja pasar un tiempo para asegurar que líquido a penetrado correctamente las imperfecciones de la soldadura, para más tarde aplicar un revelador que permite corroborar la existencia y tamaño de fisuras en el material.

La norma API 1104 establece el criterio de aceptación de fisuras detectadas con tintas penetrantes en tuberías para hidrocarburos, en caso de utilizar éste medio de verificación, el equipo evaluador debe corroborar que el ensayo de tintas penetrantes fue realizado de acuerdo a la norma técnica acorde a los requerimientos del sistema.

Ensayo de ultrasonido: El ensayo de ultrasonido se basa en la transmisión de una onda acústica de alta frecuencia, no perceptible por el oído humano, que se transmite a través de un medio físico para la detección de discontinuidades internas y superficiales. Para esto se utiliza un material piezoeléctrico insertado en un palpador el cual transmite a la pieza una onda ultrasónica que se transmite por el material. La onda al incidir sobre una discontinuidad es reflejada permitiendo su detección por parte del equipo, el cual transforma la deformación del material piezoeléctrico en un impulso eléctrico que al ser amplificado e interpretado es capaz de mostrar la profundidad, dimensión y localización de una discontinuidad en el material.

Una de las ventajas de este tipo de ensayos es su alta capacidad de penetración en el material, además de su alto grado de precisión para determinar el tamaño y posición de discontinuidades en el material, permitiendo en algunos equipos avanzados realizar una inspección automatizada de alta confiabilidad.

Al igual que en los métodos de inspección anteriores, la norma API 1104 establece los criterios para la aceptación de imperfecciones detectadas en el material. De acuerdo a las características de la línea de piping, el evaluador debe establecer los parámetros de aceptación acordes a la norma técnica aplicada.

Para la asignación de puntaje indicador de falla, a modo de ejemplo, se establece como escenario de menor confiabilidad aquel donde no existen inspecciones sistematizadas sobre las uniones soldadas de la línea, asignando puntaje 1. Se define como escenario confiable la aplicación de al menos inspección visual en conjunto a un método de ensayo adicional, por ejemplo aplicación de ensayo radiográfico, tintas penetrantes o ultrasonido. En la es Tabla 33 posible apreciar la asignación de puntaje realizada para la inspección de soldaduras en líneas de piping.

Tabla 33 Asignación de puntaje de acuerdo a inspección de soldaduras durante construcción de línea de piping

Construcción: Inspección y ensayos de soldadura	
Puntaje	Concepto
5	Se realiza inspección visual en uniones soldadas de la línea de piping, además de al menos uno de los siguientes métodos de inspección de acuerdo a norma técnica: Ensayo radiográfico; tintas penetrantes; ultrasonido; ensayo de partículas magnéticas
4	Se aplica uno de los siguientes métodos de inspección: Ensayo radiográfico; tintas penetrantes; ultrasonido; ensayo de partículas magnéticas
3	Se realiza inspección visual en uniones soldadas de la línea de piping con procedimiento indicado por norma técnica
2	Se realiza inspección visual en uniones soldadas de la línea de piping
1	No existen procedimiento de inspecciones y registros de soldadura

4.5.4. Construcción: Alineación

La instalación de tramos de tubería, válvulas, bombas y equipos en una línea de piping se debe desarrollar de tal manera que no se introduzcan esfuerzos adicionales a los esfuerzos definidos en el diseño del sistema, evitando afectar la confiabilidad del sistema a futuro, por lo que se debe poner especial énfasis en los procedimientos de ensamblaje usados para la construcción del sistema.

La norma ASME B31.3 recomienda evitar cualquier tipo de distorsión en la línea de piping destinada a lograr la unión entre los diferentes tramos de tubería y equipos. Por ejemplo, la deformación de la línea de piping para lograr la alineación correcta en uniones por flanges, produce esfuerzos residuales que a largo plazo pueden incentivar la aparición de distintos mecanismos de falla en el sistema.

Se recomienda además verificar durante el diseño y fabricación posibles diferencias dimensionales en soportes, guías y anclajes, de manera tal que no sea necesario recurrir a deformaciones en la cañería con el fin ajustar la tubería a los elementos de soporte o equipos.

En el caso de uniones por flange, la norma establece como criterio de alineación lo siguiente:

- Antes de dar torque a los pernos de unión, la superficie de los flanges puede tener una desalineación máxima de 1 [mm] por cada 200 [mm] de diámetro de la cañería.
- La junta por flanges debe ser capaz de ser apernada de modo tal que el sello se encuentre completamente en contacto con la superficie del flange.
- Una desalineación máxima en los orificios de pernos de 3 [mm].

Para la asignación de puntaje indicador de riesgo de acuerdo a la alineación de los tramos de cañerías y flanges durante el ensamblaje, se verifica la existencia de un programa de inspecciones capaz de verificar la inexistencia de deformaciones en el sistema durante el ensamblaje, además de cumplir con los criterios de alineación especificados por la norma.

Se asigna un puntaje de 1 al escenario más desfavorable, donde no existe certeza sobre la correcta ejecución de los procedimientos de alineación en el ensamblaje de tuberías y equipos. Se define como escenario confiable, con puntaje 5, aquel donde existe es posible verificar la aplicación de procedimientos de ensamblaje orientados a minimizar los esfuerzos residuales en el sistema, de acuerdo a la norma técnica aplicable al sistema. En la Tabla 34 es posible apreciar la asignación de puntaje de acuerdo al cumplimiento de criterios de alineación en la construcción de una línea de piping.

Tabla 34 Asignación de puntaje de acuerdo a alineación de elementos durante la construcción de la línea de piping

Construcción: Alineación	
Puntaje	Concepto
5	Ensamblaje de acuerdo a tolerancias máximas en desalineación especificadas por la norma, con registro de procedimientos de montaje
4	Ensamblaje de acuerdo a tolerancias máximas indicadas por la norma, con aplicación de torque acorde al establecido en el procedimiento
3	Ensamblaje de acuerdo a tolerancias máximas indicadas por la norma
2	Ensamblaje sin evidencia de procedimiento de alineación, sin deformaciones en la tubería
1	Ensamblaje sin procedimiento de alineación de acuerdo a norma, o en presencia de deformaciones evidentes de la tubería

4.5.5. Construcción: Uniones por flanges y empaquetaduras

El diseño, construcción y ensamblaje de uniones por flanges en un sistema de piping determina parte importante de la confiabilidad del sistema debido a la gran cantidad de elementos de unión que una tubería puede llegar a poseer. El cumplimiento de normas técnicas relativas a las uniones por flanges garantiza un funcionamiento adecuado de las instalaciones al contemplar los requerimientos mecánicos producto de las condiciones operacionales del sistema.

Para la asignación de puntaje de riesgo relativo a uniones por flange en una línea de piping es necesaria la verificación de las condiciones de diseño, construcción y ensamblaje utilizados por la instalación.

La norma ASME B16.5 establece los criterios para el diseño, construcción y montaje de uniones por flange definiendo los materiales, dimensiones, tolerancias y medios de prueba de acuerdo a los rangos de presión y temperatura de operación. Entre las especificaciones entregadas por la norma ASME B16.5 se encuentran las siguientes [23]:

- Dimensiones de acuerdo a material, presión y temperatura.
- Espesor de pared de acuerdo a requerimientos del sistema.
- Tamaño de cuello en flanges unidos a la tubería por soldadura.
- Tamaño y disposición de perforaciones para la unión por pernos.
- Tolerancias en dimensiones generales y perforaciones.
- Tolerancias en cavidades para el soporte de sellos.
- Pernos de unión de acuerdo a requerimientos del sistema.
- Empaquetaduras y sellos de acuerdo a condiciones de operación.
- Sistema de identificación de flanges.
- Materiales de fabricación.

- Pruebas de presión.
- Procedimientos de soldadura en flanges.

El puntaje indicador de riesgo, entonces, se asigna de acuerdo a la verificación de los criterios planteados por la norma ASME B16.5, estableciendo como escenario de baja confiabilidad aquel donde el diseño, dimensiones, materiales y tolerancias en la construcción e instalación de uniones por flange no se realiza de acuerdo a los procedimientos indicados por la norma, en su defecto no existe certeza sobre su aplicación, asignando puntaje 1. El escenario más confiable se define como aquel donde se siguen a cabalidad las recomendaciones realizadas por la norma para el desarrollo de uniones por flange, por lo que se asume que este tipo de elementos tendrán un comportamiento acorde a los requerimientos del sistema, asignando un puntaje 5.

En la Tabla 35 es posible apreciar el puntaje de riesgo asociado al desarrollo de uniones por flange en la construcción de la línea de piping.

Tabla 35 Asignación de puntaje de acuerdo a desarrollo de uniones por flanges en líneas de piping

Construcción: Uniones por flanges	
Puntaje	Concepto
5	Desarrollo de uniones por flange cumple la totalidad de criterios expuestos por norma técnica, con registro de procedimientos de diseño, construcción y ensamblaje
4	Desarrollo de uniones por flange no satisface totalmente criterios entregados por norma técnica
3	Desarrollo de uniones por flange satisface parcialmente criterios entregados por norma técnica
2	Desarrollo de uniones por flange satisface mínimamente criterios entregados por norma técnica
1	Desarrollo de uniones por flange no se realiza o no existe certeza de que sea respaldado por norma técnica

4.5.6. Construcción: Test de presión

Antes de poner en marcha una línea de piping deben ser ejecutadas pruebas de presión con el fin de asegurar la estanqueidad y robustez del sistema. Cuando las instalaciones lo permiten, son ejecutadas pruebas hidrostáticas de acuerdo a la norma técnica aplicable a la línea de piping.

De acuerdo a la norma ASME B31.3, cuando la instalación no permite la realización de pruebas hidrostáticas, deben ser realizadas pruebas neumáticas para asegurar la confiabilidad del sistema. Si en el sistema no pueden ser aplicadas pruebas hidrostáticas ni neumáticas, es posible aplicar pruebas alternativas siempre y cuando se cumplan al menos dos de los siguientes criterios:

- La prueba hidrostática podría dañar el revestimiento o aislación interna.
- La prueba hidrostática podría contaminar un proceso que se torna peligroso o corrosivo en presencia de humedad.
- La prueba hidrostática podría significar importantes modificaciones en la línea para ser ejecutada.
- La temperatura de la prueba hidrostática puede generar fractura frágil en el material.
- La liberación de energía en la prueba neumática puede ser un riesgo para las instalaciones o personas.

Para la ejecución de una prueba de fugas, ya sea hidrostático o neumática, la norma establece los siguientes requerimientos generales:

- *Esfuerzos mayores al esfuerzo de fluencia*: La presión del test siempre debe generar un esfuerzo por presión nominal, o un esfuerzo longitudinal menor al esfuerzo de fluencia del material de la tubería.
- *Expansión del fluido de prueba*: Deben ser verificadas las expansiones térmicas del fluido cuando este ha permanecido largo tiempo en la tubería.
- *Prueba neumática preliminar*: Se recomienda la realización de una prueba neumática preliminar con presión no superior a 25 PSI con el fin de detectar en forma temprana las posibles fugas del sistema.
- *Tiempo de prueba*: La prueba de fugas debe ser mantenida por un tiempo de al menos 10 minutos, además de inspeccionar todas las juntas y conexiones mientras la prueba está siendo ejecutada.
- *Tratamientos térmicos*: La prueba de fugas debe ser realizada en un tiempo razonable posterior a la ejecución de cualquier tratamiento térmico.

El registro de la prueba de fugas realizada debe contener al menos la siguiente información:

- Fecha de test.
- Identificación del segmento de piping analizado.
- Indicar fluido de prueba.
- Indicar presión de prueba.
- Certificación de resultados realizado por un examinador.

En el caso de pruebas de presión hidrostáticas, la norma recomienda que la presión de prueba debe ser de al menos 1,5 veces la presión de diseño del sistema. En caso que la temperatura de diseño sea mayor que la temperatura de prueba, la prueba mínima de presión debe ser calculada mediante la ecuación (48).

$$P_T = 1,5PR_r \quad (48)$$

Donde:

- *P*: Presión manométrica de diseño.

- P_T : Presión manométrica de prueba mínima.
- R_T : Razón entre el esfuerzo admisible a la temperatura de prueba y el esfuerzo admisible a la temperatura de diseño.

En el caso de pruebas neumáticas, la presión de prueba debe ser mayor a 1,1 y menor a 1,3 veces la presión de diseño del sistema. La norma establece una serie de procedimientos como preparaciones previas y tiempos de ejecución de pruebas para pruebas neumáticas.

Para la asignación de puntaje de falla por la ejecución de pruebas de presión, se define como escenario de menor confiabilidad aquel donde no son realizadas pruebas de presión en el sistema para verificar la estanqueidad de la línea, con puntaje 1. El escenario más confiable es aquel donde las pruebas de presión son realizadas cumpliendo cada uno de los procedimientos especificados en la norma técnica correspondiente a la instalación, con tiempos y presión mayor a los requeridos. A manera de ejemplo, se considera el procedimiento para determinar la presión de prueba entregada por la norma ASME B31.3, en este escenario es aplicado un puntaje de 5.

La Tabla 36 muestra la asignación de puntaje de acuerdo a la presión y procedimientos usados durante la prueba de presión en una línea de piping.

Tabla 36 Asignación de puntaje de acuerdo a prueba de presión en construcción de línea de piping

Construcción: Prueba de presión	
Puntaje	Concepto
5	Prueba con presión y tiempo acordes a norma técnica, tiempo y presiones mayores a los requeridos, con registro de condiciones de prueba e inspecciones de fuga en uniones y equipos
4	Prueba de presión con procedimiento de acuerdo a norma técnica, aplicación mayor de presión o tiempo de prueba en el sistema
3	Prueba de presión realizada bajo norma técnica
2	Prueba de presión no realizada bajo procedimientos indicados por la norma, o no existe registro de inspección de pérdidas en uniones y equipos.
1	No se realizan pruebas de presión y estanqueidad antes de la puesta en marcha del sistema.

4.5.7. Construcción: Pruebas de funcionamiento de equipos

Al igual que las tuberías y uniones de una línea de piping, cada uno de los equipos que la componen debe ser sometido a pruebas con el fin de verificar la estanqueidad del sistema, desempeño, soportes y procedimientos para la puesta en marcha.

La norma ASME B31.3 recomienda aislar los equipos que componen una línea de piping durante las pruebas de presión de la tubería, indicando que cada uno de ellos debe ser sometido a pruebas y procedimientos de puesta en marcha indicados por el fabricante.

Las pruebas realizadas a equipos deben ser registradas indicando los principales parámetros de desempeño y rangos de aceptación en aspectos eléctricos, mecánicos, estructurales y de seguridad.

La asignación de puntaje de riesgo para las pruebas de funcionamiento de equipos se realiza en base a la ejecución de pruebas y el respectivo registro del procedimiento, así como la información completa y detallada del procedimiento para la puesta en marcha del equipo, el cual se considera como escenario de alta confiabilidad asignando puntaje 5. Como escenario de baja confiabilidad, con puntaje 1, se define aquel donde no se realizan o no existe registro sobre las pruebas de funcionamiento de equipos antes de la puesta en marcha, lo que podría a futuro originar diversos mecanismos de falla por la falta de manipulación adecuada durante el inicio del funcionamiento del sistema. En la Tabla 37 es posible apreciar la asignación de puntaje de falla de acuerdo a pruebas de funcionamiento y procedimientos de puesta en marcha de equipos en la línea de piping.

Tabla 37 Asignación de puntaje de acuerdo a pruebas de funcionamiento y puesta en marcha de equipos en la construcción de línea de piping

Construcción: Pruebas de funcionamiento de equipos	
Puntaje	Concepto
5	Pruebas en equipos de acuerdo a procedimiento indicado por fabricante, con instrucciones detalladas para la puesta en marcha y registro de parámetros de funcionamiento
4	Pruebas de funcionamiento con evaluación cualitativa, cuenta con procedimiento detallado para la puesta en marcha del equipo
3	Pruebas de funcionamiento o procedimiento para puesta en marcha incompletos
2	No se realizan pruebas de funcionamiento, se cuenta con procedimiento detallado para la puesta en marcha de equipos
1	No se realizan o no existe registro de pruebas de funcionamiento de equipos antes de la puesta en marcha del sistema.

4.6. Asignación de ponderaciones para criterios de evaluación de una línea de piping

El puntaje indicador de falla propuesto en el modelo se encuentra construido por el análisis de diferentes variables que determinan la confiabilidad del sistema. Estas variables, llamadas en el modelo fuentes de riesgo, se encuentran organizadas en distintos niveles de acuerdo al tipo de origen de la falla que potencialmente puede ocurrir en el sistema.

La construcción de un árbol con la disposición de las fuentes de falla como subniveles permite establecer un conjunto de fuentes de falla raíces que de manera independiente entre sí caracterizan la confiabilidad del sistema al evaluar cada una de las variables que potencialmente contribuyen a la falla de equipos o tuberías. Bajo este criterio, el puntaje de falla del sistema se encuentra determinado por tres categorías principales de fuentes de falla, diseño, materiales y construcción, las cuales a su vez son organizadas en subcategorías obteniendo un total de 30 criterios independientes entre sí para la asignación de puntaje.

Las 30 fuentes de falla raíces propuestas por el modelo no contribuyen de igual forma al puntaje de falla final del tramo de tubería analizado por el sistema, por lo que es necesario establecer una estrategia para asignar ponderaciones entre los niveles y subniveles de evaluación con el fin dar mayor relevancia a aquellas fuentes de falla que de mayor manera afectan la confiabilidad del sistema.

Para la asignación de ponderaciones se establece un porcentaje para cada fuente de riesgo procurando que en cada subnivel la suma de porcentajes asignados sea de un 100%. Para cada agrupación de niveles o subniveles se sigue un procedimiento similar, obteniendo a lo largo del árbol de fuentes de falla la ponderación de cada criterio analizado en la evaluación cualitativa.

La asignación de ponderación para cada fuente de falla puede ser llevada a cabo de manera directa por el equipo evaluador, de manera indirecta, o una mezcla de ambas. En la Tabla 38, Tabla 39, Tabla 40 y Tabla 41 es posible ver la agrupación de criterios de evaluación en niveles y subniveles para la asignación de prioridades.

Cada grupo es identificado por un código (primera columna) que indica el nivel bajo el cual debe ser repartido el porcentaje de prioridad, por ejemplo el criterio “Corrosión” se encuentra constituido por tres subniveles de evaluación “Corrosión atmosférica”, “Corrosión interna” y “Corrosión subsuperficial”, a los cuales se asigna un porcentaje de ponderación como indicador de la importancia de cada uno de ellos en la confiabilidad del sistema.

Tabla 38 Asignación de ponderación en nivel 1 de fuentes de falla

Ítem	Nombre	Ponderación
1.	Materiales	30%
2.	Diseño	40%
3.	Construcción	30%

Tabla 39 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Materiales

Ítem	Nombre	Ponderación
1.	Materiales	
1.1	<i>Trazabilidad de materiales</i>	30%
1.2	<i>Corrosión</i>	70%
1.2.1	Corrosión Atmosférica	10%
1.2.1.1	Tipo de atmósfera	20%
1.2.1.2	Protección a la atmósfera	70%
1.2.1.3	Exposición a la atmósfera	10%
1.2.2	Corrosión Interna	20%
1.2.2.1	Corrosividad del producto	50%
1.2.2.2	Protección a la corrosión interna	50%
1.2.3	Corrosión subsuperficial	70%
1.2.3.1	Condiciones subsuperficiales	20%
1.2.3.1.1	<i>Corrosividad del suelo</i>	75%
1.2.3.1.2	<i>Corrosión mecánica</i>	25%
1.2.3.2	Protección Catódica	40%
1.2.3.2.1	<i>Sistema de protección</i>	60%
1.2.3.2.2	<i>Potencial de interferencia</i>	40%
1.2.3.3	Revestimiento	40%
1.2.3.3.1	<i>Tipo de revestimiento</i>	40%
1.2.3.3.2	<i>Condición de revestimiento</i>	60%

Tabla 40 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Diseño

Ítem	Nombre	Ponderación
2.	Diseño	
2.1	<i>Factor de seguridad</i>	35%
2.1.1	Presión Interna	54%
2.1.2	Movimientos sísmicos	4%
2.1.3	Flexibilidad	10%
2.1.4	Esfuerzos externos	32%
2.1.4.1	Viento	20%
2.1.4.2	Temperatura	20%
2.1.4.3	Apoyos/Soportes	60%
2.2	<i>Fatiga</i>	20%
2.2.1	Ciclo de presión	50%
2.2.2	Tenacidad del material	30%
2.2.3	Relación diámetro espesor	20
2.3	<i>Aumento repentino de presión</i>	15%
2.3.1	Magnitud	30
2.3.2	Elementos disipadores	70
2.4	<i>Memorias de cálculo</i>	30%

Tabla 41 Ejemplo de ponderación asignada en subniveles de fuentes de falla para Construcción

Ítem	Nombre	Ponderación
3.	Construcción	
3.1	<i>Procedimientos de soldadura</i>	35%
3.1.1	Calificación proced. de soldadura	20%
3.1.2	Certificación de soldadores	20%
3.1.3	Inspección y ensayo de soldadura	20%
3.2	<i>Procedimientos de ensamblaje</i>	45%
3.2.1	Alineación	50%
3.2.2	Uniones por flange	30%
3.3	<i>Verificación de funcionamiento</i>	20%
3.3.1	Test de presión	70%
3.3.2	Pruebas funcionamiento equipos	30%

4.6.1. Asignación directa de ponderación para fuentes de falla

La asignación directa de la ponderación para cada criterio de evaluación se realiza mediante la experiencia del equipo evaluador, el cual establece la importancia de cada fuente de falla de acuerdo al conocimiento acumulado en plantas o sistemas de piping similares. Esta metodología no contempla que la experiencia del evaluador puede no ser suficiente para asignar prioridades en los criterios de falla analizados, considerando que en la mayoría de los casos la frecuencia de falla de una línea de piping es tan baja que puede que la experiencia recogida por el evaluador no sea necesariamente representativa de los riesgos del sistema.

