

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

ELABORACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO
SEGÚN API RP580 PARA LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD DEL
OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS OCP ECUADOR S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA MECÁNICA

VERÓNICA PATRICIA GRANJA NOVOA

veritopgn@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ÁLVARO GONZALO AGUINAGA BARRAGÁN PhD.

alvaro.aguinaga@epn.edu.ec

CO-DIRECTOR: ING. MARIO RENÉ PAZMIÑO

mpazmino@ocp-ec.com

QUITO, ABRIL 2015

DECLARACIÓN

Yo Verónica Patricia Granja Novoa, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondiente a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por su normatividad institucional vigente.

Verónica Patricia Granja Novoa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Verónica Patricia Granja Novoa bajo mi supervisión.

Ing. Álvaro Aguinaga PhD.

DIRECTOR DEL PROYECTO

Ing. Mario Pazmiño

CO-DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida y fuerza necesaria día a día para culminar mi carrera universitaria.

A mis padres quienes me han ayudado y apoyado durante toda mi carrera universitaria, gracias por todos los sacrificios que han hecho para sacarnos adelante a mi hermana y a mí. A los dos simplemente gracias por ser los mejores padres que Dios me pudo dar.

Al Dr. Álvaro Aguinaga que colaboró para que el presente proyecto se lleve a cabo.

Al Ing. Mario Pazmiño quien ha sido de vital importancia en el desarrollo de este proyecto, gracias por ayudarme con todo el conocimiento y guiarme siempre para que el presente proyecto sea de calidad.

A la empresa OCP que me abrió sus puertas para el desarrollo de este tema.

A todos mis maestros que me han dado una excelente formación académica y han estado presentes siempre en mi formación estudiantil.

A la Escuela Politécnica Nacional que me dio la oportunidad de ingresar en sus aulas para recibir la mejor educación del país.

DEDICATORIA

A mis padres que han sido mi mayor apoyo y fuerza en todas las etapas de mi vida; a mi padre por ser siempre un ejemplo de perseverancia y enseñarme siempre el amor al estudio y a mi madre por ser quien ha estado incondicionalmente a mi lado ayudándome. Este proyecto es por y para ustedes.

A mi hermana, quien siempre ha estado junto a mí, animándome y haciéndome ver la vida de diferentes maneras. Sigue siempre adelante que tú puedes conseguir cosas mejores.

A mi novio David, quien ha sido un gran apoyo en mi vida; gracias por todos tus consejos pero sobre todo por siempre estar conmigo y no dejar que nunca decaiga.

A mi mejor amiga Gaby que ha estado a mi lado desde el primer día en la facultad, gracias por tu amistad sincera y ser siempre incondicional conmigo.

A toda mi familia que siempre tuvo fe en mí.

CONTENIDO

CAPITULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 TÍTULO DESCRIPTIVO DEL PROYECTO	1
1.2 OBJETIVO GENERAL	1
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	1
1.4 PROBLEMA A INVESTIGAR	2
1.5 DEFINICIONES	2
1.5.1 CONSECUENCIA.....	2
1.5.2 DAÑO	2
1.5.3 FALLA.....	2
1.5.4 MECANISMO DE FALLA.....	2
1.5.5 MITIGACIÓN	3
1.5.6 MODO DE DAÑO	3
1.5.7 MODO DE FALLA.....	3
1.5.8 PROBABILIDAD	3
1.5.9 IBR.....	3
1.5.10 RIESGO	3
1.5.11 RIESGO ABSOLUTO	4
1.5.12 RIESGO ACEPTABLE	4
1.5.13 RIESGO REMANENTE	4
CAPITULO 2	5
MARCO TEÓRICO.....	5

2.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR).....	5
2.1.2 CAMPOS DE APLICACIÓN DEL IBR	6
2.1.3 LIMITACIONES DE UN IBR.....	6
2.1.4 CLASIFICACIÓN.....	6
2.1.5 FUENTES DE DATOS E INFORMACIÓN NECESARIOS PARA UN IBR ..	8
2.1.6 RIESGO	9
2.1.7 PROBABILIDAD DE FALLA (POF)	10
2.1.8 CONSECUENCIA DE FALLA (COF).....	12
2.1.9 MATRIZ DE RIESGO	14
2.1.10 RIESGO ACEPTABLE	15
2.2 CONFIABILIDAD	15
2.2.1 CURVA DE LA BAÑERA.....	16
2.2.2 TIPOS DE DATOS	17
2.2.3 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD (PDF).....	18
2.2.4 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA (CDF)	19
2.2.5 RELACIÓN MATEMÁTICA ENTRE LA PDF Y CDF	19
2.2.6 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD.....	20
2.2.7 DISTRIBUCIONES.....	21
2.3 VÁLVULAS DE ALIVIO (PSV)	25
2.3.1 TIPOS DE VÁLVULAS DE ALIVIO.....	26
CAPÍTULO 3	29
EVALUACIÓN DE RIESGO	29
3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS	29
3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO	30
3.2.1 PROBABILIDAD DE FALLA CUALITATIVA O POF CUALITATIVO	31

3.2.2 CONSECUENCIA DE FALLA (COF) CUALITATIVA.....	42
3.2.3 RIESGO TOTAL.....	56
3.3 ANÁLISIS CUANTITATIVO	58
3.3.1 PROBABILIDAD DE FALLA POR FAIL CUANTITATIVA (POF CUALITATIVO).....	60
3.3.2 PROBABILIDAD DE FALLA POR LEAK CUANTITATIVA O POF CUANTITATIVO POR LEAK	79
3.3.3 CONSECUENCIA DE FALLA POR FAIL CUANTITATIVA O COF POR FAIL CUANTITATIVA.....	87
3.3.4 CONSECUENCIA DE FALLA POR LEAK CUANTITATIVA O COF POR LEAK CUANTITATIVA	121
3.3.5 RIESGO FINAL	124
CAPÍTULO 4	133
PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (IBR).....	133
4.1 RIESGO ACEPTABLE	133
4.2 EVALUACIÓN DEL TIEMPO DE INSPECCIÓN	134
CAPÍTULO 5	138
ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO PLAN DE INSPECCIÓN	138
5.1 COSTOS CON EL PLAN DE INSPECCIÓN ACTUAL (ANUAL).....	138
5.2 COSTOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL IBR	138
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO FINAL	139
CAPÍTULO 6	140
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
6.1 CONCLUSIONES	140
6.2 RECOMENDACIONES.....	141

Bibliografia	142
ANEXOS	143

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Proceso de planificación de la inspección basada en riesgos.....	5
Figura 2.2: Riesgo	9
Figura 2.3: Proceso de determinación de la consecuencia de falla.....	13
Figura 2.4: Matriz de riesgo.....	15
Figura 2.5: Curva de la bañera.....	17
Figura 2.6: Representación gráfica de datos censurados a la derecha.....	17
Figura 2.7: Representación gráfica de datos censurados en un intervalo	18
Figura 2.8: Representación gráfica de datos censurados a la izquierda	18
Figura 2.9: Representación gráfica de datos completos	18
Figura 2.10: pdf	19
Figura 2.11: Área bajo la curva de la cdf.....	20
Figura 2.12: Función de confiabilidad.....	20
Figura 2.13: Distribución exponencial	22
Figura 2.14: Efectos de la variación de β en la distribución de weibull.....	24
Figura 2.15: Parámetro γ positivo.....	25
Figura 2.16: Parámetro γ negativo	25
Figura 2.17: Esquema de una válvula de alivio	26
Figura 2.18: Válvula mecánica CROSBY	27
Figura 2.19: Válvula de alivio eléctrica	27
Figura 2.20: Válvula de alivio electrónica	28
Figura 3.1: Formato de cálculo de la probabilidad de falla cualitativa	40
Figura 3.2: Formato utilizado para el cálculo de la probabilidad de falla cualitativa (continuación).....	41
Figura 3.3: Indicaciones de un fluido según la NFPA.....	43
Figura 3.4: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa	53
Figura 3.5: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa (continuación).....	54

Figura 3.6: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa (continuación).....	55
Figura 3.7: Matriz de riesgo cualitativa.....	56
Figura 3.8: Porcentaje de válvulas según el riesgo	57
Figura 3.9: Clasificación de las válvulas según el riesgo	57
Figura 3.10: Proceso para el desarrollo del análisis cuantitativo.....	59
Figura 3.11: Criterios de evaluación de OCP (impacto)	117
Figura 4.1: Tabla de riesgo de la empresa OCP.....	133
Figura 4.2: Porcentaje de válvulas según el tiempo de inspección	135
Figura 4.3: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección	136
Figura 4.4: Porcentaje de válvulas según el tiempo de inspección definitivo	137
Figura 4.5: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección definitivo	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Número de válvulas PSVs según el modelo.....	29
Tabla 3.2: Categorización de la probabilidad de falla	31
Tabla 3.3: Valoración del factor EF de acuerdo al equipo	32
Tabla 3.4: Valoración del factor DF	33
Tabla 3.5: Valoración del factor IF1	34
Tabla 3.6: Valoración del factor IF2.....	34
Tabla 3.7: Valoración del factor CCF	35
Tabla 3.8: Valoración del factor PF1	36
Tabla 3.9: Valoración del factor PF2	36
Tabla 3.10: Valoración del factor PF3	37
Tabla 3.11: Valoración del factor MDF1	38
Tabla 3.12: Valoración del factor MDF2	38
Tabla 3.13: Valoración del factor MDF3	39
Tabla 3.14: Valoración del factor MDF4	39
Tabla 3.15: Categorización de la consecuencia de falla	42
Tabla 3.16: Valores del factor químico	43
Tabla 3.17: Valoración del factor QF	44
Tabla 3.18: Valoración del factor SF	46
Tabla 3.19: Valoración del factor AF	46
Tabla 3.20: Valoración del factor PRF.....	47
Tabla 3.21: Valoración de 10 factores CRF.....	47
Tabla 3.22: Valoración del factor CRF4.....	48
Tabla 3.23: Valoración del factor CRF5.....	49
Tabla 3.24: Valoración del factor TF	49
Tabla 3.25: Valoración del factor PPF	50
Tabla 3.26: Valoración del factor BIF1	51
Tabla 3.27: Valoración del factor BIF2	51

Tabla 3.28: Valoración del factor BIF3	52
Tabla 3.29: Resultados finales el análisis cualitativo.....	56
Tabla 3.30: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio alto con datos de falla ...	61
Tabla 3.31: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio con datos de falla	61
Tabla 3.32: Tabla de las categorías del servicio de las PSVs	62
Tabla 3. 33: Valores por default de los parámetros weibull para la probabilidad de falla por FAIL	62
Tabla 3.34: Parámetros β y η_{def} de válvulas sin datos de falla	63
Tabla 3.35: Escenarios de sobrepresión para los grupos de válvulas.....	64
Tabla 3.36: Factor de ajuste ambiental	65
Tabla 3. 37: Valores para el parámetro η_{def}	66
Tabla 3.38: Efectividad de inspección y prueba	67
Tabla 3.39: Valores del factor de confianza	68
Tabla 3.40: Factores de confianza	68
Tabla 3.41: Ecuaciones para la probabilidad de falla ponderada	70
Tabla 3.42: Característica de vida actualizada.....	71
Tabla 3.43: Frecuencias iniciales de evento por default.....	72
Tabla 3.44: Factor de daño	74
Tabla 3.45: Resumen de los factores utilizados para el cálculos de la probabilidad de falla por FAIL	76
Tabla 3.46: Ecuaciones de probabilidad de falla de FAIL para las válvulas de riesgo medio alto.....	77
Tabla 3.47: Ecuaciones de probabilidad de falla de FAIL para las válvulas de riesgo medio.....	78
Tabla 3.48: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio alto con datos de falla ...	80
Tabla 3.49: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio con datos de falla	80
Tabla 3. 50: Categorías de servicio de las PSVs para LEAK	81
Tabla 3. 51: Valores por default de los parámetros beta y eta	81
Tabla 3.52: Parámetros β y η_{def} de válvulas sin datos de falla.....	81
Tabla 3.53: Factores de confianza	83

Tabla 3.54: Ecuaciones de probabilidad de falla de LEAK de las válvulas de riesgo medio alto.....	85
Tabla 3.55: Ecuaciones de probabilidad de falla de LEAK de las válvulas de riesgo medio.....	86
Tabla 3.56: Lista de fluidos representativos	89
Tabla 3.57: Propiedades de los fluidos para el nivel 1 de análisis de consecuencia.	90
Tabla 3.58: Fase del fluido en el ambiente después de liberarse.....	91
Tabla 3.59: Propiedades del fluido	91
Tabla 3. 60: Diámetros de los agujeros de liberación.....	92
Tabla 3.61: Tabla de constantes	94
Tabla 3.62: Tabla de constantes (continuación).....	95
Tabla 3.63: Clasificación de sistemas de detección y aislamiento	98
Tabla 3.64: Factor de reducción.....	98
Tabla 3.65: Duración del liqueo basado en los sistemas de detección y aislamiento	99
Tabla 3.66: Factor de consecuencia de reducción del área de mitigación	100
Tabla 3.67: Constantes para las consecuencias inflamables de daño a componentes	101
Tabla 3.68: Constantes para las consecuencias inflamables de daño a personas .	102
Tabla 3.69: Lista de componentes tóxicos	110
Tabla 3.70: Valores de la consecuencia final de las válvulas de riesgo medio alto.	111
Tabla 3.71: Valores de la consecuencia final de las válvulas de riesgo medio	112
Tabla 3.72: Costo de daño a componentes.....	113
Tabla 3.73: Factores de costo de material	114
Tabla 3.74: Número de días fuera de servicio según el tamaño del agujero de liberación.....	115
Tabla 3.75: Propiedades del fluido	119
Tabla 3.76: Consecuencia de falla por FAIL para las válvulas de riesgo medio alto	120
Tabla 3.77: Consecuencia de falla por FAIL para las válvulas de riesgo medio.....	120
Tabla 3.78: Duración estimada del liqueo de las PSV.....	122
Tabla 3.79: Riesgo final para las válvulas de riesgo medio alto	126
Tabla 3.80: Riesgo final para las válvulas de riesgo medio.....	130

Tabla 4.1: Riesgo anual de la válvula PSV-03181.....	134
Tabla 4.2: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección	135
Tabla 4.3: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección definitivo	136
Tabla 5.1: Costos al aplicar el IBR.....	139
Tabla 5.2: Ahorro en 5 años.....	139

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación se aplicó la Inspección Basada en Riesgo (IBR) a las válvulas de seguridad (PSV) del Oleoducto de Crudos Pesados OCP para la determinación de los tiempos de inspección óptimos de cada una de las válvulas.

En primer lugar se realizó la clasificación de todas las válvulas de alivio del oleoducto basándose en el modelo y la presión de ajuste (set pressure) de cada una de ellas.

Una vez obtenidos los diferentes grupos se procede a realizar el análisis cualitativo de cada uno de ellos basándose en el formato establecido en la norma API RP580 Risk Based Inspection, mediante el cual se determinó tanto la probabilidad como la consecuencia mediante una matriz de riesgo establecida en dicha norma, para obtener el riesgo de cada grupo de válvulas. Se obtuvieron cuatro categorías de riesgo: bajo, medio, medio alto y alto. Aquellas válvulas que se ubicaron dentro de las categorías más altas de riesgo se les realizaron el análisis cuantitativo.

Según la norma API RP581 para el análisis cuantitativo se determinó su probabilidad de falla mediante el cálculo de confiabilidad basado en los datos históricos de inspecciones, expresando sus unidades en [evento/año] y la consecuencia de falla expresada en unidades monetarias. Se realizó la multiplicación de la probabilidad y la consecuencia, obteniendo así el riesgo como modelo matemático expresado en función del tiempo, con lo cual se pudo determinar el tiempo óptimo de inspección de cada válvula basándose en un riesgo aceptable determinado para cada una de ellas.

Finalmente se realizó un análisis económico para determinar el ahorro que se generará al aplicar los nuevos tiempos de inspección determinados por el IBR realizado.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto está estructurado en seis capítulos que se sintetizan a continuación:

En el capítulo 1 se realiza una explicación general del proyecto a realizarse, los objetivos y el problema a resolverse.

En el capítulo 2 se realiza una introducción a la inspección basada en riesgo, tanto la explicación de la probabilidad, de la consecuencia y del riesgo en sí. También se realiza una pequeña explicación acerca del concepto de confiabilidad que se utilizará en el análisis cuantitativo y finalmente se realiza una introducción a las válvulas de alivio que son los elementos a los cuales se les aplicara el IBR.

En el capítulo 3 se realiza netamente la evaluación del riesgo, es decir que se presenta el procedimiento seguido para la realización de los análisis cualitativo y cuantitativo, al igual que se evidenciarán los resultados de riesgo obtenidos con dichos análisis.

En el capítulo 4 se presenta la forma de determinación de los tiempos de inspección de cada una de las válvulas respecto al riesgo aceptable (matriz de riesgo de la empresa).

En el capítulo 5 se realiza un análisis económico donde se pone en evidencia el ahorro económico que se generará al aplicar los nuevos tiempos de inspección determinado para las válvulas de alivio del Oleoducto de Crudos Pesados OCP.

En el capítulo 6 se dan a conocer las conclusiones y recomendaciones generadas una vez concluido el presente proyecto de titulación.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 TÍTULO DESCRIPTIVO DEL PROYECTO

ELABORACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO SEGÚN API RP580 PARA LAS VÁLVULAS DE SEGURIDAD DEL OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS OCP ECUADOR S.A.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Elaborar el plan de inspección basado en riesgo según API RP580 para las válvulas de seguridad del Oleoducto de Crudos Pesados OCP ECUADOR S.A.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar la evaluación de riesgo para las válvulas.

Entregar un plan de inspección que permita optimizar los recursos de inspección basados en la evaluación del riesgo de acuerdo a la normativa internacional.

Justificar la extensión de intervalos de inspección de las válvulas de seguridad de OCP ECUADOR S.A.

Determinar el ahorro producido al implementar el plan de inspección basado en riesgo en comparación con el plan actual de inspección (anual).

1.4 PROBLEMA A INVESTIGAR

Actualmente en el Oleoducto de Crudos Pesados OCP Ecuador S.A. se realizan las inspecciones de manera anual, según recomendación de la DOT.

Una vez analizada la norma API RP580 Risk Based Inspection se determinó que este tipo de análisis (IBR) es posible aplicarlo en las válvulas de alivio, y de esta manera optimizar los tiempos de inspección.

1.5 DEFINICIONES¹

1.5.1 CONSECUENCIA

Es el resultado de un evento por lo que es posible la existencia de más de una consecuencia para un mismo evento. Puede ser positiva o negativa, sin embargo siempre se usa como negativa ya que se interpreta de mejor manera. Es posible expresar la consecuencia de manera cualitativa o cuantitativa, dependiendo de los datos que se tenga disponible.

1.5.2 DAÑO

Es una condición física o liberación de material peligroso que puede ser producto de alguna falla y es posible que ocasione lesiones, muertes, pérdidas, daño o degradación ambiental. El daño es la fuente de peligro.

1.5.3 FALLA

Es la finalización de la utilidad de un sistema, estructura, equipo o componente de realizar su función de contención de algún fluido. Las fallas no son predecibles y solo se detectan el momento que ocurren.

Un ejemplo de falla es una gotera.

1.5.4 MECANISMO DE FALLA

Es un proceso que genera cambios en el material a nivel micro y/o macro, además es perjudicial para las propiedades mecánicas. Generalmente aumentan, es decir que son acumulativos y en algunos casos irrecuperables.

¹ Norma API RP580 Risk Based Inspection (2009)

Algunos ejemplos de mecanismos de daño son: corrosión, fatiga y envejecimiento por temperatura.

1.5.5 MITIGACIÓN

Es la limitación de cualquier consecuencia negativa o la reducción de la probabilidad de ocurrencia de algún evento.

1.5.6 MODO DE DAÑO

Es la manifestación física del daño.

Algunos ejemplos de modo de daño son: adelgazamiento de las paredes, picadura, agrietamiento y ruptura.

1.5.7 MODO DE FALLA

Es la forma de falla. Para el IBR es la pérdida del contenido de equipos a presión.

Ejemplos de modo de falla: grietas, ruptura y pequeños agujeros.

1.5.8 PROBABILIDAD

Es el grado en el que un evento es posible que ocurra dentro de un tiempo considerado. La definición matemática dice que es un número real entre 0 y 1 relacionado con un evento aleatorio. Para un alto grado de ocurrencia, el valor de la probabilidad es cercano a 1. Para describir el riesgo se utiliza más la frecuencia que la probabilidad.

1.5.9 IBR

Es el proceso de valoración y administración de riesgo que se centra en la pérdida de contenido en equipos a presión debido al deterioro del material. Los riesgos se gestionan principalmente a través de la inspección de equipos.

1.5.10 RIESGO

Es la combinación de la probabilidad de un evento y su consecuencia. En algunos casos es la desviación de lo esperado. Cuando la probabilidad y la consecuencia son numéricas, el riesgo es su multiplicación y se expresa de manera cuantitativa.

1.5.11 RIESGO ABSOLUTO

Es una descripción y cuantificación ideal y exacta del riesgo.

1.5.12 RIESGO ACEPTABLE

Es el nivel de riesgo que es tolerable para la organización, es decir que no afecta su productividad.

1.5.13 RIESGO REMANENTE

Es el riesgo que permanece aún en el sistema o elemento analizado, a pesar de las diferentes mitigaciones aplicadas. Esto ocurre ya que no es posible eliminar al 100% el riesgo.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR)

Según la norma API RP580, IBR o en inglés RBI (Risk Based Inspection), es el proceso de valoración y administración de riesgo que se centra en la pérdida de contenido a presión debido al deterioro del material, el cual se puede observar en la figura 2.1

Analiza la probabilidad de falla y las consecuencias que origina dicha falla con el fin de desarrollar un plan de inspección.

El objetivo de desarrollar el IBR es dar prioridad de inspección a los elementos de alto riesgo y menor prioridad a los de riesgo bajo, generando una optimización justificada de los recursos económicos.

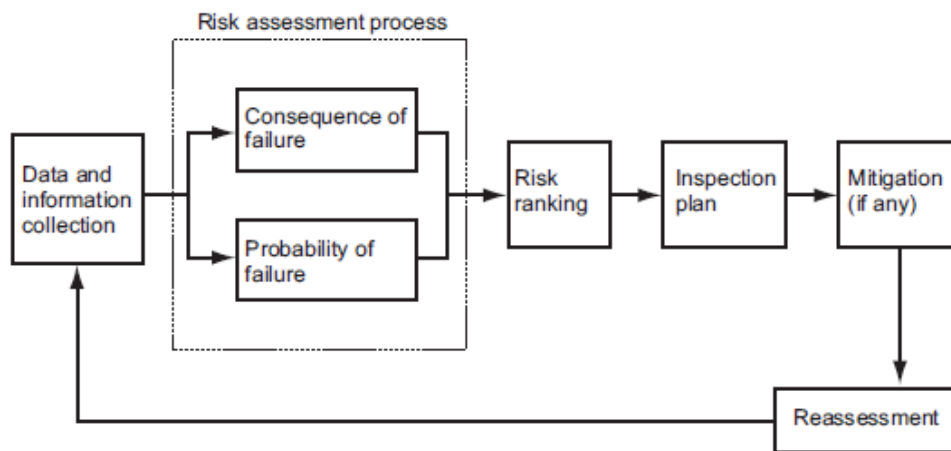


Figura 2.1: Proceso de planificación de la inspección basada en riesgos¹

2.1.2 CAMPOS DE APLICACIÓN DEL IBR

El IBR no es posible aplicarlo en todos los elementos, la norma API RP 580 Risk Based Inspection indica a qué tipo de equipos es aplicable este método.

Los equipos presurizados y sus componentes que son cubiertos por el proceso IBR son:

- Recipientes sujetos a presión: Todos los componentes sometidos a presión
- Tubería de proceso: Tubos y componentes de los tubos
- Tanques de almacenamiento: Ya sean atmosféricos o presurizados
- Equipo rotatorio: Componentes sometidos a presión
- Calentadores y quemadores: Componentes presurizados
- Intercambiadores de Calor (cuerpo, cabezas, canales y haz de tubos)
- Dispositivos de alivio de presión

Los equipos no presurizados que no están cubiertos en el proceso de RBI son:

- Instrumentos y sistemas de control
- Sistemas Eléctricos
- Sistemas Estructurales
- Componentes de maquinaria, excepto carcasas de bombas y compresores

2.1.3 LIMITACIONES DE UN IBR

Las limitaciones de un IBR se establecen en los objetivos, normalmente se originan debido a la calidad y disponibilidad de datos.

Su alcance varía entre un simple elemento y toda una instalación, pero en general se utilizan varios elementos.

2.1.4 CLASIFICACIÓN

Existen tres tipos de análisis IBR:

- Análisis cualitativo
- Análisis cuantitativo
- Análisis semicuantitativo

El tipo de IBR se escoge en base al objeto de estudio, recursos disponibles, naturaleza y calidad de datos.

2.1.4.1 Análisis cualitativo

El análisis cualitativo utiliza datos que se basan en información descriptiva usando el juicio ingenieril y la experiencia como base del análisis de probabilidad y consecuencias. Los resultados son cualitativos que se expresan en rangos como alto, medio, bajo; pero es necesario asignar valores numéricos a cada categoría para facilitar del cálculo del riesgo.

Los valores numéricos se encuentran asignados en tablas en la norma API RP 581 para cada uno de los diferentes tipos de elementos, pero en caso de que no se ajusten a las necesidades es posible construir una propia clasificación basándose en la experiencia del evaluador, la asignación de estos valores numéricos van a ser correspondientes con el grado de riesgo que representan, es decir que aquel factor que represente mayor riesgo se le asignará el mayor valor numérico.

Un análisis cualitativo no es muy exacto, pero es utilizado para descartar a los elementos de riesgo más bajo y así realizar un estudio más profundo a los elementos que representen mayor riesgo.

2.1.4.2 Análisis cuantitativo

El análisis cuantitativo se le conoce también como QRA (Quantitative Risk Analysis), es el más completo de todos, integra una metodología que requiere información sobre el diseño de las instalaciones, operación de equipos, historial de operación, confiabilidad de los componentes, acciones humanas, progreso físico de los accidentes y efectos potenciales sobre la salud y el medio ambiente.

Este tipo de análisis trabaja con el riesgo total por lo que es una evaluación más detallada. Está compuesto de 5 tareas:

- Identificación de sistemas y peligros
- Valoración de probabilidad
- Valoración de consecuencia

- Resultados de riesgo
- Análisis de resultados

El análisis cuantitativo expresa el riesgo mediante un modelo matemático cuya ecuación resultante está en función del tiempo.

2.1.4.3 Análisis semi-cuantitativo

Este tipo de enfoque tiene aspectos del análisis cualitativo y cuantitativo, combinando los beneficios de ambos, por ejemplo la rapidez del cualitativo y el rigor del cuantitativo. La misma información que es requerida para el análisis cuantitativo se utiliza en este tipo de enfoque, con la diferencia de que tienen menor detalle. La probabilidad y la consecuencia se expresan en categorías que deben estar asociadas a valores numéricos que permitirán calcular el riesgo para posteriormente evaluar si tiene o no un nivel aceptable.

2.1.5 FUENTES DE DATOS E INFORMACIÓN NECESARIOS PARA UN IBR

La clave del éxito de un IBR radica en la información utilizada para el cálculo del riesgo. La diferencia entre los diferentes tipos de análisis es la cantidad y el detalle de la información. A continuación se muestra la información que tiene mayor relevancia y utilidad, pero no es la única que puede ser utilizada:

- Tipo de equipo
- Materiales de construcción
- Registros de inspecciones y reparaciones previas
- Composición del fluido de trabajo
- Condiciones de operación
- Tasa y severidad de los mecanismos de daño
- Costos de equipos reemplazados
- Costos de remediación ambiental

2.1.5.1 Datos necesarios para un IBR cualitativo

Para la realización de un IBR cualitativo no se necesitan los datos anteriormente mencionados, los elementos únicamente deben ser clasificados en rangos o con

respecto a un punto de referencia, por lo que se deben establecer reglas para asegurar una buena clasificación. Si se usan rangos se requiere un alto nivel de juicio, habilidad y entendimiento del elemento analizado, incluso más que para realizar un análisis cuantitativo.

2.1.5.2 Datos necesarios para un IBR cuantitativo

El análisis cuantitativo utiliza modelos lógicos que descartan la combinación de eventos que pueden resultar en accidente y modelos físicos que descartan el progreso del accidente y el transporte de material peligroso hacia el medio ambiente. El método de evaluación utilizado es la probabilidad, por lo que la información mencionada en el punto 2.1.5 debe ser más detallada.

2.1.5.3 Datos necesarios para un IBR semi-cuantitativo

El análisis semi-cuantitativo utiliza la misma información del enfoque cuantitativo, pero con menor detalle por lo que la precisión disminuye.

2.1.6 RIESGO

Es la posibilidad de que ocurra un evento no deseado. Puede ser expresado mediante la siguiente fórmula y representado en la figura 2.2.

$$\text{riesgo} = \text{probabilidad} \times \text{consecuencia}$$



Figura 2.2: Riesgo¹

2.1.7 PROBABILIDAD DE FALLA (POF)

Es la posibilidad de que un determinado evento ocurra.

Se determina en base a dos consideraciones:

1. Mecanismos de daño y el tipo de material de los componentes del equipo.
2. Efectividad de los programas de inspección para identificar y monitorear el mecanismo de daño y así el equipo pueda ser reparado o reemplazado antes de la falla.

La probabilidad se representa por POF (Probability Of Failure) y sus unidades son [evento/año]

El análisis POF se utiliza para evaluar el modo de falla y la probabilidad de que éste ocurra. Por ejemplo:

- La picadura genera pequeños agujeros que ocasionan goteras.
- La corrosión localizada puede generar desde pequeñas hasta medianas goteras.
- El deterioro metalúrgico ocasiona desde pequeños agujeros hasta rupturas.

Para determinar la POF debe seguir los siguientes pasos:

- a. Identificar los mecanismos de daño que en base a un criterio ingenieril son más probables que ocurran.
- b. Determinar la tasa y la susceptibilidad de deterioro.
- c. Seleccionar un enfoque de análisis adecuado que permita cuantificar la efectividad de inspecciones pasadas, el mantenimiento y el proceso del programa de monitoreo y en base a esta información establecer un nuevo plan de inspección.
- d. Determinar la probabilidad de que continúe el deterioro si se sigue con las condiciones actuales.

La POF tiene relación directa con los mecanismos y modos de daño ya que son la causa de que ocurra algún perjuicio en el equipo.

2.1.7.1 Mecanismos de daño

Según la norma API RP 580, como se mencionó en las definiciones, el mecanismo de falla es un proceso que genera cambios en el material a nivel micro y/o macro, además es perjudicial para las propiedades mecánicas. Generalmente aumentan, es decir que son acumulativos y en algunos casos irreversibles. El mecanismo de falla afecta a la magnitud de la consecuencia, por lo que el análisis de la probabilidad y la consecuencia debe realizarse de manera conjunta.

Los mecanismos de falla más comunes son:

- Corrosión
- Agrietamiento
- Daño mecánico
- Daño metalúrgico
- Fatiga
- Envejecimiento por temperatura

2.1.7.2 Modo de daño

El modo de falla según la norma API RP 580 como se mencionó previamente, es la manifestación física del daño. Algunos ejemplos de modos de daño son:

- Adelgazamiento de paredes
- Picadura
- Agrietamiento
- Ruptura

2.1.7.3 Modo de falla

Como se definió previamente según la norma API RP 580, el modo de falla es la manera en que falla el elemento, para la realización de un IBR es la pérdida de contenido de un equipo a presión. Algunos ejemplos de modos de falla son:

- Pequeño agujero
- Grieta
- Ruptura frágil o dúctil

2.1.8 CONSECUENCIA DE FALLA (COF)

Es el resultado de un evento. Puede ser positivo o negativo, sin embargo siempre se usa como negativo ya que se interpreta de mejor manera. Está representado en la figura 2.3.

Los factores que se toman en cuenta para determinar la consecuencia son:

- Propiedades del material contenido
- Toxicidad e inflamabilidad
- Tipo de liberación y su duración
- Condiciones ambientales

La consecuencia se representa por COF (Consequence Of Failure) y se expresa en unidades monetarias.

La COF puede ser evaluada en 6 pasos:

- Estimar la velocidad de salida del fluido
- Estimar el volumen del fluido que sale
- Determinar si el fluido se dispersa instantáneamente o en un lapso
- Determinar si el fluido se libera como líquido o gas
- Estimar los impactos de los sistemas de mitigación existentes
- Estimar las consecuencias

2.1.8.1 Tipos de consecuencias

Existen diferentes tipos de consecuencias que se describen de mejor manera al ser medidas. Las consecuencias generalmente tienen la siguiente categorización:

2.1.8.1.1 Consecuencias sobre la salud y seguridad

Las consecuencias sobre la salud y la seguridad se expresan con valores numéricos o categorías que expresen la gravedad de los posibles daños. En la norma API 581 se establece un método para asignar valores monetarios a este tipo de consecuencias, lo cual nos permite continuar con el análisis del riesgo.