4.6.2. Asignación de ponderación por estrategia de jerarquización analítica

Una de las maneras de atenuar la posible subjetividad del equipo evaluador en la asignación de prioridades es mediante el uso de una metodología de jerarquización analítica. En la Figura 4-7 es posible ver las etapas de aplicación de la estrategia de jerarquización analítica.

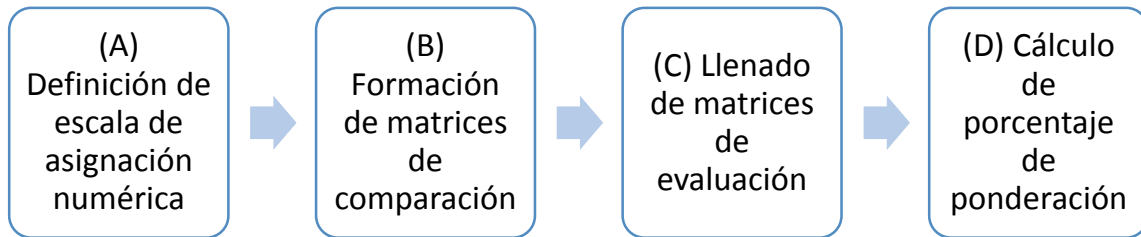


Figura 4-7 Proceso de asignación de ponderación por estrategia de jerarquización analítica

Escala de asignación numérica

Se define una tabla de asignación numérica a variables lingüísticas cuyo objetivo es asociar el valor numérico con la comparación de la probabilidad de falla de dos atributos. En el modelo propuesto cada uno de los atributos que componen la matriz de comparación corresponden a las fuentes de falla expuestas anteriormente. La variable lingüística representa cuan probable es que falle el sistema respecto a otro criterio de evaluación.

En la Tabla 42 es posible ver la escala de asignación numérica propuesta para el modelo de evaluación de riesgos.

Tabla 42 Escala de asignación numérica en jerarquización analítica de fuentes de falla

Valor numérico	Variable lingüística
1	Igual probabilidad de falla
3	Probabilidad de falla moderadamente más alta
5	Probabilidad de falla fuertemente más alta
7	Probabilidad de falla mucho fuertemente más alta
9	Probabilidad de falla extremadamente más alta
2, 4, 6, 8	Valores intermedios en la escala

Estructura de matrices de comparación

Para la asignación de puntajes en la jerarquización de los criterios analizados es necesario la construcción de una matriz que permita disponer las distintas fuentes de falla para registrar el puntaje de comparación asignado.

La construcción de la matriz de comparación se realiza formando una matriz cuadrada donde se disponen las fuentes de falla de acuerdo al nivel o subnivel en el que se desea asignar un puntaje de ponderación. Por ejemplo, en la Tabla 43 se muestra la disposición de las fuentes de falla que componen el subnivel “*Factor de seguridad*” en la categoría “*Diseño*” del sistema, los cuales son *Presión interna*, *Movimientos sísmicos*, *Flexibilidad* y *Esfuerzos externos*.

Tabla 43 Matriz de comparación de fuentes de falla en el nivel “Factor de Seguridad”

Nº	Nombre	1	2	3	4
1	Presión interna				
2	Movimientos sísmicos				
3	Flexibilidad				
4	Esfuerzos externos				

Para cada nivel o subnivel en el que se desea asignar un puntaje de comparación para la asignación de ponderaciones, se debe construir una tabla de comparación con el fin de aplicar el procedimiento de jerarquización analítica.

Procedimiento para el llenado de tablas de comparación

Cada uno de los elementos de la matriz corresponde a la dupla de comparación entre las fuentes de falla correspondientes a la fila y la columna de la matriz. Por ejemplo para la matriz anterior (Tabla 43), el elemento a_{13} corresponde a la comparación entre la fuente de falla *Presión interna* respecto a la fuente de falla *Flexibilidad*.

El llenado de las matrices de comparación se debe realizar asignando un valor numérico a cada una de las parejas de comparación formadas. El valor numérico se asigna de acuerdo a la escala de asignación numérica (Tabla 42) respondiendo para cada pareja la siguiente pregunta:

¿Cuán probable es que el sistema falle debido a la fuente de falla i respecto a que el sistema falle producto de la fuente de falla j ?

Como la escala de asignación numérica asume para todos los casos que siempre es más probable que el sistema falle producto del primer elemento de comparación respecto al segundo elemento, el llenado de la tabla se realiza sólo en aquellas parejas de comparación donde se cumple lo anterior. En aquellas parejas de comparación donde es menos probable que el sistema falle de acuerdo a la primera fuente de falla respecto a la segunda, se invierte el criterio de comparación, expresando la asignación numérica como el inverso multiplicativo del puntaje obtenido.

A modo de ejemplo en la Tabla 44 se realiza el llenado de la matriz de comparación de fuentes de falla en el nivel “Factor de seguridad”.

Tabla 44 Llenado de matriz de comparación de fuentes de falla en el nivel “Factor de Seguridad”

N°	Nombre	1	2	3	4
1	Presión interna	1	9	7	3
2	Movimientos sísmicos	0,11	1	0,2	0,125
3	Flexibilidad	0,14	5	1	0,125
4	Esfuerzos externos	0,33	8	8	1

Por ejemplo, para la comparación de las fuentes de falla *Presión interna* respecto a *Movimientos sísmicos*, se estima que el sistema tiene una *Probabilidad de falla extremadamente más alta* debido a la primera fuente de falla respecto a la segunda, por lo que de acuerdo a la escala de asignación numérica a la posición a_{12} le corresponde un puntaje de 9.

Al realizar la comparación de la misma dupla de fuentes de falla en sentido inverso, como se estima que el sistema tiene menor probabilidad de falla por *Movimientos sísmicos* respecto a *Presión interna*, dado que la escala de asignación numérica no contempla ese escenario, se asigna como puntaje el inverso multiplicativo de la comparación, por lo que a la posición a_{21} se asigna un puntaje de 1/9.

Cálculo de porcentaje de ponderación

Una vez llenada la tabla de comparación, se procede al cálculo del porcentaje de ponderación para cada fuente de falla comparada mediante el sistema de jerarquización analítica.

La obtención del porcentaje de ponderación para cada fuente de falla se realiza mediante la obtención del vector propio normalizado de la matriz de comparación. Cada componente del vector representa la ponderación obtenida luego del ejercicio de jerarquización realizado. En la Tabla 45 es posible ver el vector propio obtenido para las fuentes de falla en el nivel *Factor de seguridad*.

Tabla 45 Ejemplo asignación de puntaje de ponderación en AHP

Nº	Nombre	1	2	3	4	%
1	Presión interna	1	9	7	3	54
2	Movimientos sísmicos	0,11	1	0,2	0,125	4
3	Flexibilidad	0,14	5	1	0,125	10
4	Esfuerzos externos	0,33	8	8	1	32

Por lo tanto, del ejercicio de jerarquización analítica se obtiene la ponderación de cada fuente de falla analizada en el ejemplo. Los resultados obtenidos se resumen en la Tabla 46.

Tabla 46 Resultados ponderación ejemplo por proceso de jerarquización analítica

Nombre	%
Presión interna	54
Movimientos sísmicos	4
Flexibilidad	10
Esfuerzos externos	32

4.7. Indicador de consecuencia de falla

La consecuencia de falla puede ser definida como todas aquellas pérdidas o perjuicios económicos, medioambientales o de seguridad producto de la pérdida de funcionalidad en una línea de piping.

La organización *Det Norske Veritas*, dedicada al resguardo de la vida, la propiedad y el medio ambiente en instalaciones marinas y costeras, recomienda considerar los factores expuestos en la Tabla 47 y Tabla 48 en la asignación de consecuencias de falla de una línea de piping [24].

Tabla 47 Factores a considerar en asignación de consecuencia de falla para materiales ignicibles

Fugas ignicibles		
Consecuencias en la seguridad	Consecuencias económicas	Consecuencias medioambientales
<ul style="list-style-type: none"> • Quemaduras en el personal • Efectos directo de explosiones en el personal • Efectos indirectos de explosiones en el personal • Daños del personal durante la evacuación 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de reparación de equipos y estructuras • Costos de reemplazo de equipos y estructuras • Retrasos en la producción • Daño de reputación 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectos medioambientales por la emanación de gases • Efectos medioambientales por la emanación de humo

Tabla 48 Factores a considerar en asignación de consecuencia de falla para materiales no ignicibles

Fugas no ignicibles		
Consecuencias en la seguridad	Consecuencias económicas	Consecuencias medioambientales
<ul style="list-style-type: none"> • Efectos de gases tóxicos en el personal • Riesgo de asfixia por emanación de gases • Daños por exposición a gases a alta presión 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos de reparación de equipos y estructuras • Costos de reemplazo de equipos y estructuras • Retrasos en la producción • Daño de reputación 	<ul style="list-style-type: none"> • Consecuencias medioambientales por derrames.

Como una forma de cuantificar los distintos tipos de consecuencia de falla en una línea de piping, para el modelo de evaluación de riesgos se propone como indicador la totalidad de costos financieros realizados por la organización atribuibles a costos por pérdida de producción (CPP), costos de inspección (CI), costos de repuestos o reemplazo de segmentos de tuberías (CR) y costos asociados a las consecuencias medioambientales de la falla (CM).

El indicador de consecuencia de falla, entonces, queda expresado de acuerdo a la ecuación (49)

$$ICF = CPP + CI + CR + CM \quad (49)$$

4.7.1. Costos por pérdida de producción

Los costos por pérdida de producción se componen por los costos asociados a la incapacidad de producir de la planta producto de la detección de la línea de piping, y los costos asociados al material derramado en caso de que la falla contemple la ruptura de la tubería o la pérdida por fugas en uniones y equipos.

La pérdida por la incapacidad de producción es calculada como el valor de la producción por hora, multiplicado por la cantidad de horas en que el sistema se encuentra detenido. El costo financiero por la incapacidad de producir debe ser calculado de acuerdo a las características de las instalaciones de proceso, dado que este costo disminuye si la línea de piping cuenta con sistemas redundantes que ayuden a mitigar los efectos de la detención del flujo en la tubería, tales como líneas de proceso paralelas, tanques de acumulación, etc.

4.7.2. Costos de inspección

Los costos de inspección se encuentran asociados al costo financiero en que debe incurrir la organización una vez que se ha detectado la existencia de falla en el sistema y es necesario identificar la zona y magnitud del problema. Para instalaciones de grandes dimensiones y difícil acceso, el costo de inspección puede representar un gran porcentaje del costo total de falla en el sistema al requerir tecnología especializada para la detección de fugas en el sistema.

Por ejemplo, de acuerdo a información entregada por *Der Norske Veritas*, para el año 2010 el costo de inspección con vehículos submarinos autónomos aproximadamente de 29.000 US\$/día para líneas de piping submarinas destinadas al transporte de hidrocarburos [24].

4.7.3. Costos de reparación

Como costos de reparación se consideran todos aquellos costos en que debe incurrir la organización con el fin de reemplazar o restaurar los equipos o tramos de tubería defectuosos en la línea de piping. En este ítem son considerados repuestos, materiales, herramientas, horas hombre de trabajadores especializados y recursos anexos necesarios para la reparación del sistema de acuerdo a los requerimientos de la línea de piping.

4.7.4. Costos medioambientales

Se define como costo medioambiental como el costo financiero de actividades de reparación, mitigación y compensación a la comunidad producto de derrames desde el sistema de piping al medio ambiente. Los costos medioambientales dependen en gran medida del tipo de interacciones entre el fluido transportado y el medio ambiente. En actividades como el transporte de hidrocarburos, una fuga de material puede traer consecuencias irreparables al medio ambiente, lo que podría ocasionar además la clausura de las instalaciones por parte de las autoridades medioambientales del país, generando grandes perjuicios económicos que deben ser evaluados al estimar los costos medioambientales de una falla en el sistema

4.8. Simulación de confiabilidad estructural en líneas de piping

El análisis cualitativo de una línea de piping se fundamenta en la evaluación realizada por un grupo de expertos de distintas características asociadas al diseño, construcción y gestión de materiales de un sistema. Para cada una de estas características, expresadas como fuentes de riesgo, se elaboran tablas y matrices de evaluación las cual contemplan como escenario de mayor confiabilidad el cumplimiento especificaciones técnicas detalladas por la norma acorde a las características y condiciones operacionales de la línea de piping.

Las normas por lo general, como medida de seguridad, establecen condiciones operacionales o de diseño conservadoras con el fin de dar certeza sobre el pleno funcionamiento de la línea de piping una vez que han sido aplicados los códigos y recomendaciones realizados por ellas. Esto quiere decir que en ocasiones, al aplicar el criterio de normas técnicas sobre la evaluación cualitativa de un segmento de tubería se puede obtener un puntaje indicador de riesgo alto por el incumplimiento de la norma, pero no necesariamente representa un riesgo real para la confiabilidad del sistema.

El uso de la simulación de confiabilidad estructural se propone en el modelo de evaluación de riesgos como una manera de ajustar el riesgo real al que se ven expuestos tramos de tubería que han sido calificados con un alto porcentaje de riesgo por el sistema de análisis cualitativo. La simulación de confiabilidad estructural, al considerar el carácter aleatorio de las dimensiones y esfuerzos a los que se somete la estructura, permite obtener una probabilidad de falla del sistema ajustada al comportamiento real del sistema evitando sobreinversiones en la línea de piping.

La simulación de confiabilidad estructural se fundamenta en el cálculo de probabilidad de falla producto de la pérdida de espesor por defectos superficiales en la tubería, los cuales usualmente son originados por corrosión.

Para la realización de la simulación de confiabilidad estructural se sigue el siguiente procedimiento (Figura 4-8).

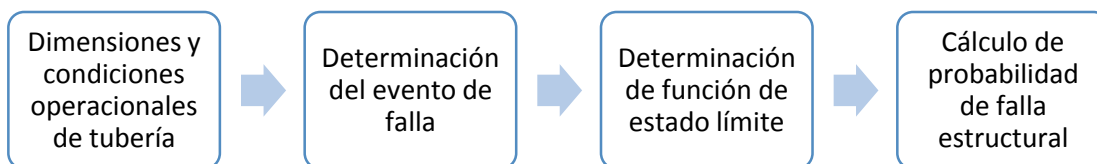


Figura 4-8 Proceso de simulación de confiabilidad estructural

4.8.1. Dimensiones y condiciones operacionales de tubería

A modo de ejemplo, la evaluación de confiabilidad estructural se realiza con las dimensiones de tubería y condiciones operacionales expuestas en el Anexo 1 de la norma DNV RP-F101 (2005), las cuales son resumidas en la Tabla 49 [25].

5. *Tabla 49 Dimensiones y condiciones operacionales caso ejemplo*

Parámetro	Valor
Material	API X65
Diámetro	812.8 [mm]
Espesor	19.1 [mm]
Resistencia a la tracción mínima especificada (<i>SMTS</i>)	530.9 [MPa]
Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (<i>SMYS</i>)	448.2 [MPa]
Presión de diseño	15 [MPa]
Factor de seguridad por aumento de presión	1.1

Considerando la distribución y valores definidos en la metodología para la simulación de confiabilidad estructural, la evaluación de la confiabilidad se realiza usando la siguiente información (Tabla 50).

Tabla 50 Variables aleatorias simulación confiabilidad estructural

Variable	Distribución	Media	Desv. Estándar	CoV
<i>Presión interna [MPa]</i>	Gumbel	15.75	0.472	3%
<i>Diámetro [mm]</i>	Constante	812.8	-	-
<i>Espesor [mm]</i>	Normal	19.1	0.573	3%
<i>Esfuerzo de fluencia [MPa]</i>	Normal	484.056	38.725	8%
<i>Esfuerzo último de tracción [MPa]</i>	Normal	577.798	34.667	6%

La evaluación del largo de desperfecto se realiza para un rango de valores entre 0.5 y 2 veces el valor del diámetro del material, mientras que la profundidad se evalúa para un rango ente 0.1 y 0.8 veces el espesor del material, quedando el rango de valores para el largo y profundidad de desperfecto a evaluar de la siguiente forma (Tabla 51 y Tabla 52).

Tabla 51 Largo de desperfecto en simulación de confiabilidad estructural

Largo de desperfecto				
Distribución	L/D	Media	Desv. Estándar	CoV
<i>Normal</i>	0.5	406.4	3%	50%
	0.75	609.6	304.8	50%
	1	812.8	406.4	50%
	1.25	1016	508	50%
	1.5	1219.2	609.6	50%
	1.75	1422.4	711.2	50%
	2	1625.6	812.8	50%

Tabla 52 Profundidad de desperfecto en simulación de confiabilidad estructural

Profundidad de desperfecto				
Distribución	d/t	Media	Desv. Estándar	CoV
Normal	0.1	1.91	0.955	50%
	0.2	3.82	1.91	50%
	0.3	5.72	2.86	50%
	0.4	7.64	3.82	50%
	0.5	9.55	4.774	50%
	0.6	11.46	5.73	50%
	0.7	13.37	6.685	50%
	0.8	15.28	7.64	50%

4.8.2. Simulación FORM en modelo ASME B31G

La simulación de primer orden es realizada mediante el software COMREL, en donde se utiliza la siguiente ecuación de estado límite de acuerdo al modelo ASME B31G:

$$G(X) = 1.1 * \frac{2\sigma_y t}{D} \left[\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t} \frac{1}{M}} \right] - P_{int} \quad (50)$$

Con

$$M = \sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad (51)$$

Se obtienen los siguientes resultados

Tabla 53 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en ASME B31G

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00507%	0,1120%	1,90%	10%	23%	38%	50%	59%
0,75	0,00683%	0,1910%	3,02%	14%	29%	44%	55%	64%
1	0,00802%	0,2520%	3,79%	16%	32%	47%	58%	66%
1,25	0,00887%	0,2980%	4,33%	17%	34%	48%	59%	68%
1,5	0,00950%	0,3330%	4,72%	18%	35%	50%	60%	68%
1,75	0,00998%	0,3610%	5,02%	19%	36%	50%	61%	69%
2	0,01040%	0,3840%	5,25%	19%	37%	51%	62%	69%

4.8.3. Simulación FORM en modelo ASME B31G modificado

La simulación de primer orden es realizada mediante el software COMREL, en donde se utiliza la siguiente ecuación de estado límite de acuerdo al modelo ASME B31G modificado:

$$G(X) = \frac{2(\sigma_y + 68,95 \text{ [MPa]})t}{D} \left[\frac{1 - \frac{0.85d}{t}}{1 - \frac{0.85d}{t} \frac{1}{M}} \right] - P_{int} \quad (52)$$

Con

$$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^2 - 0.003375 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^4} \quad (53)$$

Se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 54 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en ASME B31G modificado

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00050%	0,1440%	4,29%	18%	35%	50%	61%	68%
0,75	0,00083%	0,2800%	6,52%	23%	41%	56%	66%	72%
1	0,00106%	0,3750%	7,82%	26%	44%	58%	68%	74%
1,25	0,00118%	0,4250%	8,49%	27%	46%	59%	69%	75%
1,5	0,00120%	0,4370%	8,66%	28%	46%	60%	69%	75%
1,75	0,00116%	0,4210%	8,41%	27%	45%	59%	64%	65%
2	-	-	7,83%	25%	42%	51%	-	-

4.8.4. Simulación FORM en modelo DNV RP-F101

La simulación de primer orden es realizada mediante el software COMREL, en donde se utiliza la siguiente ecuación de estado límite de acuerdo al modelo DNV RP-F101:

$$G(X) = \frac{2\sigma_u t}{D} \left[\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t} \frac{1}{M}} \right] - P_{int} \quad (54)$$

Con

$$\sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^2} \quad (55)$$

Se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 55 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en DNV RP-F101

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00002%	0,1230%	4,93%	20%	37%	52%	62%	70%
0,75	0,00006%	0,3360%	8,53%	27%	46%	59%	68%	75%
1	0,00011%	0,5530%	11,00%	32%	50%	63%	71%	77%
1,25	0,00016%	0,7430%	13,00%	35%	53%	65%	73%	78%
1,5	0,00021%	0,9040%	14,00%	36%	54%	66%	74%	79%
1,75	0,00025%	1,0400%	15,00%	38%	56%	67%	75%	80%
2	0,00029%	1,1500%	16,00%	39%	56%	68%	75%	80%

4.8.5. Simulación FORM en modelo Netto (2005)

La simulación de primer orden es realizada mediante el software COMREL, en donde se utiliza la siguiente ecuación de estado límite de acuerdo al modelo Netto (2005):

$$G(X) = 1.1 \frac{2\sigma_y t}{D} [1 - 0.9435(d/t)^{1.6}(l/D)^{0.4}] - P_{int} \quad (56)$$

Se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 56 Probabilidad de falla respecto a variación de largo y profundidad de desperfecto en Netto (2005)

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00139%	0,0458%	2,07%	12%	27%	42%	54%	63%
0,75	0,00169%	0,1280%	4,22%	18%	35%	50%	61%	68%
1	0,00202%	0,2650%	6,54%	23%	41%	55%	65%	72%
1,25	0,00237%	0,4550%	8,86%	27%	45%	59%	68%	74%
1,5	0,00276%	0,6940%	11,00%	31%	49%	62%	70%	76%
1,75	0,00319%	0,9760%	13,00%	34%	52%	64%	72%	78%
2	0,00367%	1,2900%	15,00%	37%	54%	66%	74%	79%

4.8.6. Comparación de modelos para la estimación de presión de ruptura de acuerdo a la profundidad de desperfecto con simulación FORM

Con el fin de comparar los distintos modelos para la estimación de presión de ruptura en tuberías con defecto por corrosión, se selecciona un largo de desperfecto igual al diámetro de la tubería, obteniendo la probabilidad de falla respecto a la profundidad de desperfecto (Figura 4-9).

De la Figura 4-9 es posible notar como para todos los modelos evaluados se tiene un rápido incremento en la probabilidad de falla a partir de una profundidad de corrosión de un 20% respecto al espesor del material.

Para una profundidad de desperfecto de un 30% respecto al espesor de material, el modelo más conservador da una probabilidad de falla de un 10%, mientras que entre un 10% y un 20% de profundidad los modelos para la estimación de presión de ruptura no muestran diferencias significativas. Debido a lo anterior, y considerando que usualmente se utilizan probabilidades de falla inferiores a un 10% como probabilidad de falla límite de una línea de piping, se evalúa la probabilidad de falla para una profundidad de desperfecto entre un 10% y un 30% a intervalos de 2% con el fin de describir con mayor precisión el comportamiento de los distintos modelos en desperfectos de baja profundidad, obteniéndose los siguientes resultados Tabla 57 Probabilidad de falla en profundidad entre 10% y 30% para L/D=1.

Tabla 57 Probabilidad de falla en profundidad entre 10% y 30% para L/D=1

Modelo	Relación d/t										
	0,1	0,12	0,14	0,16	0,18	0,2	0,22	0,24	0,26	0,28	0,3
ASME B31G	0,0084	0,0154	0,031	0,062	0,133	0,265	0,53	1,06	1,59	2,12	3,79
ASME B31G Mod.	0,0012	0,0036	0,0108	0,0432	0,108	0,324	0,81	1,62	3,24	5,2	7,82
DNV RP-F101	0,0001	0,0009	0,0077	0,041	0,164	0,656	2,624	10,496	41,984	167,936	11,00
Netto (2005)	0,0021	0,0038	0,009	0,0225	0,05625	0,140625	0,3515625	0,87890625	2,197265625	5,4931640625	6,54

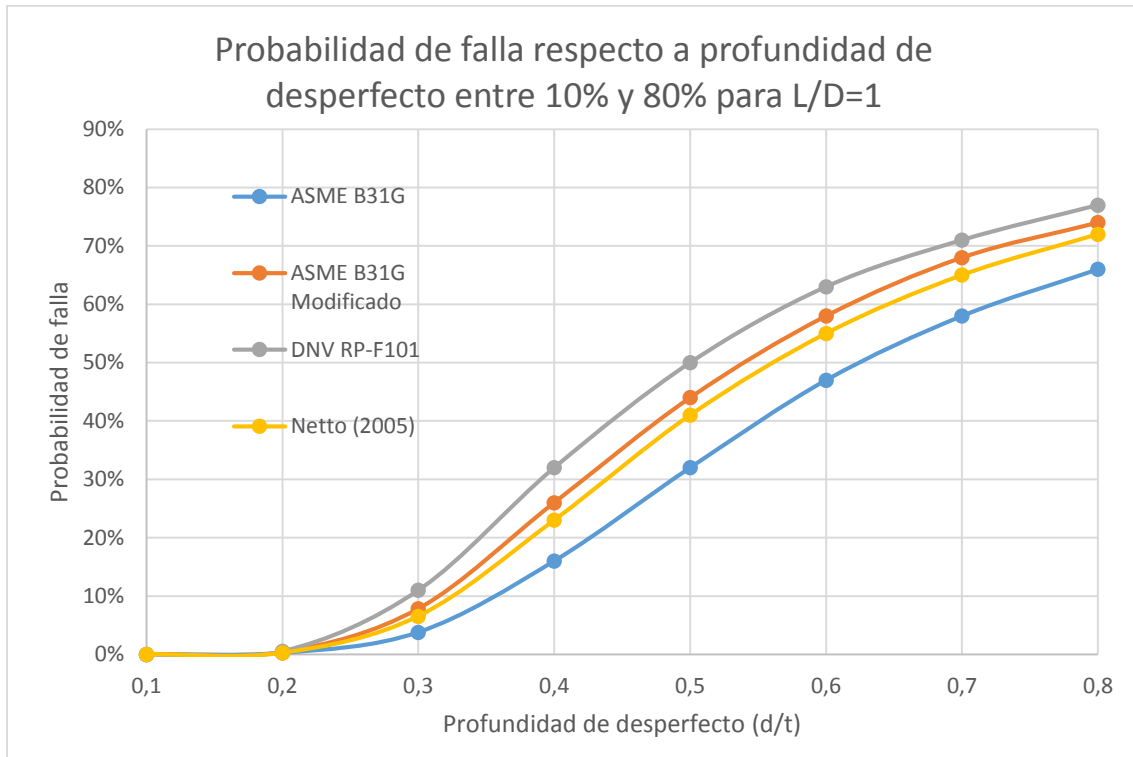


Figura 4-9 Probabilidad de falla respecto a profundidad de defecto con L/D=1

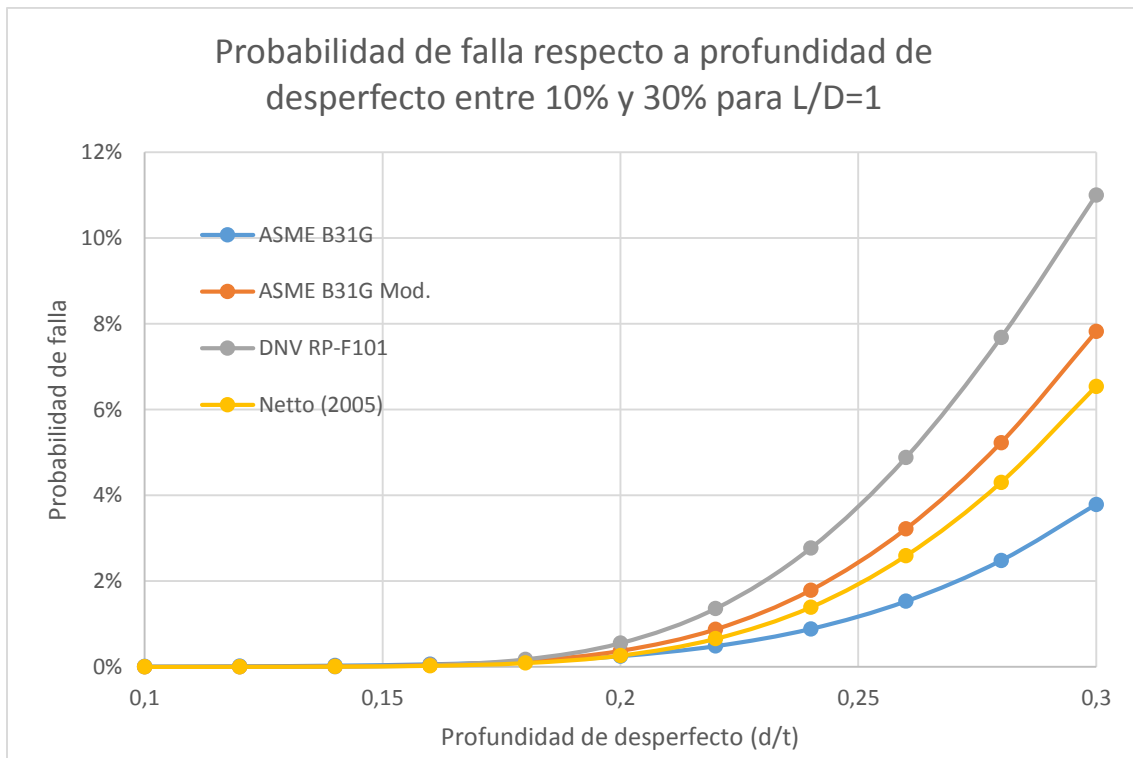


Figura 4-10 Probabilidad de falla respecto a profundidad de defecto entre 10% y 30 % con L/D=1

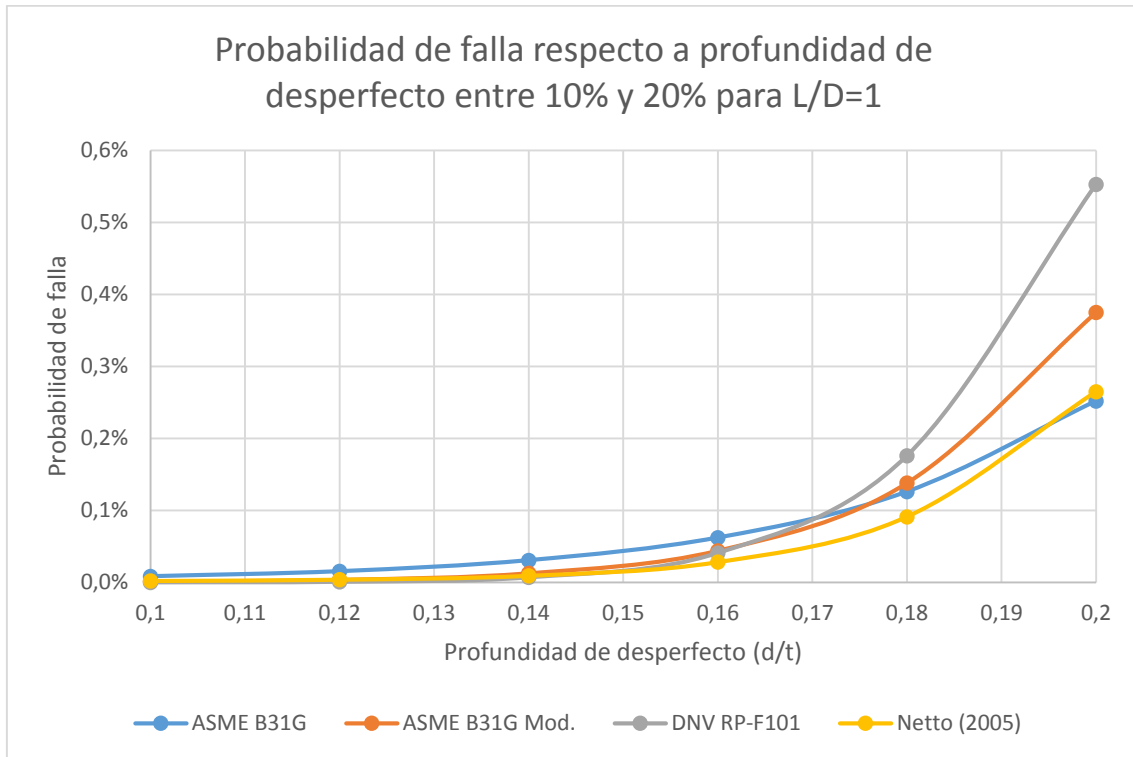


Figura 4-11 Probabilidad de falla respecto a profundidad de defecto entre 10% y 20 % con L/D=1

Del gráfico anterior es posible notar que para profundidades de defectos menores a un 17% respecto al espesor de material el modelo ASME B31G entrega la mayor probabilidad de falla, siendo el modelo más conservador; mientras que la menor probabilidad de falla es entregada por el modelo Netto (2005).

Para profundidades de defecto en torno a un 20% respecto al espesor de material la mayor probabilidad de falla es obtenida por el modelo DNV RP-F101, seguido por ASME B31G Modificado, Netto (2005) y ASME B31G.

4.8.7. Comparación de modelos para la estimación de presión de ruptura de acuerdo a la profundidad de defecto para simulación FORM

Para comparar la probabilidad de falla entregada por los distintos modelos analizados de acuerdo al largo de defecto se seleccionan 4 profundidades distintas de corrosión (10%, 30%, 50% y 80%) y se verifica la probabilidad de falla obtenida a medida que aumenta el largo de defecto desde 0,5 a 2 veces el diámetro del material, obteniéndose los siguientes resultados (Figura 4-12, Figura 4-13, Figura 4-14 y Figura 4-15).