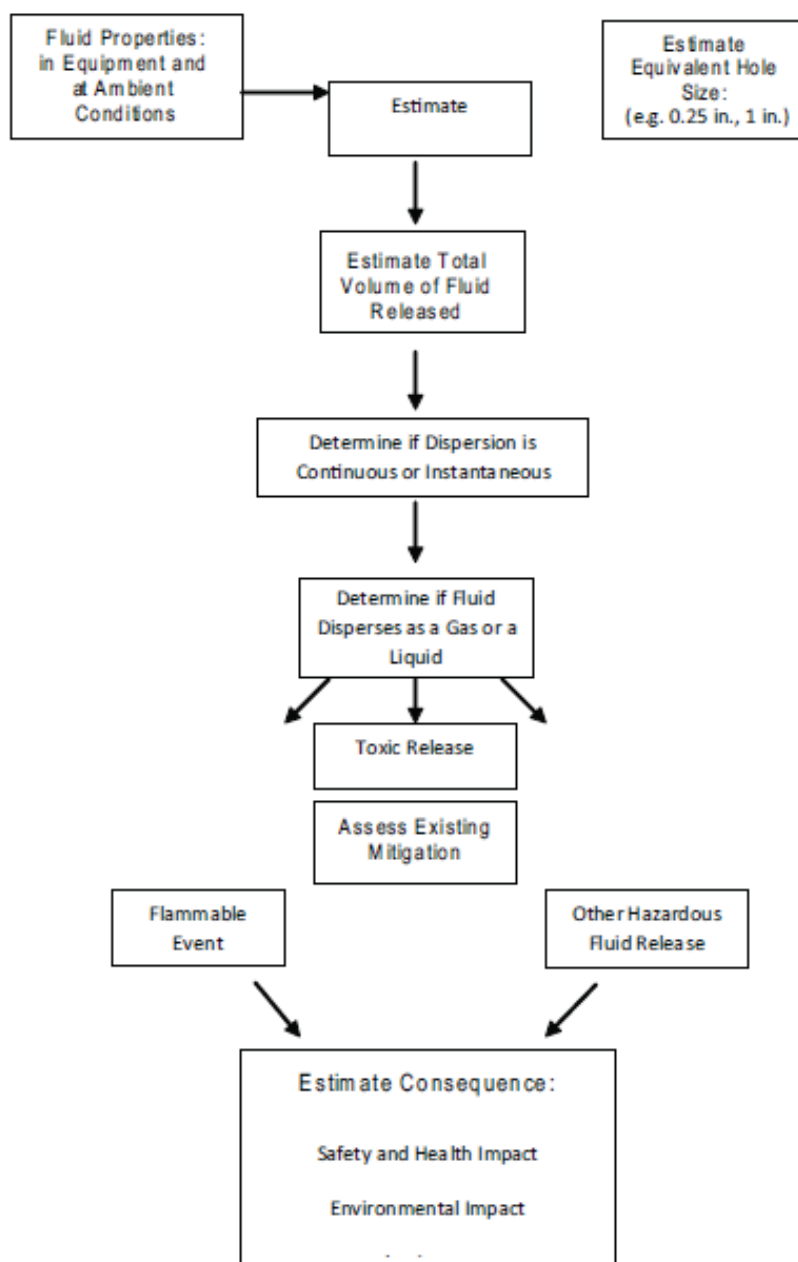


Figura 2.3: Proceso de determinación de la consecuencia de falla¹

2.1.8.1.2 Consecuencias ambientales

La medición de las consecuencias ambientales es poco común por lo que se dificulta su evaluación. Los parámetros utilizados para medir este tipo de consecuencias de manera indirecta son:

- Extensión de terreno afectada por año

- Número de recursos biológicos o humanos utilizados
- Costo por año de la reparación ambiental realizada debido a daños colaterales.

2.1.8.1.3 Consecuencias económicas

Generalmente las consecuencias se buscan expresar con unidades monetarias ya que son de manejo universal y por lo tanto todos entienden este lenguaje. Es posible asignar costos a las diferentes tipos de consecuencia que se generan, algunos ejemplos son:

- Pérdida de producción debido a la tasa de reducción o tiempo de inactividad.
- Pérdida de calidad de un producto.
- Reemplazo o reparación de equipo dañado
- Accidentes o incidentes de trabajo

2.1.9 MATRIZ DE RIESGO

La matriz de riesgo se utiliza cuando se realiza un análisis cualitativo ya que no se tienen valores numéricos de probabilidad y consecuencia, se puede observar en la figura 2.4. Con esta matriz se observa una distribución de riesgos de un sistema, equipo o una instalación sin valores numéricos. Las categorías de consecuencia y probabilidad están organizadas de tal manera que el riesgo más alto está en la esquina superior derecha. Es importante dar un valor numérico a cada categoría lo cual permite realizar una evaluación, por ejemplo indicar que la categoría B tiene valores entre 0.01 y 0.1. La matriz de riesgo puede tener diferente tamaños, pero siempre debe ser una matriz cuadrática, es decir de 5x5, 4x4, etc.

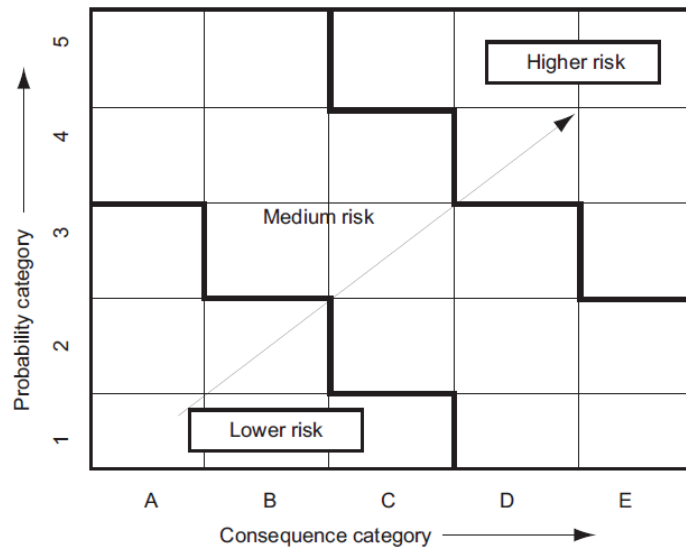


Figura 2.4: Matriz de riesgo¹

2.1.10 RIESGO ACEPTABLE

El riesgo aceptable, como se mencionó previamente, es el nivel de riesgo que es tolerable para la organización, es decir que no afecta su productividad.

2.2 CONFIABILIDAD

La confiabilidad es un método científico aplicado para conocer el desempeño de vida de equipos, productos, plantas o procesos; para asegurar que éstos ejecuten su función, sin fallar, por un período de tiempo en una condición específica. Es una de las características de calidad más importantes para componentes, productos y sistemas complejos.

Un nivel óptimo de confiabilidad involucra un gasto mínimo en el ciclo de vida de producto y a un costo mínimo de producción, sin que se comprometa la confiabilidad y la calidad del producto.

La ingeniería de confiabilidad estudia el comportamiento de la tasa de falla en el tiempo.

La confiabilidad es la calidad en el tiempo.

2.2.1 CURVA DE LA BAÑERA

La curva de la bañera es una gráfica que representa las fallas de un equipo o sistema durante su período de vida útil, como se muestra en la figura 2.5. Su nombre se debe a la forma de bañera que presenta. Es una gráfica muy utilizada en el mantenimiento de equipos. Se pueden diferenciar tres zonas.

2.2.1.1 Fallas iniciales

En la etapa de fallas iniciales se presenta una tasa de falla elevada y desciende rápidamente conforme transcurre el tiempo. Las fallas ocasionadas en esta etapa se deben a equipos defectuosos, instalaciones incorrectas, errores de diseño, desconocimiento del funcionamiento del equipo, etc.

2.2.1.2 Fallas normales

En la etapa de fallas normales se presenta una tasa de fallas menor a la anterior etapa, además de ser constante. Las fallas producidas en esta etapa son debidas a causas aleatorias externas, por ejemplo accidentes fortuitos, mala operación, condiciones inadecuadas, etc.

2.2.1.3 Fallas de desgaste

La etapa de fallas de desgaste se caracteriza por una tasa de fallas crecientes rápidamente, se producen por desgaste natural del equipo debido al paso del tiempo. Esta etapa indica el final de la vida útil de un equipo.

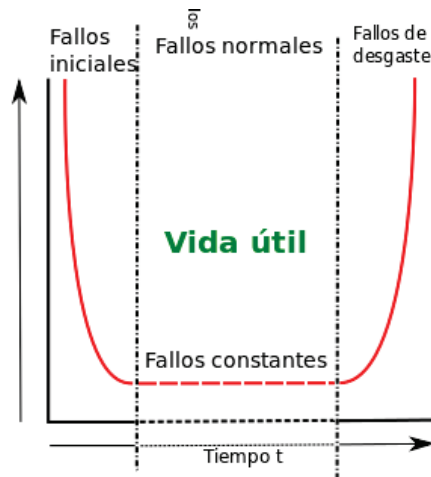


Figura 2.5: Curva de la bañera²

2.2.2 TIPOS DE DATOS

La construcción de un modelo basado en la confiabilidad necesita de diferentes datos que ejemplifiquen el comportamiento del sistema. Existen diferentes tipos de datos, pero la mayoría de datos de confiabilidad contienen censuras, es decir información incompleta.

2.2.2.1 Datos censurados a la derecha

Los datos censurados por la derecha se presentan cuando al finalizar el período de evaluación de un equipo o sistema aún no ha ocurrido una falla. Este tipo de datos está representado en la figura 2.6.



Figura 2.6: Representación gráfica de datos censurados a la derecha³

2.2.2.2 Datos censurados en un intervalo

Los datos censurados en un intervalo se presentan cuando la falla ocurre dentro del tiempo de vida útil en un intervalo conocido, pero se desconoce el tiempo exacto de

² http://es.wikipedia.org/wiki/Curva_de_la_ba%C3%B1era

³ Presentación del programa WEIBULL de RELIASOFT

la falla dentro de dicho intervalo. Este tipo de datos está representado en la figura 2.7.



Figura 2.7: Representación gráfica de datos censurados en un intervalo³

2.2.2.3 Datos censurados a la izquierda

Los datos censurados a la izquierda se presentan cuando la falla ha ocurrido antes de que el tiempo de vida útil llegue a su fin, por lo tanto se desconoce el tiempo exacto de falla. Este tipo de datos está representado en la figura 2.8.



Figura 2.8: Representación gráfica de datos censurados a la izquierda³

2.2.2.4 Datos completos

Los datos completos se presentan cuando se dispone de toda la información de la falla, es decir el tiempo en el que ocurrió y el tipo de falla que se produjo. Este tipo de datos está representado en la figura 2.9.



Figura 2.9: Representación gráfica de datos completos³

2.2.3 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD (PDF)

La función de densidad de probabilidad indica la probabilidad relativa según una variable aleatoria toma un determinado valor, en otras palabras, la probabilidad de que X tenga un valor dentro del intervalo $[a,b]$ es el área de la función de densidad

poblacional entre a y b . Es una función $f(x)$ que se representa para dos números con la siguiente ecuación y con la figura 2.10.

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(X) dX$$

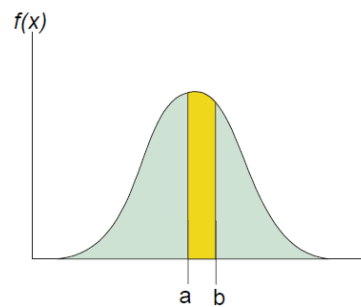


Figura 2.10: pdf³

2.2.4 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA (CDF)

La función de distribución acumulativa indica directamente el valor de la probabilidad que se obtendría también al calcular el área bajo la curva de la pdf. La cdf es una función $F(X)$ que se define de la siguiente manera:

$$F(a) = P(X \leq a) = \int_{-\infty}^a f(X) dX$$

2.2.5 RELACIÓN MATEMÁTICA ENTRE LA PDF Y CDF

La relación matemática está dada por la siguiente ecuación:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(s) ds$$

Invirtiendo:

$$f(x) = \frac{d(F(x))}{dx}$$

De manera más sencilla se puede expresar que la cdf es el área formada por la función de densidad de probabilidad hasta un determinado valor x (figura 2.11), lo que significa que el área total bajo la pdf es siempre 1:

$$\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$$

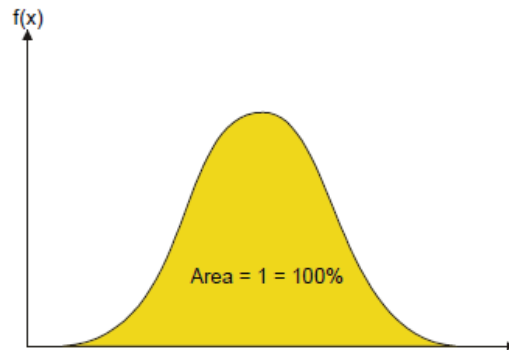


Figura 2.11: Área bajo la curva de la cdf³

2.2.6 FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD

La función de confiabilidad se obtiene a través de la probabilidad de éxitos o de la probabilidad de que no se presente una falla en un tiempo t , como se muestra en la figura 2.12.

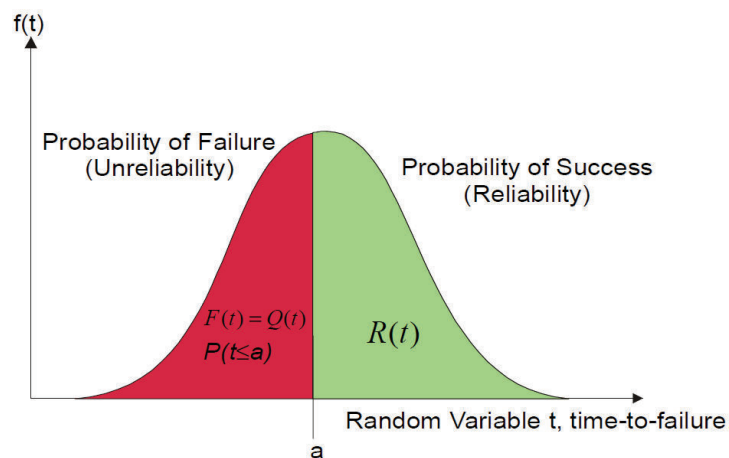


Figura 2.12: Función de confiabilidad³

La anticonfiabilidad se define como $Q(t)$ y la confiabilidad como $R(t)$:

$$F(t) = Q(t) = \int_0^t f(s) ds$$

Según lo visto anteriormente:

$$Q(t) + R(t) = 1$$

$$R(t) = 1 - Q(t)$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(s) ds$$

$$R(t) = 1 - \int_t^{\infty} f(s) ds$$

Al derivar se obtiene la función de la confiabilidad:

$$f(t) = \frac{d(R(t))}{dt}$$

2.2.7 DISTRIBUCIONES

La distribución estadística se define por la función de densidad de probabilidad o pdf.

Existen diferentes tipos de distribuciones:

- Exponencial
- Weibull
- Lognormal
- Gamma generalizada
- Normal
- Logística
- Log logística
- Gumbell
- Modelos mixtos (weibull mixta)
- Modelos de modos de falla competitivos (CFM)

Las distribuciones que representan de mejor manera los datos de vida se llaman normalmente distribuciones de vida.

2.2.7.1 Distribución exponencial

La distribución exponencial es una de las más simples, por lo que frecuentemente se utiliza de manera errónea debido a su facilidad. Esta distribución se muestra en la figura 2.13.

La pdf de la distribución exponencial se define como:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Donde:

t: Tiempo

λ : Parámetro de la distribución

La función de confiabilidad para la distribución exponencial se obtiene sustituyendo los datos específicos en la ecuación previamente desarrollada:

$$R(t) = 1 - \int_0^t \lambda e^{-\lambda s} ds$$

$$R(t) = 1 - [1 - e^{-\lambda t}]$$

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

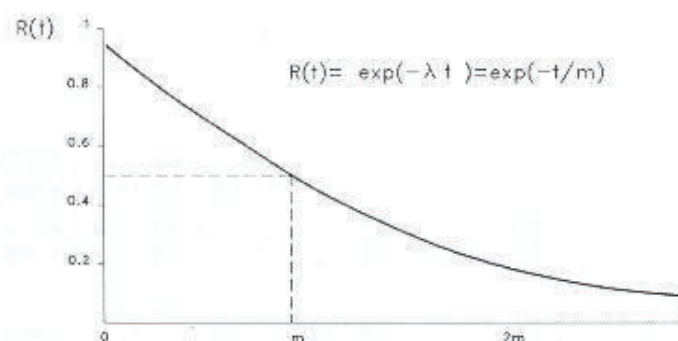


Figura 2.13: Distribución exponencial⁴

⁴ http://www.jmcprl.net/ntps/@datos/ntp_316.htm

2.2.7.2 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es la más ampliamente utilizada en el análisis de confiabilidad ya que es muy flexible, la cual se muestra en la figura 2.14. El comportamiento de la tasa de falla en la distribución de weibull tiene forma creciente, decreciente o constante.

Existe la distribución de weibull de 2 y 3 parámetros, siendo la de dos parámetros la más utilizada. La pdf de esta distribución con 3 parámetros es:

$$f(T) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{T - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{T - \gamma}{\eta} \right)^\beta}$$

Donde:

η : Parámetro de escala o vida característica

β : Parámetro de forma o inclinación

γ : Parámetro de localización o vida mínima

Si $\gamma=0$, la distribución weibull de 3 parámetros se convierte en una de 2 y se obtiene la siguiente pdf:

$$f(T) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{T}{\eta} \right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{T}{\eta} \right)^\beta}$$

2.2.7.2.1 Parámetro beta (β)

β es el parámetro de forma o inclinación de la distribución weibull. Si varía este valor, se altera la forma de la pdf. Beta es un número puro adimensional.

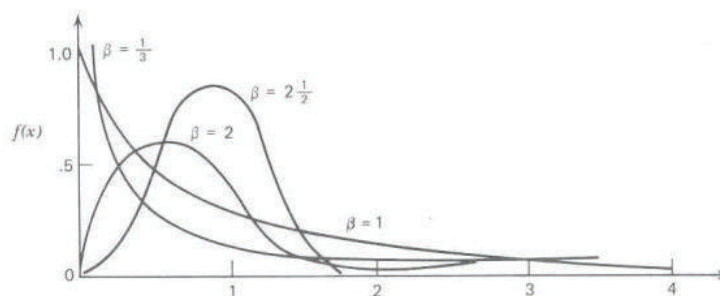


Figura 2.14: Efectos de la variación de β en la distribución de weibull⁵

2.2.7.2.2 Parámetro eta (η)

Eta es el parámetro de escala de la distribución weibull, tiene las mismas unidades que T, por ejemplo horas, millas, ciclos, etc.

2.2.7.2.3 Parámetro gamma (γ)

El parámetro gamma γ representa la localización de la distribución weibull y tiene las mismas unidades de T al igual que el parámetro η . Representa un desplazamiento en el eje x, es decir que se cambia el punto de inicio de la distribución, el cual es diferente de cero.

Si tiene un valor positivo significa que las fallas ocurrirán únicamente después del tiempo equivalente al valor de γ , es decir que la confiabilidad es del 100% previo al tiempo γ , como se muestra en la figura 2.15.

⁵ <http://confiabilidad.net/articulos/distribucion-weibull/>

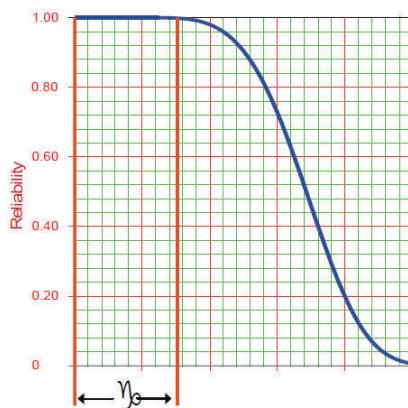


Figura 2.15: Parámetro η positivo³

Si tiene un valor negativo significa que el equipo o sistema analizado tiene fallas prematuras o por un mantenimiento mal realizado, como se muestra en la figura 2.16.

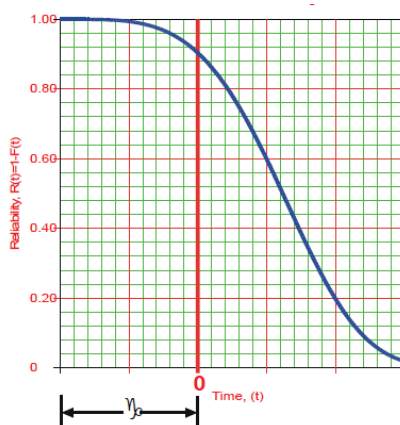


Figura 2.16: Parámetro η negativo³

2.3 VÁLVULAS DE ALIVIO (PSV)

Las válvulas de alivio de presión también llamadas válvulas de seguridad o de alivio, son las encargadas de liberar un fluido cuando la presión interna supera el límite establecido. El objetivo de colocación de estos dispositivos es evitar la explosión o el fallo de un equipo o tubería debido al exceso de presión. Su estructura interna se muestra en la figura 2.17.

Las válvulas de alivio de presión se utilizan ampliamente en la industria y son obligatorias en el transporte de fluidos sometidos a altas presiones. Estas válvulas deben estar colocadas en el exterior en lugares visibles, de tal manera que el operador pueda observarlas y si existe una fuga toma las acciones necesarias ya que indica una falla del sistema normal de regulación.

Si se transporta gases o líquidos peligrosos la liberación del fluido debido a la sobre presión debe realizarse en contenedores especiales donde no represente un peligro para los trabajadores o el medio ambiente.

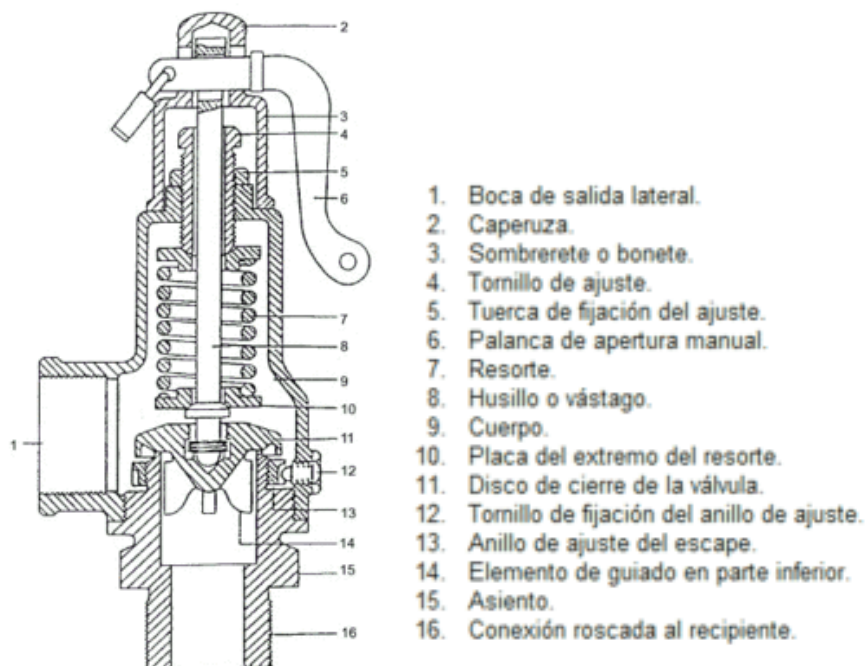


Figura 2.17: Esquema de una válvula de alivio⁶

2.3.1 TIPOS DE VÁLVULAS DE ALIVIO

2.3.1.1 Válvulas mecánicas

El mecanismo de este tipo de válvulas consiste en un tapón que mantiene cerrado el escape mediante un resorte lo cual evita la fuga del fluido de trabajo. Cuando la presión interna del fluido supera la presión del resorte, el tapón cede y se expulsa el

⁶ http://es.wikipedia.org/wiki/V%C3%A1lvula_de_alivio_de_presi%C3%B3n

fluido al exterior. Cuando la presión interna regresa a su valor seguro, el tapón regresa a su posición original, como se muestra en la figura 2.18.



Figura 2.18: Válvula mecánica CROSBY⁷

2.3.1.2 Válvulas eléctricas

Las válvulas eléctricas de alivio de presión disponen de un presostato y una electroválvula. El presostato que envía señales eléctricas se ajusta de tal manera que dispare la electroválvula a una presión dada, como se muestra en la figura 2.19.



Figura 2.19: Válvula de alivio eléctrica⁸

2.3.1.3 Válvulas electrónicas

Las válvulas electrónicas de alivio de presión son los sistemas más avanzados. En lugar de un presostato tiene un transductor de presión que es el encargado de enviar una señal a un cuarto de control donde el operador de manera manual o mediante el

⁷ <http://valves.pentair.com/valves/brands/crosby/>

⁸ <http://www.aguamarket.com/productos/productos.asp?producto=16448&nombreproducto=valvulas+electricas>

uso de una computadora, decide a que presión debe abrirse o cerrarse la electroválvula, como se muestra en la figura 2.20.

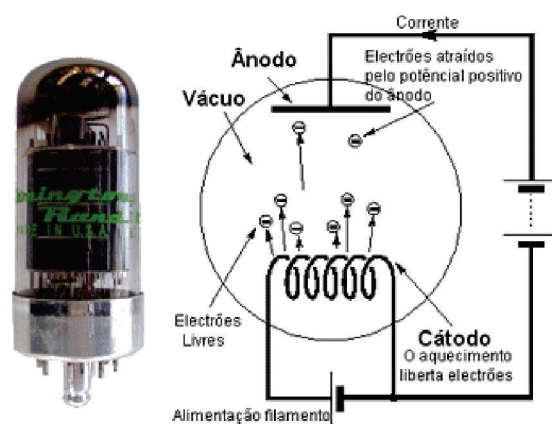


Figura 2.20: Válvula de alivio electrónica⁹

⁹ <http://www.electronica-pt.com/valvulas>

CAPÍTULO 3

EVALUACIÓN DE RIESGO

3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS

Para realizar adecuadamente la inspección basada en riesgo se realiza la clasificación de las válvulas de alivio PSV según el modelo y la presión de ajuste o set pressure ya que trabajan bajo las mismas condiciones, además de que el fluido que circula por su cuerpo es el mismo, por lo que es posible analizarlas en conjunto.

En las diferentes estaciones de OCP se han encontrado en total 756 válvulas que se dividen en 24 modelos, que junto con la cantidad de válvulas por modelo se presentan en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Número de válvulas PSVs según el modelo

NÚMERO	MARCA	CÓDIGO	NÚMERO DE VÁLVULAS
1	Ari Safe	AV2	8
2	Aras	AX1	4
3	Bosch	BV	9
4	Braukmann	BX1	4
5	Crosby	C	299
6	Dresser	DRC	2
7	Fisher	FH	44
8	Kingston	FK1	6
9	Gotze	GZ1	26
10	Helbert	HK1	4
11	Mipel	HR1	4
12	Circle Seal	IK2	2
13	Kracht HVF	KR	26
14	Kunkle	KU	73

Continua...

15	Lesser	LS1	44
16	RED	MF2	2
17	Mankenberg	MK1	4
18	Niezugodka	NI	67
19	Nupro	NP	6
20	Sperre	SR	26
21	Taylor	TA1	41
22	TUV	TU	27
23	Varec	VA	26
24	Sin modelo	-	2
TOTAL			756

Dentro de los grupos formados por los modelos de las válvulas, se obtienen 97 subgrupos donde se toma en cuenta además del modelo, la presión de ajuste y el fluido que circula a través del cuerpo de la PSV. Cada uno de estos subgrupos se presentan en el Anexo A.

3.2 ANÁLISIS CUALITATIVO¹⁰

Una vez obtenidos los subgrupos anteriormente mencionados se procede a realizar a cada uno de ellos un análisis cualitativo que se basa en el formato presentado en el apéndice A (workbook for qualitative risk-based inspection analysis) de la norma API PUBLICATION 581 Risk-Based Inspection Base Resource Document, el cual se muestra en el anexo B del presente proyecto.

Debido a un trabajo realizado previamente en OCP de la empresa GIE S.A. se dispone de un formato basado en el de la norma, con ciertas modificaciones realizadas para el funcionamiento específico del oleoducto.

¹⁰ Norma API Publication 581 Risk-Based Inspection Base resource Document, Mayo 2010

Este formato utilizado dispone de tres partes:

- Probabilidad de falla
- Consecuencia de falla
- Riesgo final

3.2.1 PROBABILIDAD DE FALLA CUALITATIVA O POF CUALITATIVO

Para el cálculo de la probabilidad de falla o POF (Probability Of Failure) se evalúan diferentes factores a cada uno de los cuales les corresponde un valor numérico y cuya suma es el valor final de probabilidad, el cual se ubicará en una categoría de acuerdo a la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Categorización de la probabilidad de falla

CATEGORÍA DE PROBABILIDAD	VALOR DE PROBABILIDAD
1	0 – 15
2	16 – 25
3	26 – 35
4	36 – 50
5	Más de 50

Los rangos establecidos previamente son los mismos que se establecen en la norma API Publication 581 Risk Based Inspection Base Resource.

3.2.1.1 Factor de equipamiento o Equipment Factor (EF)

Se relaciona con el tipo de equipamiento, tomando en consideración la probabilidad de falla para cada tipo de evento. El análisis cualitativo se pretende realizar a tres niveles:

1. Unidad: Se evalúa una unidad completa. Se utiliza para comparar y priorizar unidades operativas basándose en el riesgo de operación.

2. Sección de una unidad operativa: Una unidad operativa puede ser separada en secciones funcionales para identificar la parte que represente mayor riesgo.
3. Sistema o unidad: Es el mayor nivel que se puede alcanzar con el análisis cualitativo.

El IBR puede ser aplicado a diferentes equipos, sin embargo para el desarrollo de este proyecto se escogerá la opción de recipientes a presión ya que las válvulas de alivio se consideran siempre dentro de esta categoría.

En la tabla 3.3 se presentan los diferentes posibles valores del factor de equipamiento de acuerdo al equipo que se esté analizando.

Tabla 3.3: Valoración del factor EF de acuerdo al equipo

<i>EQUIPO</i>	<i>EF</i>
Filtro	14
Columna	12
Reactor	12
Recipiente a presión	10
Tanque de almacenamiento atmosférico	10
Intercambiador de calor	10
Tubos de fuego de hornos	8
Tubería de diámetro ≤ 4 pulgadas	6
Tubería de diámetro entre 4 y 10 pulgadas	3
Tubería de diámetro mayor a 10	0

3.2.1.2 Factor de daño o Damage Factor (DF)

Es una medida del riesgo asociado con mecanismos de daño conocidos y que están potencialmente activos en la unidad.

En una unidad se puede presentar más de un mecanismo de daño por lo que es posible asignar más de un factor de daño a cada equipo analizado.

Los diferentes mecanismos de daño con su respectiva valoración se presentan en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Valoración del factor DF

MECANISMO DE DAÑO	DF
Corrosión cracking en aceros al carbono o aleaciones	7
Fractura frágil	6
Fatiga	6
Ataque por hidrógeno	5
Corrosión cracking en aceros inoxidable austeníticos	5
Corrosión localizada	5
Corrosión generalizada	4
Creep	2
Degradación de materiales, carburización, esferoidización	2
Otros mecanismos de daño activos	2
Potenciales mecanismos de daño que no han sido evaluados	1

3.2.1.3 Factor de inspección o Inspection Factor (IF)

Provee una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su capacidad para identificar los mecanismos de daño activos en la unidad.

Este factor es evaluado en dos partes:

- Inspección de recipientes o tuberías
- Programa de inspección global

3.2.1.3.1 Inspección de recipientes o tuberías (IF1)

Permite medir la efectividad del programa de inspección de los recipientes o tuberías para identificar los mecanismos de falla presentes.

Las diferentes opciones del primer factor de inspección se presentan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Valoración del factor IF1

PROGRAMA DE INSPECCIÓN	IF1
El programa de inspección es extensivo y se utiliza una variedad de métodos de inspección y monitoreo	-5
El programa de inspección formal se realiza principalmente por inspección visual (IV) y/o control de espesores (US)	-2
No existe un programa de inspección formal	0

El programa de inspección aplicado para cada elemento es el mismo en todo el oleoducto y según la tabla anterior, se escoge la segunda opción que es la que más se ajusta al tipo de inspecciones que realiza OCP.

3.2.1.3.2 Programa de inspección global (IF2)

Permite evaluar qué tan comprensible es el diseño del programa de inspección y si los resultados de la inspección evaluados se usan para modificar el programa de inspección actual. Las diferentes opciones del segundo factor de inspección se presentan en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Valoración del factor IF2

INFLUENCIA DE LOS MECANISMOS DE DAÑO EN EL PROGRAMA DE INSPECCIÓN	IF1
Los mecanismos de daño fueron identificados y el programa de inspección es modificado en base a los resultados del programa por un ingeniero.	-5
El diseño del programa de inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño o no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección.	-2
El diseño del programa de inspección excluye la identificación de los mecanismos de daño y no incluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección	0

En OCP se excluye la evaluación crítica de los resultados de la inspección, pero si se incluye la identificación de los mecanismos de daño por lo que se escoge la segunda opción para todas las válvulas de alivio analizadas. De no cumplirse las dos proposiciones, se debería escoger la tercera opción.