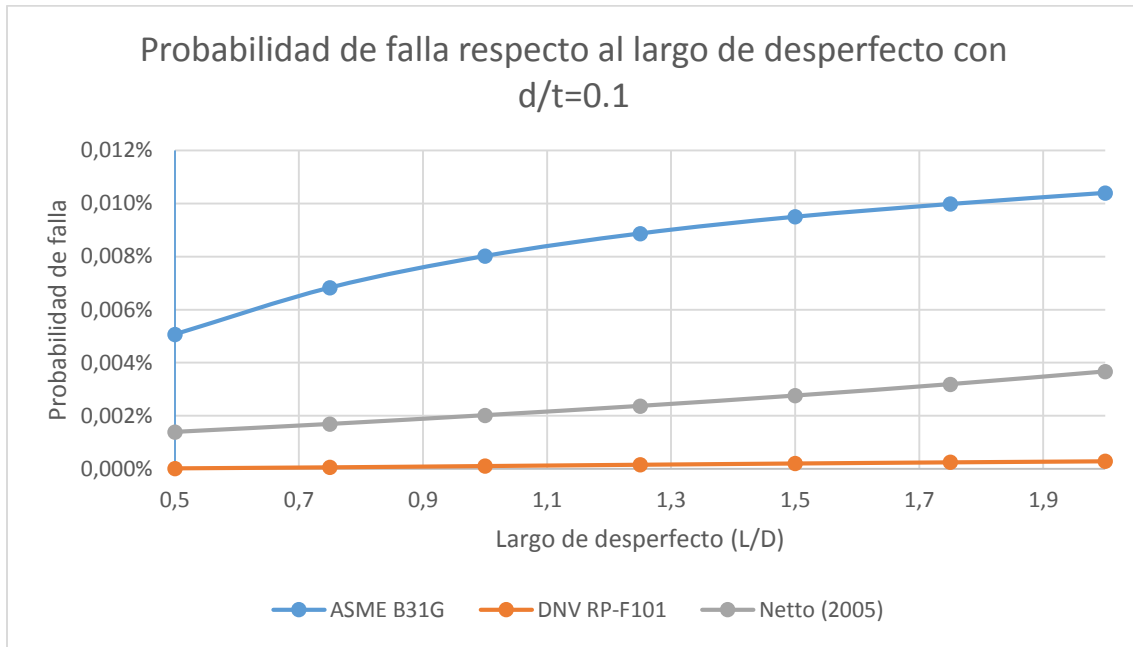


Figura 4-12 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.1$

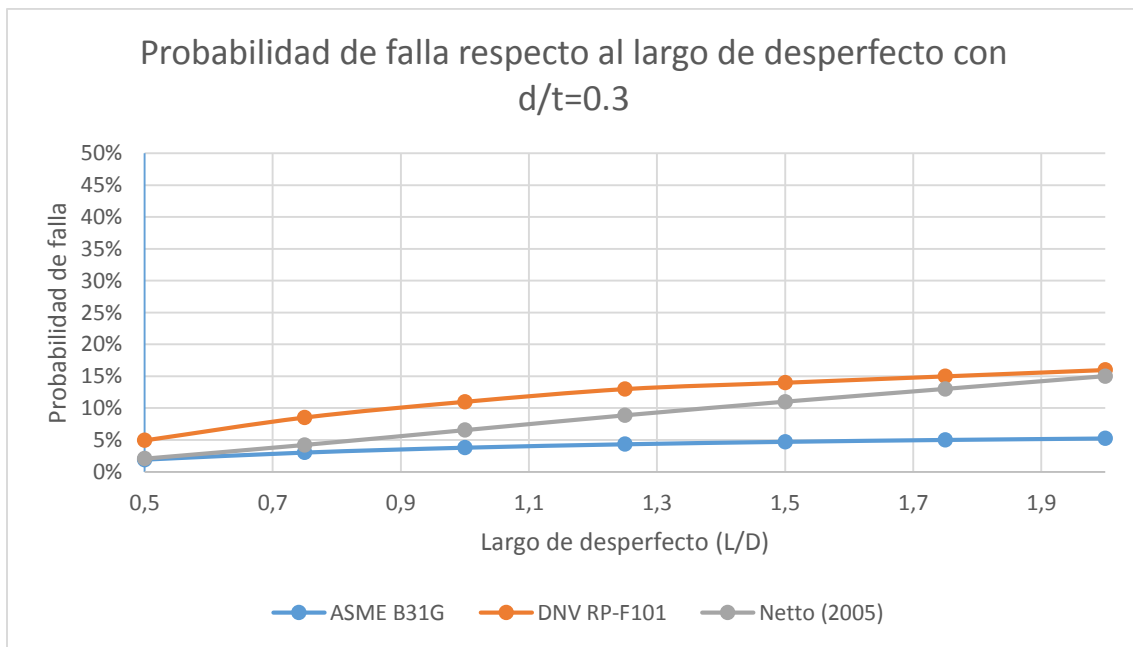


Figura 4-13 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.3$

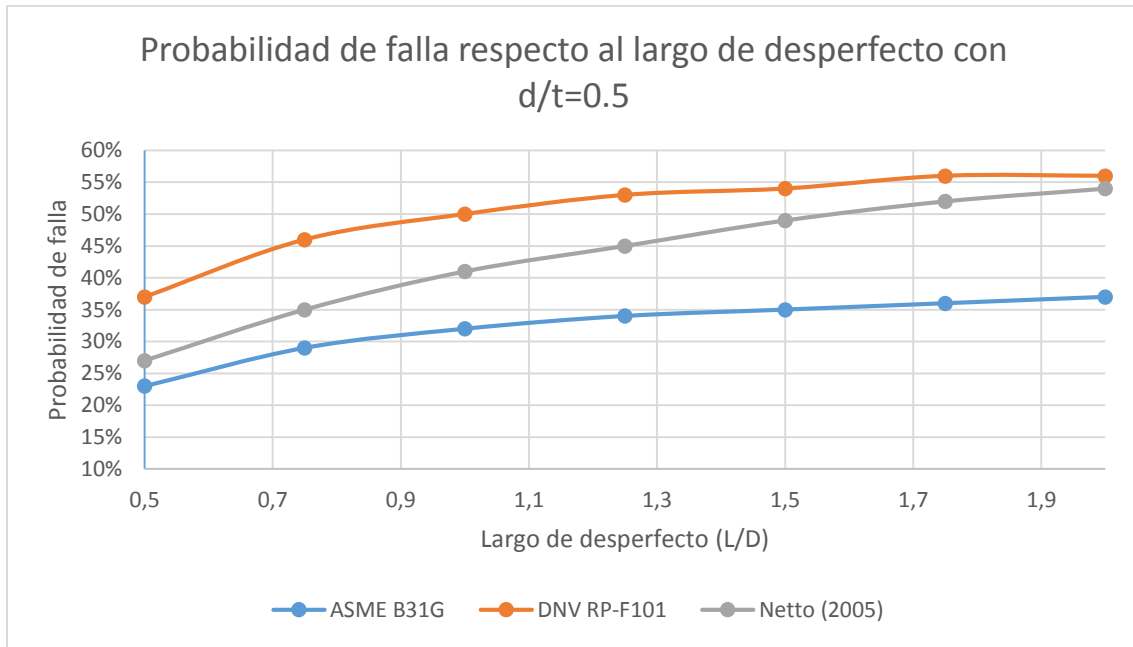


Figura 4-14 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.5$

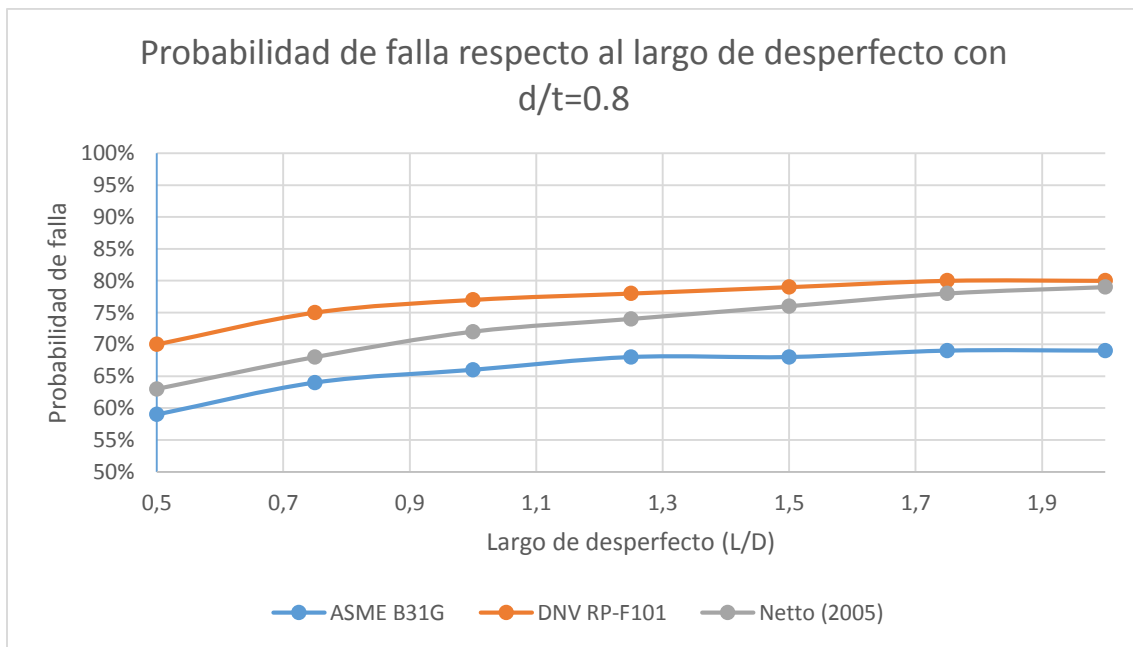


Figura 4-15 Probabilidad de falla respecto a largo de desperfecto para $d/t=0.8$

La comparación de probabilidad de falla respecto al largo del desperfecto se realiza con los modelos ASME B31G, DNV RP-F101 y Netto (2005). Se excluye en el análisis el modelo ASME B31G Modificado debido a resultados incompatibles entregados por el software COMREL para un largo de desperfecto equivalente a 2 veces el diámetro de la tubería.

De los gráficos anteriores es posible notar como a medida que aumenta la profundidad de desperfecto, el modelo DNV RP-F101 se torna más conservador entregando probabilidades de falla mayores que el resto de modelos analizados. Se observa además que para el rango de largos de desperfectos analizados, la variación en la probabilidad de falla es menor en comparación a la variación producida al aumentar el espesor de desperfecto.

4.8.8. Análisis de sensibilidad

El software COMREL incluye además un análisis de sensibilidad que indica la contribución de cada variable aleatoria en el comportamiento de la función de estado límite, el cual se encuentra determinado por la siguiente ecuación.

$$\alpha_i = - \frac{1}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial X}{\partial x_i}\right)^2}} \frac{\partial g(X)}{\partial x_i} \quad (57)$$

Donde la magnitud del alfa representativo de la variable aleatoria indica cuanto depende el resultado de la función de estado límite de la variable aleatoria analizada. Cuando el alfa representativo de una variable aleatoria es positivos indica que a medida que aumenta el valor de la variable aleatoria, aumenta la confiabilidad del sistema, mientras que un alfa representativo negativo indica que a medida que aumenta el valor de la variable aleatoria aumenta la probabilidad de falla del sistema.

Las Figura 4-16, Figura 4-17, Figura 4-18 y Figura 4-19 muestran el análisis de sensibilidad para los modelos ASME B31G, ASME B31G Modificado, DNV RP-F101 y Netto (2005) respectivamente. En todos ellos se utiliza una profundidad de desperfecto de un 30% respecto al espesor de la tubería, y un largo equivalente al diámetro.

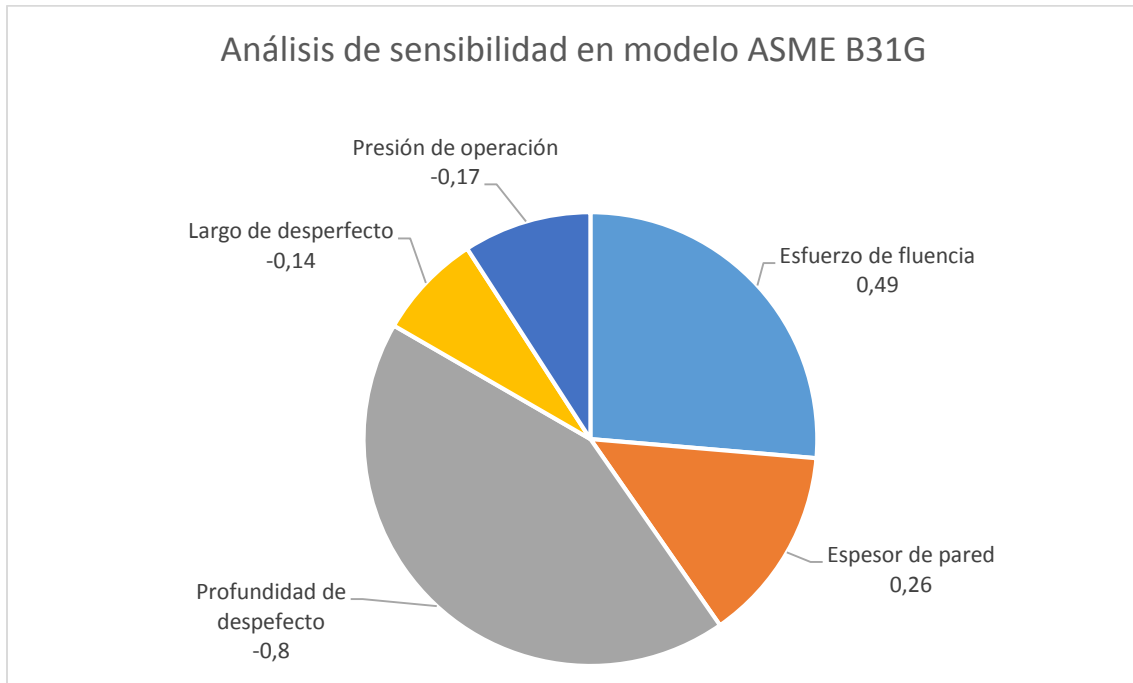


Figura 4-16 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad ASME B31G

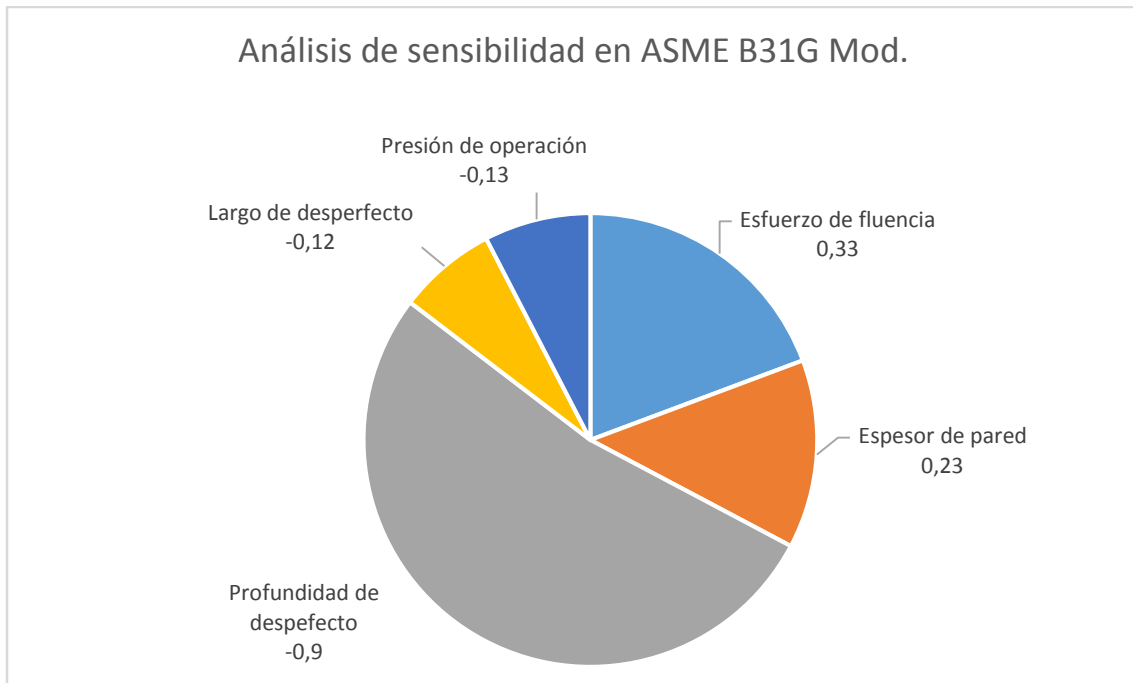


Figura 4-17 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad ASME B31G Modificado

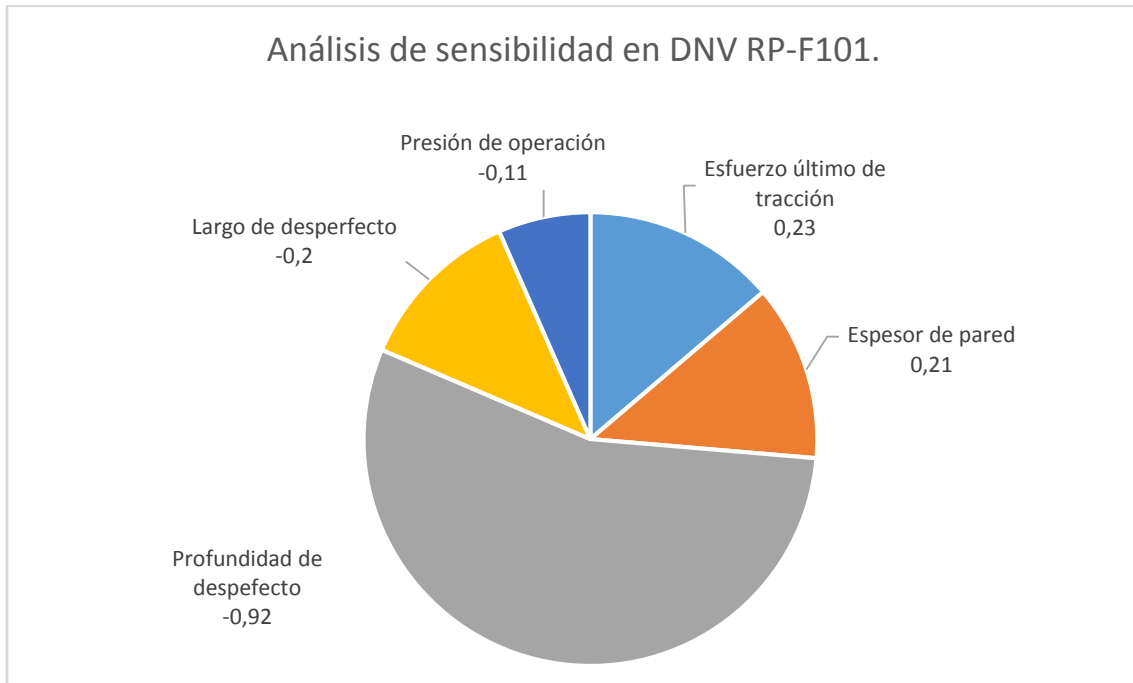


Figura 4-18 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad DNV RP-F101

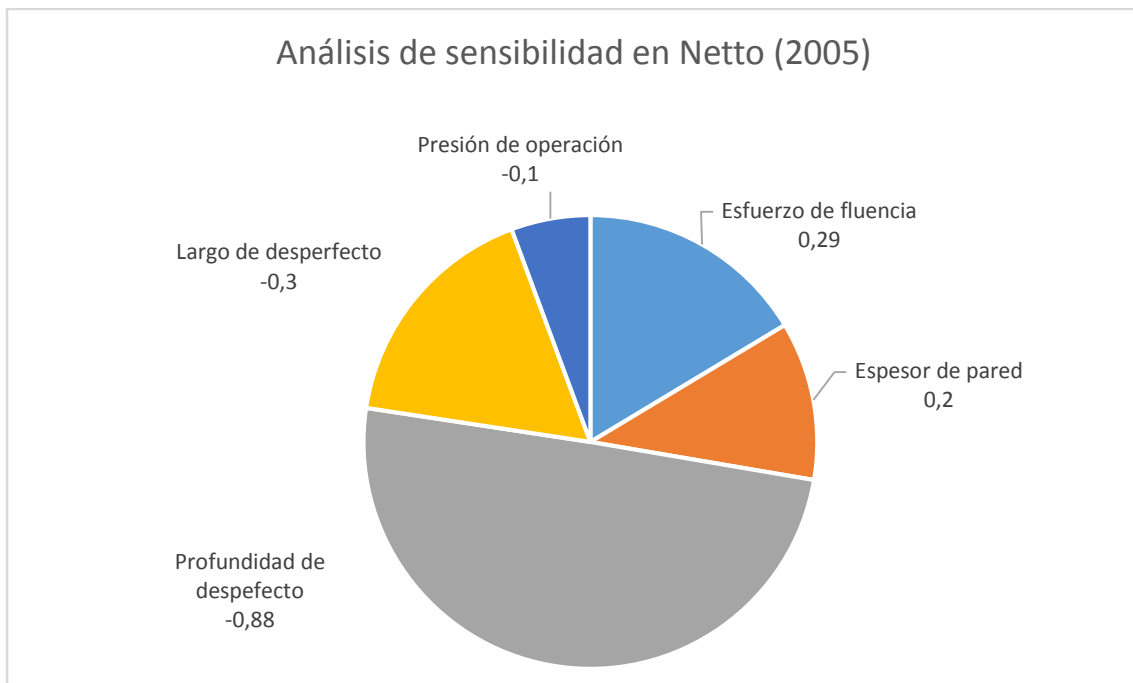


Figura 4-19 Alfas representativos de cada variable aleatoria en análisis de sensibilidad en modelo Netto (2005)

Para todos los modelos analizados la variable que de mayor manera contribuye a la probabilidad de falla es la profundidad de desperfecto. En el caso de los modelos ASME B31G y ASME B31G Modificado, la segunda variable que de mayor manera afecta la

función de estado límite corresponde al esfuerzo de fluencia del material; mientras mayor es el esfuerzo de fluencia, más confiable es el sistema.

En los modelos anteriormente mencionados, la tercera variable que de mayor afectan el desempeño del sistema es el espesor de pared de la tubería, quedando el largo de desperfecto y presión de operación en último lugar con un orden de importancia similar.

En el caso del modelo DNV RP-F101, el largo de desperfecto, esfuerzo último de tracción y espesor de pared poseen una importancia similar en el comportamiento de la función de estado límite. Para el modelo Netto (2005) el esfuerzo de fluencia y largo de desperfecto se ubican en el segundo lugar de importancia para el desempeño del sistema, mientras que el espesor de pared y presión de operación ocupan el tercer y cuarto lugar respectivamente.

4.8.9. Simulación con metodología Monte Carlo

Con el objetivo de validar los resultados de la simulación FORM estos son validados comparando dichos resultados con la probabilidad de falla obtenida mediante simulación de Monte Carlo para cada uno de los modelos usados en la estimación de la presión de ruptura.

Se determina la cantidad de veces en que debe ser simulado el funcionamiento de la tubería bajo condiciones aleatorias con tal de obtener resultados confiables de acuerdo a la magnitud de la probabilidad de falla.

Con una probabilidad de falla del orden de 10^{-5} , para un nivel de confiabilidad de 95%, se tiene que la cantidad de repeticiones necesarias está dada por:

$$N > \frac{-\ln(1 - C)}{PF} = \frac{-\ln(1 - 0.95)}{10^{-5}} \approx 300000 \quad (58)$$

Por lo que se necesitan al menos 300.000 repeticiones para lograr una confiabilidad de al menos 95% en los resultados. Para asegurar la obtención de probabilidades de falla acordes a la confiabilidad deseada se efectúan 350.000 simulaciones en cada modelo de presión de ruptura.

La simulación de Monte Carlo se realiza mediante un código de programación desarrollado en MATLAB (Anexo 1) de acuerdo al procedimiento descrito en la sección 0.

4.8.10. Simulación Monte Carlo en modelo ASME B31G

La simulación de Monte Carlo se realiza mediante el código de MATLAB expuesto en el Anexo 1, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 58).

En la Figura 4-20 se muestra la comparación del resultado obtenido mediante simulación FORM y simulación Monte Carlo para un largo de desperfecto equivalente al diámetro de la

tubería. La Figura 4-20 también incluye la diferencia porcentual entre los datos con ambos métodos de simulación.

Es posible notar que a medida que aumenta la magnitud de la probabilidad de falla disminuye la diferencia porcentual entre los resultados obtenidos por simulación FORM y Monte Carlo, quizás esto se debe a que la cantidad de repeticiones usadas en la simulación de Monte Carlo no son las suficientes como para asegurar resultados confiables cuando se cuenta con bajas probabilidades de falla.

Tabla 58 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en ASME B31G con simulación Monte Carlo

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00229%	0,0800%	1,54%	8,03%	19,65%	32,63%	44,11%	53,29%
0,75	0,00343%	0,1343%	2,42%	11,36%	24,99%	38,70%	50,32%	59,02%
1	0,00543%	0,1891%	3,14%	13,39%	28,12%	42,06%	53,46%	61,94%
1,25	0,00600%	0,2243%	3,62%	14,77%	30,17%	44,33%	55,41%	63,76%
1,5	0,00657%	0,2543%	4,02%	15,88%	31,68%	45,75%	56,79%	64,97%
1,75	0,00514%	0,2791%	4,28%	16,53%	32,66%	46,98%	57,98%	65,89%
2	0,00714%	0,2991%	4,53%	17,23%	33,65%	47,77%	58,55%	66,51%

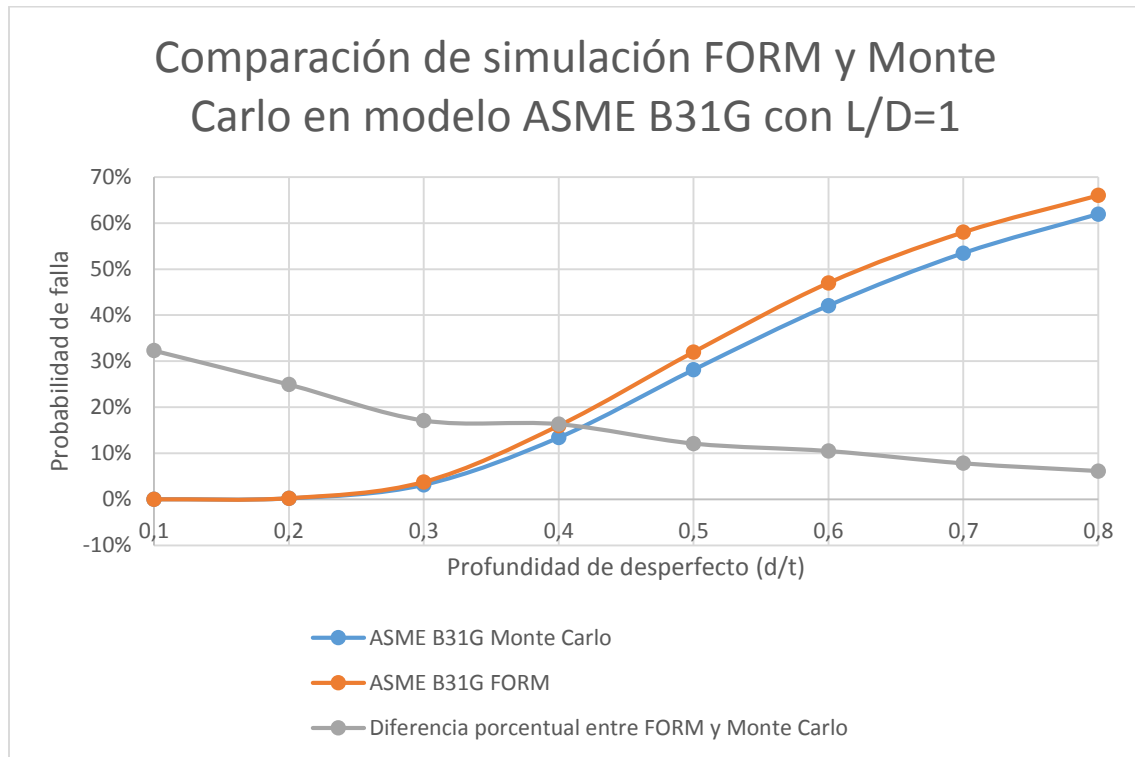


Figura 4-20 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo ASME B31G

4.8.11. Simulación Monte Carlo en modelo ASME B31G modificado

Al igual que el modelo anterior, la simulación de Monte Carlo se realiza de acuerdo al código de MATLAB expuesto en el Anexo 1. Con los datos recabados se obtiene la diferencia porcentual entre los métodos de simulación FORM y Monte Carlo, lo cual se muestra en la Tabla 59.

Tabla 59 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en ASME B31G Modificado con simulación Monte Carlo

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00027%	0,1029%	3,34%	14,95%	30,37%	44,00%	54,86%	62,53%
0,75	0,00000%	0,1974%	5,14%	19,76%	36,30%	50,11%	60,27%	67,64%
1	0,00073%	0,2831%	6,19%	22,04%	39,37%	53,04%	62,89%	69,94%
1,25	0,00571%	0,4223%	7,26%	23,87%	41,24%	54,73%	64,42%	71,09%
1,5	0,01143%	0,5897%	8,47%	25,67%	43,18%	56,38%	65,70%	72,28%
1,75	0,01343%	0,7291%	9,56%	27,68%	44,89%	57,97%	66,93%	73,16%
2	0,01257%	0,8240%	10,45%	29,09%	46,59%	59,34%	68,07%	74,16%

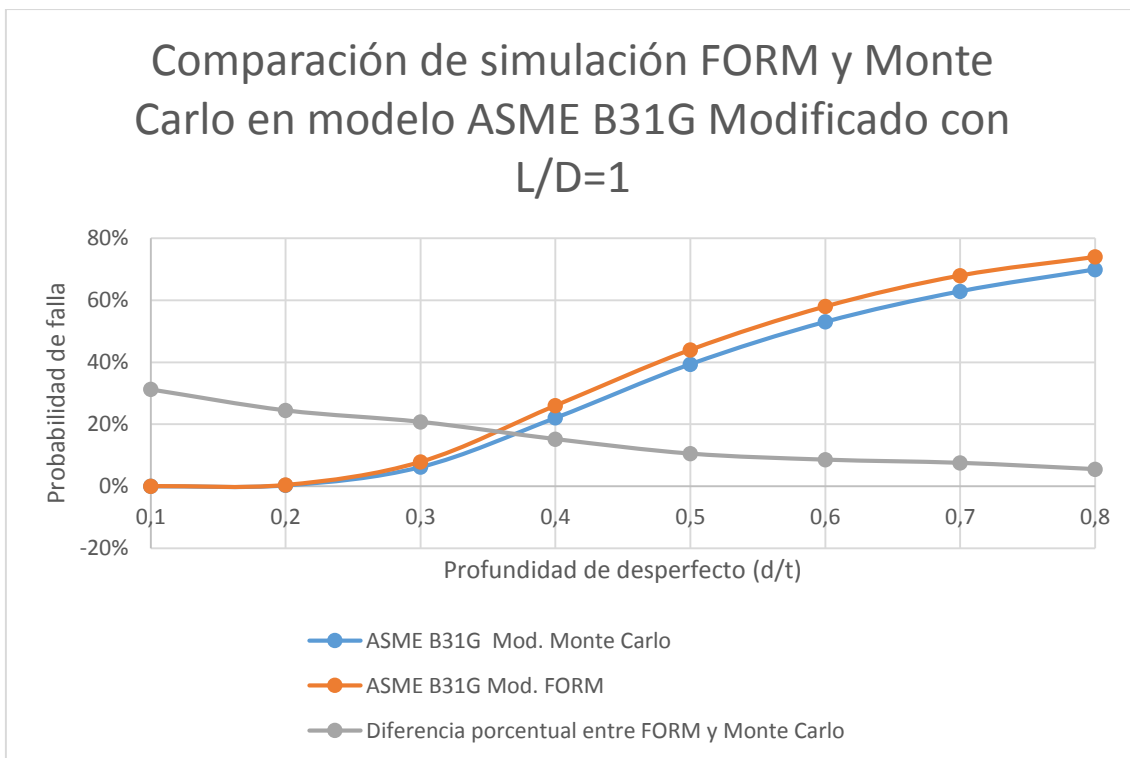


Figura 4-21 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo ASME B31G Modificado

Al igual que en el modelo anterior, el aumento de la diferencia porcentual a medida que disminuye la profundidad de desperfecto (bajando también la probabilidad de falla) puede

ser asociado a la incapacidad de las iteraciones realizadas de entregar un valor confiable cuando la probabilidad de falla es demasiado baja.

4.8.12. Simulación Monte Carlo en modelo DNV RP-F101

La simulación de Monte Carlo para el modelo DNV RP-F101 se realiza mediante el código MATLAB expuesto en el Anexo 1, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 60).

Tabla 60 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en DNV RP-F101 con simulación Monte Carlo

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00000%	0,0886%	3,85%	16,57%	32,61%	46,09%	55,65%	61,81%
0,75	0,00000%	0,2480%	6,74%	23,31%	40,35%	53,60%	62,72%	68,67%
1	0,00000%	0,4240%	9,04%	27,42%	44,74%	57,58%	66,29%	72,23%
1,25	0,00029%	0,5589%	10,68%	30,26%	47,87%	60,25%	68,43%	74,03%
1,5	0,00000%	0,7117%	11,92%	32,10%	49,65%	61,79%	70,17%	75,36%
1,75	0,00000%	0,8009%	12,94%	33,83%	51,22%	63,15%	71,16%	76,35%
2	0,00000%	0,8880%	13,58%	34,88%	52,38%	64,13%	71,94%	76,96%

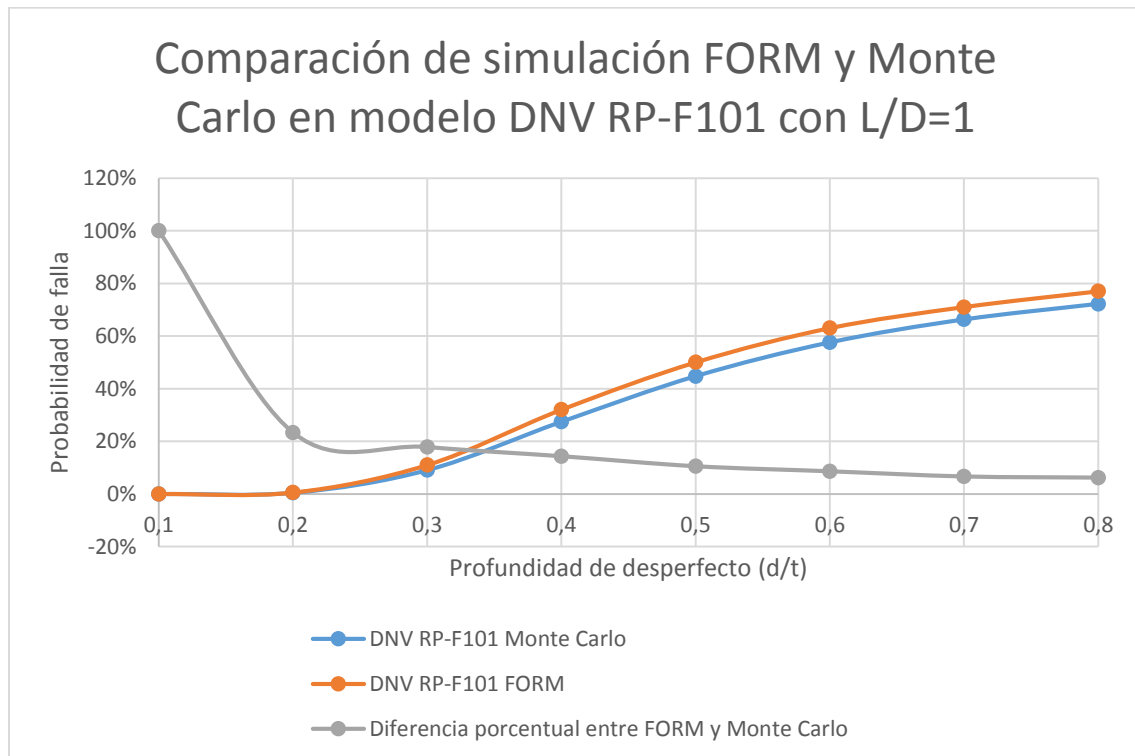


Figura 4-22 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo DNV RP-F101

4.8.13. Simulación Monte Carlo en modelo Netto (2005)

La simulación de Monte Carlo para el modelo Netto (2005) se realiza mediante el código MATLAB expuesto en el Anexo 1, del cual se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 61 Probabilidad de falla respecto a profundidad y largo de desperfecto en Netto (2005) con simulación Monte Carlo

L/D	Relación d/t							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
0,5	0,00143%	0,0391%	1,82%	10%	24%	38%	50%	58%
0,75	0,00029%	0,1183%	3,65%	16%	32%	46%	56%	64%
1	0,00171%	0,2406%	5,71%	21%	37%	51%	61%	68%
1,25	0,00171%	0,4129%	7,78%	25%	42%	55%	64%	71%
1,5	0,00286%	0,6126%	9,84%	28%	45%	58%	66%	73%
1,75	0,00057%	0,8463%	11,76%	31%	48%	60%	68%	74%
2	0,00371%	1,1234%	13,54%	33%	50%	62%	70%	75%

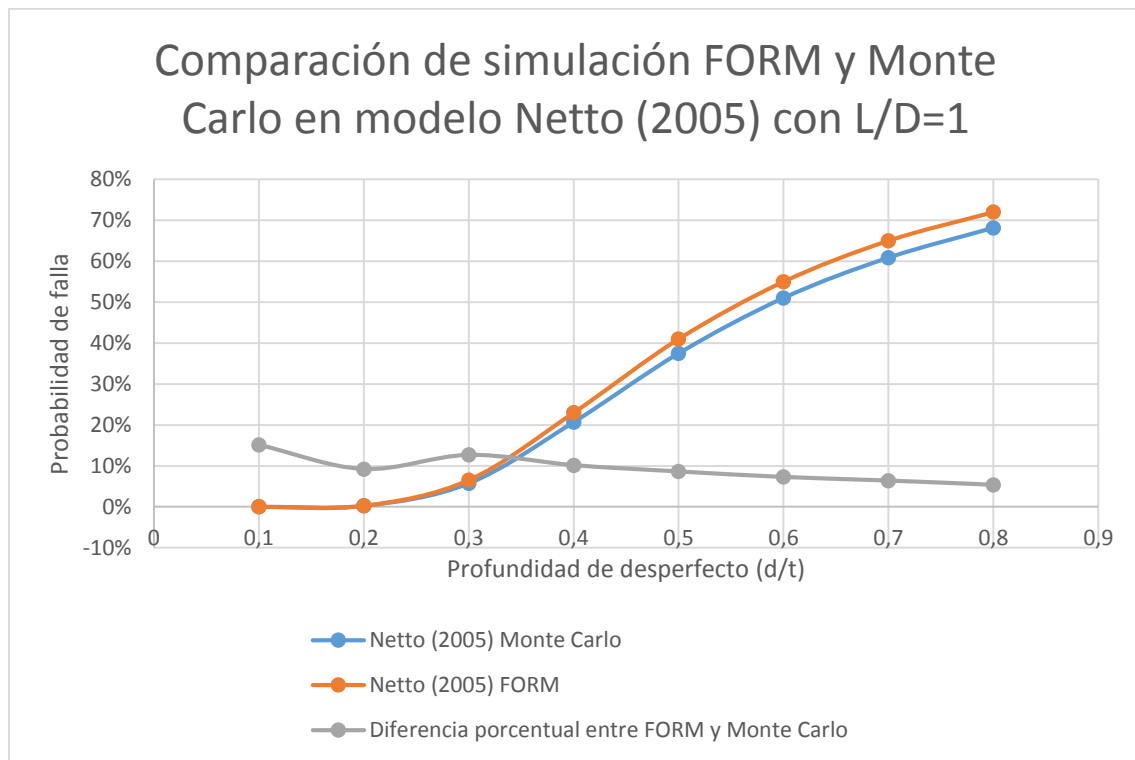


Figura 4-23 Comparación simulación FORM y Monte Carlo en modelo Netto (2005)

A pesar de que la diferencia porcentual también es mayor para probabilidades de falla bajas, esta es significativamente menor que la diferencia porcentual expuesta en los modelos anteriores, por lo que se puede esperar que la simulación con el método Monte Carlo sea más representativa para el modelo Netto (2005).

La diferencia porcentual entre los métodos de simulación obtenida para cada modelo analizado puede ser utilizada para ajustar el resultado obtenido mediante simulación de Monte Carlo, y así obtener resultados más confiables en caso de contar sólo con este medio para obtener la probabilidad de falla de un sistema.

5. Implementación de sistema de análisis de riesgo

Con el fin de exponer el posible uso y alcances del sistema de análisis de riesgo propuesto, se implementa el sistema de análisis de riesgo en un caso de ejemplo, asignando puntajes de riesgo para cada criterio de falla desarrollado anteriormente.

A modo de ejemplo, se implementa el sistema de análisis de riesgo sobre una línea de piping destinada al transporte de azufre líquido propiedad de Westcoast Energy, Canadá, la cual el 9 de julio del 2006 sufrió una ruptura provocando el derrame de más de 2.000 litros de azufre líquido al ambiente.

La construcción del caso de ejemplo se realiza en base a la información provista en el informe del incidente realizado por el Consejo Nacional de energía de Canadá, el cual indaga las posibles causas, consecuencias y actos de reparación en que debe incurrir la empresa producto de la ruptura de la línea de piping [26].

Debido a que no se cuenta con información detallada para realizar la segmentación y posterior evaluación de cada tramo que compone la línea de piping, y considerando que la implementación del sistema de análisis de riesgo tiene por objeto exponer el uso de los diversos criterios de evaluación desarrollados, el uso de la información provista por Consejo Nacional de Energía de Canadá es sólo referencial, siendo complementada con información ficticia destinada a satisfacer los criterios de evaluación desarrollados en el sistema de análisis de riesgo.

5.1.Descripción de la línea de piping

La línea de piping se encuentra ubicada en las cercanías de la ciudad de Chetwynd, al noreste de la Columbia Británica, en Canadá. La línea se extiende por 5,5 [km] aproximadamente, con un cambio de elevación de 490 [m].

La línea de piping fue construida el año 1994 con el fin de transportar azufre líquido desde la planta de extracción de gas natural Pine River Gas Plant (PRGP) hacia una planta de solidificación y pelletizado del azufre en las cercanías de Hasler Flats. La línea se compone de tuberías de 168,3 [mm] de diámetro (NPS 6), dispuesta sobre soportes en la superficie y construida bajo los estándares de la norma ASME B31.3.

La Tabla 62 muestra las especificaciones técnicas de la línea de piping, mientras que la Figura 5-1 y Figura 5-2 muestran la ubicación y disposición de equipos de la planta respectivamente.

Tabla 62 Especificaciones técnicas línea de piping en implementación de sistema de evaluación

Variable	Valor
Largo	5,5 [km]
Especificación tubería	ASTM A106 Grade B Schedule 80
Especificaciones codos	ASTM A234 WPB Schedule 80
Diámetro	168,3 [mm]
Espesor de pared	10,97 [mm]
Esfuerzo de fluencia	240 [MPa]
Esfuerzo último de tracción	415 [MPa]
Presión máxima de operación	10584 [kPa] a 177[°C]

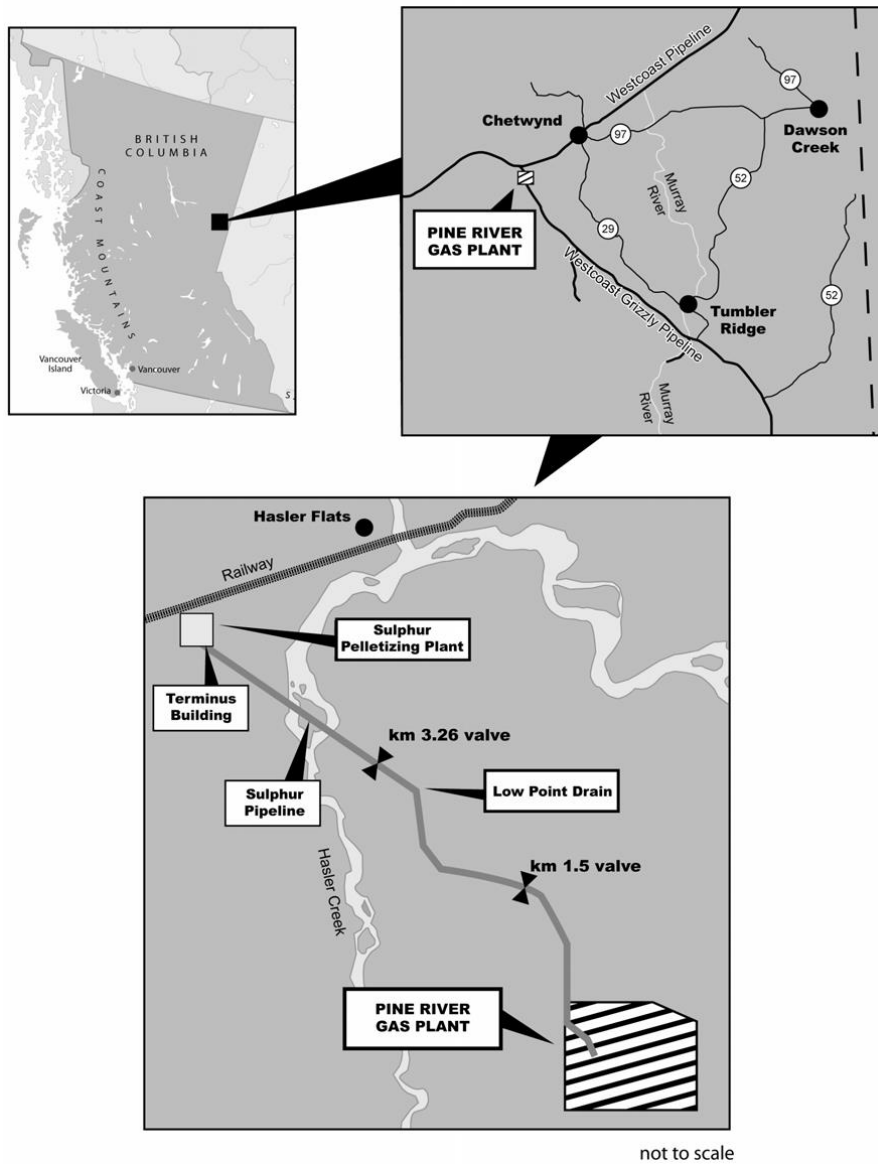


Figura 5-1 Ubicación línea de piping

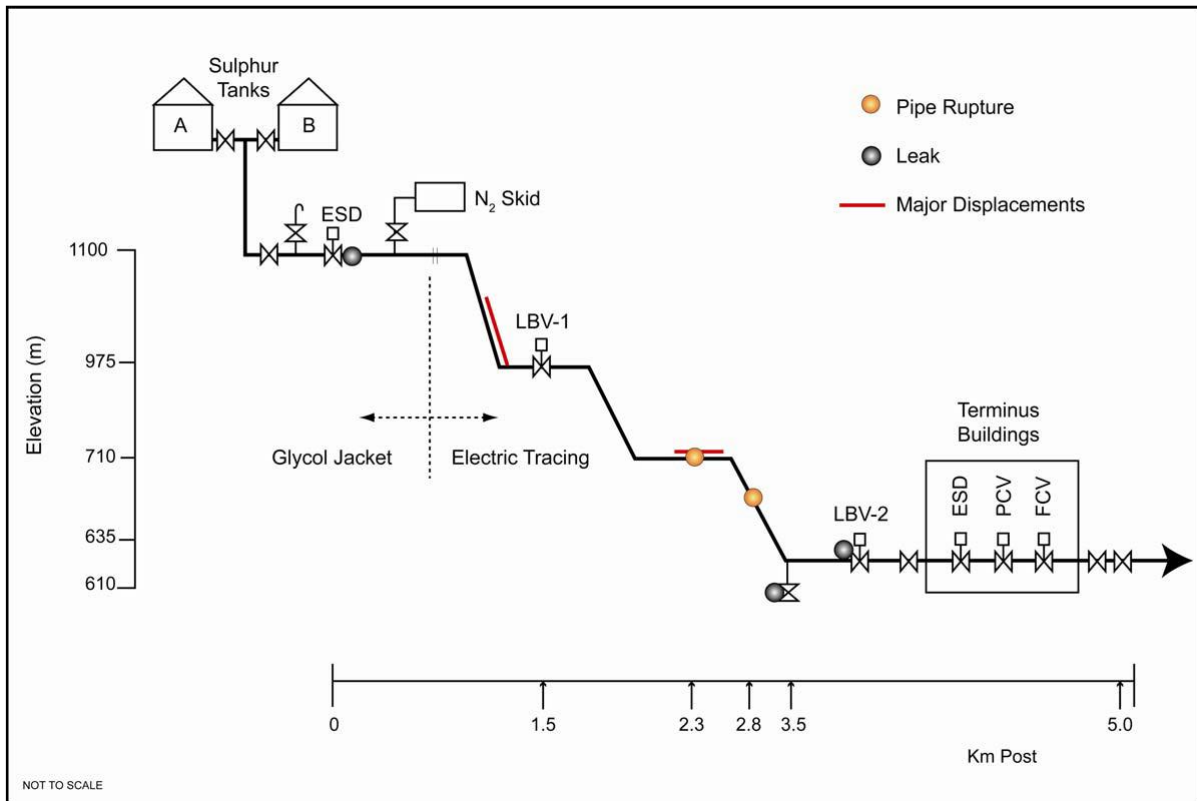


Figura 5-2 Diagrama de posición de equipos e instalaciones de línea de piping

5.2. Asignación de ponderaciones en criterios de falla

La asignación de ponderaciones para las distintas fuentes de falla se realiza de acuerdo al método de jerarquización analítica (AHP) siguiendo el procedimiento descrito en 0. Cada ponderación se obtiene con la ayuda de tablas de cálculo desarrolladas para este efecto en el software Microsoft Excel, obteniendo para cada categoría y subcategoría de fuentes de riesgo las siguientes ponderaciones mostradas en las figuras Figura 5-3, Figura 5-4, Figura 5-5, y Figura 5-6.