3.2.1.4 Factor de condición o Condition Factor (CCF)

Este factor evidencia la condición física de cada equipo analizado desde la perspectiva del mantenimiento. Se realiza una simple evaluación de la condición y mantenimiento aparentes de cada equipo a través de un examen visual.

Este factor se evalúa en tres partes:

- Condición del equipo
- Calidad de diseño y construcción del equipo
- Efectividad del programa de mantenimiento del equipo

Las opciones dentro de cada parte a evaluar de este factor son las mismas ya que se realiza una comparación con otras industrias de actividades similares.

Las opciones del factor de condición se presentan en la tabla 3.7.

Tabla 3.7: Valoración del factor CCF

COMPARACIÓN CON LA INDUSTRIA	CCF
Significativamente mejor que el estándar de la industria	0
Igual al estándar de la industria	2
Significativamente peor que el estándar de la industria	5

3.2.1.5 Factor de proceso o Process Factor (PF)

Este factor da una medida de las potenciales operaciones anormales o condiciones inesperadas que conduce a una pérdida del fluido contenido.

El factor de proceso se evalúa en tres partes:

- Número de paradas de planta anuales

- Estabilidad del proceso
- Servicio

3.2.1.5.1 Número de paradas de planta (PF1)

Representa el número de paradas de planta anuales ya sean programas o no. El valor se toma de la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Valoración del factor PF1

NÚMERO DE PARADAS	PF1
0 – 1	0
2 – 4	1
5 – 8	3
9 – 12	4
Más de 12	5

En el 2012 se registraron 83 paradas no programas, en el 2013 no hay registros y en el 2014 se dieron 91 paradas no programas, razón por la cual se escoge la opción que hay más de 12 paradas anuales.

3.2.1.5.2 Estabilidad del proceso (PF2)

Este factor evalúa netamente la estabilidad del proceso en el cual se encuentra inmerso el equipo analizado. Los valores a asignarse se observan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Valoración del factor PF2

PROCESO	PF2
El proceso es extremadamente estable	0
Solamente circunstancias inusuales podrían causar condiciones inestables	1
Existen condiciones inestables que causan daño acelerado del equipo	3
Posibilidad de pérdida de control inherente al proceso	5

Los procesos utilizados en OCP son estables, sin embargo hay circunstancias inusuales que podrían generar condiciones inestables, por lo que se escoge la segunda opción.

3.2.1.5.3 Servicio (PF3)

Este factor evalúa la contaminación que produce el servicio que se ofrece. Los valores a asignarse se observan en la tabla 3.10.

Tabla 3.10: Valoración del factor PF3

SERVICIO	PF3
Servicio limpio sin probabilidad de taponamiento	0
Servicio ligeramente contaminante o con probabilidad de taponamiento	1
Servicio significativamente contaminante o con probabilidad de taponamiento	3

Se considera que el servicio es limpio y sin probabilidad de taponamiento ya que dentro de las tuberías no hay formación de parafina que se forma a altas temperaturas.

3.2.1.6 Factor de diseño mecánico o Mechanical Design Factor (MDF)

Mide el factor de seguridad dentro del diseño de la unidad, es decir si está diseñado bajo estándares y que tan particular o complejo es el diseño de la unidad.

La determinación de este factor consta de cuatro partes:

- Código de diseño
- Condiciones de diseño
- Datos de diseño
- Planos

3.2.1.6.1 Código de diseño (MDF1)

En este factor se establece si se han usado normas o códigos para la fabricación del equipo. Se escoge el valor del factor según la tabla 3.11.

Tabla 3.11: Valoración del factor MDF1

CÓDIGO DE DISEÑO	MDF1
El equipo no fue diseñado por códigos o estándares	4
Al diseñar no se tuvo en cuenta el tipo de servicio y operación	3
El equipo fue diseñado y mantenido con los códigos del tiempo en que fue construido	2
El equipo fue diseñado y mantenido con los códigos actuales	0

Las válvulas de alivio adquiridas por OCP son de marcas que certifican que los equipos son construidos bajo normas, pero aquellas que han estado vigentes en el momento de la construcción, por lo que se debe escoger la tercera opción.

3.2.1.6.2 Condiciones de diseño

Este factor se evalúa en base a la presión y a la temperatura de diseño del equipo. El valor de este factor se toma de la tabla 3.12.

Tabla 3.12: Valoración del factor MDF2

CÓDIGO DE DISEÑO	MDF1
El proceso es único o inusual o cualquiera de las condiciones de diseño son extremas (presión mayor a 10000 psi y temperatura mayor a 1500 F)	4
Presión entre 2000 y 10000 psi y/o temperatura entre 1125 y 1500 F	3
Presión entre 700 y 2000 psi y/o temperatura entre 750 y 1125 F	2
Presión entre 285 y 700 psi y/o temperatura entre 375 y 750 F	1
El proceso es común con condiciones de diseño normales	0

3.2.1.6.3 Datos de diseño (MDF3)

Este factor permite medir la disponibilidad de los datos de diseño de los equipos. Los valores se toman de la tabla 3.13.

Tabla 3.13: Valoración del factor MDF3

CÓDIGO DE DISEÑO	MDF3
Se cuenta con todos los datos para realizar el cálculo de acuerdo con el código de diseño	0
No se cuenta con todos los datos necesarios para realizar el cálculo de acuerdo con el código de diseño	1

3.2.1.6.4 Planos

Este factor indica la existencia o no de datos importantes y relevantes de los planos de los equipos. El valor de este factor se toma de la tabla 3.14.

Tabla 3.14: Valoración del factor MDF4

PLANOS	MDF4
Se cuenta con todos los planos de diseño y proceso	0
No se cuenta con todos los planos o faltan datos significativos en los planos existentes	1

En OCP se dispone de todos las P&ID (Piping and Instrument Diagram) pero existen algunas excepciones por lo que es de vital importancia revisar previamente si existe o no esta información para seleccionar la opción adecuada para este factor.

Finalmente el formato de determinación de la probabilidad se presenta en las figuras 3.1 y 3.2.

PROBABILIDAD			
FACTOR	Criterio	Puntaje	
Factor de Equipamiento Se relaciona con el tipo de equipamiento, tomando en consideración la probabilidad de falla para cada tipo de evento (aguejeros de 1/4", y reventon). Seleccionar el Tipo de Equipamiento	Columna	12	
	DF1	Corrosión_localizada	5
	DF2	Corrosion_Cracking_en_aceros_al_carbono_o_aleaciones	7
	DF3	No_seleccionado	0
	DF4	No_seleccionado	0
Factor de Inspección Provee una medida de la efectividad del programa de inspección actual y su capacidad para identificar los mecanismos de daño activos en la unidad. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subitems	IF1: Inspección de Recipientes o Cañerías	Programa_de_inspección_formal_principalmente_IV_y_US	-2
	IF2: Programa de inspección global	El_diseño_del_programa_de_inspección_excluye_la_identificación_de_los_mecanismos_de_daño_o_no_incluye_la_evaluación_crítica_de_los_resultados_de_la_inspección	-2

Figura 3.1: Formato de cálculo de la probabilidad de falla cualitativa

Factor de Condición Da cuenta de la condición física de cada equipamiento analizado desde una perspectiva de mantenimiento. Se realiza una simple evaluación de la condición y mantenimiento aparentes de cada equipamiento a través de un examen visual. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subitems	CCF1: Condición del equipo	Igual al standard de la industria	2
	CCF2: Calidad de Diseño y Construcción del equipo	Igual al standard de la industria	2
	CCF3: Efectividad del programa de Mantenimiento	Igual al standard de la industria	2
Factor de Proceso Es una medida de las potenciales operaciones anormales o condiciones inesperadas que conducen a una pérdida de control. Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los	PF1: Número de paradas de planta (planeadas o no)	MAS DE 12	5
	PF2: Estabilidad del proceso	Solamente circunstancias inusuales podrían causar condiciones inestables	1
	PF3: Servicio	Servicio limpio sin probabilidad de taponamiento	0
	MDF1: Código de Diseño	El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos del tiempo en que fue construido	2
	MDF2: Condiciones de Diseño	El proceso es común con condiciones de diseño normales	0
	MDF3: Datos de Diseño	Se cuenta con todos los datos para realizar el cálculo de acuerdo con el código de diseño	0
	MDF4: Planos	Se cuenta con todos los planos de diseño y proceso	0
		PUNTAJE TOTAL DE PROBABILIDAD	34
		CATEGORIA DE PROBABILIDAD	3

Figura 3.2: Formato utilizado para el cálculo de la probabilidad de falla cualitativa (continuación)

3.2.2 CONSECUENCIA DE FALLA (COF) CUALITATIVA

Para el cálculo de la consecuencia de falla o COF (Consequence Of Failure) se evalúan diferentes factores a cada uno de los cuales les corresponde un valor numérico y cuya suma es el valor de consecuencia, el cual se ubicará en una categoría de consecuencia según la tabla 3.15.

Tabla 3.15: Categorización de la consecuencia de falla

CATEGORÍA DE CONSECUENCIA	VALOR DE CONSECUENCIA
A	0 – 30
B	31 – 45
C	46 – 60
D	61 – 75
E	Más de 75

3.2.2.1 Factor químico o Chemical Factor (CF)

Este factor representa la tendencia inherente del químico para la ignición. Se deriva como una combinación del factor de inflamabilidad (flas factor) y su factor de reactividad.

3.2.2.1.1 Factor de reactividad

Este factor se determina con el NFPA Reactivity Hazard Rating System que es un rombo amarillo donde nos brinda esta información, como se muestra en la figura 3.3.

3.2.2.1.2 Factor de inflamabilidad

Se determina de la misma manera que el factor anterior, es decir utilizando el NFPA Reactivity Hazard Rating System, pero el valor a tomar es el situado en el rombo rojo, como se muestra en la figura 3.3.



Figura 3.3: Indicaciones de un fluido según la NFPA¹¹

Una vez obtenidos estos dos factores se procede a determinar el factor químico según la tabla 3.16.

Tabla 3.16: Valores del factor químico

		FACTOR DE REACTIVIDAD			
		1	2	3	4
FLASH FACTOR	1	7	9	12	15
	2	10	12	15	20
	3	12	15	18	25
	4	13	15	20	25

Los fluidos que se analizan son los que circulan por las válvulas de alivio y son:

- Fuel oil o crudo combustible
- Crude oil o crudo
- Diesel
- LPG o gas licuado de petróleo
- Hot oil o aceite térmico
- Aire
- Lube oil o aceite lubricante

¹¹ <http://navarrof.orgfree.com/Docencia/Quimica/UT1/Reactivos.htm>

- Nitrógeno
- Espuma contra incendios

Para el desarrollo del IBR se necesitan algunos datos de los fluidos previamente mencionados, por lo que en la tabla C.1 del anexo C, se muestra un cuadro resumen de dichos fluidos con las propiedades más importantes, relevantes y necesarias.

3.2.2.2 Factor de cantidad o Quantity Factor (QF)

Representa la cantidad más grande de material liberado que razonablemente podría esperarse de un evento de una unidad. Los rangos de la cantidad liberada se escogen de la tabla 3.17.

Para calcular la masa del posible derrame se recurrió a la información proporcionada en los planos isométricos donde se observan las dimensiones de las tuberías, sus diámetros y los diferentes accesorios, especialmente válvulas que serán el límite a considerarse para este cálculo ya que al cerrarse habrá un máximo de fluido liberado.

Tabla 3.17: Valoración del factor QF

CANTIDAD LIBERADA	QF
Menos de 1000 libras	15
Entre 1000 y 2000 libras	20
Entre 2000 y 10000 libras	25
Entre 10000 y 30000 libras	28
Entre 30000 y 80000 libras	31
Entre 80000 y 200000 libras	34
Entre 200000 y 700000 libras	37
Entre 700000 y 1 millón de libras	39
Entre 1 millón y 2 millones de libras	41
Entre 2 millón y 10 millones de libras	45
Más de 10 millones de libras	50

Para observar el cálculo de este factor, se tomará como ejemplo la válvula PSV-01006C.

Según los planos isométricos la longitud existente entre la PSV y la válvula más cercana es de 2.37 metros y el diámetro de la tubería es de 10 pulgadas, al aplicar la fórmula del volumen derramado, expresado en la siguiente ecuación, se obtiene un volumen de 481155234.3 mm³.

$$V = \pi r^2 L$$

Donde:

V: volumen

r: radio de la tubería

L: longitud de la tubería

Una vez obtenido el volumen, se aplica la fórmula de la densidad, obteniendo así la masa posible para liberarse, que en este ejemplo es de 981.21 libras, por lo que se selecciona la primera opción (menos de 1000 libras).

$$m = \rho \times V$$

Donde:

m: masa a liberarse

ρ : densidad del fluido

3.2.2.3 Factor de estado o State Factor (SF)

Es una medida de cuán rápido un material liberará vapores a la atmósfera. Se determina considerando la temperatura de ebullición a presión atmosférica. El valor de este factor se asigna en base a los rangos expuestos en la tabla 3.18.

Tabla 3.18: Valoración del factor SF

TEMPERATURA DE EBULLICIÓN [F]	SF
Menor a -100	8
Entre -100 y 100	6
Entre 100 y 250	5
Entre 250 y 400	1
Mayor a 400	-3

3.2.2.4 Factor de autoignición o Autoignition Factor (AF)

Este factor se incluye ya que es importante tener en cuenta la probabilidad de autoignición de un fluido. Se establece en base a la temperatura de autoignición (AIT) y temperatura de ebullición (Tb) del fluido que circula por la PSV. El valor de este factor se determina mediante la tabla 3.19.

Tabla 3.19: Valoración del factor AF

TEMPERATURA DE PROCESAMIENTO DEL FLUIDO	AF
Por debajo de su AIT	-10
Por encima de su AIT y su Tb es mayor a 0F	3
Por encima de su AIT y su Tb está entre 0F y 300F	7
Por encima de su AIT y su Tb es mayor a 300F	13

3.2.2.5 Factor de presión o Pressure Factor (PRF)

Es una medida de cuán rápidamente puede escapar el fluido. En general, los gases o líquidos procesados a alta presión (mayor que 150 psi) tienen mayor probabilidad de liberación rápida, es decir instantánea, con más severas consecuencias que una liberación continua. Este factor se escoge de acuerdo a la fase y a la presión con la que circula el fluido y se realiza en base a la tabla 3.20 presentada a continuación.

Tabla 3.20: Valoración del factor PRF

CONDICIÓN DE PROCESAMIENTO DEL FLUIDO	PRF
El fluido es un líquido	5
El fluido es un gas a una presión mayor a 150 psi	5
Ninguna de las condiciones anteriores es cierta	0

3.2.2.6 Factor de crédito o Credit Factor (CRF)

Toma en cuenta las características de seguridad planificadas en el equipo, las cuales pueden jugar un rol importante ya que pueden reducir las consecuencias de una liberación potencialmente catastrófica.

Para el cálculo de este factor se determinan 12 sub-factores que se presentan en las tablas 3.21, 3.22 y 3.23, con sus respectivas opciones y valoraciones a escogerse para determinar el valor total del factor de crédito CRF.

Tabla 3.21: Valoración de 10 factores CRF

TIPO DE FACTOR	SÍMBOLO	OPCIONES	CRF
Detección	CRF1	Detección de gas del 50% o más	-1
		No cumple	0
Protección	CRF2	El equipamiento del proceso es operado normalmente bajo atmósfera inerte	-1
		No cumple	0
Protección	CRF3	Los sistemas de protección permanecen intactos durante un incidente mayor	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF6	Hay paredes alrededor del equipo más crítico	-1
		No cumple	0

Continua...

Mitigación	CRF7	Hay vertedero o desaguadero en el cual desagotar el 75% o más del material en menos de 5 minutos con un 90% de confiabilidad	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF8	Hay material a prueba de fuego en cables y/o estructuras	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF9	Hay suministro de agua al menos durante 4 horas	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF10	Hay sistema de extinción con espuma	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF11	Hay monitores de agua que puedan alcanzar todas las áreas afectadas	-1
		No cumple	0
Mitigación	CRF12	Hay un sistema probado como efectivo para mitigar al menos el 90% del fluido	-1
		No cumple	0

Tabla 3.22: Valoración del factor CRF4

FACTOR DE AISLACIÓN	CRF4
El recipiente que contiene el material puede aislarse automáticamente	-6
La instrumentación es remota con una iniciación manual	-4
La aislación es operada manualmente	-2
No cumple ninguna de las condiciones anteriores	0

Tabla 3.23: Valoración del factor CRF5

FACTOR DE AISLACIÓN	CRF5
La aislación del equipo puede controlarse en forma remota y la instrumentación está protegida contra el fuego y explosiones	-3
La aislación del equipo puede controlarse en forma remota y la instrumentación está protegida solo contra el fuego	-2
La aislación del equipo puede controlarse en forma remota y no hay protección contra el fuego o explosiones	-1
No cumple ninguna de las condiciones anteriores	0

3.2.2.7 Factor tóxico o Toxic Quantity Factor (TF)

Es una medida de la toxicidad del material. Este factor se escoge de acuerdo a la NFPA, cuyos valores de cada fluido se presentan en la tabla C.1 en la columna del factor de salud. En la tabla 3.24 se presentan todos los factores de salud con su respectivo valor numérico.

Tabla 3.24: Valoración del factor TF

FACTOR DE SALUD	TF
NFPA Factor de salud 0	0
NFPA Factor de salud 1	7
NFPA Factor de salud 2	12
NFPA Factor de salud 3	18
NFPA Factor de salud 4	25

3.2.2.9 Factor de población o Population Factor (PPF)

Mide el número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por un evento inflamable o tóxico.

El valor de este factor se toma de la tabla 3.25 que se muestra a continuación:

Tabla 3.25: Valoración del factor PPF

NÚMERO DE PERSONAS EN UN RADIO DE 400 METROS	PPF
Menos de 10	0
Entre 10 y 100	7
Entre 100 y 1000	15
Entre 1000 y 10000	20

En cada una de las estaciones existen alrededor de 10 operadores por turno, además de 4 personas encargadas de la limpieza, organización de las habitaciones, cocina y mantenimiento del campamento, y alrededor de las estaciones no existen asentamientos poblacionales, por lo que la cantidad de personas es de 14. Debido a este número de personas se debe escoger la segunda opción cuyo rango está entre 10 y 100 personas en un radio de 400 metros.

3.2.2.9 Factor de interrupción de negocios o Business Interruption Factor (BIF)

En este factor se incorporan consideraciones de la criticidad, costos y tiempos de reparación o reemplazo de los equipos ante un eventual incidente que derive en una parada de planta no programada. El cálculo de este factor se divide en tres parámetros:

- Criticidad del equipo
- Tiempo de parada por equipamiento
- Costo de reemplazo o reparación de equipamiento

3.2.2.9.1 Criticidad del equipo

Este factor evidencia si el equipo se halla o no fuera de servicio. Para determinar su valor numérico se debe referir a la tabla 3.26.

Tabla 3.26: Valoración del factor BIF1

CRITICIDAD DEL EQUIPO	BIF1
No se puede entregar el producto debido a una significativa baja en la calidad del mismo o el equipo es considerado crítico	10
Se entrega el producto pero se obtiene una reducción en la calidad del mismo o el equipo es considerado como de criticidad media	5
No se impacta en la calidad del producto o el equipo es considerado de criticidad baja o no crítico	0

3.2.2.9.2 Tiempo de parada por equipamiento

En este factor se toma en cuenta el equipo que protege y el tiempo que se emplee en parar el equipo por reparaciones o mantenimiento. Los valores a escogerse se toman de la tabla 3.27.

Tabla 3.27: Valoración del factor BIF2

EQUIPO	BIF2
Filtro	2
Columna	10
Reactor	9
Recipiente a presión	5
Tanque de almacenamiento atmosférico	3
Intercambiador de calor	4
Tubos de fuego de hornos	4
Tubería de diámetro ≤ 4 pulgadas	1
Tubería de diámetro entre 4 y 10 pulgadas	3
Tubería de diámetro mayor a 10	4

3.2.2.9.3 Costo de reemplazo o reparación del equipo

En este factor se toma en cuenta el equipo que protege la PSV y en base a su costo de reemplazo se determina un valor numérico, el cual se observa en la tabla 3.28.

Tabla 3.28: Valoración del factor BIF3

EQUIPO	BIF3
Filtro	3
Columna	10
Reactor	6
Recipiente a presión	4
Tanque de almacenamiento atmosférico	8
Intercambiador de calor	4
Tubos de fuego de hornos	5
Tubería de diámetro ≤ 4 pulgadas	1
Tubería de diámetro entre 4 y 10 pulgadas	1
Tubería de diámetro mayor a 10	2

Finalmente el formato de determinación de la consecuencia se presenta en las figuras 3.4, 3.5 y 3.6.

FACTOR		CONSECUENCIA		Puntaje
		Criterio		
Factor Químico Tendencia inherente del químico para la ignición. Se deriva como una combinación del factor de transmisión del material y su factor de reactividad. Seleccionar del cuadro el factor combinando los valores NFPA de factor de reactividad y flash factor	CF1	Factor de Reactividad	0	6
		Flash Factor	2	
		Menor de 1000 libras	15	
		Tb mayor a 400F	-3	
Factor de Cantidad Representa la cantidad más grande de material liberado que razonablemente podría esperarse de un evento de una unidad Seleccionar la opción adecuada	QF1	El fluido es procesado por debajo de su AIT	-10	
Factor de Estado Es una medida de cuan rápido un material liberará un vapor a la atmósfera. Se determina considerando la temperatura de ebullición a presión atmosférica. Seleccionar la opción adecuada basado en la Temperatura de Ebullición (Tb)	SF1			
Factor de Autoignición Se incorpora para tener en cuenta la probabilidad de autoignición de un fluido. Seleccionar la opción adecuada basado en la Temperatura de Autoignición (AIT) y de Ebullición (Tb)	AF1			

Figura 3.4: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa

<p>Factor de presión Es una medida de cuan rápidamente puede escapar el fluido. En general, los gases o líquidos procesados a alta presión (mayor que 150 psi) tienen mayor probabilidad de liberación rápida (del tipo instantánea), con más severas consecuencias que una liberación del tipo continua Seleccionar la opción adecuada</p>	<p>PRF1</p>	<p>El fluido procesado es un líquido</p>	<p>5</p>
<p>Factor de crédito Se determina para tener en cuenta las características de seguridad planificadas en la unidad. Estas características de seguridad pueden jugar un rol importante al reducir las consecuencias de una liberación potencialmente catastrófica Seleccionar la opción adecuada para cada uno de los subítems</p>	<p>CRF1: Detección CRF2: Protección CRF3: Protección CRF4: Aislación CRF5: Aislación CRF6: Mitigación CRF7: Mitigación CRF8: Mitigación CRF9: Mitigación CRF10: Mitigación CRF11: Mitigación CRF12: Mitigación</p>	<p>Detección de gas del 50 por ciento o más Sino Sino Sino Sino Sino Hay vertedero o desagadero en el cual desagotar el 75 por ciento o más del material en mos de 5 minutos con un 90 por ciento de confiabilidad Hay material a prueba de fuego en cables y/o estructuras Hay suministro de agua al menos durante 4 horas Hay sistema de extinción con espuma Hay monitores de agua que puedan alcanzar todas las áreas afectadas Hay un sistema probado como efectivo para mitigar al menos el 90 por ciento del fluido</p>	<p>-1 0 0 0 0 0 -1 -1 -1 -1 -1 -1</p>

Figura 3.5: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa (continuación)

Factor Tóxico Es una medida de la toxicidad del material. Seleccionar la opción adecuada con el valor NFPA de Factor de Salud	TF1		NFPA_Factor_de_Salud_3	18
Factor de Población Mide el número de personas que potencialmente pueden ser afectadas por un evento inflamable y o tóxico	PPF1		entre_10_y_100_personas_en_un_radio_de_400_metros	7
Factor de interrupción de Negocios Se incorporan consideraciones acerca de la criticidad, costos y tiempos de reparación o	BIF1: Criticidad del Equipo Si el equipo se halla fuera de servicio: BIF2: Tiempo de parada por equipamiento BIF3: Costo de reemplazo reparación de equipamiento		Se_entrega_el_producto_pero_se_obtiene_una_reduccion_en_la_cidadad_del_mismo_o_el_equipo_es_considerado_como_de_criticidad_media Columna_Parada Columna_reparación	5 10 10
PUNTAJE TOTAL DE CONSECUENCIA				56
CATEGORIA DE CONSECUENCIA				C

Figura 3.6: Formato utilizado para el cálculo de la consecuencia de falla cualitativa (continuación)

3.2.3 RIESGO TOTAL

Una vez determinadas la probabilidad y la consecuencia se procede a ubicar cada una de ellas en la matriz de riesgo, representada en la figura 3.7.

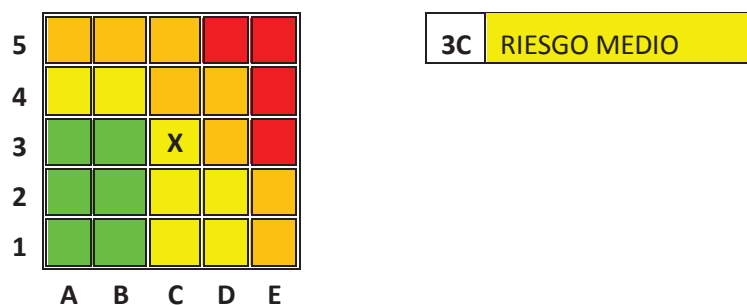


Figura 3.7: Matriz de riesgo cualitativa

Luego de realizar el análisis cualitativo a los diferentes grupos de válvulas se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 3.29 y representados gráficamente en las figuras 3.8 y 3.9.

Tabla 3.29: Resultados finales el análisis cualitativo

RIESGO	NÚMERO DE VÁLVULAS	PORCENTAJE
Bajo	471	62.30%
Medio	220	29.10%
Medio alto	65	8.60%
Alto	0	0%
TOTAL	756	100%

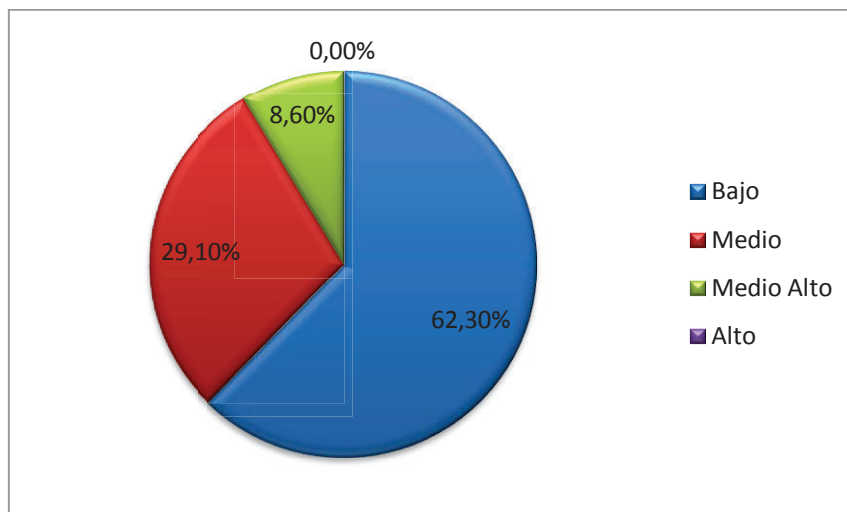


Figura 3.8: Porcentaje de válvulas según el riesgo

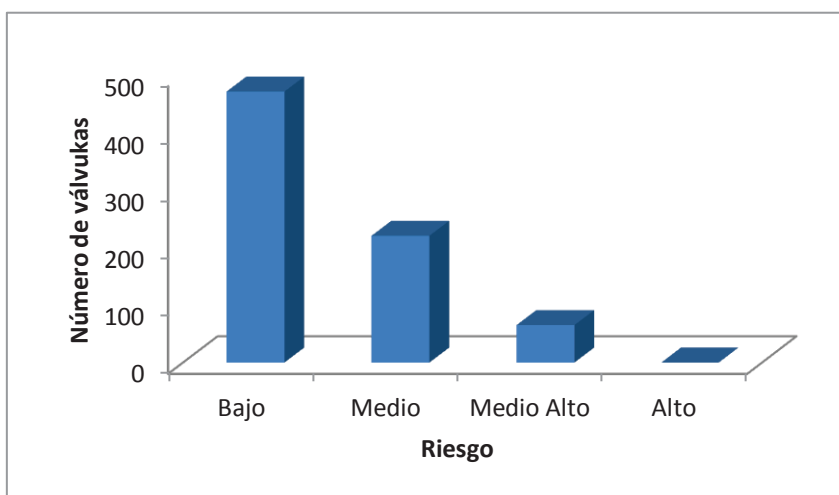


Figura 3.9: Clasificación de las válvulas según el riesgo

Una vez finalizado el análisis cualitativo se decide que el análisis cuantitativo se realizará:

- A todas las válvulas de riesgo medio alto para determinar el tiempo exacto de inspección.
- Al 20% de las válvulas de riesgo medio para observar su tendencia de tiempo óptimo de inspección y en base a estos resultados decidir el tiempo de inspección adecuado para este grupo.

- A las válvulas de riesgo bajo no se les realizará un análisis cuantitativo sino una inspección cada 5 años ya que es el tiempo máximo que permite la norma API 576 Inspection of Pressure-Relieving devices.¹²

3.3 ANÁLISIS CUANTITATIVO¹⁰

Para el desarrollo del análisis cualitativo se deben seguir las indicaciones especificadas en la norma API RP 581 Risk Based Inspection Technology, sección 7 que habla sobre las válvulas de alivio o PRD (Pressure Relief Devices), el cual está representado gráficamente en la figura 3.10.

Para el análisis de la probabilidad de falla se distinguen dos tipos de falla:

1. Falla al abrir (FAIL)
 - a. Atascamiento o falla al abrir
 - b. Apertura parcial
 - c. Apertura sobre la presión de ajuste

2. Leakage Failure (LEAK)
 - a. Fuga en la válvula
 - b. Apertura prematura
 - c. Válvulas se queda abierta

Se realiza el análisis de cada tipo de falla por separado, por lo que existe una probabilidad, una consecuencia y un riesgo para cada tipo de falla, para encontrar el riesgo final se debe realizar la suma de los dos riesgos parciales.

¹² Norma API RP 576 Inspection Pressure-Relieving Devices, Diciembre 2000, Segunda edición

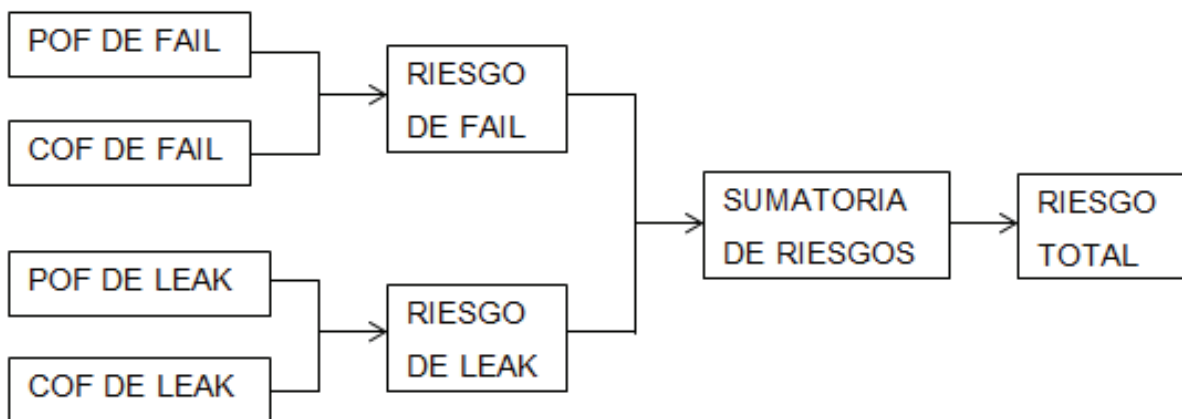


Figura 3.10: Proceso para el desarrollo del análisis cuantitativo

Una recomendación tomada de la norma es realizar el análisis de la probabilidad de falla utilizando la confiabilidad con una distribución de Weibull de dos parámetros.

El grupo de válvulas de riesgo medio alto en cuyos nombres se presenta la estación a la que pertenecen y el código de válvula, a los cuales se les realizará el análisis cuantitativo son:

- Amazonas_C01
- Amazonas_C02
- Amazonas_C31
- Amazonas_C33
- Cayagama_C01
- Páramo_C17
- Sardinias_C17
- Sardinias_C21
- Sardinias_C22
- Sardinias_C23

El grupo de válvulas de riesgo medio en cuyos nombres se presenta el modelo de válvula y entre paréntesis las presiones de trabajo, a los cuales se les realizará el análisis cuantitativo son:

- C02

- C013 (1573 – 1640)
- C013 (1795 – 1943)
- C013 (1390)
- C52

3.3.1 PROBABILIDAD DE FALLA POR FAIL CUANTITATIVA (POF CUALITATIVO)¹⁰

Para el cálculo de la probabilidad de falla se debe recurrir a la norma API RP 581 donde se presenta paso a paso el proceso que debe seguirse para el desarrollo de este parámetro.