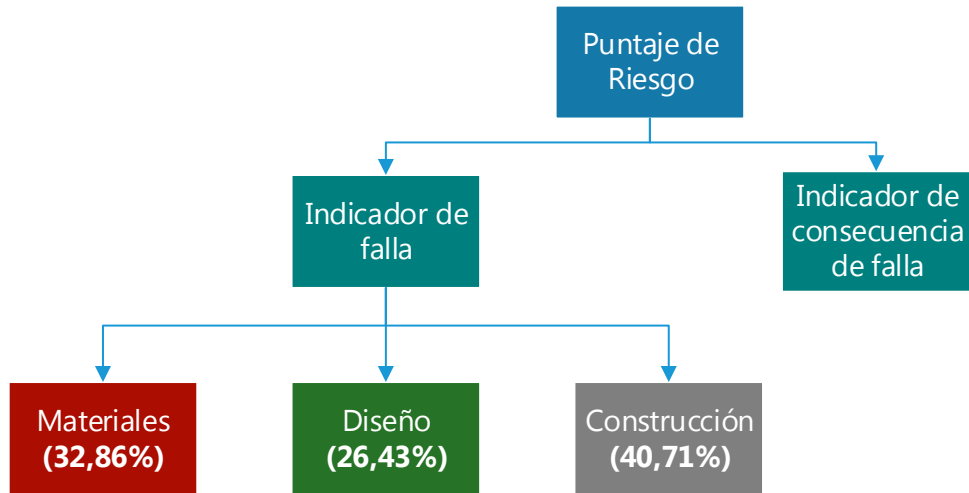


Figura 5-3 Ponderación de categorías principales de fuentes de falla

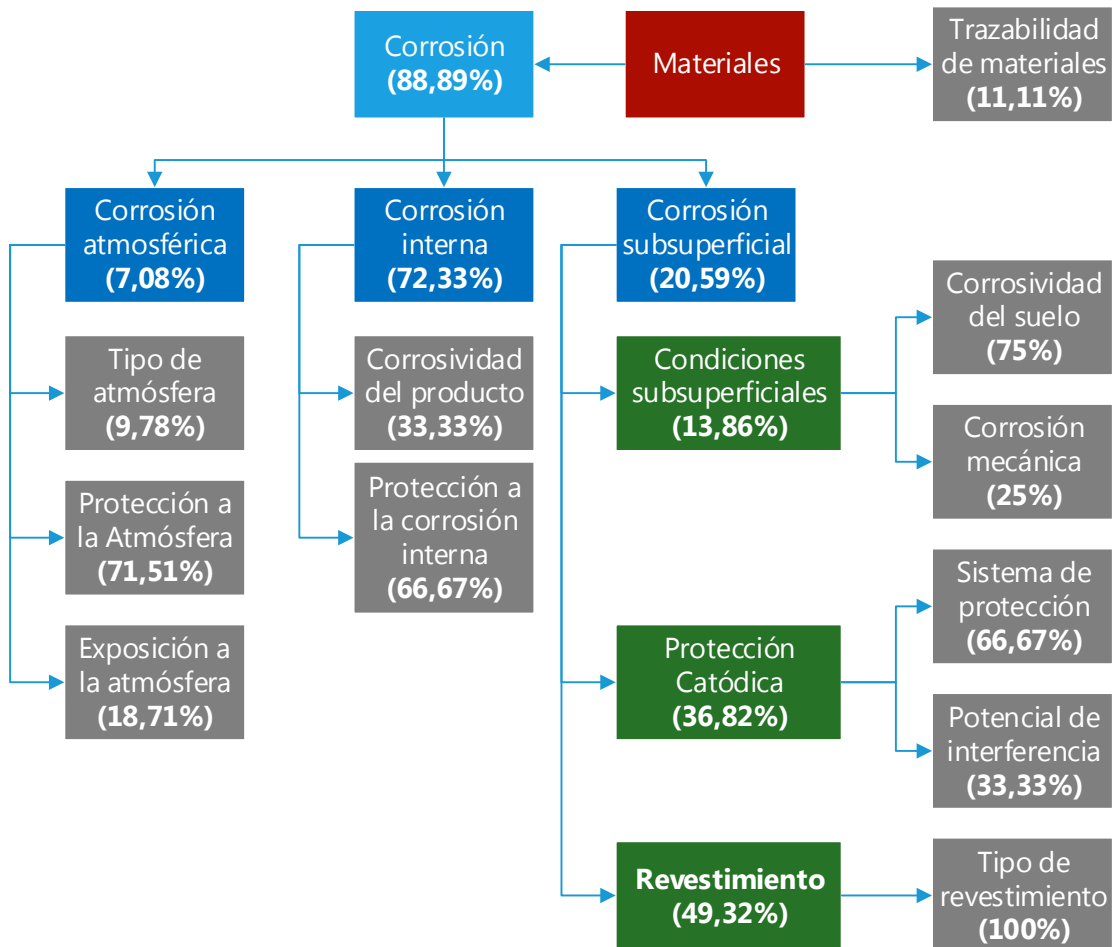


Figura 5-4 Diagrama ponderación criterios de falla en Materiales

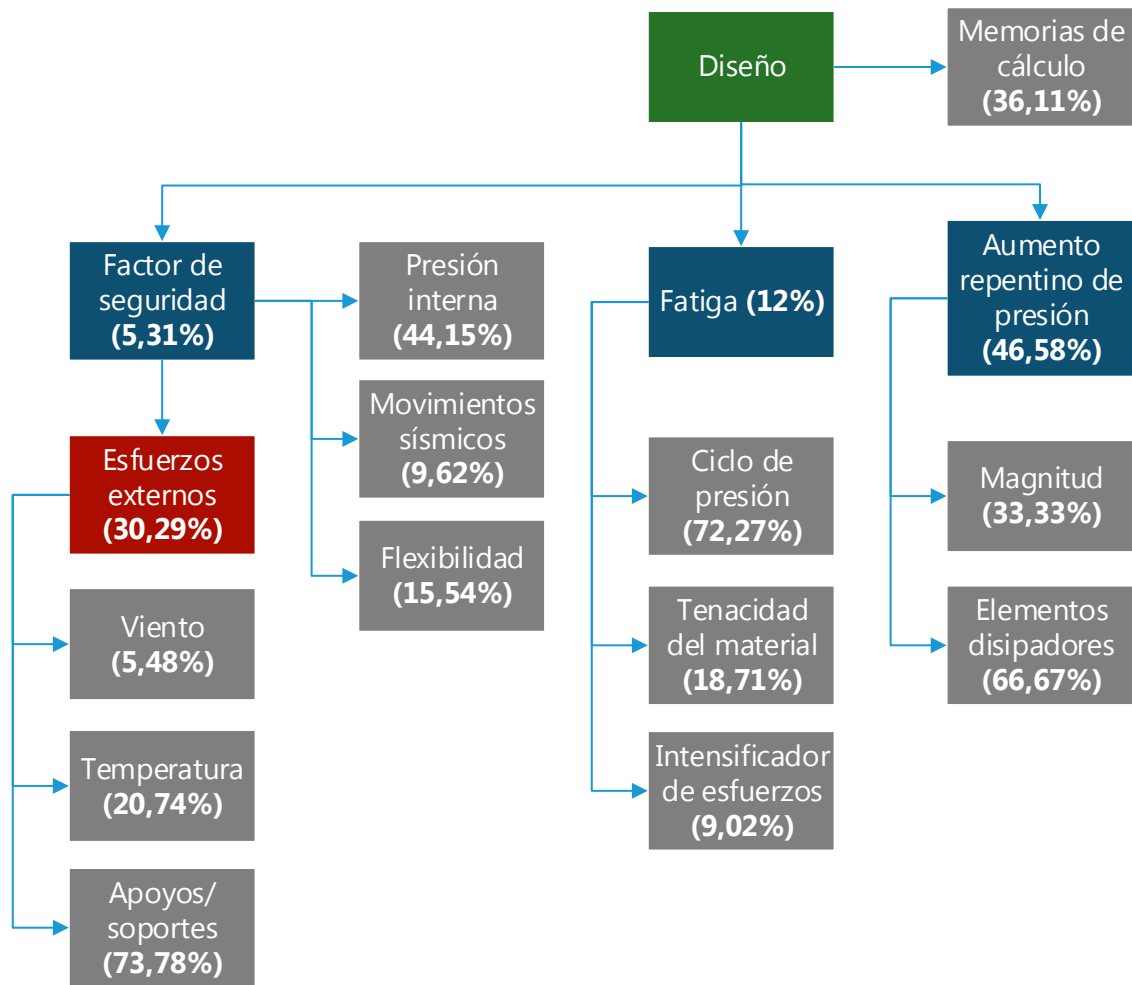


Figura 5-5 Diagrama ponderación criterios de falla en Diseño

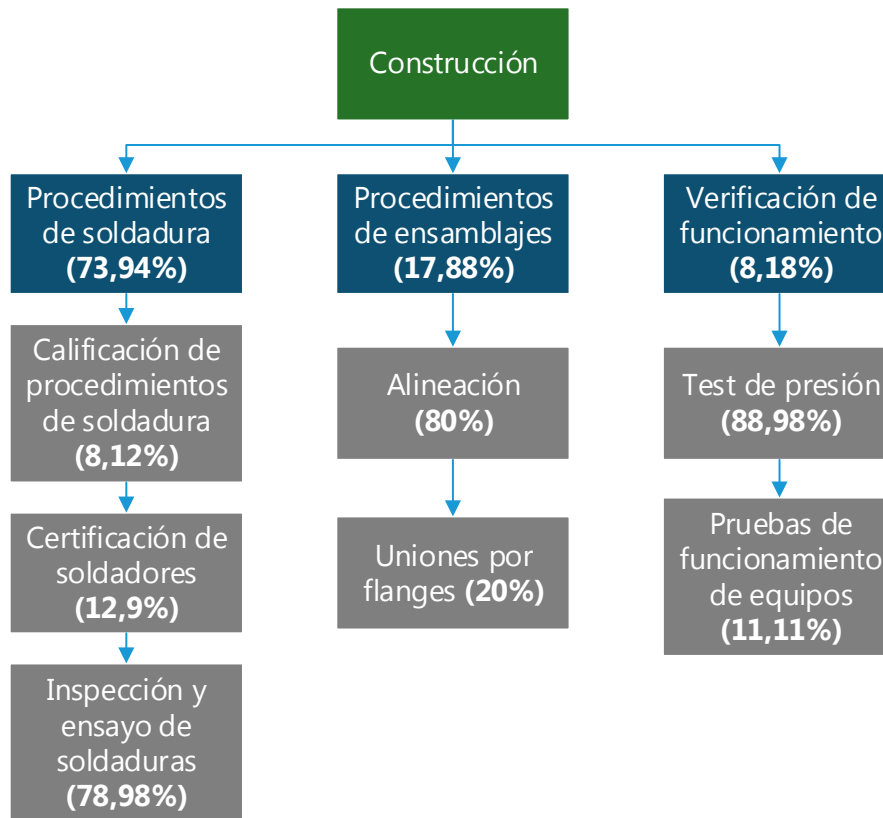


Figura 5-6 Diagrama ponderación criterios de falla en Construcción

La asignación de ponderaciones en las fuentes de falla analizadas se realiza asignando un porcentaje representativo de cuánto contribuye cada criterio en la posible falla del sistema. La asignación de porcentaje se realiza por cada nivel o subnivel de evaluación, obteniendo un total de 100% en cada grado del árbol de criterios de falla.

Las tablas y matrices de asignación de puntajes de falla fueron elaboradas para cada uno de los criterios finales de evaluación (cuadros de color plomo), por lo que es posible obtener la ponderación global de cada tabla en el sistema mediante la aplicación de los porcentajes de ponderación a lo largo de los árboles de criterios de falla, y de este modo determinar aquellos criterios de evaluación de mayor manera contribuyen a las posibles fallas del sistema.

La muestra la ponderación global de cada fuente de falla analizadas ordenadas de mayor a menor porcentaje. Es posible observar que de acuerdo a los criterios de jerarquización analítica utilizados, la línea de piping es altamente sensible a las inspecciones y ensayos de soldadura durante su construcción, con un 23,77% de probabilidad de falla por este criterio. También resulta altamente sensible a las medidas de protección a la corrosión interna y la corrosividad del producto, con un 14,09% y 7,04% respectivamente debido al tipo de producto transportado y su posible interacción con el material de la cañería.

Entre los criterios más relevantes en la posible falla del sistema se encuentran aquellos relativos a las condiciones de diseño de la línea de piping, tales como el desarrollo completo

de memorias de cálculo, el uso de elementos disipadores para aumentos repentinos de presión y la consideración de la presión máxima que posiblemente puede alcanzar el equipo, con 9,54%, 8,21% y 4,10% respectivamente.

Tabla 63 Ponderación global de criterios de falla jerarquizadas de mayor a menor porcentaje

Item	Nombre	Ponderación
3.1.3	Construcción - Proc. De sold. - Inspección y ensayos sold.	23,77%
1.2.2.2	Materiales - Corr. interna - Protección corr. Interna	14,09%
2.4	Diseño - Memorias de cálculo	9,54%
2.3.2	Diseño - Aumento presión - Elementos disipadores	8,21%
1.2.2.1	Materiales - Corr. interna - Corrosividad producto	7,04%
3.2.1	Construcción - Proc. De ensamblaje - Alineación	5,82%
2.3.1	Diseño - Aumento presión - Magnitud	4,10%
3.1.2	Construcción - Proc. De sold. - Certificación soldadores	3,88%
1.1	Materiales - Trazabilidad Mat.	3,65%
1.2.3.3	Materiales - Corr. Subsuperficial - Revestimiento	2,97%
3.3.1	Construcción - Verificación func. - Test de presión	2,96%
3.1.1	Construcción - Proc. De sold. - Calificación proc. De sold.	2,44%
2.2.1	Diseño - Fatiga - Ciclo de presión	2,29%
1.2.1.2	Materiales - Corr. Atm. - Protección a la Atm.	1,48%
1.2.3.2.1	Materiales - Corr. Subsuperficial - Protecc Catódica - Sist. Protección	1,48%
3.2.2	Construcción - Proc. De ensamblaje - Uniones por flanges	1,46%
1.2.3.2.2	Materiales - Corr. Subsuperficial - Protecc Catódica - Pot. Interf.	0,74%
1.2.3.1.1	Materiales - Corr. Subsuperficial - Cond. Subsup. - Corrosiv. Suelo	0,63%
2.1.1	Diseño - Factor de seguridad - Presión Interna	0,62%
2.2.2	Diseño - Fatiga - Tenacidad del material	0,59%
1.2.1.3	Materiales - Corr. Atm. - Exposición a la Atm.	0,39%
3.3.2	Construcción - Verificación func. - Pruebas funcionamiento equipos	0,37%
2.1.4.3	Diseño - Factor de seguridad - Esfuerzos ext. - Apoyo Soportes	0,31%
2.2.3	Diseño - Fatiga - Intensificadores de esfuerzos	0,29%
2.1.3	Diseño - Factor de seguridad - Flexibilidad	0,22%
1.2.3.1.2	Materiales - Corr. Subsuperficial - Cond. Subsup. - Corr. Mecánica	0,21%
1.2.1.1	Materiales - Corr. Atm. - Tipo de Atm.	0,20%
2.1.2	Diseño - Factor de seguridad - Movimientos Sísmicos	0,14%
2.1.4.2	Diseño - Factor de seguridad - Esfuerzos ext. - Temperatura	0,09%
2.1.4.1	Diseño - Factor de seguridad - Esfuerzos ext. - Viento	0,02%

5.3. Segmentación de línea de piping

La segmentación de la línea de piping se realiza de acuerdo al procedimiento definido en 4.2 para lo cual se utiliza la información del sistema provista por el informe de incidentes elaborado por el Consejo Nacional de Energía de Canadá. Para la definición de cada uno de los segmentos de la línea de piping se siguen los siguientes criterios:

- Se considera el tramo de tubería comprendido entre las válvulas de detención de emergencia (ESD), ubicadas a la salida de los tanques contenedores de azufre y antes del ingreso al edificio de solidificación y pelletizado.
- Se asume una presión de operación constante menor a la presión de operación máxima de diseño definida para la línea de piping.
- Se asume material de construcción de la tubería constante a lo largo de la línea de piping.
- En los primeros 25 [m] de la línea de piping es utilizada una chaqueta de glycol como medio de calefacción de la tubería.
- El resto de la tubería mantiene su temperatura de operación por medio de un sistema de calefacción inductivo y radiactivo que se compone de un conducto de 33,4 [mm] de diámetro unido a la cañería por proceso de soldadura de punto cada 300 [mm] aproximadamente.
- Los cuerpos de las válvulas ubicadas en la línea son calefaccionados por medio de un sistema de resistencias eléctricas y aislante mineral.
- La línea de piping cuenta con un sistema de aislación de 76 [mm] de perlita en conjunto a 76 [mm] de poliuretano expandido.

De acuerdo a las condiciones anteriores se obtiene la siguiente segmentación de la línea de piping. Figura 5-7.