3.3.1.1 Paso 1

Consiste en seleccionar el intervalo de inspección que en este caso es desde el año 2003, donde inició la operación del oleoducto, hasta el 2012, último año del cual se disponen datos de los historiales de mantenimiento de las válvulas de alivio.

3.3.1.2 Paso 2

Determinar los valores de los parámetros β y η , los cuales se obtienen mediante el uso de la confiabilidad utilizando los datos de falla disponibles de cada PSV.

En las tablas 3.30 y 3.31 se presentan cada grupo de válvulas con los respectivos valores de sus parámetros que han sido calculados en el programa WEIBULL de Reliasoft, para lo cual se necesita un mínimo de dos datos de falla por cada grupo de válvulas.

Tabla 3.30: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio alto con datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η [año]
Amazonas_C01	4.34	12.89
Amazonas_C31	14.95	7.95
Amazonas_C33	7	7.20
Cayagama_C01	1.65	22.36
Parámo_C01	2.56	12.52
Sardinas_C17	1.28	30.78

Tabla 3.31: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio con datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η [año]
C02	1.68	11.76
C013(1573-1640)	2.30	9.74
C013(1795-1943)	1.30	19.11
C013(3190)	1.03	6.13
C52	1.36	24.01

3.3.1.2.1 Paso 2.1

Hay válvulas que faltan en la tabla 3.30, esto se debe a que no se pueden calcular los parámetros β y η con el programa WEIBULL de Reliasoft ya que no se disponen al menos dos datos de falla, por lo cual se asignan los valores pre-establecidos en las tablas de la norma API RP581.

Tabla 3.32: Tabla de las categorías del servicio de las PSVs¹³

Table 7.4 – Categories of PRD Service Severity (Fail to Open Case Only)

Service	Description
Mild	Clean hydrocarbon products at moderate temperature. No aqueous phase present. Low in sulfur and chlorides. Failure is characterized by a long (25 years) <i>MTTF</i> . Failure is strongly characterized as a “wear out” type of failure, in which the failure occurs due to an accumulation of damage over a long period of time. Examples include, product hydrocarbon streams (including lubricating oils), LPG, BFW, low pressure steam and clean gasses such as nitrogen and air.
Moderate	Hydrocarbons that may contain some particulate matter. A separate aqueous phase may be present, but is a minor component; however, clean, filtered and treated water may be included in this category. Some sulfur or chlorides may be present. Temperatures of up to 500°F may exist. Failure occurs at an average (15 years) <i>MTTF</i> . Failure is weakly characterized as a “wear out” type of failure, in which the failure occurs due to an accumulation of damage. Examples include, intermediate hydrocarbon streams, in-service lube and seal oils, process water (not cooling water or BFW) and medium to high pressure steam.
Severe	Hydrocarbons that are processed at temperatures above 500°F with significant tendency to foul. Sulfur and chloride concentrations may be high. Monomers processed at any temperature that can polymerize are in this group as well. Sometimes included are aqueous solutions of process water, including cooling water. Failure is characterized as a relatively short (7 years) <i>MTTF</i> . Failure is characterized as a “random” type of failure, in which the failure can occur due to a variety of mechanisms such as corrosion or plugging. Examples include; Heavy hydrocarbon streams such as crude, amine services, cooling water, corrosive liquids and vapors, and streams containing H ₂ S.

Tabla 3. 33: Valores por default de los parámetros weibull para la probabilidad de falla por FAIL¹⁴

Table 7.5 – Default Weibull Parameters for Probability of Failure on Demand

Fluid Severity	Conventional and Balanced Bellows PRVs ¹		Pilot-Operated PRVs ²		Rupture Disks ³	
	β	η	β	η	β	η
Mild	1.8	50.5	1.8	33.7	1.8	50.5
Moderate	1.8	23.9	1.8	8.0	1.8	50.5
Severe	1.8	17.6	1.8	3.5	1.8	50.5

Notes:

- The η parameter values for conventional PRVs are reduced by 25% if the discharge is to a closed system or to flare.
- The η parameter values for pilot-operated valves are currently based on the conventional PRV data; however, reduced by a factor of 1.5, 3, and 5 for Mild, Moderate and Severe services, respectively.
- Without any failure rate data for rupture disks, the conventional PRV values for Mild services were used. This assumes that the RD material has been selected appropriately for the fluid service.

Para determinar los valores de los parámetros weibull se recurre a la tabla 3.33 en donde se debe conocer el tipo de válvula y el tipo de servicio que debe ser

¹³ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-63

¹⁴ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-64

previamente escogido en la tabla 3.32, en este caso el tipo de servicio es severo ya que se realiza transporte de crudo. Finalmente los resultados después de realizar este proceso se presentan en la tabla 3.34.

Tabla 3.34: Parámetros β y η_{def} de válvulas sin datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η_{def} [año]
Amazonas_C02	1.8	17.6
Sardinas_C21	1.8	17.6
Sardinas_C22	1.8	17.6
Sardinas_C23	1.8	17.6

Los parámetros establecidos son los mismos para todos los grupos de válvulas ya que el tipo de servicio brindado y el tipo de válvula son los mismos en todos los casos.

3.3.1.2.2 Paso 2.2

Los parámetros de weibull establecidos para las válvulas que no tienen datos de falla se deben realizar un ajuste ya que cada válvula tiene diferentes condiciones de funcionamiento.

Se debe determinar el factor de ajuste F_c de la siguiente manera:

- $F_c = 0.75$ Para válvulas convencionales que descargan a un sistema cerrado
- $F_c = 1$ Para los demás casos

En este caso se escoge el factor de 0.75 ya que en OCP únicamente se dispone de válvulas convencionales que se descargan a un sistema cerrado (close drain), lo cual se comprueba en los P&ID.

3.3.1.2.3 Paso 2.3

Es necesario determinar escenarios de sobrepresión, para cada uno de los cuales se debe determinar el factor de ajuste $F_{op,j}$ mediante la siguiente ecuación:

$$F_{op} = \frac{1}{3.375} \left(\frac{P_o}{MAWP} - 1.3 \right)$$

Donde:

P_o : Sobrepresión

MAWP: Presión máxima de trabajo permitida

Este factor tiene valores entre 0 y 1.

A continuación se detalla de mejor manera el proceso para el cálculo de este factor.

3.3.1.2.4 Paso 2.4

Determinar una lista de escenarios de sobrepresión que pueden ocurrir en cada válvula, las cuales se presentan desde la figura C.1 hasta la figura C.6 en el anexo C, donde también se observa la presión máxima de trabajo permitida (MAWP) y la sobrepresión P_o .

Los escenarios de sobrepresión encontrados en los cuatro de grupos de válvulas se presentan en la tabla 3.35.

Tabla 3.35: Escenarios de sobrepresión para los grupos de válvulas

GRUPO DE VÁLVULAS	ESCENARIO DE SOBREPRESIÓN
Amazonas_C02	Alivio de expansión térmica/hidráulica
Sardinas_C21	Válvula de control de puertas abierta que falla a la entrada
Sardinas_C22	Válvula de control de puertas abierta que falla a la salida
Sardinas_C23	Válvula de control de puertas abierta que falla a la salida

Una vez calculado este factor se obtienen valores superiores a 1, lo cual no es posible según especifica la norma API RP 581, por lo que se decidió asignar el mayor valor posible que es uno.

3.3.1.2.5 Paso 2.5

Determinar el factor de ajuste ambiental F_{env} , utilizando la tabla 3.36. En este caso se asigna el valor de 1 ya que corresponde a válvulas con resorte, es decir el tercer caso. Se selecciona el valor de la columna de parámetro de ajuste POFOD ya que se relaciona con la falla por FAIL.

Tabla 3.36: Factor de ajuste ambiental¹⁴

Table 7.6 – Environmental Adjustment Factors to Weibull η Parameter

Environment Modifier	Adjustment to POFOD η Parameter	Adjustment to POL η Parameter
Operating Temperature 200<T<500°F	1.0	0.8
Operating Temperature > 500°F	1.0	0.6
Operating Ratio >90% for spring-loaded PRVs or >95% for pilot-operated PRVs	1.0	0.5 ¹
Installed Piping Vibration	1.0	0.8
Pulsating or Cyclical service, such as Downstream of Positive Displacement Rotating Equipment	1.0	0.8
History of Excessive Actuation in Service (greater than 5 times per year)	0.5	0.5 ²
History of Chatter	0.5	0.5
Notes:		
1. Some Pilot-operated PRVs operate extremely well with operating ratios approaching 98%. In these cases, the environmental factor should not be applied.		
2. This factor will not be applied if the environmental factor for operating ratio is already applied.		

3.3.1.2.6 Paso 2.6

Calcular el parámetro η modificado η_{mod} utilizando la siguiente ecuación:

$$\eta_{mod} = F_c \times F_{op} \times F_{env} \times \eta_{def}$$

Una vez realizada la modificación se obtienen los valores para el parámetro η_{def} , de la tabla 3.37.

Tabla 3. 37: Valores para el parámetro η_{def}

GRUPO DE VÁLVULAS	η_{def} [año]
Amazonas_C02	0.04
Sardinas_C21	0.04
Sardinas_C22	0.04
Sardinas_C23	0.04

3.3.1.2.7 Paso 2.7

Con el historial de inspección de las PSVs, calificar cada una de ellas con la tabla de efectividad de inspección que se presenta en la figura 3.14.

Tabla 3.38: Efectividad de inspección y prueba¹⁴

Table 7.7 – Inspection and Testing Effectiveness

Inspection Effectiveness	Component Type	Description of Inspection
Highly Effective A	Pressure Relief Device	A bench test has been performed on the PRV in the as-received condition from the unit and the initial leak pressure, opening pressure and the reseal pressure has been documented on the test form. The inlet and outlet piping has been examined for signs of excessive plugging or fouling.
	Rupture Disk	None Available.
Usually Effective B	Pressure Relief Device	<ul style="list-style-type: none"> A bench test has been performed, however, the PRD was cleaned or steamed out prior to the bench test. Additionally, a visual inspection has been performed where detailed documentation of the condition of the PRD internal components was made. An in-situ test has been performed using the actual process fluid to pressurize the system.
	Rupture Disk	The rupture disk is removed and visually inspected for damage or deformations.
Fairly Effective C	Pressure Relief Device	<ul style="list-style-type: none"> A visual inspection has been performed without a pop test, where detailed documentation of the condition of the PRD internal components was made. A trevite test or in-situ test has been performed where the actual process fluid was not used to pressurize the system.
	Rupture Disk	The space between the disk and the PRV is monitored for leakage in accordance with the ASME Code and API RP 520 Part 2.
Ineffective D	Pressure Relief Device	No pop test was conducted.
	Rupture Disk	No details of the internal component were documented.

Según la tabla anteriormente presentada se determina que la efectividad del plan de inspección es alta, es decir que pertenece a la categoría A.

Con esta información se determina el factor de confianza según la tabla presentada en la tabla 3.39.

Tabla 3.39: Valores del factor de confianza¹⁵

Table 7.8 – Level of Inspection Confidence Factors

Inspection Result	Confidence Factor That Inspection Result Determines the True Damage State, CF			
	Ineffective	Fairly Effective	Usually Effective	Highly Effective
Pass, CF_{pass}	No credit	0.5	0.70	0.9
Fail, CF_{fail}	No Credit	0.70	0.95	0.95
No Leak, CF_{noleak}	No Credit	0.5	0.70	0.9
Leak, CF_{leak}	No Credit	0.70	0.95	0.95

En la tabla 3.40 se muestran los factores de confianza CF_{pass} y CF_{fail} determinados para cada uno de los grupos de válvulas. Únicamente se determinan estos dos ya que se está determinando la probabilidad de falla por FAIL.

Tabla 3.40: Factores de confianza

GRUPO DE VÁLVULAS	CF_{pass}	CF_{fail}
Amazonas_C02	0.9	0.95
Sardinas_C21	0.9	0.95
Sardinas_C22	0.9	0.95
Sardinas_C23	0.9	0.95

Una vez obtenidos estos valores se procede a determinar el tiempo de duración de cada ciclo de inspección $t_{dur,i}$, el cual se determina restando la fecha de la inspección analizada, de la fecha anterior de inspección. Este tiempo se determina para cada año de inspección.

3.3.1.2.8 Paso 2.8

Iniciando con la primera fecha de inspección, se actualiza el parámetro η que se denominará η_{mod} , según los siguientes pasos:

¹⁵ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-66

3.3.1.2.9 Paso 2.9

Calcular la probabilidad previa de falla $P_{f,prior}^{prd}$ según la siguiente ecuación:

$$P_{f,prior}^{prd} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t_{dur,i}}{\eta_{mod}} \right)^\beta \right]$$

Para el primer tiempo de inspección el parámetro η_{mod} se utiliza el que fue calculado en el paso 6.

3.3.1.2.10 Paso 2.10

Calcular la probabilidad previa de no falla $P_{p,prior}^{prd}$ utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{p,prior}^{prd} = 1 - P_{f,prior}^{prd}$$

3.3.1.2.11 Paso 2.11

Determinar la probabilidad condicional de falla $P_{f,cond}^{prd}$ y la probabilidad condicional de no falla $P_{p,cond}^{prd}$ utilizando las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$P_{f,cond}^{prd} = CF_{fail} \times P_{f,prior}^{prd} + (1 - CF_{pass}) \times P_{p,prior}^{prd}$$

$$P_{p,cond}^{prd} = (1 - CF_{pass}) \times P_{p,prior}^{prd}$$

Para escoger entre estas dos opciones se debe tener en cuenta la fecha de inspección que se está analizando y verificar si existió o no una falla de la PSV.

3.3.1.2.12 Paso 2.12

Calcular la probabilidad de falla ponderada $P_{f,wgt}^{prd}$ utilizando la ecuación adecuada de la tabla 3.41.

Tabla 3.41: Ecuaciones para la probabilidad de falla ponderada¹⁵

Table 7.9 - Inspection Updating Equations

Inspection Effectiveness and Result	Equation for Weighted Probability of Failure on Demand
Highly Effective Pass	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2 \cdot P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2 \cdot P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
Usually Effective Pass	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2 \cdot P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2 \cdot P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
Fairly Effective Pass	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,prior}^{prd} - 0.2 \cdot P_{f,prior}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right) + 0.2 \cdot P_{f,cond}^{prd} \left(\frac{t}{\eta} \right)$
Highly Effective Fail	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,cond}^{prd}$
Usually Effective Fail	$P_{f,wgt}^{prd} = P_{f,cond}^{prd}$
Fairly Effective Fail	$P_{f,wgt}^{prd} = 0.5 \cdot P_{f,prior}^{prd} + 0.5 \cdot P_{f,cond}^{prd}$

3.3.1.2.13 Paso 2.13

Determinar la vida característica actualizada η_{upd} según la siguiente ecuación:

$$\eta_{upd} = \frac{t_{dur,i}}{\left(-\ln(1 - P_{f,wgt}^{prd}) \right)^\beta}$$

3.3.1.2.14 Paso 2.14

Repetir los pasos del 2.9 al 2.13 para cada registro de inspección de una PSV hasta encontrar la característica de vida actualizada final, es decir que para la segunda fecha de inspección el factor η_{mod} será el factor η_{upd} de la primera fecha de inspección, y así sucesivamente hasta la última fecha de inspección. Los resultados de este paso se muestran en la tabla 3.42.

Tabla 3.42: Característica de vida actualizada

GRUPO DE VÁLVULAS	η_{upd}
Amazonas_C02	8.58
Sardinas_C21	8.50
Sardinas_C22	8.44
Sardinas_C23	8.37

3.3.1.2.15 Paso 2.15

Para cada escenario de sobrepresión determinar la frecuencia de inicio de evento EF_j utilizando la tabla 3.43.

Tabla 3.43: Frecuencias iniciales de evento por default¹⁶

Table 7.2 – Default Initiating Event Frequencies

Overpressure Demand Case	Event Frequency	EF_j (events/year)	$DRRF_j$ (See notes 2 and 3)	Reference
Fire	1 per 250 years	0.004	0.1	[6]
Blocked Discharge with Administrative Controls in Place (see Note 1)	1 per 100 Years	0.01	1.0	[16]
Blocked Discharge without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.1	1.0	[16]
Loss of Cooling Water Utility	1 per 10 years	0.1	1.0	[6]
Thermal Relief with Administrative Controls in Place(see Note 1)	1 per 100 Years	0.01	1.0	Assumed same as Blocked Discharge
Thermal Relief without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.1	1.0	Assumed same as Blocked Discharge
Electrical Power Supply failure	1 per 12.5 years	0.08	1.0	[6]
Control Valve Failure, Initiating event is same direction as CV normal fail position (i.e. Fail safe)	1 per 10 years	0.1	1.0	[17]
Control Valve Failure, Initiating event is opposite direction as CV normal fail position (i.e. Fail opposite)	1 per 50 years	0.02	1.0	[17]
Tower P/A or Reflux Pump Failures	1 per 5 years	0.2	1.0	
Runaway Chemical Reaction	1 per year	1.0	1.0	
Liquid Overfilling with Administrative Controls in Place (see Note 1)	1 per 100 years	0.01	0.1	[6]
Liquid Overfilling without Administrative Controls (see Note 1)	1 per 10 years	0.01	0.1	[6]
Heat Exchanger Tube Rupture	1 per 1000 years	0.001	1.0	[18]
Notes:				
1. Administrative Controls for isolation valves are procedures intended to ensure that personnel actions do not comprise the overpressure protection of the equipment.				
2. The DRRF recognizes the fact that demand rate on the PRD is often less than the initiating event frequency. As an example, PRDs rarely lift during a fire since the time to overpressure may be quite long and fire fighting efforts are usually taken to minimize overpressure.				
3. The DRRF can also be used to take credit for other layers of overpressure protection such as control and trip systems that reduce the likelihood of reaching PRD set pressure				

Según los escenarios de sobrepresión previamente establecidos se determina que este factor para todos los grupos de válvulas es de 0.01.

¹⁶ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-56

3.3.1.2.16 Paso 2.16

Determinar el factor de reducción de la tasa de demanda $DRRF_j$, el cual se determina según la tabla de la tabla 3.43 basándose en el escenario de sobrepresión establecido para cada grupo de válvulas, el cual en todos los casos tiene el valor de 1.

3.3.1.2.17 Paso 2.17

Para cada escenario de sobrepresión determinar la tasa de demanda de cada PSV, DR_j , utilizando la siguiente ecuación:

$$DR_j = EF_j \times DRRF_j$$

Ya que los valores de EF y DRRF son los mismos en todos los grupos de válvulas, el valor de este factor es 0.01, siendo también el mismo para cada caso.

3.3.1.2.18 Paso 2.18

Ya que previamente no se ha desarrollado un RBI se debe determinar un factor de daño DF de acuerdo a las condiciones de operación de la PSV, lo cual se presenta en la tabla 3.44.

Según la descripción presentada se determina que la clase del factor de daño es mínima, a la cual le corresponde un valor numérico de 20.

Tabla 3.44: Factor de daño¹⁷

Table 7.10 – Damage Factor Classes for Protected Equipment

Damage Factor Class	Damage Factor	Description
None	1	New vessel or inspection shows little if any damage.
Minimal	20	Equipment has been in service for a reasonable amount of time and inspection shows evidence of minor damage.
Minor	200	One or more damage mechanisms have been identified, limited inspection data available and fairly moderate evidence of damage. Single damage mechanism identified, recent inspection indicates moderate evidence of damage.
Moderate	750	Moderate damage found during recent inspection. Low susceptible to one or more damage mechanisms, and limited inspection exists.
Severe	2000	One or more active damage mechanisms present without any recent inspection history. Limited inspection indicating high damage susceptibility.

3.3.1.2.19 Paso 2.19

Calcular la probabilidad de falla a la sobrepresión $P_{f,j}$ utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{f,j} = P_f + \left(\frac{1 - gff_t}{3} \right) \left(\frac{P_{o,j}}{MAWP} - 1 \right)$$

$$P_f = DF \times gff_t$$

Donde:

P_f : Probabilidad de pérdida de contenido

gff_t : Frecuencia genérica de falla que se obtiene de la figura C.2 en el anexo C.

3.3.1.2.20 Paso 2.20

Se procede a calcular un factor de corrección que es el encargado de corregir la ecuación de la probabilidad de falla de cada válvula PSV ya que los parámetros beta y eta inicialmente dados no son para cada caso específico.

¹⁷ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-67

$$\text{Factor de corrección} = DR \times P_{f,j}$$

3.3.1.2.21 Paso 2.21

Se obtiene la ecuación de la probabilidad de falla del equipo POF_{fail} , según la siguiente ecuación:

$$POF_{fail} = \left\{ 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta_{upd}} \right)^\beta \right] \right\} \times \text{Factor de corrección}$$

En la tabla 3.45 se resumen los datos necesarios para el cálculo de la probabilidad de falla por FAIL, en la tabla 3.46 se presenta la ecuación final de la probabilidad de falla por FAIL de cada uno de los grupos de válvulas de riesgo medio alto y en la tabla 3.47 de las válvulas de riesgo medio.

3.3.1.3 Paso 3

Para los grupos de válvulas cuyos parámetros beta y eta se determinaron mediante el programa Weibull, no se realizó ninguna de las correcciones anteriormente mencionadas, por lo que la ecuación utilizada para la probabilidad de falla del equipo POF_{fail} es la siguiente:

$$POF_{fail} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{\eta_{upd}} \right)^\beta \right]$$

Tabla 3.45: Resumen de los factores utilizados para el cálculos de la probabilidad de falla por FAIL

	AMAZONAS_C02	SARDINAS_C21	SARDINAS_C22	SARDINAS_C23
β	1.8	1.8	1.8	1.8
η	17.6	17.6	17.6	17.6
F_c	0.75	0.75	0.75	0.75
MAWP	285	285	285	285
Escenario de sobrepresión	Thermal/hidraulic expansion relief	Control valve open at inlet	Control valve open at inlet	Control valve open at outlet
Sobrepresión potencial	2041	2074	2236.65	2236.65
F_{op}	1	1	1	1
F_{env}	1	1	1	1
η_{mod}	0.04	0.04	0.04	0.04
η_{upd}	8.58	8.5	8.44	8.36
EF	0.01	0.01	0.01	0.01
DRRF	1	1	1	1
DR	0.01	0.01	0.01	0.01
Damage Factor Class	Minimal	Minimal	Minimal	Minimal
DF	20	20	20	20
Gff	8×10^{-6}	8×10^{-6}	8×10^{-6}	8×10^{-6}
P_f	1.6×10^{-4}	1.6×10^{-4}	1.6×10^{-4}	1.6×10^{-4}
$P_{r,j}$	2.05	2.09	2.28	2.28
Factor 1	2.05×10^{-2}	2.09×10^{-2}	2.28×10^{-2}	2.28×10^{-2}

Tabla 3.46: Ecuaciones de probabilidad de falla de FAIL para las válvulas de riesgo medio alto

GRUPO DE VÁLVULAS	POF_{fail}
Amazonas_C01	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{12,89} \right)^{4,34} \right]$
Amazonas_C02	$POF_{fail} = \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{3,56} \right)^{1,8} \right] \right\} \times (2,05 \times 10^{-2})$
Amazonas_C31	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{7,95} \right)^{14,95} \right]$
Amazonas_C33	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{7,20} \right)^7 \right]$
Cayagama_C01	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{22,36} \right)^{1,65} \right]$
Páramo_C01	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{12,52} \right)^{2,56} \right]$

Continúa...

Sardinas_C17	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{30,78} \right)^{1,28} \right]$
Sardinas_C21	$POF_{fail} = \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{8,50} \right)^{1,8} \right] \right\} \times (2,09 \times 10^{-2})$
Sardinas_C22	$POF_{fail} = \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{3,47} \right)^{1,8} \right] \right\} \times (2,28 \times 10^{-2})$
Sardinas_C23	$POF_{fail} = \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{5,68} \right)^{1,8} \right] \right\} \times (2,28 \times 10^{-2})$

Tabla 3.47: Ecuaciones de probabilidad de falla de FAIL para las válvulas de riesgo medio

GRUPO DE VÁLVULAS	POF_{fail}
C02	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{11,76} \right)^{1,68} \right]$
C13(1573-1640)	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{9,74} \right)^{2,30} \right]$

Continúa...

C13(1795-1943)	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{19,11} \right)^{1,30} \right]$
C13(3190)	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{6,13} \right)^{1,03} \right]$
C52	$POF_{fail} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{24,01} \right)^{1,36} \right]$

3.3.2 PROBABILIDAD DE FALLA POR LEAK CUANTITATIVA O POF CUANTITATIVO POR LEAK¹⁰

Para el cálculo de la probabilidad de falla se debe recurrir a la norma API RP 581 donde se presenta paso a paso el proceso que debe seguirse para el desarrollo de este parámetro.

3.3.2.1 Paso 1

Consiste en seleccionar el intervalo de inspección que en este caso es desde el año 2003, donde inició la operación del oleoducto, hasta el 2012, último año del cual se disponen datos de los historiales de mantenimiento de las válvulas de alivio.

3.3.2.2 Paso 2

Determinar los valores de los parámetros β y η , los cuales se obtienen mediante el uso de la confiabilidad utilizando los datos de falla disponibles de cada PSV.

En las tablas 3.48 y 3.49 se presentan cada grupo de válvulas con los respectivos valores de sus parámetros que han sido calculados en el programa WEIBULL de Reliasoft, para lo cual se necesita un mínimo de dos datos de falla por cada grupo de válvulas.

Tabla 3.48: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio alto con datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η [año]
Amazonas_C01	4.11	11.66
Amazonas_C02	4.79	8.30
Amazonas_C31	15.93	8.87
Amazonas_C33	2.98	4.28
Cayagama_C01	4.91	9.25
Parámo_C01	2.39	12.29
Sardinas_C17	1.28	30.78
Sardinas_C22	1.53	25.02
Sardinas_C23	1.06	40.90

Tabla 3.49: Parámetros β y η de válvulas de riesgo medio con datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η [año]
C02	1.74	19.39
C013(1573-1640)	1.39	6.12
C013(1795-1943)	1.47	14.64
C013(3190)	2.24	9.25
C52	4.12	6.31

3.2.2.2.1 Paso 2.1

Hay un grupo de válvulas, Sardinas_C21, que falta en la tabla 3.48, esto se debe a que no se pueden calcular los parámetros β y η con el programa WEIBULL de Reliasoft ya que no se disponen de al menos dos datos de falla, por lo cual se asignan los valores establecidos en las tablas de la norma API RP581, según las tablas 3.50 y 3.51.

Tabla 3. 50: Categorías de servicio de las PSVs para LEAK¹⁷

Table 7.11 – Categories of PRD Service Severity (LEAK Case Only)

Service	Description
Mild	Many heavy liquid streams such as crude oil tend not to leak through a PRV. Cooling water and amine services are some examples of a corrosive/fouling fluids that do not leak. Additionally, clean fluids such as LPG, air, and nitrogen are MILD leakage services.
Moderate	Most of the intermediate and product HC streams, most HC vapors, lube, seal and cycle oils and process water (not cooling water or BFW).
Severe	BFW/Condensate, Steam and corrosive liquids such as caustic and acids.

Tabla 3. 51: Valores por default de los parámetros beta y eta¹⁸

Table 7.12 – Default Weibull Parameters for Probability of Leakage (POL)

Fluid Severity	Conventional PRVs ¹		Balanced Bellows PRVs ¹		Pilot-Operated PRVs ²		Rupture Disks ³	
	β	η	β	η	β	η	β	η
Mild	1.6	17.5	1.6	16.0	1.6	17.5	1.6	17.5
Moderate	1.6	15.5	1.6	14.0	1.6	15.5	1.6	17.5
Severe	1.6	13.1	1.6	11.5	1.6	13.1	1.6	17.5

Notes:

- The η parameter values are increased by 25% for Conventional and Balanced PRVs that have soft seats.
- The η parameter values for pilot-operated valves are currently based on the conventional PRV data, since there is currently no failure rate data to support otherwise.
- Without any failure rate data for rupture disks, the conventional PRV values for Mild service were used.

Para determinar los valores de los parámetros weibull se recurre a la tabla 3.51 en donde se debe conocer el tipo de válvula y el tipo de servicio que debe ser previamente escogido en la tabla 3.50, en este caso el tipo de servicio es leve ya que se realiza transporte de crudo. Finalmente los resultados después de realizar este proceso se presentan en la tabla 3.52.

Tabla 3.52: Parámetros β y η_{def} de válvulas sin datos de falla

GRUPO DE VÁLVULAS	β	η_{def} [año]
Sardinas_C21	1.6	17.5

¹⁸ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-68

3.2.2.2.2 Paso 2.2

Determinar el factor de ajuste F_s según la siguiente ecuación:

$$F_s = 1.25 \quad \text{Para diseños de asiento suave}$$

$$F_s = 1 \quad \text{Para los demás casos}$$

Ya que las válvulas no son de asientos suaves, se escoge el valor de 1.

3.2.2.2.3 Paso 2.3

Determinar el factor de ajuste ambiental F_{env} , utilizando la tabla de la tabla 3.36. En este caso se asigna el valor de 0.5 ya que corresponde a válvulas con resorte, es decir el tercer caso. Se selecciona el valor de la columna de parámetro de ajuste POL ya que se relaciona con la falla por LEAK.

3.2.2.2.4 Paso 2.4

Calcular la característica de vida modificada η_{mod} según la siguiente ecuación:

$$\eta_{mod} = F_s \times F_{env} \times \eta_{def}$$

3.2.2.2.5 Paso 2.5

Con el historial de inspección de las PSVs calificar cada una con la tabla de efectividad de inspección que se presenta en la tabla 3.38.

Según la tabla de la tabla 3.38 se determina que la efectividad del plan de inspección es alta, es decir que pertenece a la categoría A.

Con esta información se determina el factor de confianza según la tabla presentada en la tabla 3.39.

En la tabla 3.53 se muestran los factores de confianza CF_{no_leak} y CF_{leak} determinados para cada uno de los grupos de válvulas. Únicamente se determinan estos dos ya que se está calculando la probabilidad de falla por LEAK.

Tabla 3.53: Factores de confianza

GRUPO DE VÁLVULAS	CF_{no_leak}	CF_{leak}
Sardinas_C21	0.9	0.95

Una vez obtenidos estos valores se procede a determinar el tiempo de duración de cada ciclo de inspección $t_{dur,i}$, el cual se determina restando la fecha de la inspección analizada, de la fecha anterior de inspección. Este tiempo se determina para cada año de inspección.

3.2.2.2.6 Paso 2.6

Iniciando con la primera fecha de inspección, se actualiza el parámetro η que se denominará η_{mod} , según los siguientes pasos:

3.2.2.2.7 Paso 2.7

Calcular la probabilidad previa de falla $P_{f,prior}^{prd}$ según la siguiente ecuación:

$$P_{f,prior}^{prd} = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t_{dur,i}}{\eta_{mod}} \right)^\beta \right]$$

Para el primer tiempo de inspección el parámetro η_{mod} es el calculado en el paso 5.

3.2.2.2.8 Paso 2.8

Calcular la probabilidad previa de no falla $P_{p,prior}^{prd}$ utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{p,prior}^{prd} = 1 - P_{f,prior}^{prd}$$

3.2.2.2.9 Paso 2.9

Determinar la probabilidad condicional de falla $P_{f,cond}^{prd}$ y la probabilidad condicional de no falla $P_{p,cond}^{prd}$ utilizando las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$P_{f,cond}^{prd} = CF_{fail} \times P_{f,prior}^{prd} + (1 - CF_{pass}) \times P_{p,prior}^{prd}$$

$$P_{p,cond}^{prd} = (1 - CF_{pass}) \times P_{p,prior}^{prd}$$

Para escoger entre estas dos opciones se debe tener en cuenta la fecha de inspección que se está analizando y verificar si existió o no una falla de la PSV.

3.2.2.2.10 Paso 2.10

Calcular la probabilidad de falla ponderada $P_{f,wgt}^{prd}$ utilizando la ecuación adecuada de la tabla mostrada en la tabla 3.41.

3.2.2.2.11 Paso 2.11

Determinar la vida característica actualizada η_{upd} según la siguiente ecuación:

$$\eta_{upd} = \frac{t_{dur,i}}{\left(-\ln\left(1 - P_{f,wgt}^{prd}\right)\right)^\beta}$$

Para el grupo de válvulas faltante, Sardinias_C21, se establece finalmente que el valor de la vida característica actualizada es 6.82.

3.2.2.2.12 Paso 2.12

Repetir los pasos del 2.7 al 2.11 para cada registro de inspección de una PSV hasta encontrar la característica de vida actualizada final.

3.2.2.2.13 Paso 2.13

Finalmente se obtiene la ecuación de la probabilidad de falla por liqueo POF_{leak} según la siguiente ecuación:

$$POF_{leak} = 1 - \exp\left[-\left(\frac{t}{\eta_{upd}}\right)^\beta\right]$$

En la tabla 3.54 se presentan las ecuaciones de la probabilidad de falla para LEAK de las válvulas de riesgo medio alto y en la tabla 3.55 para las válvulas de riesgo medio.

Tabla 3.54: Ecuaciones de probabilidad de falla de LEAK de las válvulas de riesgo medio alto

GRUPO DE VÁLVULAS	POF_{leak}
Amazonas_C01	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{11,66} \right)^{4,11} \right]$
Amazonas_C02	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{8,30} \right)^{4,79} \right]$
Amazonas_C31	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{8,87} \right)^{15,93} \right]$
Amazonas_C33	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{4,28} \right)^{2,98} \right]$
Cayagama_C01	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{9,25} \right)^{4,91} \right]$
Páramo_C01	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{12,29} \right)^{2,39} \right]$

Continúa...

Sardinas_C17	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{11,07} \right)^{2,03} \right]$
Sardinas_C21	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{6,82} \right)^{1,6} \right]$
Sardinas_C22	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{25,02} \right)^{1,53} \right]$
Sardinas_C23	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{40,90} \right)^{1,06} \right]$

Tabla 3.55: Ecuaciones de probabilidad de falla de LEAK de las válvulas de riesgo medio

GRUPO DE VÁLVULAS	POF_{leak}
C02	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{19,39} \right)^{1,74} \right]$
C013(1573-1640)	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{6,12} \right)^{1,39} \right]$

Continúa...

C013(1795-1943)	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{14,64} \right)^{1,47} \right]$
C013(3190)	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{9,25} \right)^{2,24} \right]$
C52	$POF_{leak} = 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{6,31} \right)^{4,12} \right]$

3.3.3 CONSECUENCIA DE FALLA POR FAIL CUANTITATIVA O COF POR FAIL CUANTITATIVA¹⁰

Para el cálculo de la consecuencia de falla se recurre a la norma API RP581 sección 3, donde se muestran todos los pasos necesarios para el cálculo de la consecuencia. En esta sección se mostrará todo el proceso necesario.

El cálculo de la consecuencia se puede realizar en dos niveles:

- Nivel 1: Este nivel de análisis se aplica únicamente a los fluidos que se encuentran en una sola fase, es decir que se encuentran como líquido o vapor.
- Nivel 2: Este nivel de análisis se aplica a fluidos bifásicos, es decir en aquellos donde coexisten dos fases al mismo tiempo.

3.3.3.1 Propiedades del fluido

3.3.3.1.1 Paso 1.1

Seleccionar el fluido representativo según la tabla presentada en la tabla 3.56.

Ya que por todas las válvulas circula crudo, según como se puede observar en dicha tabla, le corresponde el fluido representativo C25+ ya que circula crudo pesado.

3.3.3.1.2 Paso 1.2

Determinar el estado en que se encuentra el fluido.

Por las PSVs que están siendo analizadas en este proyecto circula únicamente crudo que se encuentra en estado líquido, por lo que es necesario un análisis de consecuencia de nivel 1.

3.3.3.1.3 Paso 1.3

Determinar las propiedades del fluido, las cuales se determinan dependiendo de la fase en que se encuentre el fluido.

- Estado líquido
 - Densidad que se toma de la tabla 3.57.
 - Temperatura de auto-ignición AIT que se toma de la tabla 3.57.

- En estado gaseoso
 - Peso molecular MW que se toma de la tabla 3.57
 - Relación del calor específico del gas k según la siguiente ecuación:

$$k = \frac{C_p}{C_p - R}$$

Donde:

C_p : Calor específico del gas que se toma de la tabla 3.57

R: Constante de los gases

- Temperatura de auto-ignición AIT que se toma de la tabla 3.57

Tabla 3.56: Lista de fluidos representativos¹⁹

Table 5.1 – List of Representative Fluids Available for Level 1 Analysis

Representative Fluid	Fluid TYPE (see 5.1.5)	Examples of Applicable Materials
C ₁ – C ₂	TYPE 0	methane, ethane, ethylene, LNG, fuel gas
C ₃ – C ₄	TYPE 0	propane, butane, isobutane, LPG
C ₅	TYPE 0	pentane
C ₆ – C ₈	TYPE 0	gasoline, naphtha, light straight run, heptane
C ₉ – C ₁₂	TYPE 0	diesel, kerosene
C ₁₃ – C ₁₆	TYPE 0	jet fuel, kerosene, atmospheric gas oil
C ₁₇ – C ₂₅	TYPE 0	gas oil, typical crude
C ₂₅₊	TYPE 0	residuum, heavy crude, lube oil, seal oil
H ₂	TYPE 0	hydrogen only
H ₂ S	TYPE 0	hydrogen sulfide only
HF	TYPE 0	hydrogen fluoride
water	TYPE 0	water
steam	TYPE 0	steam
Acid (low)	TYPE 0	Acid, caustic
Aromatics	TYPE 1	Benzene, Toluene, Xylene, Cumene
AlCl ₃	TYPE 0	Aluminum Chloride
Pyrophoric	TYPE 0	Pyrophoric Materials
Ammonia	TYPE 0	Ammonia
Chlorine	TYPE 0	Chlorine
CO	TYPE 1	Carbon Monoxide
DEE	TYPE 1 (see Note 2)	Diethyl Ether
HCL	TYPE 0 (see Note 1)	Hydrogen Chloride
Nitric Acid	TYPE 0 (see Note 1)	Nitric Acid
NO ₂	TYPE 0 (see Note 1)	Nitrogen Dioxide
Phosgene	TYPE 0	Phosgene
TDI	TYPE 0 (see Note 1)	Toluene Diisocyanate
Methanol	TYPE 1	Methanol
PO	TYPE 1	Propylene Oxide
Styrene	TYPE 1	Styrene
EEA	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether Acetate
EE	TYPE 1	Ethylene Glycol Monoethyl Ether
EG	TYPE 1	Ethylene Glycol
EO	TYPE 1	Ethylene Oxide

Notes:

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

¹⁹ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-50

Tabla 3.57: Propiedades de los fluidos para el nivel 1 de análisis de consecuencia²⁰

Table 5.2 – Properties of the Representative Fluids Used in Level 1 Analysis

Fluid	MW	Liquid Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Ambient State	Ideal Gas Specific Heat Eq.	C _p					Auto-Ignition Temp. (°F)
						Ideal Gas Constant A	Ideal Gas Constant B	Ideal Gas Constant C	Ideal Gas Constant D	Ideal Gas Constant E	
C1-C2	23	15.639	-193	Gas	Note 1	12.3	1.150E-01	-2.87E-05	-1.30E-09	N/A	1036
C3-C4	51	33.61	-6.3	Gas	Note 1	2.632	0.3188	-1.347E4	1.466E-8	N/A	696
C5	72	39.03	97	Liquid	Note 1	-3.626	0.4873	-2.6E-4	5.3E-8	N/A	544
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	Note 1	-5.146	6.762E-01	-3.65E-04	7.558E-08	N/A	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	Note 1	-8.5	1.01E+00	-5.56E-04	1.180E-07	N/A	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	Note 1	-11.7	1.39E+00	-7.72E-04	1.670E-07	N/A	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	Note 1	-22.4	1.94E+00	-1.12E-03	-2.53E-07	N/A	396
Water	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
Steam	18	62.3	212	Gas	Note 3	3.34E+04	2.68E+04	2.61E+03	8.90E+03	1.17E+03	N/A
Acid	18	62.3	212	Liquid	Note 3	2.76E+05	-2.09E+03	8.125	-1.41E-02	9.37E-06	N/A
H ₂	2	4.433	-423	Gas	Note 1	27.1	9.270E-03	-1.38E-05	7.650E-09	N/A	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	Note 1	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.18E-08	N/A	500
HF	20	60.37	68	Gas	Note 1	29.1	6.610E-04	-2.03E-06	2.500E-09	N/A	32000
CO	28	50	-312	Gas	Note 2	2.91E+04	8.77E+03	3.09E+03	8.46E+03	1.54E+03	1128
DEE	74	45	95	Liquid	Note 2	8.62E+04	2.55E+05	1.54E+03	1.44E+05	-6.89E+02	320
HCL	36	74	-121	Gas	--	--	--	--	--	--	N/A
Nitric Acid	63	95	250	Liquid	--	--	--	--	--	--	N/A
ALCL3	133.5	152	382	Powder	Note 1	4.34E+04	3.97E+04	4.17E+02	2.40E+04	N/A	1036
NO ₂	90	58	275	Liquid	--	--	--	--	--	--	N/A
Phosgene	99	86	181	Liquid	--	--	--	--	--	--	N/A
TDI	174	76	484	Liquid	--	--	--	--	--	--	1148
Methanol	32	50	149	Liquid	Note 2	3.93E+04	8.79E+04	1.92E+03	5.37E+04	8.97E+02	867
PO	58	52	93	Liquid	Note 2	4.95E+04	1.74E+05	1.56E+03	1.15E+05	7.02E+02	840

²⁰ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-51

3.3.3.1.4 Paso 1.4

Determinar la fase final del fluido según la tabla 3.58, para lo cual se necesita conocer el estado del fluido en condiciones normales y en el ambiente después de liberarse.

Tabla 3.58: Fase del fluido en el ambiente después de liberarse²¹

Table 5.3 – Level 1 Consequence Analysis Guidelines for Determining the Phase of a Fluid

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

Tabla 3.59: Propiedades del fluido

PROPIEDADES DEL FLUIDO		ESTADO DEL FLUIDO EN CONDICIONES NORMALES	ESTADO DEL FLUIDO EN EL AMBIENTE DESPUÉS DE LIBERARSE	FASE FINAL DEL FLUIDO
Densidad ρ [lb/ft³]	AIT [F]			
56.187	396	Líquido	Líquido	Líquido

En la tabla 3.59 se muestran las propiedades que se necesitarán durante todo el análisis de la consecuencia ya que en todos los casos el fluido de trabajo es el crudo.

3.3.3.2 Tamaño del agujero

3.3.3.2.1 Paso 2.1

Determinar los diámetros de los agujeros de liberación d_n utilizando la tabla de la tabla 3.59 y el tipo de componente.

²¹ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-55

Tabla 3. 60: Diámetros de los agujeros de liberación²¹

Table 5.4 – Release Hole Sizes and Areas Used in API RBI Level 1 and 2 Consequence Analysis

Release Hole Number	Release Hole Size	Range of Hole Diameters (in)	Release Hole Diameter, d_n (in)
1	Small	0 – ¼	$d_1 = 0.25$
2	Medium	> ¼ – 2	$d_2 = 1$
3	Large	> 2 – 6	$d_3 = 4$
4	Rupture	> 6 inches	$d_4 = \min[D, 16]$

Para la selección de d_n se debe conocer el diámetro a la salida de la PSV que en la tabla corresponde al rango de los diámetros de agujero (columna 3) y de acuerdo a este valor se selecciona el diámetro del agujero de liberación.

3.3.3.2.2 Paso 2.2

Determinar la frecuencia genérica de falla gff_n y la frecuencia genérica total de falla gff_{total} , la cual se determina según la figura C.7 del anexo C.

3.3.3.3 Tasa de liberación

3.3.3.3.1 Paso 3.1

Para cada agujero de liberación se calcula el área de liberación A_n utilizando la siguiente ecuación:

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

Donde:

d_n : diámetro del agujero de liberación

3.3.3.3.2 Paso 3.2

Para cada agujero de liberación calcular el factor de corrección de viscosidad $K_{v,n}$ utilizando la siguiente ecuación:

$$K_{v,n} = \left(0.9935 + \frac{2.878}{Re_n^{0.5}} + \frac{342.75}{Re_n^{1.5}} \right)^{-1}$$

Donde:

Re_n : Número de Reynolds

3.3.3.3.3 Paso 3.3

Para cada agujero de liberación calcular la tasa de liberación W_n utilizando la siguiente ecuación:

$$W_n = C_d \times K_{v,n} \times \rho_1 \times \frac{A_n}{C_1} \times \sqrt{\frac{2 \times g_c \times (P_s - P_{atm})}{\rho_1}}$$

Donde:

C_d : Coeficiente de descarga cuyo valor es 0.61²²

C_1 : Coeficiente tomado de las tablas 3.61 y 3.62²³

g_c : Gravedad (32.174 ft/s²)

P_s : Presión de ajuste de la PSV

P_{atm} : Presión atmosférica

²² Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-19

²³ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3.B-4

Tabla 3.61: Tabla de constantes²³

Table 3.B.2.1 – SI and US Customary Conversion Factors for Equations in Part 3

Conversion Factor	SI Units	US Customary Units
C_1	31623	12
C_2	1000	1
C_3	4536	10000
C_4	2.205	1
C_5	25.2	55.6
C_6	55.6	100
C_7	1	10.763
C_8	0.0929	1
C_9	0.123	0.6
C_{10}	9.744	63.32
C_{11}	0.145	1
C_{12}	1.8	1
C_{13}	6.29	0.178
C_{14}	1	3600
C_{15}	4.685	1
C_{16}	30.89	70
C_{17}	0.001481	0.00723
C_{18}	0.0050	0.0164
C_{19}	1.085	1.015
C_{20}	1.013	0.147
C_{21}	5328	9590
C_{22}	5.8	14.62
C_{23}	0.45	0.346
C_{24}	2.6	2.279
C_{25}	0.0298	0.0438
C_{26}	100	14.5
C_{27}	1	0.3967
C_{28}	1000	6895
C_{29}	4.303×10^{-4}	1.85×10^{-4}

Tabla 3.62: Tabla de constantes (continuación)²⁴

Table 3.B.2.1 – SI and US Customary Conversion Factors for Equations in Part 3

Conversion Factor	SI Units	US Customary Units
C_{30}	9.76×10^{-8}	6.43×10^{-7}
C_{31}	864	7200
C_{32}	0.543	107
C_{33}	0.0815	16.03
C_{34}	86.4	1.829×10^5
C_{35}	2.382	0.0259
C_{36}	30.5	100

3.3.3.4 Cantidad de líquido disponible para liberar

3.3.3.4.1 Paso 4.1

Calcular la masa del fluido disponible para liberarse $mass_{inv}$, la cual se calculó previamente en el análisis cualitativo.

3.3.3.4.2 Paso 4.2

Calcular la tasa de flujo de un agujero de 8 pulgadas W_{max8} según la ecuación presentada en el paso 3.3, colocando el área correspondiente al diámetro de 8 pulgadas, es decir 50.3 pulg.^2 . La tasa de flujo obtenida en este paso es la máxima que puede ser liberada al ambiente por los equipos cercanos.

3.3.3.4.3 Paso 4.3

Para cada agujero de liberación calcular la masa de fluido liberado por los equipos cercanos $mass_{add,n}$, resultante de tres minutos de flujo, la cual se calcula según la siguiente ecuación:

$$mass_{add,n} = 180 \times \min[W_n, W_{max,8}]$$

3.3.3.4.4 Paso 4.4

Para cada agujero de liberación calcular la masa disponible para liberación utilizando la siguiente ecuación:

²⁴ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3.B-5

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

3.3.3.5 Tipo de liberación

3.3.3.5.1 Paso 5.1

Para cada agujero de liberación calcular el tiempo requerido para la evacuación de 10000 libras de fluido, para lo cual se utiliza la siguiente ecuación:

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

Donde:

C₃: Constante que se toma de la tabla 3.61.

3.3.3.5.2 Paso 5.2

Para cada agujero de liberación determinar si la liberación es instantánea o continua, según los siguientes criterios:

1. Si el agujero de liberación es menor o igual a 0.25 pulgadas, la liberación es continua.
2. Si $t_n \leq 180$ segundos o la masa de liberación es mayor a 10000 libras, la liberación es instantánea, caso contrario es continua.

3.3.3.6 Impacto de los sistemas de detección y aislamiento

3.3.3.6.1 Paso 6.1

Determinar los sistemas de detección y aislamiento.

3.3.3.6.2 Paso 6.2

Seleccionar la clasificación del sistema de detección según la tabla 3.63.

3.3.3.6.3 Paso 6.3

Seleccionar la clasificación del sistema de aislamiento según la tabla 3.63.

3.3.3.6.4 Paso 6.4

Utilizando la tabla 3.64 y la clasificación de los sistemas de aislamiento y detección determinar el factor de reducción de liberación $fact_{di}$.

Tabla 3.63: Clasificación de sistemas de detección y aislamiento²⁵

Table 5.5 – Detection and Isolation System Rating Guide

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

Tabla 3.64: Factor de reducción²⁶

Table 5.6 – Adjustments to Release Based on Detection and Isolation Systems

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

3.3.3.6.5 Paso 6.5

Según la tabla 3.65 y la clasificación de los sistemas de detección y aislamiento, determinar la duración total de liqueo para cada agujero de liberación $ld_{max,n}$.

²⁵ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-56

²⁶ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-57

Tabla 3.65: Duración del liqueo basado en los sistemas de detección y aislamiento²⁶

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for 1/4 inch leaks 10 minutes for 1 inch leaks 5 minutes for 4 inch leaks
A	B	30 minutes for 1/4 inch leaks 20 minutes for 1 inch leaks 10 minutes for 4 inch leaks
A	C	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	A or B	40 minutes for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
B	C	1 hour for 1/4 inch leaks 30 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks
C	A, B or C	1 hour for 1/4 inch leaks 40 minutes for 1 inch leaks 20 minutes for 4 inch leaks

3.3.3.7 Tasa de liberación y masa

3.3.3.7.1 Paso 7.1

Para cada agujero de liberación calcular la tasa de liberación corregida $rate_n$ según la siguiente ecuación:

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

3.3.3.7.2 Paso 7.2

Para cada agujero de liberación calcular la duración del liqueo ld_n según la siguiente ecuación:

$$ld_n = \min \left[\left\{ \frac{mass_{avail,n}}{rate_n} \right\}, \{60 \times ld_{max,n}\} \right]$$

3.3.3.7.3 Paso 7.3

Para cada agujero de liberación calcular la masa de liberación $mass_n$ según la siguiente ecuación:

$$mass_n = \min[\{rate_n \times ld_n\}, mass_{avail,n}]$$

3.3.3.8 Consecuencias inflamables y explosivas

3.3.3.8.1 Paso 8.1

Según la tabla 3.66 seleccionar el factor de consecuencia de reducción del área de mitigación $fact_{mit}$.

Tabla 3.66: Factor de consecuencia de reducción del área de mitigación²⁷

Table 5.10 – Adjustments to Flammable Consequences for Mitigation Systems

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

3.3.3.8.2 Paso 8.2

Para cada agujero de liberación calcular el factor de corrección de eficiencia de energía $eneff_n$ según la siguiente ecuación:

$$eneff_n = 4 \log_{10}[C_4 \times mass_n] - 15$$

Donde:

C_4 : Constante que se toma de la tabla 3.61

3.3.3.8.3 Paso 8.3

Determinar el tipo de fluido, tipo 0 o tipo 1, según la tabla 3.56.

²⁷ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-63

3.3.3.8.4 Paso 8.4

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños de componentes para el caso: autoignición no probable y liberación continua (AINL-CONT) $CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$.

Tabla 3.67: Constantes para las consecuencias inflamables de daño a componentes²⁸

Table 5.8 – Component Damage Flammable Consequence Equation Constants

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
C ₁ -C ₂	43.0	0.98			280.0	0.95			41.0	0.67			1079	0.62		
C ₃ -C ₄	49.48	1.00			313.6	1.00			27.96	0.72			522.9	0.63		
C ₅	25.17	0.99	536.0	0.89	304.7	1.00			13.38	0.73	1.49	0.85	275.0	0.61		
C ₆ -C ₈	29.0	0.98	182.0	0.89	312.4	1.00	525.0	0.95	13.98	0.66	4.35	0.78	275.7	0.61	57.0	0.55
C ₉ -C ₁₂	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53
C ₁₃ -C ₁₆			64.0	0.90			1023	0.92			0.46	0.88			9.2	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			20.0	0.90			861.0	0.92			0.11	0.91			5.6	0.91
C ₂₅ +			11.0	0.91			544.0	0.90			0.03	0.99			1.4	0.99
H ₂	64.5	0.992			420.0	1.00			61.5	0.657			1430	0.618		
H ₂ S	32.0	1.00			203.0	0.89			148.0	0.63			357.0	0.61		
HF																
Aromatics	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
Styrene	17.87	1.097	103.0	1.00	374.5	1.055			11.46	0.667	70.12	1.00	512.6	0.713	701.2	1.00
CO	0.107	1.752							69.68	0.667						
DEE	39.84	1.134	737.4	1.106	320.7	1.033	6289	0.649	155.7	0.667	5.105	0.919			5.672	0.919
Methanol	0.026	0.909	1751	0.934					28.11	0.667	1.919	0.900				
PO	14.62	1.114	1295	0.960					65.58	0.667	3.404	0.869				
EEA	0.002	1.035	117.0	1.00					8.014	0.667	69.0	1.00				
EE	12.62	1.005	173.1	1.00					38.87	0.667	72.21	1.00				
EG	7.721	0.973	108.0	1.00					6.525	0.667	69.0	1.00				
EO	31.03	1.069							136.3	0.667						
Pyrophoric	12.0	0.98	130.0	0.90	391.0	0.95	560.0	0.95	7.1	0.66	3.3	0.76	281.0	0.61	6.0	0.53

²⁸ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-59

Tabla 3.68: Constantes para las consecuencias inflamables de daño a personas²⁹

Fluid	Continuous Releases Constants								Instantaneous Releases Constants							
	Auto-Ignition Not Likely (CAINL)				Auto-Ignition Likely (CAIL)				Auto-Ignition Not Likely (IAINL)				Auto-Ignition Likely (IAIL)			
	Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid		Gas		Liquid	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
C ₁ -C ₂	110.0	0.96			745.0	0.92			79.0	0.67			3100	0.63		
C ₃ -C ₄	125.2	1.00			836.7	1.00			57.72	0.75			1769	0.63		
C ₅	62.05	1.00	1545	0.89	811.0	1.00			28.45	0.76	4.34	0.85	959.6	0.63		
C ₆ -C ₈	68.0	0.96	516.0	0.89	828.7	1.00	1315	0.92	26.72	0.67	12.7	0.78	962.8	0.63	224.0	0.54
C ₉ -C ₁₂	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54
C ₁₃ -C ₁₆			183.0	0.89			2850	0.90			1.3	0.88			26.0	0.88
C ₁₇ -C ₂₅			57.0	0.89			2420	0.90			0.32	0.91			16.0	0.91
C ₂₅ +			33.0	0.89			1604	0.90			0.081	0.99			4.1	0.99
H ₂	165.0	0.933			1117	1.00			118.5	0.652			4193	0.621		
H ₂ S	52.0	1.00			375.0	0.94			271.0	0.63			1253	0.63		
HF																
Aromatics	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
Styrene	64.14	0.963	353.5	0.883	1344	0.937	487.7	0.268	18.08	0.686	0.14	0.935	512.6	0.713	1.404	0.935
CO	27.0	0.991							105.3	0.692						
DEE	128.1	1.025	971.9	1.219	1182	0.997	2658	0.864	199.1	0.682	47.13	0.814	821.7	0.657	52.36	0.814
Methanol	0.016	1.008	4484	0.902					37.71	0.688	6.255	0.871				
PO	38.76	1.047	1955	0.840					83.68	0.682	15.21	0.834				
EEA	0.017	0.946	443.1	0.835					11.41	0.687	0.153	0.924				
EE	35.56	0.969	46.56	0.800					162.0	0.660	0.152	0.927				
EG	25.67	0.947	324.7	0.869					8.971	0.687	0.138	0.922				
EO	49.43	1.105							220.8	0.665						
Pyrophoric	29.0	0.96	373.0	0.89	981.0	0.92	1401	0.92	13.0	0.66	9.5	0.76	988.0	0.63	20.0	0.54

1. Determinar las constantes *a* y *b* de la tabla 3.67.

$$a = a_{cmd}^{AINL-CONT}$$

$$b = b_{cmd}^{AINL-CONT}$$

²⁹ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-60

2. Si se libera fluido líquido y es del tipo 0, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$ y para la tasa de liberación $effrate_n^{AINL-CONT}$.

$$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT} = \min[\{a(rate_n)^b\}, C_7] \times (1 - fact_{unit})$$

$$effrate_n^{AINL-CONT} = \frac{1}{C_4} \times \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}}{C_8 \times a} \right] \times b^{-1} \right]$$

Donde:

C_7 , C_4 y C_8 son constantes que se toman de la tabla 3.61.

3. Si se libera fluido gaseoso y es del tipo 0, o el fluido libera es líquido y del tipo 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$ y para la tasa de liberación $effrate_n^{AINL-CONT}$.

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

$$effrate_n^{AINL-CONT} = rate_n$$

3.3.3.8.5 Paso 8.5

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños de componentes para el caso: autoignición probable y liberación continua (AIL-CONT)

$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.67.

$$a = a_{cmd}^{AIL-CONT}$$

$$b = b_{cmd}^{AIL-CONT}$$

2. Si el fluido liberado es líquido y del tipo 0 o 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$ y para la tasa de liberación $effrate_n^{AIL-CONT}$.

$$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT} = \min[\{a(rate_n)^b\}, C_7] \times (1 - fact_{unit})$$

$$effrate_n^{AIL-CONT} = \frac{1}{C_4} \times \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}}{C_8 \times a} \right] \times b^{-1} \right]$$

Donde:

C_7 , C_4 y C_8 son constantes que se toman de la tabla 3.61.

3. Si se libera fluido gaseoso y es del tipo 0 o 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$ y para la tasa de liberación $effrate_n^{AIL-CONT}$.

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

$$effrate_n^{AIL-CONT} = rate_n$$

3.3.3.8.6 Paso 8.6

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños de componentes para el caso: autoignición no probable y liberación instantánea (AINL-INST) $CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.67.

$$a = a_{cmd}^{AINL-INST}$$

$$b = b_{cmd}^{AINL-INST}$$

2. Si el fluido liberado es líquido y del tipo 0, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$ y para la tasa de liberación $effmass_n^{AINL-INST}$.

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = \min[\{a(mass_n)^b\}, C_7] \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

$$effmass_n^{AINL-INST} = \frac{1}{C_4} \times \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AINL-INST}}{C_8 \times a} \right] \times b^{-1} \right]$$

Donde:

C_7 , C_4 y C_8 son constantes que se toman de la tabla 3.61.

3. Si se libera fluido gaseoso y es del tipo 0 o el fluido liberado es líquido del tipo 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$ y para la tasa de liberación $effmass_n^{AINL-INST}$.

$$CA_{cmd,n}^{AINL-INST} = a(mass_n)^b \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

$$effmass_n^{AINL-INST} = mass_n$$

3.3.3.8.7 Paso 8.7

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños de componentes para el caso: autoignición probable y liberación instantánea (AIL-INST) $CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.67.

$$a = a_{cmd}^{AIL-INST}$$

$$b = b_{cmd}^{AIL-INST}$$

2. Si el fluido liberado es líquido y del tipo 0 o 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$ y para la tasa de liberación $effmass_n^{AINL-INST}$.

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = \min[\{a(mass_n)^b\}, C_7] \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

$$effmass_n^{AIL-INST} = \frac{1}{C_4} \times \exp \left[\log_{10} \left[\frac{CA_{cmd,n}^{AIL-INST}}{C_8 \times a} \right] \times b^{-1} \right]$$

Donde:

C_7 , C_4 y C_8 son constantes que se toman de la tabla 3.61.

3. Si se libera fluido gaseoso y es del tipo 0 o 1, se usan las siguientes ecuaciones para la consecuencia en área $CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$ y para la tasa de liberación $effmass_n^{AIL-INST}$.

$$CA_{cmd,n}^{AIL-INST} = a(mass_n)^b \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

$$effmass_n^{AIL-INST} = mass_n$$

3.3.3.8.8 Paso 8.8

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños a personas para el caso: autoignición no probable y liberación continua (AINL-CONT) $CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.68.

$$a = a_{inj}^{AINL-CONT}$$

$$b = b_{inj}^{AINL-CONT}$$

2. Calcular la consecuencia según la siguiente ecuación:

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

3.3.3.8.9 Paso 8.9

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños a personas para el caso: autoignición probable y liberación continua (AIL-CONT) $CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.68.

$$a = a_{inj}^{AIL-CONT}$$

$$b = b_{inj}^{AIL-CONT}$$

2. Calcular la consecuencia según la siguiente ecuación:

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

3.3.3.8.10 Paso 8.10

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños a personas para el caso: autoignición no probable y liberación instantánea (AINL-INST) $CA_{inj,n}^{AINL-INST}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.68.

$$a = a_{inj}^{AINL-INST}$$

$$b = b_{inj}^{AINL-INST}$$

2. Calcular la consecuencia según la siguiente ecuación:

$$CA_{inj,n}^{AINL-INST} = [a \times (effrate_n^{AINL-INST})^b] \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

3.3.3.8.11 Paso 8.11

Para cada agujero de liberación determinar la consecuencia de daños a personas para el caso: autoignición probable y liberación instantánea (AIL-INST) $CA_{inj,n}^{AIL-INST}$.

1. Determinar las constantes a y b de la tabla 3.68.

$$a = a_{inj}^{AIL-INST}$$

$$b = b_{inj}^{AIL-INST}$$

2. Calcular la consecuencia según la siguiente ecuación:

$$CA_{inj,n}^{AIL-INST} = [a \times (effrate_n^{AIL-INST})^b] \times \left(\frac{1 - fact_{mit}}{eneff_n} \right)$$

3.3.3.8.12 Paso 8.12

Para cada agujero de liberación calcular el factor de mezcla instantáneo/continuo $fact_n^{IC}$, utilizando la más adecuada de las siguientes ecuaciones:

$fact_n^{IC} = 0$ Si no se dan las constantes de las tabla 3.68 y 3.69 para una liberación instantánea.

$fact_n^{IC} = 1$ Para una liberación continua

$fact_n^{IC} = \min \left[\left\{ \frac{rate_n}{C_5} \right\}, 1 \right]$ Para una liberación continua.

Donde:

C_5 es una constante que se toma de la tabla 3.61

3.3.3.8.13 Paso 8.13

Calcular el factor de mezcla AIT $fact^{AIT}$, utilizando la más adecuada de las siguientes ecuaciones:

$fact^{AIT} = 0$ Si $T_s + C_6 \leq AIT$

$$fact^{AIT} = 1 \quad \text{Si } T_s - C_6 \geq AIT$$

$$fact^{AIT} = \frac{(T_s - AIT + C_6)}{2 \times C_6} \quad \text{Si } T_s - C_6 > AIT > T_s - C_6$$

Donde:

C_6 es una constante que se toma de la tabla 3.61

3.3.3.8.14 Paso 8.14

Calcular la consecuencia en área de la liberación continua e instantánea, según las siguientes ecuaciones:

$$CA_{cmd,n}^{AIL} = CA_{cmd,n}^{AIL_CONT} \times fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AIL_INST} \times (1 - fact_n^{IC})$$

$$CA_{inj,n}^{AIL} = CA_{inj,n}^{AIL_CONT} \times fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AIL_INST} \times (1 - fact_n^{IC})$$

$$CA_{cmd,n}^{AINL} = CA_{cmd,n}^{AINL_CONT} \times fact_n^{IC} + CA_{cmd,n}^{AINL_INST} \times (1 - fact_n^{IC})$$

$$CA_{inj,n}^{AINL} = CA_{inj,n}^{AINL_CONT} \times fact_n^{IC} + CA_{inj,n}^{AINL_INST} \times (1 - fact_n^{IC})$$

3.3.3.8.15 Paso 8.15

Calcular la consecuencia en área de daños inflamables en componentes $CA_{cmd,n}^{flam}$ y de daño en personas $CA_{inj,n}^{flam}$

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

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

3.3.3.8.16 Paso 8.16

Determinar la consecuencia final en área para daño en componentes CA_{cmd}^{flam} y para daño en personas CA_{inj}^{flam} .

$$CA_{cmd}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \times CA_{cmd,n}^{flam}}{gff_{total}} \right)$$

$$CA_{inj}^{flam} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \times CA_{inj,n}^{flam}}{gff_{total}} \right)$$

3.3.3.9 Consecuencias tóxicas

Las consecuencias tóxicas se evalúan en caso de que el fluido sea tóxico, el listado de dichos fluidos se presenta en la tabla 3.69. En caso de que el fluido analizado no se encuentra en esta lista, el valor de las consecuencias tóxicas es cero.³⁰

Tabla 3.69: Lista de componentes tóxicos³¹

Table 5.14 – Toxic Impact Criteria for Toxic Chemicals

Toxic Component	Probit Parameters			IDLH (ppm)	AEGL3-10 (ppm)	AEGL3-30 (ppm)	AEGL3-60 (ppm)	EPA Toxic Endpoint (mg/L)	ERPG-3
	A	B	N						
Acrolein	-9.93	2.05	1.00	2	---	---	---	0.50	---
Acrylonitrile	-29.42	3.01	1.43	85	---	---	---	0.08	75
Aluminum Trichloride	-14.65	2.00	1.00	---	---	---	---	---	---
Ammonia	-35.90	1.85	2.00	10	---	---	---	0.14	750
Benzene	-109.8	5.30	2.00	500	---	---	---	---	1000
Bromine	-9.04	0.92	2.00	3	---	---	---	0.01	5
Carbon Monoxide	-37.98	3.70	1.00	1200	1700	800	330	---	500
Carbon Tetrachloride	-6.29	0.41	2.50	200	---	---	---	---	750
Chlorine	-8.29	0.92	2.00	10	---	28	20	0.01	20
Ethylene Glycol Monoethyl Ether	-15.54	1.00	2.00	---	---	---	---	---	---
Ethylene Oxide	-6.21	1.00	1.00	800	---	---	---	---	---
Formaldehyde	-12.24	1.30	2.00	20	---	---	---	0.01	25
Hydrogen Chloride	-16.85	2.00	1.00	50	620	210	100	0.03	150
Hydrogen Cyanide	-29.42	3.01	1.43	50	27	21	15	---	25
Hydrogen Fluoride	-48.33	4.853	1.00	30	170	62	44	---	---
Hydrogen Sulfide	-31.42	3.01	1.43	100	78	60	50	---	100
Methanol	---	---	---	---	15000	15000	7900	---	---
Methyl Bromide	-56.81	5.27	1.00	---	---	---	---	---	200
Methyl Isocyanate	-5.64	1.64	0.65	---	1.2	0.4	0.2	---	5
Nitric Acid	-5.48	1.00	2.00	---	---	---	---	---	---
Nitrogen Dioxide	-13.79	1.40	2.00	20	---	---	---	---	---
Phosgene	-19.27	3.69	1.00	2	3.6	1.5	0.75	---	1
Propylene Oxide	-7.415	0.509	2.00	400	---	---	---	0.59	750
Styrene	---	---	---	700	---	---	---	---	1000
Sulphur Dioxide	-15.67	2.10	1.00	100	---	---	---	---	---
Toluene	-6.79	0.41	2.50	500	1600	900	630	---	---
Toluene Diisocyanate	-4.49	1.00	2.00	---	---	---	---	---	---

Note: Shaded areas in the above table designate toxic fluids and toxic impact criteria modeled in the Level 1 consequence analysis described in 5.9. In the Level 2 consequence analysis all data is required for all other fluids and toxic impact criteria.