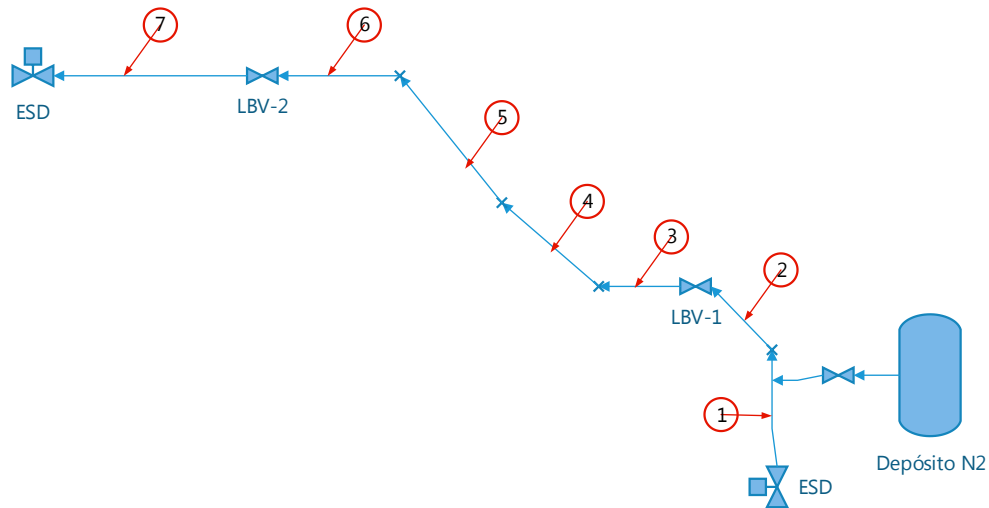


Figura 5-7 Segmentación línea de piping

Para la aplicación de las tablas y matrices de evaluación se definen las condiciones operacionales, dimensiones y propiedades técnicas para cada segmento de la línea de piping.

5.4.Resultados puntaje indicador de falla en Materiales

Para la evaluación de puntaje de riesgo se elabora una tabla de evaluación en formato EXCEL, la cual mediante un módulo de jerarquización AHP permite asignar la ponderación de cada una de las variables analizadas, además de compilar la información obtenida desde la segmentación con el fin de asignar un puntaje de riesgo a cada variable de evaluación en cada uno de los segmentos.

De la sección Materiales es posible obtener el siguiente resultado:

Tabla 64 Resultados puntaje indicador de falla en Materiales (segmento 1 -2)

		Porcentaje ponderación global	Segmento 1	Segmento 2
1.1 Trazabilidad de Materiales				
Ponderación	11,11%	3,65%	0,73	0,73
1.2.1.1 Tipo de atmósfera				
Ponderación	9,78%	0,20%	0,04	0,04
1.2.1.2 Protección a la atmósfera				
Ponderación	71,51%	1,47%	0,29	0,29
1.2.1.3 Exposición a la atmósfera				
Ponderación	18,71%	0,38%	0,15	0,15
1.2.2.1 Corrosividad del producto				
Ponderación	33,33%	7,04%	4,22	4,22
1.2.2.2 Protección a la corrosión interna				
Ponderación	66,67%	14,09%	5,63	5,63
1.2.3.1.1 Corrosividad del suelo				
Ponderación	75,00%	0,63%	0,13	0,13
1.2.3.1.2 Corrosión mecánica				
Ponderación	25,00%	0,21%	0,08	0,08
1.2.3.2.1 Sistema de protección catódica				
Ponderación	66,67%	1,48%	0,00	0,00
1.2.3.2.2 Potencial de interferencia				
Ponderación	33,33%	0,74%	0,00	0,00
1.2.3.3 Revestimiento				
Ponderación	49,32%	2,97%	1,78	1,78

Tabla 65 Resultados puntaje indicador de falla en Materiales (segmento 3 -7)

		Segmento 3	Segmento 4	Segmento 5	Segmento 6	Segmento 7
1.1 Trazabilidad de Materiales						
Ponderación	11,11%	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
1.2.1.1 Tipo de atmósfera						
Ponderación	9,78%	0,20	0,04	0,04	0,04	0,04
1.2.1.2 Protección a la atmósfera						
Ponderación	71,51%	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
1.2.1.3 Exposición a la atmósfera						
Ponderación	18,71%	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
1.2.2.1 Corrosividad del producto						
Ponderación	33,33%	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
1.2.2.2 Protección a la corrosión interna						
Ponderación	66,67%	5,63	5,63	5,63	5,63	5,63
1.2.3.1.1 Corrosividad del suelo						
Ponderación	75,00%	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
1.2.3.1.2 Corrosión mecánica						
Ponderación	25,00%	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
1.2.3.2.1 Sistema de protección catódica						
Ponderación	66,67%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.3.2.2 Potencial de interferencia						
Ponderación	33,33%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2.3.3 Revestimiento						
Ponderación	49,32%	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78

5.5.Resultados puntaje indicador de falla en Diseño

De la sección Diseño es posible obtener los siguientes resultados para la evaluación de puntajes de falla.

Tabla 66 Resultados puntaje indicador de falla en Diseño (segmento 1 -2)

		Porcentaje ponderación global	Segmento 1	Segmento 2
2.1.1 Presión interna				
Ponderación	44,15%	0,62%	0,25	0,25
2.1.2 Movimientos sísmicos				
Ponderación	9,62%	0,14%	0,03	0,03
2.1.3 Flexibilidad				
Ponderación	15,54%	0,22%	0,04	0,09
2.1.4.1 Vientos				
Ponderación	5,48%	0,02%	0,00	0,00
2.1.4.2 Temperatura				
Ponderación	20,74%	0,09%	0,02	0,02
2.1.4.3 Soportes				
Ponderación	73,78%	0,31%	0,19	0,19
2.2.1 Ciclo de presión				
Ponderación	72,27%	2,29%	0,92	0,92
2.2.2 Tenacidad				
Ponderación	18,71%	0,59%	0,12	0,12
2.2.3 Intensificadores de esfuerzos				
Ponderación	9,02%	0,29%	0,06	0,11
2.3.1 Magnitud				
Ponderación	33,33%	4,10%	0,00	0,82
2.3.2 Elementos disipadores				
Ponderación	66,67%	8,21%	3,28	3,28
2.4 Memorias de cálculo				
Ponderación	36,11%	9,54%	3,82	3,82

Tabla 67 Resultados puntaje indicador de falla en Diseño (segmento 3 -7)

		Segmento 3	Segmento 4	Segmento 5	Segmento 6	Segmento 7
2.1.1 Presión interna						
Ponderación	44,15%	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
2.1.2 Movimientos sísmicos						
Ponderación	9,62%	0,05	0,08	0,08	0,05	0,03
2.1.3 Flexibilidad						
Ponderación	15,54%	0,09	0,09	0,09	0,04	0,04
2.1.4.1 Vientos						
Ponderación	5,48%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.1.4.2 Temperatura						
Ponderación	20,74%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
2.1.4.3 Soportes						
Ponderación	73,78%	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
2.2.1 Ciclo de presión						
Ponderación	72,27%	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
2.2.2 Tenacidad						
Ponderación	18,71%	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
2.2.3 Intensificadores de esfuerzos						
Ponderación	9,02%	0,11	0,11	0,06	0,06	0,06
2.3.1 Magnitud						
Ponderación	33,33%	1,64	2,46	2,46	1,64	0,00
2.3.2 Elementos disipadores						
Ponderación	66,67%	3,28	4,92	4,92	3,28	0,00
2.4 Memorias de cálculo						
Ponderación	36,11%	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82

5.6. Resultados puntaje indicador de falla en Construcción

De la sección Construcción es posible obtener los siguientes resultados de la evaluación de puntajes de falla.

Tabla 68 Resultados puntaje indicador de falla en Construcción (segmento 1 -2)
































		Porcentaje ponderación global	Segmento 1	Segmento 2
3.1.1 Calf. Proc. De soldadura				
Ponderación	8,12%	2,44%	0,49	0,49
3.1.2 Certificación soldadores				
Ponderación	12,90%	3,88%	0,78	0,78
3.1.3 Inspección soldaduras				
Ponderación	78,98%	23,77%	4,75	4,75
3.2.1 Alineación				
Ponderación	20%	1,46%	0,29	0,29
3.2.2 Uniones por flanges				
Ponderación	80%	5,82%	1,16	2,33
3.3.1 Testde presión				
Ponderación	88,98%	2,96%	0,00	0,00
3.3.2 Pruebas funcionamiento				
Ponderación	11,11%	0,37%	0,00	0,00

Tabla 69 Resultados puntaje indicador de falla en Construcción (segmento 3 -7)

		Segmento 3	Segmento 4	Segmento 5	Segmento 6	Segmento 7
3.1.1 Calf. Proc. De soldadura						
Ponderación	8,12%	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
3.1.2 Certificación soldadores						
Ponderación	12,90%	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
3.1.3 Inspección soldaduras						
Ponderación	78,98%	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75
3.2.1 Alineación						
Ponderación	20%	0,58	0,58	0,58	0,58	0,29
3.2.2 Uniones por flanges						
Ponderación	80%	2,33	2,33	2,33	2,33	1,16
3.3.1 Testde presión						
Ponderación	88,98%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3.2 Pruebas funcionamiento						
Ponderación	11,11%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

5.7. Resumen resultados indicadores de falla

Aplicando las ponderaciones de cada criterio de evaluación, es posible obtener el siguiente puntaje indicador de falla global del sistema analizado (Tabla 70).

Tabla 70 Resumen segmentos de evaluación

Segmento	Puntaje indicador de falla
Segmento 1	29,26
Segmento 2	31,34
Segmento 3	32,64
Segmento 4	34,97
Segmento 5	34,92
Segmento 6	32,38
Segmento 7	25,98

De acuerdo al puntaje indicador de falla, los segmentos 4 y 5 son aquellos que presentan una mayor deficiencia en condiciones de diseño, construcción o gestión de materiales, por lo que se les debe priorizar para la ejecución de análisis posteriores.

De la Tabla 64 y Tabla 65 es posible notar como todos los segmentos evaluados poseen un alto puntaje de falla en el criterio “Protección a la corrosión interna”, esto es debido a la alta corrosividad que presenta el fluido transportado por el sistema.

De la Tabla 67 se observa un alto puntaje de falla para los segmentos 4 y 5 en el criterio “Elementos disipadores de presión”. Esto se debe a la inclinación que toma la línea de piping en esos segmentos, lo cual en conjunto a la inexistencia de sistemas para la mitigación de sobrepresiones, le da a los segmentos 4 y 5 un alto puntaje indicador de falla.

Este análisis concuerda con la información provista por la empresa para en el análisis posterior de la ruptura de la tubería, en la que los puntos de ruptura ocurrieron entre los segmentos 4 y 5 definidos para el análisis.

Este ejercicio de evaluación corresponde a un caso de ejemplo ficticio, donde se cuenta con la información acorde a las rupturas declaradas en el informe del accidente evaluado. Sin embargo, su ejecución demuestra que la correcta aplicación de tablas y matrices de evaluación permitiría eventualmente obtener una primera aproximación sobre las condiciones de diseño, construcción y gestión de materiales de una línea de piping, permitiendo establecer prioridades de análisis para el posterior estudio de la confiabilidad del sistema.

6. Implementación de simulación de confiabilidad estructural

De acuerdo a la metodología de simulación descrita en 0, en conjunto a la metodología de evaluación de modelos para la estimación de la presión de ruptura de una línea de piping (2.6), se elabora un software para la evaluación de confiabilidad estructural de una línea de piping con pérdida de material producto de la corrosión. El software es desarrollado con la extensión GUI del software de análisis numérico MATLAB.

El objetivo del software es contribuir a la toma de decisiones de riesgo admisible, profundidad máxima de desperfecto admitida y frecuencia de inspecciones que minimiza el costo esperado.

Para esto el software sigue el siguiente procedimiento:

6.1. Inicialización de valores

Se insertan los valores correspondientes a las variables que definen la ecuación de estado límite del sistema. Se ingresa el valor medio, coeficiente de variación y distribución de probabilidad de cada variable aleatoria utilizada en el sistema (Figura 6-1).

Además, se ingresa la información relativa a los costos de inspección, costos de reparación y costos de falla.

Ingrese dimensiones y propiedades del material

	Media	CdV [%]	Desv. Est.	Distribución
Diámetro [mm]	812.8	1	8.128	Normal
Espesor de pared [mm]	19.1	3	0.573	Normal
Resistencia a la tracción [MPa]	577.798	6	34.6679	Normal
Esfuerzo de fluencia [MPa]	484.056	8	38.7245	Normal
Presión de operación [MPa]	15.75	3	0.4725	GumbelMax

Ingrese costos de reparación e intervención

	H.H.	Insumos	Pérdidas	Otros	TOTAL
Costos Inspección [um\$]	10	3	0	900	913
Costos Reparación [um\$]	50	600	500	3000	4150
Costos de Falla [um\$]	200	1500	6000	90000	97700

Figura 6-1 Ingreso de valores software confiabilidad estructural

6.2. Cálculo de probabilidad de falla

Se define el rango de profundidades de desperfecto respecto al espesor de tubería (d/t) en que se desea calcular la probabilidad de falla, además del largo de desperfecto respecto al diámetro de tubería (L/D) con sus respectivos valores medios y coeficientes de variación.

Al seleccionar el modelo de evaluación que se desea utilizar, se calcula la probabilidad de falla entre los valores de profundidad previamente definidos (Figura 6-2).

El cálculo de la probabilidad de falla se realiza mediante la metodología de simulación FORM. Al variar el rango de profundidades de evaluación se permite al usuario observar gráfica la evolución de la probabilidad de falla en rangos de profundidades acotados con el fin de definir la probabilidad de falla máxima admitida por la compañía.

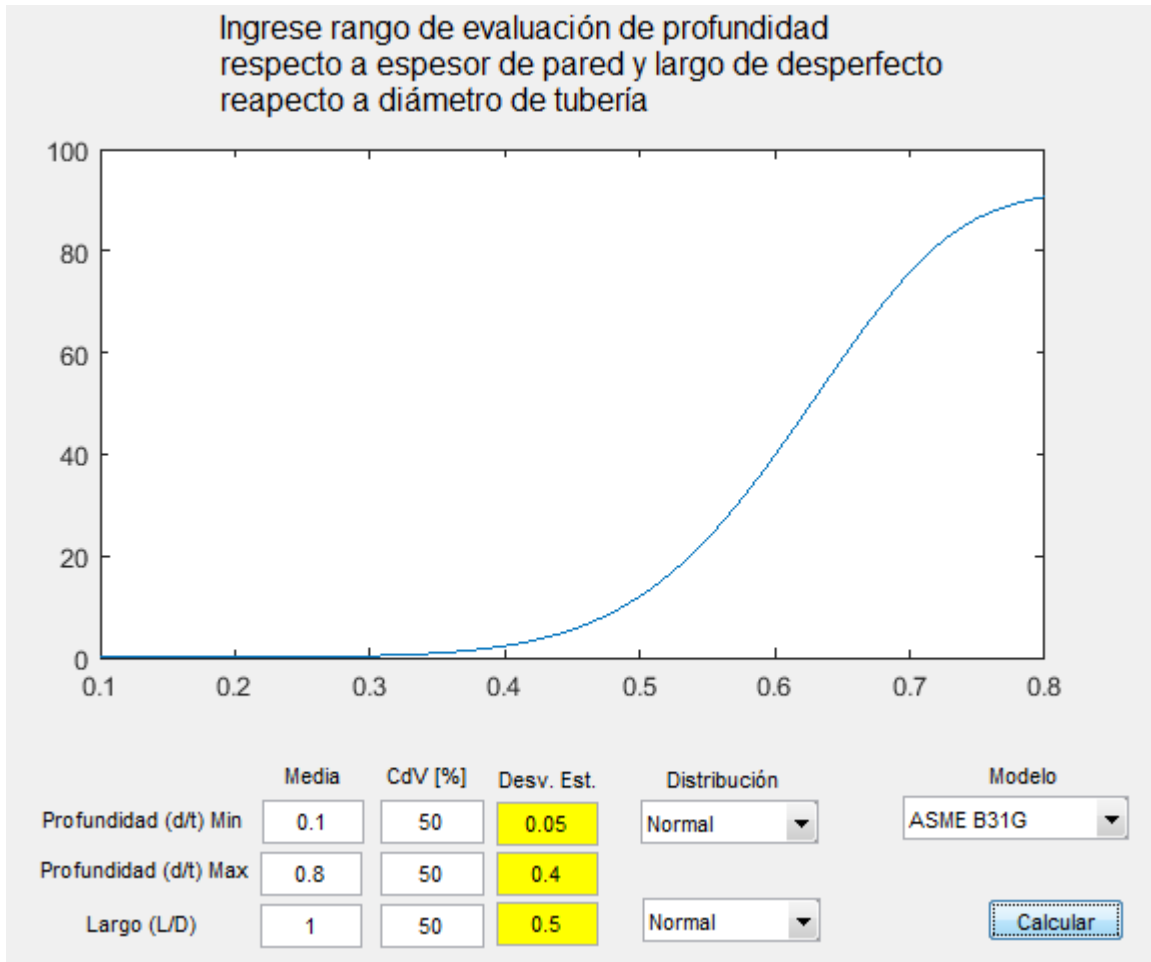


Figura 6-2 Cálculo de probabilidad de falla en software de confiabilidad estructural

6.3. Probabilidad de detección

Se incluye un módulo para el cálculo de la probabilidad de detección de acuerdo a los ajustes de la función densidad acumulada normal. Con esto el usuario puede ajustar gráficamente la probabilidad de detección disponible para la realización de inspección. Al igual que en el caso anterior, se incluye la posibilidad de realizar la evaluación en un rango de profundidades (Figura 6-3).

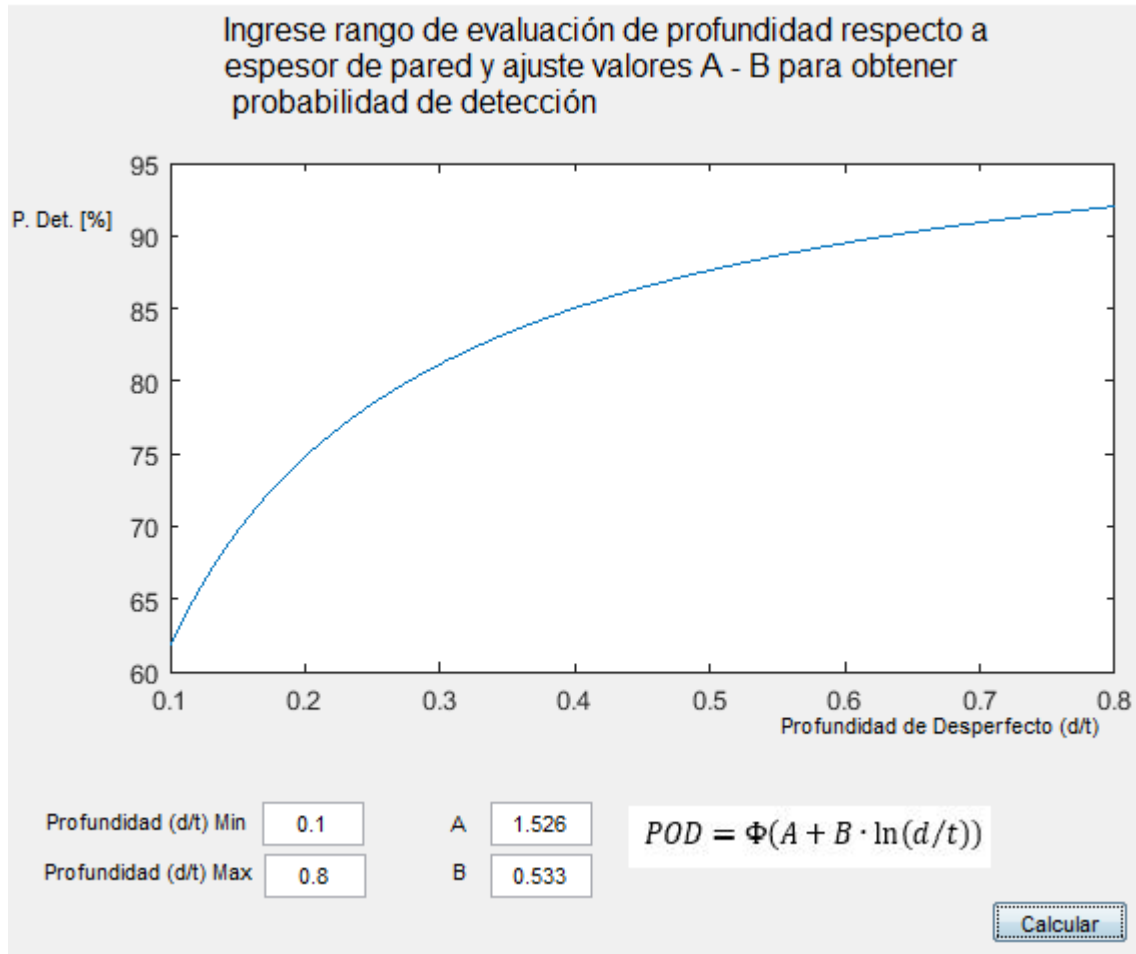


Figura 6-3 Probabilidad de detección en software de confiabilidad estructural

6.4. Riesgo global

En esta sección se le permite al usuario evaluar el riesgo global del sistema respecto a la profundidad de desperfecto con el fin de definir la profundidad de desperfecto límite ante la cual la organización toma la decisión de reparar la línea de piping.