³⁰ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-33

³¹ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-70

3.3.3.10 Consecuencias no inflamables y no tóxicas

Este tipo de consecuencia se calcula en caso de que existan fugas de vapor o se trabaje con ácido o cáusticos, fluidos que no están presentes en este caso por lo cual el valor de esta consecuencia es cero.³²

3.3.3.11 Consecuencia final de daño a componentes y daño a personas

Ya que el valor de las consecuencias tóxicas y no inflamables y no tóxicas es cero, el valor final de las consecuencias es el mismo valor de las consecuencias en área.

En la tabla 70 se observan los datos de las consecuencias para las válvulas de riesgo medio alto, mientras que en la tabla 3.71 se presentan las consecuencias para las válvulas de riesgo medio.

Tabla 3.70: Valores de la consecuencia final de las válvulas de riesgo medio alto

GRUPO DE VÁLVULAS	DAÑO A COMPONENTES [FT²]	DAÑO A PERSONAS [FT²]
Amazonas_C01	8.60	36.39
Amazonas_C02	0.44	5.96
Amazonas_C31	8.60	17.10
Amazonas_C33	8.60	16.38
Cayagama_C01	5.42	24.63
Páramo_C01	10.75	34.29
Sardinas_C17	8.60	21.66
Sardinas_C21	8.69	16.99
Sardinas_C22	8.60	24.81
Sardinas_C23	8.60	24.81

³² Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-37

Tabla 3.71: Valores de la consecuencia final de las válvulas de riesgo medio

GRUPO DE VÁLVULAS	DAÑO A COMPONENTES [FT²]	DAÑO A PERSONAS [FT²]
C02	3.05	24.56
C013(1573-1640)	0.06	0.25
C013(1795-1943)	0.06	0.27
C013(1390)	0.06	0.25
C52	3.07	24.67

3.3.3.12 Consecuencias económicas

3.3.3.12.1 Paso 12.1

Calcular el costo, es decir la consecuencia expresada en unidades monetarias, para reparar el equipo protegido por la PSV FC_{cmd} según la siguiente ecuación:

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

Donde:

holecost_n: Se obtiene de la tabla 3.72

matcost: Se obtiene de la tabla 3.73

3.3.3.12.2 Paso 12.2

Calcular el costo del daño a los equipos cercanos en el área afectada FC_{affa} , según la siguiente ecuación:

$$FC_{affa} = CA_{cmd} \times equipcost$$

Donde:

equipcost: Es el valor de reemplazo del equipo protegido presentado en \$/ft².

Tabla 3.72: Costo de daño a componentes³³

Table 5.15 – Component Damage Costs

Equipment Type	Component Type	Damage Cost (2001 US Dollars), <i>holecost</i>			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	10000	20000	100000	300000
Compressor	COMPR	5000	10000	50000	100000
Heat Exchanger	HEXSS	1000	2000	20000	60000
Heat Exchanger	HEXTS	1000	2000	20000	60000
Heat Exchanger	HEXTUBE	1000	2000	20000	60000
Pipe	PIPE-1	5	0	0	20
Pipe	PIPE-2	5	0	0	40
Pipe	PIPE-4	5	10	0	60
Pipe	PIPE-6	5	20	0	120
Pipe	PIPE-8	5	30	60	180
Pipe	PIPE-10	5	40	80	240
Pipe	PIPE-12	5	60	120	360
Pipe	PIPE-16	5	80	160	500
Pipe	PIPEGT16	10	120	240	700
Pump	PUMP2S	1000	2500	5000	5000
Pump	PUMPR	1000	2500	5000	10000
Pump	PUMP1S	1000	2500	5000	5000
Tank650	TANKBOTTOM	5000	0	0	120000
Tank650	COURSE-1	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-2	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-3	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-4	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-5	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-6	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-7	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-8	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-9	5000	12000	20000	40000
Tank650	COURSE-10	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	KODRUM	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	FINFAN	1000	2000	20000	60000
Vessel/FinFan	FILTER	1000	2000	4000	10000
Vessel/FinFan	DRUM	5000	12000	20000	40000
Vessel/FinFan	REACTOR	10000	24000	40000	80000
Vessel/FinFan	COLTOP	10000	25000	50000	100000
Vessel/FinFan	COLMID	10000	25000	50000	100000
Vessel/FinFan	COLBTM	10000	25000	50000	100000

³³ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-71

Tabla 3.73: Factores de costo de material³⁴

Table 5.16 – Material Cost Factors

Material	Cost Factor, <i>matcost</i>	Material	Cost Factor, <i>matcost</i>
Carbon Steel	1.0	90/10 Cu/Ni	6.8
1.25Cr-0.5Mo	1.3	Clad Alloy 600	7.0
2.25Cr-1Mo	1.7	CS “Teflon” Lined	7.8
5Cr-0.5Mo	1.7	Clad Nickel	8.0
7Cr-0.5Mo	2.0	Alloy 800	8.4
Clad 304 SS	2.1	70/30 Cu/Ni	8.5
Polypropylene Lined (pp)	2.5	904L	8.8
9Cr-1Mo	2.6	Alloy 20	11
405 SS	2.8	Alloy 400	15
410 SS	2.8	Alloy 600	15
304 SS	3.2	Nickel	18
Clad 316 SS	3.3	Alloy 625	26
CS “Saran” Lined	3.4	Titanium	28
CS Rubber Lined	4.4	Alloy “C”	29
316 SS	4.8	Zirconium	34
CS Glass Lined	5.8	Alloy “B”	36
Clad Alloy 400	6.4	Tantalum	535

3.3.3.12.3 Paso 12.3

Para cada agujero de liberación se calcula el costo de interrupción de negocios debido a los días fuera de servicio del equipo debido a la reparación de algún daño.

1. Calcular la probabilidad ponderada de reparación del equipo $Outage_{cmd}$ según la siguiente ecuación:

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

Donde:

$Outage_n$: Número de días fuera de servicio según el tamaño del agujero de liberación. Se obtiene de la tabla 3.74.

³⁴ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-72

Tabla 3.74: Número de días fuera de servicio según el tamaño del agujero de liberación³⁵

Table 5.17 – Estimated Equipment Outage

Equipment Type	Component Type	Estimated Outage in Days, $Outage_n$			
		Small	Medium	Large	Rupture
Compressor	COMPC	2	3	7	14
Compressor	COMPR	2	3	7	14
Heat Exchanger	HEXSS	0	0	0	0
Heat Exchanger	HEXTS	0	0	0	0
Heat Exchanger	HEXTUBE	0	0	0	0
Pipe	PIPE-1	0	0	0	1
Pipe	PIPE-2	0	0	0	1
Pipe	PIPE-4	0	1	0	2
Pipe	PIPE-6	0	1	2	3
Pipe	PIPE-8	0	2	3	3
Pipe	PIPE-10	0	2	3	4
Pipe	PIPE-12	0	3	4	4
Pipe	PIPE-16	0	3	4	5
Pipe	PIPEGT16	1	4	5	7
Pump	PUMP2S	0	0	0	0
Pump	PUMPR	0	0	0	0
Pump	PUMP1S	0	0	0	0
Tank650	TANKBOTTOM	5	0	0	50
Tank650	COURSE-1	2	3	3	7
Tank650	COURSE-2	2	3	3	7
Tank650	COURSE-3	2	3	3	7
Tank650	COURSE-4	2	3	3	7
Tank650	COURSE-5	2	3	3	7
Tank650	COURSE-6	2	3	3	7
Tank650	COURSE-7	2	3	3	7
Tank650	COURSE-8	2	3	3	7
Tank650	COURSE-9	2	3	3	7
Tank650	COURSE-10	2	3	3	7
Vessel/FinFan	KODRUM	2	3	3	7
Vessel/FinFan	FINFAN	0	0	0	0
Vessel/FinFan	FILTER	0	1	1	1
Vessel/FinFan	DRUM	2	3	3	7
Vessel/FinFan	REACTOR	4	6	6	14
Vessel/FinFan	COLTOP	2	4	5	21
Vessel/FinFan	COLMID	2	4	5	21
Vessel/FinFan	COLBTM	2	4	5	21

Notes: The outage day values listed above are estimates. The end user should review these to reflect their specific requirements

³⁵ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-73

2. Calcular el tiempo requerido para reparar el equipo en el área afectada $Outage_{affa}$ según la siguiente ecuación:

$$Outage_{affa} = 10^{1.242 + 0.58 \times \log_{10}[FC_{affa} \times (10)^{-6}]}$$

3. Calcular el costo de interrupción de negocios FC_{prod} según la siguiente ecuación:

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

Donde:

prodcost: Es el costo de la pérdida de producción por cada unidad.

Según OCP el valor del factor prodcost es 400 USD/día, valor que representa el costo de reinicio de bombeo.

3.3.3.12.4 Paso 12.4

Calcular el costo asociado con el daño al personal FC_{inj} según la siguiente ecuación:

$$FC_{inj} = CA_{inj} \times popdens \times injcost$$

Donde:

popdens: Es el número de personas por unidad de área [persona/ft²]

injcost: Es el costo que asumiría la empresa en caso de fatalidad a uno de los trabajadores.

1. La densidad poblacional se toma en cuenta con el número de personas que hay en la estación, dato que también se tomó en cuenta en el análisis cualitativo, el cual es 1.85×10^{-5} [personas/ft²]
2. El costo que asumiría la empresa en caso de que ocurra una fatalidad es de 6000000 USD ya que según su tabla de riesgos presentada en la figura 3.10, es el riesgo alto que jamás debería ocurrir.

Dimensión / Impacto	Muy Alto	Alto	Medio	Bajo	Muy Bajo
	5	4	3	2	1
Personas (empleados, contratistas, terceros)	Fatalidad, Incapacidad permanente total	Incapacidad permanente parcial	Incapacidad temporal	Lesión leve, solo primeros auxilios	Incidente sin lesiones
Económico	Mayor a US\$ 6 millones	Mayor a US\$ 230 mil y hasta US\$ 6 millones	Mayor a US\$ 50 mil y hasta US\$ 230 mil	Mayor a US\$ 10 mil y hasta US\$ 50 mil	Menor a US\$ 10 mil
Operaciones	Suspensión del transporte por un periodo mayor a 3 meses.	Suspensión del transporte con afectación a la producción (mayora 8 días y hasta 3 meses)	Suspensión del transporte con afectación a la recepción y sin afectación a la producción (hasta 8 días)	Suspensión del transporte sin afectación a la recepción (hasta 5 días)	Suspensión del transporte (hasta 2 días)
Ambiente	Impacto regional y remediación en más de 1 año.	Impacto regional y remediación hasta en 1 año.	Impacto local y remediación hasta en 6 meses.	Impacto local y remediación hasta en 3 meses.	Impacto puntual (no sale de las instalaciones) y remediación hasta en 1 mes.
Clientes	Veto como proveedor de transporte	Pérdida de clientes	Quejas y/o reclamos	Incumplimiento de las condiciones acordadas	Inconformidades menores
Comunidad	Indignación y revuelta generalizada	Acciones directas y significativas en contra de la empresa.	Quejas de la comunidad	Solicitudes puntuales	Inconformidades menores
Imagen	Daño irreparable e indignación generalizada	Daño significativo que requiere medidas importantes de reparación	Daño moderado y temporal	Daño mínimo y circunstancial	Percepciones negativas

Figura 3.11: Criterios de evaluación de OCP (impacto)³⁶

³⁶ Tabla proporcionada por la empresa OCP

3.3.3.12.5 Paso 12.5

Calcular el costo asociado con la remediación ambiental.

1. Estimar el volumen derramado para cada agujero de liberación vol_n^{env} según la siguiente ecuación:

$$vol_n^{env} = \frac{C_{13} \times mass_n \times (1 - frac_{evap})}{\rho_l}$$

Donde:

C_{13} : Es una constante que se toma de la tabla 3.61.

$frac_{evap}$: Es la fracción de fluido evaporada en 24 horas. Este valor se obtiene de la tabla 3.75.

ρ_l : Densidad del fluido líquido. Se obtiene de la tabla 3.75.

2. Calcular la probabilidad ponderada de costos de remediación ambiental $FC_{environ}$ según la siguiente ecuación:

$$FC_{env} = \left(\frac{\sum_{n=1}^4 gff_n \times vol_n^{env}}{gff_{total}} \right) \times envcost$$

Donde:

$envcost$: Son los costos de remediación ambiental, el cual según la empresa OCP es de 1525.27 [USD/barril]

3.3.3.12.6 Paso 12.6

Calcular la consecuencia económica final COF_{fail} según la siguiente ecuación:

$$COF_{fail} = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ}$$

En las tablas 3.75 se presentan las consecuencias para las válvulas de riesgo medio alto, mientras que en la tabla 3.76 se presentan los valores para las válvulas de riesgo medio.

Tabla 3.75: Propiedades del fluido³⁷

Table 5.18 – Fluid Leak Properties

Fluid	Molecular Weight	Density (lb/ft ³)	NBP (°F)	Fraction Evaporated in 24 Hours (Note 1) <i>fract_{evap}</i>
C1-C2	23	15.639	-193	1.00
C3-C5	58	36.209	31	1.00
C6-C8	100	42.702	210	0.90
C9-C12	149	45.823	364	0.50
C13-C16	205	47.728	502	0.10
C17-C25	280	48.383	651	0.05
C25+	422	56.187	981	0.02
Acid	18	62.3	212	0.90
H ₂	2	4.433	-423	1.00
H ₂ S	34	61.993	-75	1.00
HF	20	60.37	68	1.00
CO	28	50	-312	1.00
DEE	74	45	95	1.00
HCL	36	74	-121	1.00
Nitric Acid	63	95	250	0.80
NO ₂	90	58	275	0.75
Phosgene	99	86	181	1.00
TDI	174	76	484	0.15
Methanol	32	50	149	1.00
PO	58	52	93	1.00
Styrene	104	42.7	293	0.60
EEA	132	61	313	0.65
EE	90	58	275	0.75
EG	62	69	387	0.45
EO	44	55	51	1.00

Note 1: Estimated values.

³⁷ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 3-74

Tabla 3.76: Consecuencia de falla por FAIL para las válvulas de riesgo medio alto

GRUPO DE VÁLVULAS		COF_{FAIL} [\$]
Amazonas_C01	PSV-01006 A, B, C, D	11030.69
	PSV-01417 A, B, C, D, E, F	19749.96
	PSV-01418 A, B, C, D, E, F	
Amazonas_C02	PSV-01419	2157.16
	PSV-01420	4658.83
Amazonas_C31	PSV-01227, 01237, 01247, 01257	38037.82
	PSV-01181	19535.51
Amazonas_C33		37566.28
Cayagama_C01	PSV-02015 A, B, C, D	5928.34
	PSV-02417 A, B, C, D, E	27838.29
	PSV-02418 A, B, C, D, E	
Páramo_C01		20118.73
Sardinas_C17		74560.68
Sardinas_C21		19169.38
Sardinas_C22		18520.96
Sardinas_C23		18520.96

Tabla 3.77: Consecuencia de falla por FAIL para las válvulas de riesgo medio

GRUPO DE VÁLVULAS		COF_{FAIL} [\$]
C02	PSV-03002	124824.83
	PSV-02002	109418.62
	PSV-10002	136627.36
	PSV-10003	4581.86
	PSV-10024	4581.86

Continúa...

C013 (1573-1640)	PSV-09002, PSV-09006, PSV-06003	448.73
	PSV-06002	3443.87
	PSV-06005	448.73
C013 (1795-1943)	PSV-01007	3806.71
	PSV-02012, PSV-04012	4135.82
	PSV-03012	4176.10
C013(3190)		4976.13
C52		4656.08

Existen algunos grupos de válvulas donde se especifica un valor de consecuencia diferente para cada válvula, esto ocurre porque cada válvula protege un equipo diferente y su costo de reemplazo es diferente, lo cual afecta el valor final de la consecuencia y por lo tanto del riesgo final también.

3.3.4 CONSECUENCIA DE FALLA POR LEAK CUANTITATIVA O COF POR LEAK CUANTITATIVA¹⁰

3.3.4.1 Paso 1

Determinar la capacidad de flujo de la PSV W_c^{prd} , lo cual se toma de los datos de placa de cada una de las válvulas.

3.3.4.2 Paso 2

Calcular la tasa de liqueo leve $lrate_{mild}$ según la siguiente ecuación:

$$lrate_{mild} = 0.1W_c^{prd}$$

3.3.4.3 Paso 3

Calcular la tasa de liqueo en caso de que se queda abierta la PSV $lrate_{so}$ según la siguiente ecuación:

$$lrate_{so} = 0.25W_c^{prd}$$

3.3.4.4 Paso 4

Determinar la duración del liqueo D_{leak} utilizando la tabla 3.78 y la duración de la apertura D_{so} con la siguiente ecuación:

$$D_{so} = \frac{30 \text{ min}}{60 \frac{\text{min}}{\text{hr}} \times 24 \frac{\text{hr}}{\text{día}}} = 0.021 \text{ días}$$

Tabla 3.78: Duración estimada del liqueo de las PSV³⁸

Table 7.14 – Estimated Leakage Duration from PRDs

PRD Inlet Size (inches)	Leak Duration Discharge to Flare or Closed System, D_{leak} (days)	Leak Duration Discharge to Atmosphere, D_{leak} (days)
≤ 3/4 inch	60	8
3/4 < inlet size ≤ 1-1/2	30	4
1-1/2 < inlet size ≤ 3	15	2
3 < inlet size ≤ 6	7	1
Greater than 6	2	0.33

3.3.4.5 Paso 5

Calcular las consecuencias de pérdida de contenido C_{flu}^{mild} y C_{flu}^{so} según las siguientes ecuaciones:

$$C_{flu}^{mild} = 24 \times F_r \times Cost_{flu} \times D_{mild} \times lrate_{mild}$$

$$C_{flu}^{so} = 24 \times F_r \times Cost_{flu} \times D_{so} \times lrate_{so}$$

Donde:

F_r : Factor de recuperación

$Cost_{flu}$: Costo del fluido que circula por la PSV

³⁸ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-69

3.3.4.5.1 Factor de recuperación

Este factor puede ser calculado según una de las tres siguientes ecuaciones, de acuerdo al caso que le corresponda:

$F_r = 0.5$ Si la PSV descarga con llama y existe un sistema de protección

$F_r = 0$ Si la PSV descarga a un sistema cerrado

$F_r = 1$ Para los demás casos

En todas las estaciones de OCP las válvulas por las cuales circula crudo, descargan hacia un sistema cerrado por lo que el valor de este factor es siempre de 0.

3.3.4.5.2 Costo del fluido

Según los datos proporcionados por la empresa OCP, el valor del crudo es de 0.39 [USD/libra].

3.3.4.6 Paso 6

Determinar las consecuencias ambientales asociadas con el liqueo de la PSV C_{env} . Este valor es de cero ya que en caso de ocurrir un incidente, éste únicamente afectará al área dentro de la estación y nada fuera de ella, por lo que no se debe realizar ninguna remediación ambiental externa.

3.3.4.7 Paso 7

Determinar las consecuencias asociadas con la reparación y mantenimiento de la PSV C_{sd} , valor que se define según las siguientes ecuaciones:

$Cost_{sd} = \$1000$ Si la entrada de la PSV es menor a 6 pulgadas

$Cost_{sd} = \$2000$ Si la entrada de la PSV es mayor o igual a 6 pulgadas

3.3.4.8 Paso 8

Calcular las consecuencias de pérdidas de producción por liqueo leve $Cost_{prod}^{mild}$ y por estar abierta la PSV $Cost_{prod}^{so}$, según las siguientes ecuaciones:

$Cost_{prod}^{mild} = 0$ Si el liqueo de la PSV puede ser tolerado o si la PSV puede ser aislada y reparada sin necesidad de apagar el sistema.

$Cost_{prod}^{mild} = unit_{prod} \times D_{sd}$ Si el liqueo de la PSV no puede ser tolerado

$Cost_{prod}^{so} = unit_{prod} \times D_{sd}$ Si la PSV ha permanecido abierta

3.3.4.9 Paso 9

Calcular la consecuencia asociada con el liqueo leve C_l^{mild} y la consecuencia en caso de permanecer abierta la PSV según las siguientes ecuaciones:

$$C_l^{mild} = C_{flu}^{mild} + C_{env} + C_{sd} + C_{prod}^{mild}$$

$$C_l^{so} = C_{flu}^{so} + C_{env} + C_{sd} + C_{prod}^{so}$$

3.3.4.10 Paso 10

Calcular la consecuencia final de liqueo COF_{leak} según la siguiente ecuación:

$$COF_{leak} = 0.9C_l^{mild} \times 0.1C_l^{so}$$

Para todas las válvulas de riesgo medio alto y medio se obtiene el mismo valor ya que las condiciones de liqueo son las mismas para todas las PSVs y este valor es de \$1120.

3.3.5 RIESGO FINAL

3.3.5.1 Paso 1

Evaluar el riesgo debido a la falla por FAIL $Riesgo_{fail}$ y el riesgo debido a la falla por LEAK, según las siguientes ecuaciones:

$$Riesgo_{fail} = POF_{fail} \times COF_{fail}$$

$$Riesgo_{leak} = POF_{leak} \times COF_{leak}$$

3.3.5.2 Paso 2

Determinar el riesgo final que es la suma de los riesgos por fail y por leak.

En las tablas 3.79 y 3.80 se presentan las ecuaciones del riesgo final para las válvulas de riesgo medio alto y riesgo alto respectivamente.

Tabla 3.79: Riesgo final para las válvulas de riesgo medio alto

GRUPO DE VÁLVULAS		Riesgo total [\$/año]
Amazonas_C01	PSV-01006 A, B, C, D	$\text{Riesgo} = 7578,31 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{12,89} \right)^{4,34} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,66} \right)^{4,11} \right] \right\}$
	PSV-01417 A, B, C, D, E, F PSV-01418 A, B, C, D, E, F	$\text{Riesgo} = 16297,57 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{12,89} \right)^{4,34} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,66} \right)^{4,11} \right] \right\}$
Amazonas_C02	PSV-01419	$\text{Riesgo} = 32,63 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{3,56} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,30} \right)^{4,79} \right] \right\}$
	PSV-01420	$\text{Riesgo} = 83,92 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,58} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,30} \right)^{4,79} \right] \right\}$

Continúa...

Amazonas_C31	PSV-01227, 01237, 01247, 01257	$\text{Riesgo} = 36415,87 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{7,95} \right)^{14,95} \right] \right\} + 2120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,87} \right)^{15,93} \right] \right\}$
	PSV-01181	$\text{Riesgo} = 17913,56 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{7,95} \right)^{14,95} \right] \right\} + 2120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,87} \right)^{15,93} \right] \right\}$
Amazonas_C33		$\text{Riesgo} = 36012,71 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{7,20} \right)^7 \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{4,28} \right)^{2,98} \right] \right\}$
Cayagama_C01	PSV-02015 A, B, C, D	$\text{Riesgo} = 3591,78 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{22,36} \right)^{1,65} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{9,25} \right)^{4,91} \right] \right\}$
	PSV-02417 A, B, C, D, E PSV-02418 A, B, C, D, E	$\text{Riesgo} = 25501,73 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{22,36} \right)^{1,65} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{9,25} \right)^{4,91} \right] \right\}$
Páramo_C01		$\text{Riesgo} = 16865,66 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{12,52} \right)^{2,56} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{12,29} \right)^{2,39} \right] \right\}$

Continúa...

Sardinas_C17	$\text{Riesgo} = 72505,85 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{30,78} \right)^{1,28} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,07} \right)^{2,03} \right] \right\}$
Sardinas_C21	$\text{Riesgo} = 366,97 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,50} \right)^{1,87} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{6,82} \right)^{1,6} \right] \right\}$
PSV-03417A	$\text{Riesgo} = 368,62 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{3,47} \right)^{1,87} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{25,02} \right)^{1,53} \right] \right\}$
Sardinas_C22	$\text{Riesgo} = 368,62 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,44} \right)^{1,87} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{25,02} \right)^{1,53} \right] \right\}$
PSV-03417E	$\text{Riesgo} = 368,62 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{8,42} \right)^{1,87} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{25,02} \right)^{1,53} \right] \right\}$

Continúa...

	PSV-03417F	$Riesgo = 368,62 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{5,55} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{25,02} \right)^{1,53} \right] \right\}$
	PSV-03418A, B, C	$Riesgo = 368,62 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{3,47} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{40,90} \right)^{1,53} \right] \right\}$
	PSV-03418D	$Riesgo = 368,62 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{8,37} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{40,90} \right)^{1,53} \right] \right\}$
Sardinas_C23	PSV-03418E	$Riesgo = 368,62 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{8,34} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{40,90} \right)^{1,53} \right] \right\}$
	PSV-03418F	$Riesgo = 368,62 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{5,68} \right)^{1,8} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - EXP \left[- \left(\frac{t}{40,90} \right)^{1,53} \right] \right\}$

Tabla 3.80: Riesgo final para las válvulas de riesgo medio

GRUPO DE VÁLVULAS	Riesgo total [\$/año]
PSV-03002	$\text{Riesgo} = 122495,12 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,76} \right)^{1,687} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,39} \right)^{1,74} \right] \right\}$
PSV-02002	$\text{Riesgo} = 107088,91 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,76} \right)^{1,687} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,39} \right)^{1,74} \right] \right\}$
PSV-10002	$\text{Riesgo} = 134297,64 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,76} \right)^{1,687} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,39} \right)^{1,74} \right] \right\}$
PSV-10003 PSV-10024	$\text{Riesgo} = 2252,15 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{11,76} \right)^{1,687} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,39} \right)^{1,74} \right] \right\}$

Continúa...

C013 (1573-1640)	PSV-09002, PSV-09006, PSV-06003, PSV-06005	$\text{Riesgo} = 521,22 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{9,74} \right)^{2,30} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{6,12} \right)^{1,39} \right] \right\}$
	PSV-06002	$\text{Riesgo} = 3420,36 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{9,74} \right)^{2,30} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{6,12} \right)^{1,39} \right] \right\}$
	PSV-01007	$\text{Riesgo} = 3781,31 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,11} \right)^{1,30} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{14,64} \right)^{1,47} \right] \right\}$
C013 (1795-1943)	PSV-02012, PSV-04012	$\text{Riesgo} = 4110,42 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,11} \right)^{1,30} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{14,64} \right)^{1,47} \right] \right\}$
	PSV-03012	$\text{Riesgo} = 4150,70 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{19,11} \right)^{1,30} \right] \right\} + 1120 \left\{ 1 - \text{EXP} \left[- \left(\frac{t}{14,64} \right)^{1,47} \right] \right\}$

Continúa...

C013(3190)	$\mathbf{Riesgo} = 5048,62 \left\{ \mathbf{1} - \mathbf{EXP} \left[- \left(\frac{t}{6,13} \right)^{1,03} \right] \right\} + 1120 \left\{ \mathbf{1} - \mathbf{EXP} \left[- \left(\frac{t}{9,25} \right)^{2,24} \right] \right\}$
C52	$\mathbf{Riesgo} = 2316,14 \left\{ \mathbf{1} - \mathbf{EXP} \left[- \left(\frac{t}{24,01} \right)^{1,36} \right] \right\} + 1120 \left\{ \mathbf{1} - \mathbf{EXP} \left[- \left(\frac{t}{6,31} \right)^{4,12} \right] \right\}$

CAPÍTULO 4

PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (IBR)

4.1 RIESGO ACEPTABLE

El riesgo aceptable es el valor tolerable para la organización, es decir que no afecta su productividad.

En la tabla de riesgo de la empresa OCP mostrada en la figura 4.1, se puede observar que los valores de riesgo presentados están muy por encima de los calculados para cada grupo de válvulas, por lo que se decidió tomar un riesgo aceptable desde el punto de vista de la inversión, es decir que se tomará como riesgo aceptable el valor correspondiente a la inversión que debe realizar la empresa para evitar un incidente debido a las PSVs, lo cual corresponde al valor de inspección de cada una.

CONSECUENCIA	MUY ALTO \$6,000,001.00	BAJO \$6.00	BAJO \$6.00 \$600.00	MEDIO \$600.00 \$60,000.01	ALTO \$60,000.01 \$600,000.10	EXTREMO \$6,000,001.00
	ALTO \$230,001.00 \$600,000.00	BAJO \$0.23 \$0.60	BAJO \$0.23 \$60.00	BAJO \$23.00 \$6,000.00	MEDIO \$2,300.01 \$60,000.00	ALTO \$230,001.00 \$600,000.00
	MEDIO \$50,001.00 \$230,000.00	BAJO \$0.05 \$0.23	BAJO \$0.05 \$23.00	BAJO \$5.00 \$2,300.00	BAJO \$500.01 \$23,000.00	MEDIO \$50,001.00 \$230,000.00
	BAJO \$10,001.00 \$50,000.00	BAJO \$0.01 \$0.05	BAJO \$0.01 \$5.00	BAJO \$1.00 \$500.00	BAJO \$100.01 \$5,000.00	BAJO \$10,001.00 \$50,000.00
	MUY BAJO \$10,000.00	BAJO \$0.01	BAJO \$0.01 \$1.00	BAJO \$1.00 \$100.00	BAJO \$100.00 \$1,000.00	BAJO \$10,000.00
	IMPROBABLE 1.00E-06	POCO PROBABLE 1.00E-06 1.00E-04	PROBABLE 1.00E-04 1.00E-02	MUY PROBABLE 1.00E-02 1.00E-01	INMINENTE 1.00E+00	
	PROBABILIDAD					

Figura 4.1: Tabla de riesgo de la empresa OCP³³

4.2 EVALUACIÓN DEL TIEMPO DE INSPECCIÓN

La ecuación del riesgo obtenida en el capítulo 4 se encuentra en función del tiempo, por lo que se evaluó el riesgo de cada válvula a diferentes tiempos (desde 1 año hasta 5 años) y se escogió como tiempo de inspección óptimo a aquel correspondiente al riesgo que sea menor y más cercano al aceptable.

Se toma como ejemplo la válvula PSV-03181, cuyos valores de riesgo y de inspección se presentan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Riesgo anual de la válvula PSV-03181

TIEMPO [AÑOS]	RIESGO [\$/AÑO]	COSTO DE INSPECCIÓN [\$]
1	59.13	300.98
2	175.34	300.98
3	320.92	300.98
4	479.34	300.98
5	638.52	300.98

Ya que el riesgo debe ser menor y más cercano que el costo de inspección, se determina que el tiempo de inspección óptimo para la válvula PSV-03181 es de 2 años.

Una vez realizado el anterior análisis se determinó el tiempo de inspección óptimo para todas las válvulas, lo cual se muestra en el anexo D y en la tabla 4.2 se indica la cantidad de válvulas según el tiempo de inspección, además se presentan los resultados de manera gráfica en las figuras 4.2 y 4.3.

Tabla 4.2: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección

TIEMPO DE INSPECCIÓN [AÑOS]	CANTIDAD DE VÁLVULAS	PORCENTAJE
1	28	3.70%
2	17	2.25%
3	205	27.12%
4	21	2.78%
5	485	64.15%
TOTAL	756	100%

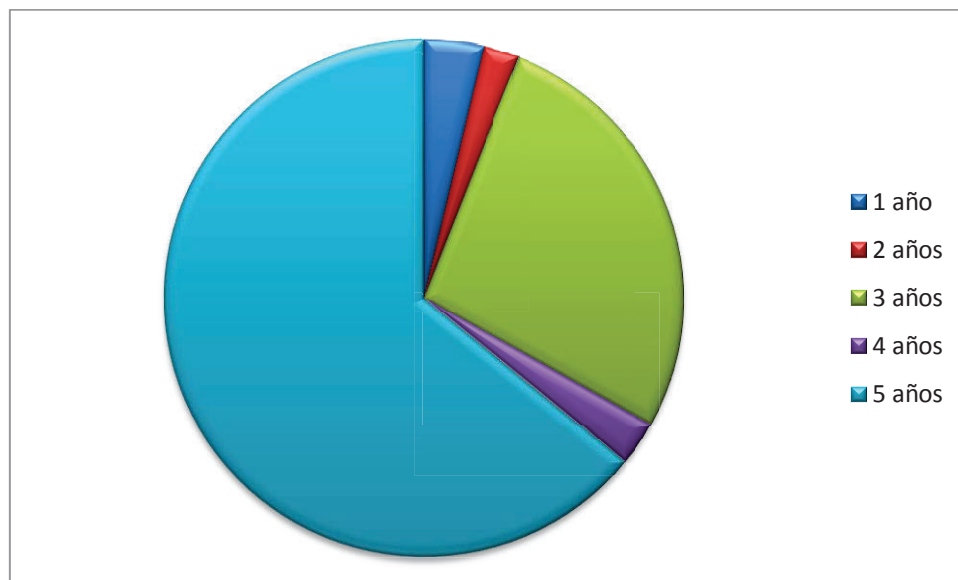


Figura 4.2: Porcentaje de válvulas según el tiempo de inspección

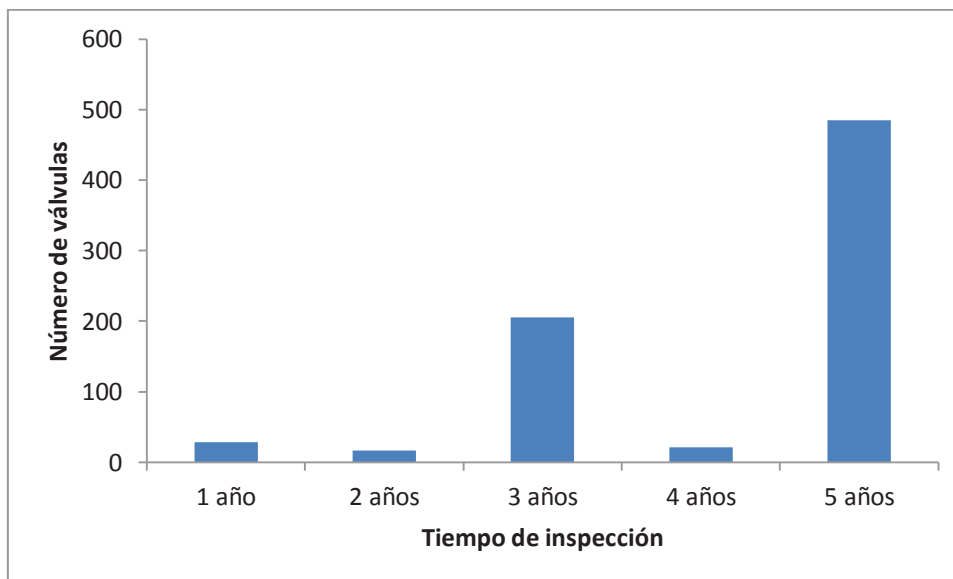


Figura 4.3: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección

Debido a que existen pocas válvulas que deben ser inspeccionadas cada 2 años, se decide que éstas sean inspeccionadas cada año, manteniendo las demás válvulas en sus respectivos tiempos, con lo cual se tienen tiempos de inspección definitivos que se establecen en la tabla 4.3 y de manera gráfica se presentan en las figuras 4.4 y 4.5.

Tabla 4.3: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección definitivo

TIEMPO DE INSPECCIÓN [AÑOS]	CANTIDAD DE VÁLVULAS	PORCENTAJE
1	45	5.95%
3	205	27.12%
4	21	2.78%
5	485	64.15%
TOTAL	756	100%

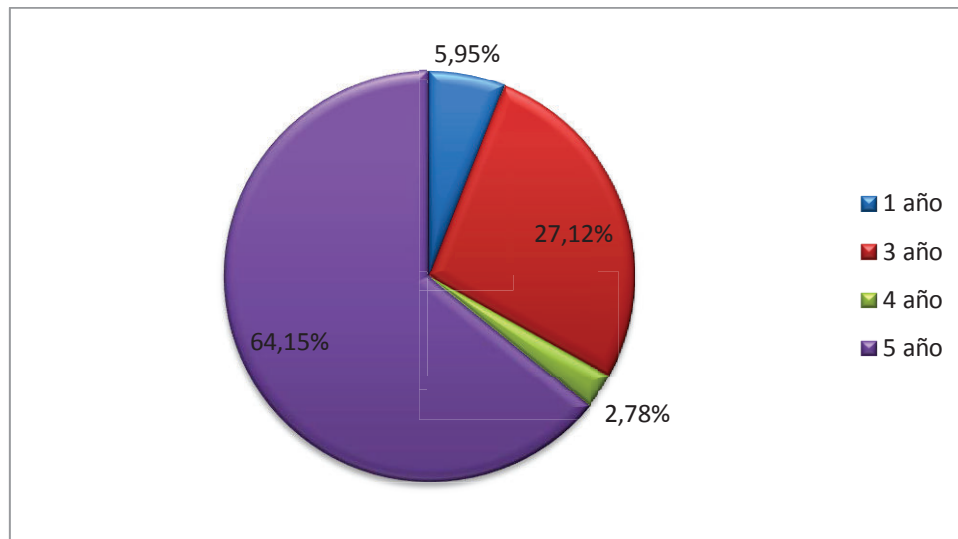


Figura 4.4: Porcentaje de válvulas según el tiempo de inspección definitivo

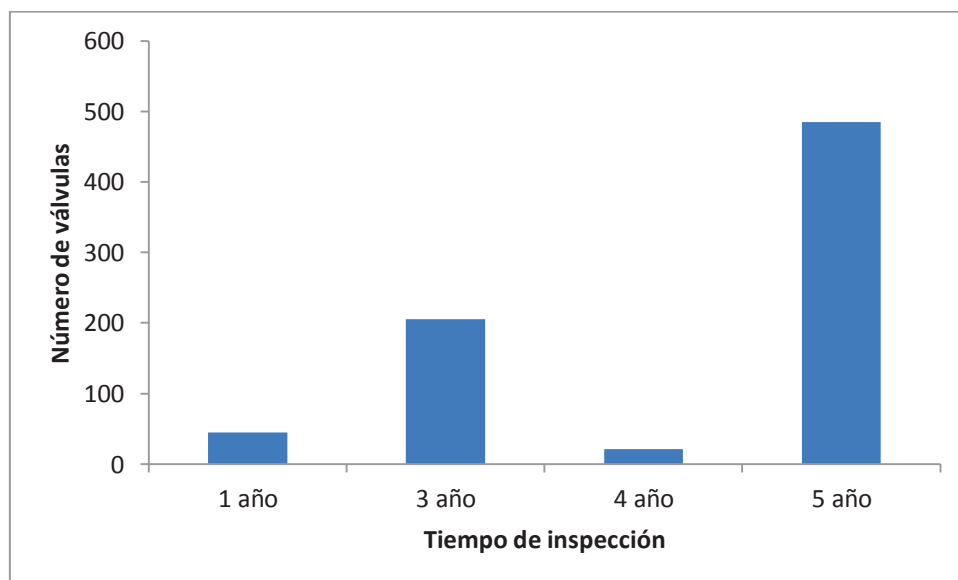


Figura 4.5: Cantidad de válvulas según el tiempo de inspección definitivo

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO PLAN DE INSPECCIÓN

Una vez realizado el análisis anteriormente indicado, se realizó un análisis de costos comparando el mantener el plan actual de inspección anual de todas las válvulas contra el nuevo plan de inspección recomendado por el análisis de IBR realizado.

Ya que el tiempo máximo de inspección permitido es de 5 años³⁹, se realizó la comparación de costos en este intervalo de tiempo.

5.1 COSTOS CON EL PLAN DE INSPECCIÓN ACTUAL (ANUAL)

Si se mantiene el plan de inspección actual, es decir realizar una inspección anual a todas las válvulas, se obtendría un gasto anual de \$114051.13, lo cual representaría un valor de \$570255.65 en 5 años.

5.2 COSTOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL IBR

Al aplicar los nuevos tiempos de inspección se tendrían los valores presentados en la tabla 5.1.

³⁹ Norma API 576 Inspection of Pressure-Relieving Devices, sección 6.4, página 34

Tabla 5.1: Costos al aplicar el IBR

TIEMPO [AÑOS]	COSTO [\$]
1	8936.92
2	8936.92
3	41653.52
4	14240.96
5	76030.49
TOTAL	149798.81

Al aplicar el IBR se realiza un gasto de \$149798.81 en 5 años, valor que es menor al establecido en los costos obtenidos con el plan de inspección anual.

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO FINAL

Una vez analizadas las dos opciones, se observa que entre los dos valores hay una diferencia de \$420456.84 en 5 años, lo cual representa un ahorro del 73.73%. estos valores se detallan en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Ahorro en 5 años

TIEMPO [AÑO]	COSTO SIN IBR [\$]	COSTO CON IBR [\$]	AHORRO [\$]	AHORRO [%]
1	114051.13	8936.92	105114.21	92.16
2	114051.13	8936.92	105114.21	92.16
3	114051.13	41653.52	72397.61	63.48
4	114051.13	14240.96	99810.17	87.51
5	114051.13	76030.49	38020.64	33.34
TOTAL	570255.65	149798.81	420456.84	73.73

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Es posible optimizar los tiempos de inspección de las válvulas PSV del Oleoducto de Crudos Pesados, lo cual tiene como consecuencia la reducción de costos ya que no todas las válvulas necesitan ser inspeccionadas anualmente como se venía realizando hasta la actualidad.
- Con el nuevo plan de inspección se generará un ahorro de 73.73% en un lapso de 5 años, lo que representa un valor de \$420456.84.
- Debido a los nuevos tiempos de inspección es posible optimizar el tiempo de los trabajadores de OCP encargados de realizar el mantenimiento de las válvulas PSV.
- Para facilitar la distribución de mantenimiento de las PSV se decidió agrupar las válvulas de 2 años, que representan alrededor del 2% del total, en el primer año.
- La mayor cantidad de válvulas se categorizaron como riesgo bajo debido a la existencia de elementos de contención y de mitigación que reducen el riesgo además de un tiempo entre fallas prolongado.
- Durante la realización del análisis de los nuevos tiempos de inspección de las válvulas PSV se generó una base de datos donde constan todos los datos importantes y necesarios para la realización del IBR.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda la utilización de los nuevos planes de mantenimiento realizados en base al IBR ya que el ahorro económico producido es significativo.
- Se recomienda realizar actualizaciones al presente IBR cuando se cambien las condiciones operativas o en un lapso máximo de 5 años ya que las condiciones de las válvulas cambiarán con el tiempo y el modelo presentado por el IBR es dinámico.
- Aplicar el IBR a otros equipos que sea factible ya que se demostró que con su utilización es posible realizar un ahorro económico significativo.
- Verificar si las válvulas a las que se les haya realizado mantenimiento para corrección de fugas (lapeado) por varias ocasiones han llegado a la dimensión mínima permitida del asiento, ya que, este repuesto debe ser cambiado para garantizar el buen funcionamiento de la válvula entre los tiempos de inspección establecidos para la misma.

BIBLIOGRAFÍA

1. Norma API RP580 (2009). Risk Based Inspection
2. Norma API RP581 (2008). Risk Based Inspection Technology
3. Norma API 576 (2000). Inspection of Pressure-Relieving Devices
4. *WIKIPEDIA*. (2015, 02 16). Retrieved from
http://es.wikipedia.org/wiki/Curva_de_la_ba%C3%B1era
http://es.wikipedia.org/wiki/V%C3%A1lvula_de_alivio_de_presi%C3%B3n
5. Presentación del programa WEIBULL de RELIASOFT
6. *FORO PREVENCIÓNISTA*. (2015, 02 16). Retrieved from
http://www.jmcpri.net/ntps/@datos/ntp_316.htm
7. *CONFIABILIDAD* (2015, 02 16). Retrieved from
<http://confiabilidad.net/articulos/distribucion-weibull/>
8. *PENTAIR VALVES & CONTROLS* (2015, 02 16). Retrieved from
<http://valves.pentair.com/valves/brands/crosby/>
9. *AGUAMARKET*. (2015, 02 16). Retrieved from
<http://www.aguamarket.com/productos/productos.asp?producto=16448&nombreproducto=valvulas+electricas>
10. *ELECTRÓNICA* (2015, 02 16). Retrieved from
<http://www.electronica-pt.com/valvulas>

ANEXOS

ANEXO A

SUBGRUPOS DE VÁLVULAS DE ACUERDO AL MODELO

Tabla A.1: Subgrupos de válvulas del modelo Ari Safe AV2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
145	Fuel Oil	8
TOTAL		8

Tabla A.2: Subgrupos de válvulas del modelo Aras AX1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
145	Agua de utilidades	4
TOTAL		4

Tabla A. 3: Subgrupos de válvulas del modelo Bosch BV1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Fuel Oil	9
TOTAL		9

Tabla A. 4: Subgrupos de válvulas del modelo Braukmann BX1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Fuel Oil	4
TOTAL		4

Tabla A.5: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C01

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
1850	Crude Oil	2
1863	Crude Oil	2
1888	Crude Oil	5
1902	Crude Oil	5
1905	Crude Oil	2
1912	Crude Oil	2
1919	Crude Oil	2
1960	Crude Oil	6
1962	Crude Oil	2
1970	Crude Oil	2
1978	Crude Oil	5
1992	Crude Oil	5
2020	Crude Oil	2
2053	Crude Oil	6
TOTAL		48

Tabla A.6: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C02

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
43	Crude Oil	2
60	Crude Oil	1
66.4	Crude Oil	1
70	Diesel	1
72	Crude Oil	6
77	Diesel	6

145	Crude Oil	1
200	Fuel Oil	4
228	LPG	4
228	Agua	1
259	Crude Oil	2
261	Crude Oil	11
345	Crude Oil	2
424	Crude Oil	6
492	Crude Oil	1
508	Crude Oil	1
529	Crude Oil	1
692	Crude Oil	6
718	Crude Oil	5
738	Crude Oil	1
786	Crude Oil	1
800	Crude Oil	3
1392	Crude Oil	5
1450	Crude Oil	1
TOTAL		73

Tabla A.7: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C03

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
20	Fuel Oil	4
30	Crude Oil	2
38	Fuel Oil	4
220	Crude Oil	2
TOTAL		12

Tabla A.8: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C04

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
135	Diesel	2
155	Fuel Oil	2
TOTAL		4

Tabla A.9: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C05

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
134	Crude Oil	2
155	Fuel Oil	2
165	Crude Oil	2
TOTAL		6

Tabla A.10: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C06

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
180	Agua contraincendios	4
TOTAL		4

Tabla A.11: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C07

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
190	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.12: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C08

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
35	Agua oleosa	3
TOTAL		3

Tabla A.13: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C09

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
153	Hot Oil	5
TOTAL		5

Tabla A.14: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C10

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Aire	3
TOTAL		3

Tabla A.15: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C11

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
289	Aire	2
TOTAL		2

Tabla A.16: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C12

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	GLP	6
TOTAL		6

Tabla A.17: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C13

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
1573	Crude Oil	2
1640	Crude Oil	3
1795	Crude Oil	1
1808	Crude Oil	1
1914	Crude Oil	1
1943	Crude Oil	1
2160	Crude Oil	1
3190	Crude Oil	3
TOTAL		13

Tabla A.18: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C14

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
28.4	Crude Oil	1
28.4	Fuel Oil	4
TOTAL		5

Tabla A.19: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C15

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
50	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.20: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C16

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
135	Diesel	2
500	Diesel	2
510	Diesel	2
TOTAL		6

Tabla A.21: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C17

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
529	Crude Oil	1
738	Crude Oil	5
786	Crude Oil	1
TOTAL		7

Tabla A.22: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C19

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
180	Agua contraincendios	2
TOTAL		2

Tabla A.23: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C20

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
22	Lube Oil	1
165	Crude Oil	4
200	Crude Oil	1
TOTAL		6

Tabla A.24: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C21

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
261	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.25: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C22

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
2010	Crude Oil	6
TOTAL		6

Tabla A.26: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C23

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
2089	Crude Oil	6
TOTAL		6

Tabla A.27: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C24

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Aire	1
TOTAL		1

Tabla A.28: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C25

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
30	Crude Oil	2
95	Crude Oil	1
TOTAL		3

Tabla A.29: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C26

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
230	Crude Oil	5
TOTAL		5

Tabla A.30: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C27

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
22	Nitrógeno	4
113	Nitrógeno	1
115	Nitrógeno	2
TOTAL		7

Tabla A.31: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C28

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
210	Crude Oil	4
275	Nitrógeno	1
TOTAL		5

Tabla A.32: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C29

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
218	Crude Oil	5
TOTAL		5

Tabla A.33: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C30

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
33.8	Hot Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.34: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C31

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
261	Crude Oil	5
TOTAL		5

Tabla A.35: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C32

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
33.8	Hot Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.36: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C33

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
261	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.37: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C34

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
28.4	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.38: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C35

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
180	Agua contra incendios	4
TOTAL		4

Tabla A.39: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C36

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
153	Hot Oil	3
TOTAL		3

Tabla A.40: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C37

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
33.8	Hot Oil	1
153	Hot Oil	2
TOTAL		3

Tabla A.41: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C38

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
20	Lube Oil	1
33	Lube Oil	1
50	Lube Oil	1
75	Crude Oil	1
112	Crude Oil	1
TOTAL		5

Tabla A.42: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C39

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
150	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.43: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C40

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
30.6	Hot Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.44: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C41

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
105	Nitrógeno	1
TOTAL		1

Tabla A.45: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C42

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
218	Crude Oil	4
TOTAL		4

Tabla A.46: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C43

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
800	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.47: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C44

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
210	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.48: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C45

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
60	Crude Oil	1
66.4	Crude Oil	1
TOTAL		2

Tabla A.49: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C46

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	LPG	2
TOTAL		2

Tabla A.50: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C47

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
120	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.51: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C48

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
524	Crude Oil	3
TOTAL		3

Tabla A.52: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C49

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
45	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.53: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C50

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
420	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.54: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C51

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
345	Crude Oil	3
TOTAL		3

Tabla A.55: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C52

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
934	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.56: Subgrupo de válvulas del modelo Crosby C53

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
115	Crude Oil	1
TOTAL		1

Tabla A.57: Subgrupo de válvulas del modelo Dresser DRC

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
60	Crude Oil	2
TOTAL		2

Tabla A.58: Subgrupo de válvulas del modelo Fisher FHB

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Lube Oil	22
TOTAL		22

Tabla A.59: Subgrupo de válvulas del modelo Fisher FHC

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Lube Oil	22
TOTAL		22

Tabla A.60: Subgrupo de válvulas del modelo Kingston FK1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	6
TOTAL		6

Tabla A.61: Subgrupo de válvulas del modelo Gotze GZ1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
87	Lube Oil	22
87	Agua de utilidades	4
TOTAL		26

Tabla A.62: Subgrupo de válvulas del modelo Helbert HK1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
180	Aire	4
TOTAL		4

Tabla A.63: Subgrupo de válvulas del modelo Mipel HR1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
130	Nitrógeno	2
150	Nitrógeno	1
180	Nitrógeno	1
TOTAL		4

Tabla A.64: Subgrupo de válvulas del modelo Circle Seal IK2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
1750		2
TOTAL		2

Tabla A.65: Subgrupo de válvulas del modelo Kracht KR2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Fuel Oil	26
TOTAL		26

Tabla A.66: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	12
TOTAL		12

Tabla A.67: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	8
TOTAL		8

Tabla A.68: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU3

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
210	Aire	6
TOTAL		6

Tabla A.69: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU4

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
375	Aire	4
TOTAL		4

Tabla A.70: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU5

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
150	Aire	9
TOTAL		9

Tabla A.71: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU6

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
210	Aire	3
TOTAL		3

Tabla A.72: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU7

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
190	Espuma	9
190	Agua	2
TOTAL		11

Tabla A.73: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU8

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
190	Espuma	1
TOTAL		1

Tabla A.74: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KU9

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
174	Crude Oil	1
200	Crude Oil	7
TOTAL		8

Tabla A.75: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KUA

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Aire	5
TOTAL		5

Tabla A.76: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KUB

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Aire	3
TOTAL		3

Tabla A.77: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KUC

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Nitrógeno	2
TOTAL		2

Tabla A.78: Subgrupo de válvulas del modelo Kunkle KUD

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
250	Nitrógeno	1
TOTAL		1

Tabla A.79: Subgrupo de válvulas del modelo Lesser LS1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
87	Lube Oil	44
TOTAL		44

Tabla A.80: Subgrupo de válvulas del modelo RED MF2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	2
TOTAL		2

Tabla A.81: Subgrupo de válvulas del modelo Mankenberg MK1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
9	Fuel Oil	4
TOTAL		4

Tabla A.82: Subgrupo de válvulas del modelo Niezgodka NI1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
72	Fuel Oil	9
TOTAL		9

Tabla A.83: Subgrupo de válvulas del modelo Niezgodka NI2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
72	Fuel Oil	4
TOTAL		4

Tabla A.84: Subgrupo de válvulas del modelo Niezgodka NI3

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
33	Aire	28
TOTAL		28

Tabla A.85: Subgrupo de válvulas del modelo Niezgodka NI4

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
72	Lube Oil	26
TOTAL		26

Tabla A.86: Subgrupo de válvulas del modelo Nupro NP1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
3300		2
TOTAL		2

Tabla A.87: Subgrupo de válvulas del modelo Nupro NP2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
120		2
TOTAL		2

Tabla A.88: Subgrupo de válvulas del modelo Nupro NP3

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
305		2
TOTAL		2

Tabla A.89: Subgrupo de válvulas del modelo Sperre SR3

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
130	Aire	2
TOTAL		2

Tabla A.90: Subgrupo de válvulas del modelo Sperre SR4

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
479	Aire	12
TOTAL		12

Tabla A.91: Subgrupo de válvulas del modelo Sperre SR5

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
87	Aire	8
101	Aire	4
TOTAL		12

Tabla A.92: Subgrupo de válvulas del modelo Taylor TA1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
240	Crude Oil	38
1390	Crude Oil	3
TOTAL		41

Tabla A.93: Subgrupo de válvulas del modelo TUV TU1

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
145	Crude Oil	10
174	Crude Oil	11
200	Crude Oil	1
TOTAL		22

Tabla A.94: Subgrupo de válvulas del modelo TUV TU2

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	5
TOTAL		5

Tabla A.95: Subgrupo de válvulas del modelo Varec VA (Presión menor a 15 psig)

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
< 15 psig		26
TOTAL		26

Tabla A. 96: Subgrupo de válvulas del modelo Enardo E02 (Presión menor a 15 psig)

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
< 15 psig		1
TOTAL		1

Tabla A.97: Subgrupo de válvulas sin modelo

SET PRESSURE [psi]	FLUIDO QUE CIRCULA	NÚMERO DE VÁLVULAS
200	Aire	2
TOTAL		2

ANEXO B

B.1 FORMATO PARA DETERMINAR LA PROBABILIDAD DE FALLA EN EL ANÁLISIS CUALITATIVO SEGÚN LA NORMA API PUBLICATION 581 RISK BASED INSPECTION BASE RESOURCE¹⁰

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

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

Part A. Determination of Likelihood Category

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

Part A. Determination Of Likelihood Category

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

Part A. Determination of Likelihood Category

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

Part A. Determination of Likelihood Category

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

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

B.2 FORMATO PARA DETERMINAR LA CONSECUENCIA DE FALLA EN EL ANÁLISIS CUALITATIVO SEGÚN LA NORMA API PUBLICATION 581 RISK BASED INSPECTION BASE RESOURCE¹⁰

Part B. Determination of Damage Consequence Category		
This section is to be used for flammable materials, if only toxic chemicals are present, go directly to Part C.		
Chemical Factor (CF) The Chemical Factor is a measure of a chemical's inherent tendency to ignite. The answers to this section should be based on the predominate or representative material in the stream. Separate analyses should be performed if the unit has a number of different process streams.		
Step 1. Determine a "Flash Factor," using the NFPA Flammable Hazard Rating (the RED diamond on the NFPA Hazard Identification System sign). Enter the NFPA Flammable Hazard Rating.		31
Step 2. Determine a "Reactivity Factor," using the NFPA Reactivity Hazard Rating System (the YELLOW diamond on the NFPA Hazard Identification System sign). Enter the NFPA Reactivity Hazard Rating.		32
Step 3. Determine "Chemical Factor."		
		Reactivity Factor (line 32)
		1 2 3 4
	1	7 9 12 15
Flash Factor	2	10 12 15 20
(line 31)	3	12 15 18 25
	4	13 15 20 25
Select the Chemical Factor from the chart above.		33

Part B. Determination of Damage Consequence Category

Quantity Factor (QF)	
The Quantity Factor represents the largest amount of material which could be released from a unit in a single scenario.	
The Quantity Factor is taken directly from the chart below. For amount of material released, use the largest amount of flammable inventory that can be lost in a single leak event.	
<u>Material Released</u>	<u>Quantity Factor</u>
<1,000 pounds	15
1K–2K pounds	20
2K–10K pounds	25
10K–30K pounds	28
30K–80K pounds	31
80K–200K pounds	34
200K–700K pounds	37
700K–1 million	39
1–2 million	41
2–10 million	45
> million	50
Enter the appropriate value from the table above. This is the Quantity Factor.	
	34
State Factor	
The State Factor is dependent on the normal boiling point of the fluid, an indication of the fluid's tendency to vaporize and disperse when released into the environment.	
Select a State Factor based on the normal (atmospheric pressure) boiling temperature (T_b) in degrees Fahrenheit.	
<u>T_b (°F)</u>	<u>State Factor</u>
below –100	8
–100 to 100	6
100 to 250	5
250 to 400	1
above 400	–3
Select the appropriate value from the table above. This is the State Factor.	
	35

Part B. Determination of Damage Consequence Category

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

Part B. Determination of Damage Consequence Category

Credit Factor (CF) The Credit Factor is the product of several subfactors of engineered systems in place which can reduce the damage from an event.		
If there is gas detection in place which would detect 50% or more of incipient leaks, enter -1, otherwise, enter 0.	38	
If process equipment is normally operated under an inert atmosphere, enter -1, otherwise enter 0.	39	
If fire-fighting systems are "secure" in the event of a major incident (e.g. fire water system will remain intact in the event of an explosion), enter -1, otherwise enter 0.	40	
If the isolation capability of the equipment in this area can be controlled remotely, AND: <ul style="list-style-type: none"> • the isolation and associated instrumentation is protected from fires and explosions, then enter -1, • OR, if the isolation and associated instrumentation is protected from fires only, enter -1, • OR, if there is no protection for the isolation capability from fires or explosions, enter -1, otherwise, enter 0.	41	
If there are blast walls around the most critical (typically highest pressure) equipment, enter -1, otherwise enter 0.	42	
If there is a dump, drain, or blowdown system which will deinventory 75% or more of the material in 5 minutes or less, with 90% reliability, enter -1, otherwise enter 0.	43	
If there is fireproofing in place on both structures and cables, enter -1, if there is fireproofing on either structures or cables, enter 0.95, otherwise enter 0.	44	
If there is a fire water supply which will last at least 4 hours, enter -1, otherwise enter 0.	45	
If there is a fixed foam system in place, enter -1, otherwise enter 0.	46	
If there are firewater monitors which can reach all areas of the affected unit, enter -1, otherwise enter 0.	47	
Add lines 38 through 47. This is the Credit Factor.	48	

Part B. Determination of Damage Consequence Category

Damage Consequence Category														
Step 1. Determine the Damage Consequence Factor. Add lines 33, 34, 35, 36, 37, and 48 together, this is the Damage Consequence Factor.	49													
Step 2. The Damage Consequence Factor (line 49) is then converted into a Damage Consequence Category based on the table below: <table style="margin-left: 40px; border: none;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">Consequence Factor</th> <th style="text-align: left;">Consequence Category</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0-19</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>20-34</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>35-49</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>50-79</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>> 70</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>	Consequence Factor	Consequence Category	0-19	A	20-34	B	35-49	C	50-79	D	> 70	E		
Consequence Factor	Consequence Category													
0-19	A													
20-34	B													
35-49	C													
50-79	D													
> 70	E													
Enter the Damage Consequence Category.	50													

Part C. Health Consequence Category

If the process fluid of concern has only flammable consequences, skip Part C.

Toxic Quantity Factor (TQF). The Toxic Quantity Factor is a measure of both the quantity of the chemical and its toxicity.											
Step 1. The Toxic Quantity Factor is taken directly from the chart below. For amount of chemical released, use the largest amount of toxic inventory that can be lost in a single leak event.											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Material Released</th> <th>Quantity Factor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><1,000 pounds</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>1K-10K pounds</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>10K-100K pounds</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>>1 million pounds</td> <td>35</td> </tr> </tbody> </table>	Material Released	Quantity Factor	<1,000 pounds	15	1K-10K pounds	20	10K-100K pounds	27	>1 million pounds	35	
Material Released	Quantity Factor										
<1,000 pounds	15										
1K-10K pounds	20										
10K-100K pounds	27										
>1 million pounds	35										
Enter the Factor from the chart above, this is TQF1.		51									
Step 2. Estimate the Toxicity Factor (TQF2) from the chart below, based on the BLUE diamond in the NFPA Hazard Identification System.											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>NFPA N_h</th> <th>Toxicity Factor (TQF2)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>-20</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>-10</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>20</td> </tr> </tbody> </table>	NFPA N_h	Toxicity Factor (TQF2)	1	-20	2	-10	3	0	4	20	
NFPA N_h	Toxicity Factor (TQF2)										
1	-20										
2	-10										
3	0										
4	20										
Enter the Toxicity Factor.		52									
Step 3. Add lines 51 and 52. This is the Toxic Quantity Factor.		53									

Part C. Health Consequence Category

Dispersibility Factor (DIF) The Dispersibility Factor is a measure of the ability of the material to disperse, given typical process conditions.																							
Step 1. Determine the Dispersibility Factor from the table below.																							
(F)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Factor</th> <th>Boiling Point</th> <th>Dispersibility</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>< 30</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td></td> <td>30-80</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td></td> <td>80-140</td> <td>0.3</td> </tr> <tr> <td></td> <td>140-200</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td></td> <td>200-300</td> <td>0.05</td> </tr> <tr> <td></td> <td>> 300</td> <td>0.03</td> </tr> </tbody> </table>	Factor	Boiling Point	Dispersibility		< 30	1		30-80	0.5		80-140	0.3		140-200	0.1		200-300	0.05		> 300	0.03	
Factor	Boiling Point	Dispersibility																					
	< 30	1																					
	30-80	0.5																					
	80-140	0.3																					
	140-200	0.1																					
	200-300	0.05																					
	> 300	0.03																					
Enter the Dispersibility Factor		54																					
Credit Factor (CRF) The Credit Factor accounts for safety features that reduce the consequences of a toxic release by detection, isolation and mitigation.																							
Step 1. <ul style="list-style-type: none"> If there are detectors in place for the process fluid of interest that would detect 50% or more of incipient leaks, enter -1, Otherwise enter 0. 		55																					
Step 2. <ul style="list-style-type: none"> If major vessels containing this material can be isolated automatically, and isolation is initiated from a high reading from a toxic material detector, enter -1, OR, if the isolation is remote with a manual initiation, enter -5, OR, if the isolation is manually operated only, enter -25, Otherwise, enter 0. 		56																					
Step 3. <ul style="list-style-type: none"> If there is a system in place (water curtains, etc.) that has proven to be effective in mitigating at least 90% of the fluid, enter -5, Otherwise enter 1.0. 		57																					
Step 4. Add lines 55 through 57. This is the Credit Factor.		58																					

Part C. Health Consequence Category

Population Factor (PPF) The Population Factor is a measure of the potential number of people that can be affected by the toxic event.		
Estimate the Population Factor from the chart below. This is based on the number of people, on the average, within one-quarter mile of the release point. Consider both onsite and offsite populations. Within the plant boundaries, use daytime population counts.		
Number of People Within One-Quarter Mile Radius	Population Factor	
< 10	0	
10-100	7	
100-1000	15	
1000-10,000	20	
Enter the Population Factor.		59

Health Consequence Category		
Step 1. Add lines 53, 54, and 59 together. This is the Health Consequence Factor		60
Step 2. The Health Consequence Factor (line 60) is then placed in a Health Consequence Category, as follows:		
Health Consequence Factor	Health Consequence Category	
< 10	A	
10-19	B	
20-29	C	
30-39	D	
> 40	E	
Enter the Health Consequence Category.		61

Overall Consequence Category.		
Choose the highest letter from line 50 or 61 (A is lowest, E is highest). This is the Overall Consequence Category.		