El riesgo global es igual a la probabilidad de falla del sistema multiplicada por la probabilidad de que el desperfecto no sea detectado por los costos de falla definidos anteriormente.

En el recuadro “Profundidad de defecto [d/t]” el usuario debe ingresar la profundidad de defecto máxima antes de reparar (Figura 6-4).

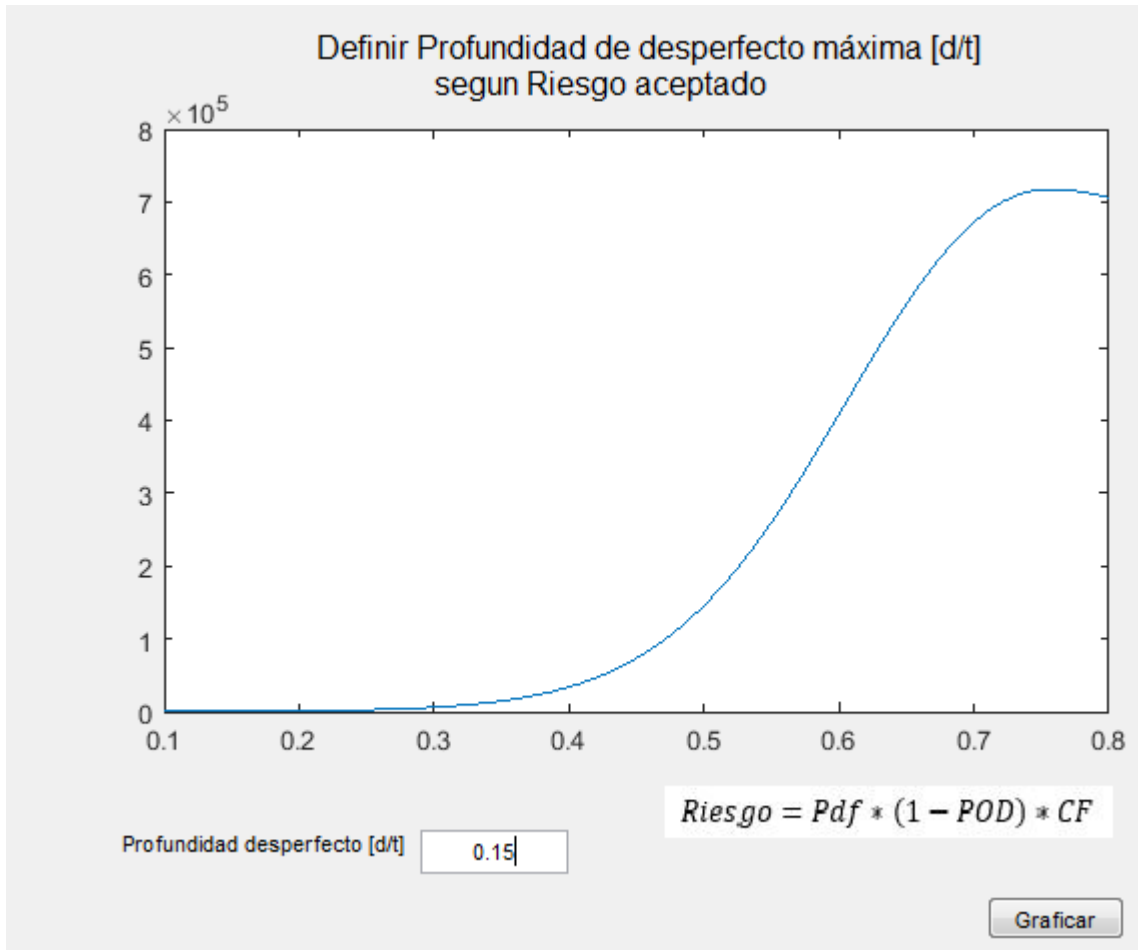


Figura 6-4 Riesgo global y profundidad de defecto máxima en software de confiabilidad estructural

6.5. Frecuencia de inspecciones

En esta sección el usuario define la profundidad y largo inicial del defecto por corrosión, la tasa de corrosión anual [mm/año], y el rango de tiempo entre inspecciones que desea evaluar. Con esta información se calcula el costo esperado en función del tiempo medio entre inspecciones, permitiendo obtener el tiempo para la siguiente inspección del defecto que minimiza el costo esperado.

En la Figura 6-5 es posible apreciar que el software de confiabilidad estructural entrega como tiempo medio entre inspecciones un total de 2,89 años. Esto permite minimizar los posibles costos incurridos por la compañía en inspecciones con frecuencia demasiado alta, y costos asociados a la falla por la falta de inspecciones y reparación.

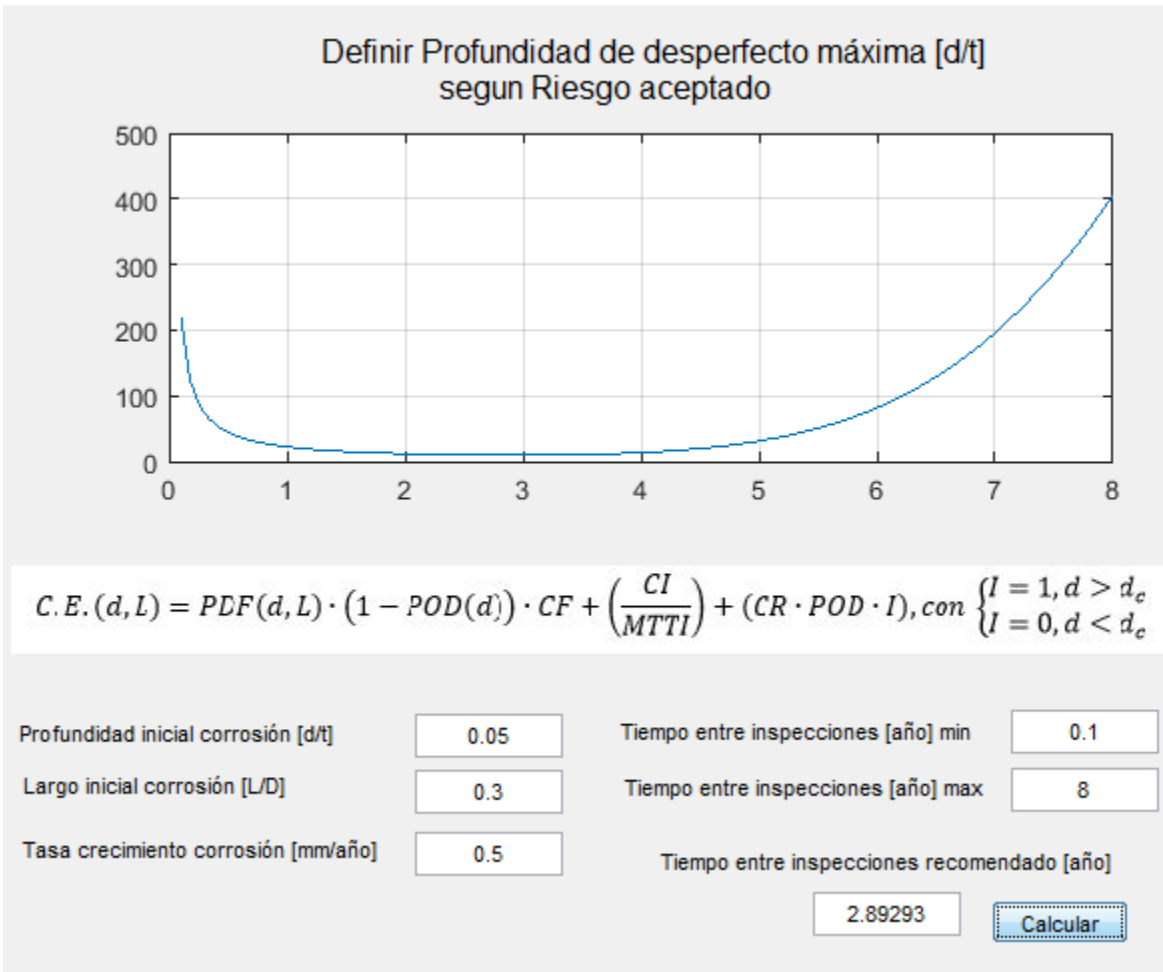


Figura 6-5 Frecuencia de inspecciones y costo esperado en software de confiabilidad estructural

7. Conclusiones

Durante el desarrollo de la memoria se propone un sistema de análisis de riesgo para líneas de piping fundamentado en la asignación de puntaje de riesgo de acuerdo a criterios de evaluación cualitativos.

Los criterios de evaluación son desarrollados de tal forma de comprender la mayor cantidad de fuentes de riesgo durante actividades ligadas al diseño, construcción y gestión de materiales en el desarrollo de una línea de piping.

La asignación de puntaje en los criterios de evaluación cualitativos se realiza en base a las recomendaciones realizadas por normas técnicas para la ejecución de las distintas actividades vinculadas al desarrollo del sistema. Para esto en cada una de las tablas y matrices de evaluación se asume como escenario de mayor confiabilidad aquel donde las normas técnicas son satisfechas a cabalidad, por lo que existe certeza sobre el correcto funcionamiento de la línea de piping.

En caso contrario, se asume como escenario de menor confiabilidad aquel donde las normas técnicas no son aplicadas completamente, o bien no existe certeza sobre su aplicación.

La asignación de prioridades y ponderaciones para los distintos criterios de falla analizados se realiza en base a una metodología de jerarquización analítica con el fin de disminuir la subjetividad durante la asignación de ponderaciones por parte del equipo evaluador.

De la implementación del sistema de evaluación de riesgo en el caso de ejemplo, es posible notar que los resultados finales obtenidos son altamente sensibles a la asignación de ponderaciones en cada criterio de evaluación. Solo con la definición de ponderaciones se puede rápidamente estimar aquellos criterios de diseño, construcción y gestión de materiales que de mayor manera contribuyen al puntaje de riesgo del segmento de piping.

La correcta aplicación de herramientas para la asignación de prioridades, por ejemplo procesos de jerarquización analítica, permite aumentar la precisión con la que se detectan las mayores fuentes de falla del sistema, por lo que es fundamental realizar la asignación de ponderaciones con herramientas que contribuyan a eliminar la subjetividad en la evaluación.

Como una forma de profundizar la evaluación cualitativa del riesgo, se realiza una simulación de confiabilidad estructural de un tramo de tubería con el fin de determinar de manera cuantitativa la probabilidad de falla del sistema.

La simulación de confiabilidad estructural se realiza mediante el software COMREL, cuyos resultados son validados con la aplicación de una simulación de Monte Carlo mediante un código en el software MATLAB. La simulación es realizada para los modelos de presión de ruptura ASME B31G, ASME B31G Modificado, DNV RP-F101 y Netto (2005).

Al ejecutar la simulación de la probabilidad de falla respecto a la profundidad de desperfecto por corrosión, es posible constatar en todos los modelos de presión de ruptura un rápido aumento en la probabilidad de falla en profundidades en torno a una profundidad de

desperfecto de un 18% respecto al espesor de pared para un largo de defecto igual al diámetro de la tubería evaluada.

Para profundidades de defecto menores a un 18%, el modelo más conservador corresponde al ASME B31G, mientras que el modelo de menor probabilidad de falla es Netto (2005). Para profundidades de defecto mayores a un 18%, el modelo ASME B31G se torna en el menos conservador, entregando la menor probabilidad de falla entre los modelos evaluados, mientras que para el mismo rango de valores el modelo más conservador es DNV RP-F101.

Considerando que para distintos tipos de instalaciones se buscan distintos rangos aceptables de probabilidad de falla, la elección de un modelo para la estimación de presión de ruptura se debe realizar de acuerdo a la compatibilidad el sistema real con el rango de valores en el cual el modelo se encuentra validado.

De acuerdo al análisis de sensibilidad realizado en 4.8.8, en la totalidad de modelos evaluados se observa que la mayor sensibilidad se produce respecto a la profundidad de defecto. Es por este motivo que en adelante la construcción del software de confiabilidad estructural se realiza en base a la detección de la profundidad de defecto, en conjunto a la definición de una profundidad límite antes de reparar.

La simulación de Monte Carlo se realiza con el fin de validar la probabilidad de falla obtenida mediante simulación FORM en el software COMREL, obteniendo resultados similares en ambos métodos de simulación. Sin embargo, es posible notar un aumento de la diferencia porcentual obtenida entre ambos métodos a medida que disminuye la profundidad del defecto causado por la corrosión. Dicha diferencia puede ser explicada por las dificultades que posee la simulación de Monte Carlo para obtener resultados confiables ante bajas probabilidades de falla.

A pesar del uso de una cantidad de simulaciones mayor a la recomendada por la literatura, para profundidades de defecto en torno a un 10% respecto al espesor de tubería, con el método de simulación de Monte Carlo se obtiene una diferencia porcentual entre un 25% y un 100% respecto a la probabilidad de falla obtenida mediante metodología FORM. Es posible concluir que el método de simulación de Monte Carlo no es recomendable para probabilidades de falla de bajo orden de magnitud debido al alto consumo de recursos computacionales que se necesitarían para alcanzar resultados con una confiabilidad aceptable.

Se propone esta metodología como una manera de incrementar las herramientas de decisión en la gestión del riesgo de líneas de piping. Si bien en una primera aproximación cualitativa es posible que algunos tramos de tubería posean un alto indicador de riesgo, el análisis cuantitativo permite calcular la probabilidad de falla de manera más ajustada a la realidad del sistema, evitando sobreinversiones en el reemplazo de equipos o reparaciones antes del fin de la vida útil del sistema.

8. Bibliografía

- [1] W. K. Muhlbauer, Pipeline Risk Management Manual, Burlington, MA, USA: Elsevier, 2004.
- [2] H. H. a. S. Executive, Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management, TWI and Royal SunAlliance Engineering for the Health And Safety Excecutive, 2001.
- [3] O. Cronvall, Structural lifetime, reliability and risk analysis approaches for power plant components and systems, Espoo, Finlandia: Julkaisija, 2011.
- [4] M. Modarres, What ever engineer should know about reliability and risk analysis, New York: Marcel Dekker Inc., 1993.
- [5] C. C. Hsu, "The Delphi Technique: Making Sense Of Consensus," *Practical Assessment, Research and Evaluation*, vol. 12, no. 10, 2007.
- [6] D. Chang, "Applications of the extent analysis method on fuzzy AHP," *European Journal of Operational Research*, no. 95, pp. 649-655, 1996.
- [7] T. Saaty, The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation, New York: McGraw-Hill, 1980.
- [8] T. A. S. o. M. Engineers, ASME B31.1-2007 Power Piping, New York, 2007.
- [9] American Petroleum Institute, Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, Washington: API Publishing Services, 2003.
- [10] Z. Mustaffa, Developments in Reliability-Based Assessment of Corrosion, Developments in Corrosion Protection, Dr. M. Aliofkhazraei (Ed.), 2014.
- [11] U. S. F. S. E. T. A. Netto, "The effect of corrosion defects on the burst pressure of pipelines," *Journal Constructional Steel Research*, vol. 1, no. 61, pp. 185-204, 2005.
- [12] ASME B31G, "Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. A supplement to ANSI/ASME B31G Code for Pressure Piping," 1991.
- [13] O. Cronvall, Structural lifetime, reliability and risk analysis approaches for power plant components and systems, Kuopio, Finland: VTT Publications 775, 2011.

- [14] R. E. Melchers, *Structural Reliability Analysis and Prediction*, Londres: Jhon Wiley & Sons Ltd., 1999.
- [15] Swedish Nuclear Power Inspectorate SKI, "Probability of Detection for the ultrasonic Technique according to the UT-01 Procedure," Swedish Nuclear Power Inspectorate SKI, Estocolmo, 2005.
- [16] A. S. o. M. Engineers, *ASME Code for Pressure Piping B31.3*, New York, 2012.
- [17] T. A. S. o. M. Engineers, *ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, New York: The American Society of Mechanical Engineers, 2012.
- [18] R. W. R. S. S. Gummow, *AC Corrosion - A New Threat to Pipeline Integrity*, ASME Interntional Pipeline Conference, 1996.
- [19] Instituto Nacional de Normalización, *Nch2369 Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales*, Santiago, 2003.
- [20] J. K. N. Richard Budynas, *Diseño en ingeniería mecpanica de Shigley*, Santa Fe, México: McGraw Hill, 2008.
- [21] Instituto Nacional de Normalización, *Nch3245 Soldadura de tuberías de acero con bajo contenido de carbono*, Santiago, 2010.
- [22] American Petroleum Institute, *API 1104 Soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas*, Washington: API Publishing Services, 2005.
- [23] American Society of Mechanical Enginners, *ASME B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings*, Washington, 2003.
- [24] Det Norske Veritas, *DNV-RG-G101 Risk based inspection of offshore topsides static mechanical equipment*, Hovik, Norway: Det Norske Veritas (DNV), 2010.
- [25] Det Norske Veritas AS, "DNV-RP-F101 Corroed Pipelines, Recomendated Practices," 2005.
- [26] National Energy Board, "Investigation Under the National Energy Board Act in the matter of: 9 July 2006 Rupture of the Pine River Gas Plant Sulphur Pipeline," NEB Publications Office, Alberta, Canada, 2009.
- [27] F. C. M. M. Enrico Cagno, "Using AHP in determining the prior distributions on gas pipeline failures in a robust Bayesian approach," *RELIABILITY ENGINEERING SYSTEM SAFETY*, no. 67, pp. 275-284, 2000.

- [28] O. S. Lee and D. H. Kim, "The Reliability Estimation of Pipeline Using FORM, SORM and Monte Carlo Simulation with FAD," *Journal of Mechanical Science and Technology (KSME Int. J.)*, vol. 20, no. 12, pp. 2134-2135, 2006.

Anexo1

Código MATLAB para simulación de Monte Carlo

```
%Monte Carlo
%
%-----Variables
d=[0.1:0.1:0.8];
t1=19.1; %espesor media
t2=0.573; %espesor desv est
Pi1= 15.75; %presion interna media
Pi2= 0.472; % Presion interna desv est
EsfF1=484.056; %esf fluencia media
EsfF2=38.725; %esf fluencia desv est
EsfU1=577.798; %esf último media
EsfU2=34.667; %esf último desv est
D=812.8; %diámetro
L=[0.5:0.25:2];
d1=d*t1; %profundidad media
covd1=0.5; %coef de var profundidad
d2=d1*covd1; %profundidad desv est
L1=L*D; %largo media
covL1=0.5; %coef var largo
L2=L1*covL1; %largo desv est
Netto=zeros(7,8); %inicializa matriz resultdos netto
SEsfF=0; %inicializa valores que toma la variable en la simulación
SEsfU=0;
St=0;
Sd=0;
SL=0;
SPin=0;
falla=0;
%
%-----

N=350000; %número de repeticiones
i=1; %contador de repeticiones
j=1; %contador columnas
k=1; %contador filas
f=0; %contador fallas

%ejemplo para primera columna con N=350000
for j=1:8
    for k=1:7
        parfor i=1:N
            St=normrnd(t1,t2);
            SEsfF=normrnd(EsfF1,EsfF2);
            SEsfU=normrnd(EsfU1,EsfU2);
            SPin=evrnd(Pi1,Pi2);
            SL=normrnd(L1(k),L2(k));
            Sd=normrnd(d1(j),d2(j));
            % falla=((1.1*2*SEsfF*St/D)*((1-(2*Sd/(3*St)))/(1-
            (2*Sd/(3*St*sqrt(1+(0.8*(SL/sqrt(D*St))^2))))))-SPin;%ASME B31G
            % falla=((2*(SEsfF+68.95)*St/D)*((1-(0.85*Sd/St))/(1-
            (0.85*Sd/(St*sqrt(1+(0.6275*(SL/sqrt(D*St))^2)-
            (0.003375*(SL/sqrt(D*St))^4))))))-SPin;%ASME Mod
            % falla=((2*SEsfU*St/D)*((1-(Sd/St))/(1-
            (Sd/(St*sqrt(1+(0.31*(SL/sqrt(D*St))^2))))))-SPin;%DNV RP-F101
```



```

        % falla=((1.1*2*SEsfF*St/D)*(1-
((0.9435*(Sd/St)^(1.6))*((SL/D)^(0.4)))))-SPin;%Netto
        if (falla<=0)
            f=f+1;
        end

        end

        Netto(k,j)=(f/N);
        f=0;%reinicia f
    end
end
end

```