ANEXO C

TABLAS

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments	
<p>1 per 100 years (admin controls)</p> <p>1 per 10 years (w/o admin controls)</p> <p>Multiply Event Frequency times the # of applicable block valves located in process flow path.</p> <p>Lees, 1983 [10] suggests an estimated rate of 0.5 to 0.1 events per year for shutting manual valve in error</p>	<p>Exchangers, Fin Fans, Reactors, Piping, Drums or Rotating Equipment</p>	<p>1.0</p>	<p>Downstream of rotating equipment other than positive displacement type</p>	<p>Deadhead Pressure or 1.3 times the normal discharge pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest</p>	<p>Most centrifugal rotating equipment will deadhead at 30% above the normal operating point. Initiating event frequency should be adjusted if the protected equipment is removed from service for maintenance or operational needs (filter replacement or cyclic process operation) at a frequency greater than the unit turnaround frequency.</p> <p>Equipment with internal or external heat sources may have a significant potential for overpressure as a result of vaporization of the contained fluid stream.</p>	
			<p>Downstream of positive displacement type rotating equipment</p>	<p>4.0 X MAWP (Rupture)</p>		<p>Discharge pressure from positive displacement pumps will continue to increase pressure. Assumption is made that rupture will occur.</p>
			<p>Downstream of Steam Turbines</p>	<p>Steam Supply Pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at steam supply temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest</p>		
			<p>Downstream of Process Units or vessels</p>	<p>1.1 X MAWP of Upstream Vessel Source Pressure</p>		
	<p>Process Tower with Fired Heater heat source</p>	<p>Process Tower, all other heat sources</p>	<p>1.0</p> <p>Consider LOFA or risk reduction analysis associated with loss of flow controls on the fired heater</p>	<p>Heat Source to tower is a fired heater</p>	<p>4.0 X MAWP (Rupture)</p>	<p>Assumption is made that rupture occurs. This applies to the blocked vapor outlet line only, see Liquid Overfilling Case for blocked liquid/bottoms outlet</p>
				<p>No Upstream Fired Heater</p>	<p>Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature</p>	
				<p>1.0</p>	<p>4.0 X MAWP (Rupture)</p>	
		Heaters	1.0		4.0 X MAWP (Rupture)	

Figura C.1: Escenarios de sobrepresión⁴⁰

⁴⁰ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 1-57

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments
Overpressure Scenario – Control Valve Fail Close at Outlet					
1 per 10 years [17] for fail-closed Control Valves	Exchangers, Fin Fans, Reactors, Piping or Drums or Rotating Equipment	1.0	Downstream of rotating equipment other than positive displacement type	Deadhead Pressure or 1.3 times the normal discharge pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest	Most centrifugal rotating equipment will deadhead at 30% above the normal operating point. Initiating event frequency should be adjusted if the protected equipment is removed from service for maintenance or operational needs (filter replacement or cyclic process operation) at a frequency greater than the unit turnaround frequency. Equipment with internal or external heat sources may have a significant potential for overpressure as a result of vaporization of the contained fluid stream.
		1.0	Downstream of positive displacement type rotating equipment	4.0 X MAWP (Rupture)	Discharge pressure from positive displacement pumps will continue to increase pressure. Assumption is made that rupture will occur.
		1.0	Downstream of Steam Turbines	Steam Supply Pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at steam supply temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest	
Multiply Event Frequency times the # of applicable control valves located in process flow path.	Process Tower with Fired Heater heat source	1.0	Downstream of Process Units or vessels	1.1 X MAWP of Upstream Vessel Source Pressure	
		1.0	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MAWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs. This applies to the blocked vapor outlet line only, see Liquid Overfilling Case for blocked liquid/bottoms outlet
	Process Tower, all other heat sources	1.0		Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature	This applies to the blocked vapor outlet line only, see Liquid Overfilling Case for blocked liquid/bottoms outlet
		1.0		4.0 X MAWP (Rupture)	Added increase in potential overpressure with fired/radiant heat transfer. Assumption is made that rupture occurs.
	Heaters				

Figura C.2: Escenarios de sobrepresión (continuación)³⁵

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments
Overpressure Scenario – Control Valve Fail Open at Inlet, including the HP/LP Gas Breakthrough Case					
1 per 10 years [17] for fail-closed Control Valves	All Equipment Types	1.0	N/A	Use the upstream source pressure	Overpressure Potential is a function of the pressure ratio across the control valve
1 per 50 years for fail-open Control Valves Multiply Event Frequency times the # of applicable control valves located in process flow path.					
Overpressure Scenario – Fire					
1 per 250 years See Lees [16] page A7-7, states major fire at plant 1 every 10 years	All Equipment Types	0.1 Industry experience justifies this value	N/A	4.0 X MAWP (Rupture)	Modified by industry data which indicates demand rates on the order of 1 per 400 years The DRRF factor of 0.1 recognizes the industry experience that relatively few vessels exposed to a fire will experience a PRD opening. Assumption is made that in those rare cases where a PRD would open during a fire, rupture will occur if the PRD failed to open upon demand

Figura C.3: Escenarios de sobrepresión (continuación)³⁵

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments
Overpressure Scenario – Thermal /Hydraulic Expansion Relief					
<p>1 per 100 years (manual valve w/admin controls)</p> <p>1 per 10 years (manual valve w/o admin controls or control valve)</p> <p>Multiply initiating event frequency times the number of applicable block valves located in process flow path.</p>	Fiping or other liquid filled equipment	1.0	N/A	Operating Pressure or Bubble Point pressure of contained fluid at 140 °F, whichever is larger	<p>Assumption is made that the probability of a leak is 1.0 (flange leaks), modeled as a ¼ inch hole. The probability of rupture is assumed to be 0.0. For fluids that will not boil, since the pressure is relieved immediately upon leakage, the pressure for the consequence calculation will be the normal operating pressure of the piping.</p> <p>Not likely to result in rupture, likely to cause flange leaks/small leaks, heated only</p> <p>If the fluid can boil due to solar energy, the consequence pressure could be maintained at the bubble point pressure of the contained fluid. Leak and rupture probabilities will be calculated as a function of the bubble point pressure.</p> <p>Added increase in potential overpressure with additional heat transfer from hot side.</p> <p>For liquids that do not boil, the assumption is made that the probability of leak is 1.0 (flange leaks), modeled as a ¼ inch hole, and the probability of rupture is 0.0.</p> <p>If the cold side fluid can boil, the consequence pressure could reach the bubble point pressure of the stored fluid at the hot side fluid inlet temperature. Leak and rupture probabilities will be calculated as a function of the bubble point pressure.</p>
	Cold side of Heat Exchangers	1.0	N/A	Operating Pressure or Bubble Point pressure of contained fluid at the hot side fluid inlet temperature, whichever is larger	
Overpressure Scenario – Loss of Cooling					
1 per 10 years	Process Tower with Fired Heater heat source	1.0	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MAWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs.
	All Other Equipment with internal or external heat sources	1.0		Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature	

Figura C.4: Escenarios de sobrepresión (continuación)³⁵

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments
Overpressure Scenario – Tower P/A or Reflux Pump Failure					
1 per 5 years	Process Tower with Fired Heater heat source	1.0 Consider LOPA or risk reduction analysis associated with loss of flow controls on the fired heater	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MAWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs.
	All Other Process Towers	1.0		Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature	
Overpressure Scenario – Electrical Power Failure					
0.09 per year (1 per 12.5 years) power supply failure per Table on page 8/30 of [16]	Process Tower with Fired Heater heat source	1.0 Consider LOPA or risk reduction analysis associated with loss of flow controls on the fired heater	Heat Source to tower is a fired heater	4.0 X MAWP (Rupture)	Assumption is made that rupture occurs.
	Process Tower and Other Equipment with internal or external (non-fired) heat sources	1.0		Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature	
Overpressure Scenario – Runaway Chemical Reaction					
1 per year	All Equipment	1.0		4.0 X MAWP (Rupture)	This overpressure scenario should be based on a thorough review of the wide variety of potential initiating events and mitigation measures associated with the reactor system installation. The DRRF and the potential overpressure associated with failure of PRD to open upon demand should be chosen based on a risk assessment. Per Shell study, 50% of all vessel ruptures are attributed to reactive overpressure case.
Overpressure Scenario – Tube Rupture					
1 per 1000 years (8x 10 ⁻⁴ per exchanger per [18])	Exchangers – HP Gas in Tubes, LP Liquid in Shell	1.0		Normal Maximum Operating Pressure of the high pressure side of the exchanger	Likelihood of shell rupture is increased when high pressure gas enters low pressure shellside liquid

Figura C. 5: Escenarios de sobrepresión (continuación)³⁵

Table 7.3 – Overpressure Scenario Logic

Initiating Event Frequency	Equipment Type	PRD Demand Rate Reduction Factor	Qualifier	Overpressure Potential	Background and Comments	
Overpressure Scenario – Liquid Overfilling						
1 per 100 years (admin controls)	All Equipment including Process Tower (Blocked Outlet of Liquid Bottoms)	1.0	Downstream of rotating equipment other than positive displacement type	Deadhead Pressure or 1.3 times the normal discharge pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at heat source temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest	Most centrifugal rotating equipment will deadhead at 30% above the normal operating point. Initiating event frequency should be adjusted if the protected equipment is removed from service for maintenance or operational needs (filter replacement or cyclic process operation) at a frequency greater than the unit turnaround frequency.	
1 per 10 years (w/o admin controls)		1.0	Downstream of positive displacement type rotating equipment	4.0 X MAWP (Rupture)	Equipment with internal or external heat sources may have a significant potential for overpressure as a result of vaporization of the contained fluid stream.	
Multiply Event Frequency times the number of applicable block valves located in process flow path.		1.0	Downstream of Steam Turbines	Downstream of positive displacement type rotating equipment	Stream Supply Pressure or Bubble Point pressure of the feed stream at steam supply temperature (for cases where the equipment has internal or external heat sources), whichever is greatest	Discharge pressure from positive displacement pumps will continue to increase pressure. Assumption is made that rupture will occur.
		1.0	Downstream of Process Units or vessels	Downstream of Process Units or vessels	1.1 X MAWP of Upstream Pressure Source Vessel	

Figura C.6: Escenarios de sobrepresión (continuación)³⁵

Tabla C.1: Cuadro resumen de las propiedades del fluido

	Flash point	Factor de reactividad	Punto de ebullición [C]	Temperatura de autoignición [C]	Factor de salud	Gravedad específica	Densidad [g/cm ³]
Fuel oil	2	0	226	257	0	0.92	0.918
Crude oil	2	0	210	220	3	0.927	0.9
Diesel	2	0	270	210	0	0.865	0.863
LPG	4	0	-6	480	2	0.54	0.539
Hot oil	2	0	226	257	0	-	0.84
Aire	0	0	-	-	0	-	0.001
Lube oil	1	0	226	257	0	-	0.921
Nitrógeno	0	0	-195.8	257	3	-	0.81
Espuma contraincendios	0	0	-1.4	257	0	-	0.621

Table 4.1 – Suggested Component Generic Failure Frequencies (gff) [1 thru 8]

Equipment Type	Component Type	gff as a Function of Hole Size (failures/yr)				gff_{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTS	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXTUBE	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-10	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-12	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-2	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-3	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-4	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-5	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-6	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-7	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-8	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-9	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Tank650	COURSE-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLBTM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FINFAN	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	FILTER	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	DRUM	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	REACTOR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Vessel/FinFan	COLTOP	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Figura C.7: Frecuencias genéricas⁴¹⁴¹ Norma API RP581 Risk-Based Inspection Technology, Septiembre 2008, pág. 2-16

ANEXO D

TIEMPOS DE INSPECCIÓN DEFINITIVOS Y COSTOS DE INSPECCIÓN PARA CADA VÁLVULA

D.1 VÁLVULAS A SER INSPECCIONADAS CADA AÑO

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-03002	100,33
PSV-02002	100,55
PSV-10002	100,33
PSV-09002	100,33
PSV-09006	100,33
PSV-06002	100,33
PSV-06003	100,33
PSV-06005	100,33
PSV-01007	100,33
PSV-02012	100,33
PSV-04012	100,33
PSV-03012	100,33
PSV-07002	100,33
PSV-07003	100,33
PSV-07005	100,33
PSV-02417A	280,92
PSV-02417C	280,92
PSV-02417E	280,92

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-02418A	280,92
PSV-02418B	280,92
PSV-02418C	280,92
PSV-02418D	280,92
PSV-02418E	280,92
PSV-03023A	167,21
PSV-03023B	167,21
PSV-03023C	167,21
PSV-03023D	167,21
PSV-03023E	167,21
PSV-10003	100,33
PSV-10024	100,33
PSV-04417A	280,92
PSV-04417B	280,92
PSV-04417C	280,92
PSV-04417D	280,92
PSV-04417E	280,92
PSV-04417F	280,92

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-04418A	280,92
PSV-04418B	280,92
PSV-04418C	280,92
PSV-04418D	280,92
PSV-04418E	280,92

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-04418F	280,92
PSV-03181	300,98
PSV-01207	237,83
PSV-01217	237,83

D.2 VÁLVULAS A SER INSPECCIONADAS CADA 3 AÑOS

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-04015A	280,92
PSV-04015B	280,92
PSV-04015C	280,92
PSV-04015D	280,92
PSV-03015A	280,92
PSV-03015B	280,92
PSV-03015C	280,92
PSV-03015D	280,92
PSV-10427	100,33
PSV-01447	100,33
PSV-01003	100,33
PSV-01441A	100,33
PSV-01441B	100,33
PSV-01441C	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01441D	100,33
PSV-01441E	100,33
PSV-10028	100,33
PSV-01678	100,33
PSV-03678	100,33
PSV-04678	100,33
PSV-02678	100,33
PSV-10420	100,33
PSV-10429	100,33
PSV-01001	100,33
PSV-01002	100,33
PSV-01189	100,33
PSV-01206	100,33
PSV-01216	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01226	100,33
PSV-01236	100,33
PSV-01246	100,33
PSV-01256	100,33
PSV-01278	100,33
PSV-03189	100,33
PSV-06012	100,33
PSV-06013	100,33
PSV-04412A	100,33
PSV-04412B	100,33
PSV-04412C	100,33
PSV-04412D	100,33
PSV-04412E	100,33
PSV-04412F	100,33
PSV-07013	100,33
PSV-07012	100,33
PSV-04002	100,33
PSV-03412A	100,33
PSV-03412B	100,33
PSV-03412C	100,33
PSV-03412D	100,33
PSV-03412E	100,33
PSV-03412F	100,33
PSV-02412A	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-02412B	100,33
PSV-02412C	100,33
PSV-02412D	100,33
PSV-02412E	100,33
PSV-01412A	100,33
PSV-01412B	100,33
PSV-01412C	100,33
PSV-01412D	100,33
PSV-01412E	100,33
PSV-12217	100,33
PSV-03197A	200,66
PSV-03197B	200,66
PSV-06115A	200,7
PSV-06115B	200,7
PSV-10138A	167,21
PSV-10138B	167,21
PSV-01679A	167,21
PSV-01679B	167,21
PSV-04679A	167,21
PSV-04679B	167,21
PSV-02679A	167,21
PSV-02679B	167,21
PSV-03183	100,33
PSV-04031	167,21

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01413	367,87
PSV-04668	167,21
PSV-02668	167,21
PSV-03138A	133,77
PSV-03138B	133,77
PSV-04138A	131,1
PSV-04138B	131,1
PSV-03098	269,22
PSV-01197A	167,21
PSV-01197B	167,21
PSV-06098	167,22
PSV-01023A	167,21
PSV-01023B	167,21
PSV-01023C	167,21
PSV-01023D	167,21
PSV-01023E	167,21
PSV-03115A	200,66
PSV-03115B	200,66
PSV-02115A	200,66
PSV-02115B	200,66
PSV-01446A	334,43
PSV-01446B	334,43
PSV-01446C	334,43
PSV-01446D	334,43

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01446E	334,43
PSV-02031	167,21
PSV-04030	167,21
PSV-02030	167,21
PSV-10006A	401,31
PSV-10006B	401,31
PSV-10006C	401,31
PSV-10006D	401,31
PSV-10005	300,98
PSV-04115A	280,92
PSV-04115B	280,92
PSV-10426	334,42
PSV-01426	334,43
PSV-03679A	167,22
PSV-03679B	167,22
PSV-04098	167,21
PSV-07015A	300,98
PSV-07015B	300,98
PSV-07015C	300,98
PSV-07098	292,63
PSV-07115A	351,14
PSV-07115B	351,14
PSV-06015A	585,24
PSV-06015B	585,24

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-06015C	585,24
PSV-09007A	300,98
PSV-09007B	300,98
PSV-08001	159,25
PSV-2103	100,33
PSV-2104	100,33
U-0336-V027	175,58
U-0322A-V027	100,33
U-0322B-V027	100,33
U-0422A-V027	100,33
U-0422B-V027	100,33
U-0422B-V031	100,33
U-0222A-V027	100,33
U-0222A-V031	100,33
PSV-01203A	100,33
PSV-01203B	100,33
PSV-01213A	100,33
PSV-01213B	100,33
PSV-01223A	100,33
PSV-01223B	100,33
PSV-01223C	100,33
PSV-01223D	100,33
PSV-01233A	100,33
PSV-01233B	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01233C	100,33
PSV-01243A	100,33
PSV-01243B	100,33
PSV-01243C	100,33
PSV-01253A	100,33
PSV-01253B	100,33
PSV-01253C	100,33
PSV-01263A	100,33
PSV-01263B	100,33
PSV-01263C	100,33
PSV-01263D	100,33
PSV-01263E	100,33
PSV-01263F	100,33
PSV-01275	100,33
PSV-01285	100,33
PSV-01293A	100,33
PSV-01293B	100,33
PSV-01293C	100,33
PSV-03215	100,33
PSV-03293A	100,33
PSV-03293B	100,33
PSV-10263A	100,33
PSV-10263B	100,33
PSV-10263C	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-10263D	100,33
PSV-10263E	100,33
PSV-10263F	100,33
PSV-10285	100,33
U-0122A-V046	100,33
U-0122B-V046	100,33
U-0136-V046	100,33
U-0322A-V046	100,33
U-0322B-V046	100,33
U-0336-V046	100,33
U-0422A-V046	100,33
U-0422B-V046	100,33
U-0222A-V046	100,33
U-0222B-V046	100,33
U-0122A-V027	100,33
U-0122A-V031	100,33
U-0222B-V027	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0222B-V031	100,33
U-0422A-V031	100,33
PSV-06138A	167,22
PSV-06138B	167,22
PSV-01098	136,37
PSV-02015A	280,92
PSV-02015B	280,92
PSV-03417A	409,68
PSV-03418F	234,1
U-0122B-V027	100,33
U-0122B-V031	100,33
U-0136-V027	100,33
U-0136-V031	100,33
U-0322A-V031	100,33
U-0322B-V031	100,33
U-0336-V031	100,33

D.3 VÁLVULAS A SER INSPECCIONADAS CADA 4 AÑOS

VÁLVULA	<i>COSTO DE INSPECCIÓN</i>
PSV-01417A	280,92
PSV-01417B	280,92
PSV-01417C	280,92
PSV-01417D	280,92
PSV-01417E	280,92
PSV-02417B	280,92
PSV-02417D	280,92
PSV-02015C	280,92
PSV-02015D	280,92
PSV-01418A	280,92
PSV-01418B	280,92
PSV-01418C	280,92
PSV-01418D	280,92
PSV-01418E	280,92
PSV-01419	100,33
PSV-01420	100,33
PSV-03417F	234,1
PSV-03418A	234,1
PSV-03418B	234,1
PSV-03418C	234,1
PSV-03418E	234,1

D.4 VÁLVULAS A SER INSPECCIONADAS CADA 5 AÑOS

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0147-V06-1	100,33
U-0147-V06-2	100,33
U-0347-V06-1	100,33
U-0347-V06-2	100,33
U-0447-V06-1	100,33
U-0447-V06-2	100,33
U-0247-V06-1	100,33
U-0247-V06-2	100,33
U-0145-V002	100,33
U-0345-V002	100,33
U-0445-V002	100,33
U-0245-V002	100,33
PSV-10059	100,33
PSV-01059	100,33
PSV-03059	100,33
PSV-04059	100,33
PSV-07059	100,33
PSV-06059	100,33
PSV-02059	100,33
PSV-01049A	200,66
PSV-01049B	200,66
PSV-03049A	200,66

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-03049B	200,66
PSV-04049A	200,66
PSV-04049B	200,66
PSV-02049A	200,66
PSV-02049B	200,66
PSV-01050A	167,21
PSV-01050B	167,21
PSV-03042A	167,21
PSV-03042B	167,21
PSV-01052A	167,21
PSV-01052B	167,21
PSV-01090	334,43
PSV-01094	334,43
PSV-10090	334,42
PSV-10094	334,42
PSV-01137A	300,97
PSV-01137B	300,97
PSV-01137C	300,97
PSV-01656A	167,21
PSV-01656B	167,21
PSV-01656C	167,21
PSV-01656D	167,21

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01656E	167,21
PSV-01671	167,21
PSV-01672	167,21
PSV-03672	167,21
PSV-01673	200,66
PSV-03673	200,66
PSV-04040	167,21
PSV-04045	167,21
PSV-02040	167,21
PSV-02045	167,21
PSV-03050A	167,21
PSV-03050B	167,21
PSV-04050A	167,21
PSV-04050B	167,21
PSV-02050A	167,21
PSV-02050B	167,21
PSV-03090	300,98
PSV-03094	300,98
PSV-01166	133,37
PSV-03671	292,63
PSV-01667	234,1
PSV-03667	234,1
PSV-04090	300,98
PSV-04094	300,98

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-02090	300,98
PSV-02094	300,98
PSV-04667	167,21
D-0425B.PSV-01	100,33
PSV-07490A	100,33
PSV-07490B	100,33
PSV-06490A	100,33
PSV-06490B	100,33
D-0225B.PSV-01	100,33
U-0124A-V020	100,33
U-0124B-V020	100,33
U-0124C-V020	100,33
U-0124D-V020	100,33
U-0124E-V020	100,33
U-0324A-V020	100,33
U-0324B-V020	100,33
U-0324C-V020	100,33
U-0324D-V020	100,33
U-0324E-V020	100,33
U-0324F-V020	100,33
U-0424A-V020	100,33
U-0424B-V020	100,33
U-0424C-V020	100,33
U-0424D-V020	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0424E-V020	100,33
U-0424F-V020	100,33
U-0224A-V020	100,33
U-0224B-V020	100,33
U-0224C-V020	100,33
U-0224D-V020	100,33
U-0224E-V020	100,33
U-0143A-V03	100,33
U-0143B-V03	100,33
U-0343A-V03	100,33
U-0343B-V03	100,33
U-0166-PSV01	100,33
U-0366-PSV01	100,33
U-0466-PSV01	100,33
U-0266-PSV01	100,33
PSV-01490A	100,33
PSV-01490B	100,33
PSV-01490C	100,33
PSV-01490D	100,33
PSV-01490E	100,33
U-0126A.SRV-561	100,33
U-0126A.SRV-562	100,33
U-0126B.SRV-561	100,33
U-0126B.SRV-562	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0126C.SRV-561	100,33
U-0126C.SRV-562	100,33
U-0126D.SRV-561	100,33
U-0126D.SRV-562	100,33
U-0126E.SRV-561	100,33
U-0126E.SRV-562	100,33
U-0326A.SRV-561	100,33
U-0326A.SRV-562	100,33
U-0326B.SRV-561	100,33
U-0326B.SRV-562	100,33
U-0326C.SRV-561	100,33
U-0326C.SRV-562	100,33
U-0326D.SRV-561	100,33
U-0326D.SRV-562	100,33
U-0326E.SRV-561	100,33
U-0326E.SRV-562	100,33
U-0326F.SRV-561	100,33
U-0326F.SRV-562	100,33
U-0426A.SRV-561	100,33
U-0426A.SRV-562	100,33
U-0426B.SRV-561	100,33
U-0426B.SRV-562	100,33
U-0426C.SRV-561	100,33
U-0426C.SRV-562	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0426D.SRV-561	100,33
U-0426D.SRV-562	100,33
U-0426E.SRV-561	100,33
U-0426E.SRV-562	100,33
U-0426F.SRV-561	100,33
U-0426F.SRV-562	100,33
U-0226A.SRV-561	100,33
U-0226A.SRV-562	100,33
U-0226B.SRV-561	100,33
U-0226B.SRV-562	100,33
U-0226C.SRV-561	100,33
U-0226C.SRV-562	100,33
U-0226D.SRV-561	100,33
U-0226D.SRV-562	100,33
U-0226E.SRV-561	100,33
U-0226E.SRV-562	100,33
U-0121-V84-1	100,33
U-0121-V84-2	100,33
U-0121-V84-3	100,33
U-0321-V84-1	100,33
U-0321-V84-2	100,33
U-0421-V84-1	100,33
U-0421-V84-2	100,33
U-0221-V84-1	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0221-V84-2	100,33
U-0121-V88	100,33
U-0321-V88	100,33
U-0421-V88	100,33
U-0148A-PSV001	100,33
U-0148B-PSV001	100,33
U-0148C-PSV001	100,33
U-0148D-PSV001	100,33
U-0148E-PSV001	100,33
U-0152A-PSV001	100,33
U-0152B-PSV001	100,33
U-0152C-PSV001	100,33
U-0348A-PSV001	100,33
U-0348B-PSV001	100,33
U-0348C-PSV001	100,33
U-0348D-PSV001	100,33
U-0348E-PSV001	100,33
U-0348F-PSV001	100,33
U-0352A-PSV001	100,33
U-0352B-PSV001	100,33
U-0352C-PSV001	100,33
U-0448A-PSV001	100,33
U-0448B-PSV001	100,33
U-0448C-PSV001	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0448D-PSV001	100,33
U-0448E-PSV001	100,33
U-0448F-PSV001	100,33
U-0248A-PSV001	100,33
U-0248B-PSV001	100,33
U-0248C-PSV001	100,33
U-0248D-PSV001	100,33
U-0248E-PSV001	100,33
U-0125A-V05	100,33
U-0125B-V05	100,33
U-0125C-V05	100,33
U-0125D-V05	100,33
U-0125E-V05	100,33
U-0139A-V05	100,33
U-0139B-V05	100,33
U-0325A-V05	100,33
U-0325B-V05	100,33
U-0325C-V05	100,33
U-0325D-V05	100,33
U-0325E-V05	100,33
U-0325F-V05	100,33
U-0339A-V05	100,33
U-0339B-V05	100,33
U-0425A-V05	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0425B-V05	100,33
U-0425C-V05	100,33
U-0425D-V05	100,33
U-0425E-V05	100,33
U-0425F-V05	100,33
U-0225A-V05	100,33
U-0225B-V05	100,33
U-0225C-V05	100,33
U-0225D-V05	100,33
U-0225E-V05	100,33
U-0127-V05	100,33
U-0138-V05	100,33
U-0127-V02	100,33
U-0127-V04	100,33
U-0138-V02	100,33
U-0138-V04	100,33
U-0327-V02	100,33
U-0327-V04	100,33
U-0338-V02	100,33
U-0338-V04	100,33
U-0427-V02	100,33
U-0427-V04	100,33
U-0227-V02	100,33
U-0227-V04	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0327-V01	100,33
U-0327-V03	100,33
U-0338-V01	100,33
U-0338-V03	100,33
U-0427-V01	100,33
U-0427-V03	100,33
U-0227-V01	100,33
U-0227-V03	100,33
U-0127-V01	100,33
U-0127-V03	100,33
U-0138-V01	100,33
U-0138-V03	100,33
PSV-04036A	167,21
PSV-04036B	167,21
PSV-02036A	167,21
PSV-02036B	167,21
PSV-04035	167,21
PSV-03035	167,21
PSV-02035	167,21
PSV-03034	200,66
PSV-01035	167,21
U-0366-PSV02	100,33
U-0266-PSV02	100,33
U-0166-PSV02	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0466-PSV02	100,33
PSV-01668A	100,33
PSV-01668B	100,33
PSV-03668A	100,33
PSV-03668B	100,33
BY-11101.MM1	153,83
BY-11201.MM1	153,83
PSV-0109	100,33
PSV-0110	100,33
PSV-0111	100,33
PSV-0112	100,33
PSV-0310	100,33
PSV-0409	100,33
PSV-0410	100,33
PSV-0209	100,33
PSV-0210	100,33
PSV-1009	100,33
PSV-1010	100,33
PSV-0309	100,33
BY-11101.H1	153,83
BY-11201.H1	153,83
BY-11101.I1	153,83
BY-11201.I1	153,83
BY-11101.VSR1-41	153,83

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
BY-11201.VSR1-41	153,83
U-0121-V83-1	100,33
U-0121-V83-2	100,33
U-0121-V83-3	100,33
U-0221-V83-1	100,33
U-0221-V83-2	100,33
U-0321-V83-1	100,33
U-0321-V83-2	100,33
U-0421-V83-1	100,33
U-0421-V83-2	100,33
U-0121-V22	100,33
U-0221-V22	100,33
U-0321-V22	100,33
U-0421-V22	100,33
PSV-01034	100,33
PSV-03656A	167,21
PSV-03656B	167,21
PSV-03656C	167,21
PSV-02656	167,21
PSV-02667	167,21
PSV-04656	167,21
PSV-02098	153,83
PSV-02166	167,21
PSV-03166	167,21

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-04166	167,21
PSV-10098	153,84
PSV-01057	267,54
U-0123A-V08	100,33
U-0123B-V08	100,33
U-0123C-V08	100,33
U-0123D-V08	100,33
U-0123E-V08	100,33
U-0137A-V08	100,33
U-0137B-V08	100,33
U-0223A-V08	100,33
U-0223B-V08	100,33
U-0223C-V08	100,33
U-0223D-V08	100,33
U-0223E-V08	100,33
U-0323A-V08	100,33
U-0323B-V08	100,33
U-0323C-V08	100,33
U-0323D-V08	100,33
U-0323E-V08	100,33
U-0323F-V08	100,33
U-0337A-V08	100,33
U-0337B-V08	100,33
U-0423A-V08	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0423B-V08	100,33
U-0423C-V08	100,33
U-0423D-V08	100,33
U-0423E-V08	100,33
U-0423F-V08	100,33
PSV-01119	100,33
PSV-01124	100,33
PSV-02119	100,33
PSV-02124	100,33
PSV-03119	100,33
PSV-03124	100,33
PSV-04119	100,33
PSV-04124	100,33
PSV-1001A	100,33
PSV-1001B	100,33
PSV-10119	100,33
PSV-10124	100,33
PSV-0101A	127,4
PSV-0101B	127,4
PSV-0201A	127,4
PSV-0201B	127,4
PSV-0301A	127,4
PSV-0301B	127,4
PSV-0401A	127,4

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-0401B	127,4
PSV-0102A-2	167,21
PSV-0102B-2	167,21
PSV-0102C-2	167,21
PSV-0302A-1	167,21
PSV-0302B-1	167,21
PSV-0302C-1	167,21
PSV-0103A-1	167,21
PSV-0103B-1	167,21
PSV-0303A-2	167,21
PSV-0303B-2	167,21
PSV-0102D-1	167,21
PSV-0102D-2	167,21
PSV-0103A-2	167,21
PSV-0103B-2	167,21
PSV-0302A-2	167,21
PSV-0302B-2	167,21
PSV-0302C-2	167,21
PSV-0303A-1	167,21
PSV-0303B-1	167,21
PSV-0102A-1	167,21
PSV-0102B-1	167,21
PSV-0102C-1	167,21
PSV-0108A	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-0108B	100,33
PSV-0208A	100,33
PSV-0208B	100,33
PSV-0308A	100,33
PSV-0308B	100,33
PSV-0408	153,84
PSV-0408A	100,33
PSV-0408B	100,33
PSV-1008A	100,33
PSV-1008B	100,33
U-0127-V12	100,33
U-0138-V12	100,33
U-0121-V87	100,33
U-0221-V87	100,33
U-0321-V87	100,33
U-0421-V87	100,33
U-0221-V88	100,33
PSV-0101	936,4
PSV-0102	936,4
PSV-0103	936,4
PSV-01031	267,54
PSV-0104	936,4
PSV-01040	267,54
PSV-01045	267,54

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-01192	535,08
PSV-0181	267,54
PSV-02110	267,54
PSV-0281	267,54
PSV-03031	267,54
PSV-03040	267,54
PSV-03045	267,54
PSV-03110	267,54
PSV-03192	267,54
PSV-0381	267,54
PSV-04110	267,54
PSV-0481	267,54
PSV-06110	280,92
PSV-07110	280,92
PSV-1001	100,33
PSV-1002	100,33
PSV-1003	100,33
PSV-1004	100,33
PSV-1005	100,33
PSV-01006A	280,92
PSV-01006B	280,92
PSV-01006C	280,92
PSV-01006D	280,92
PSV-03417B	234,1

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
PSV-03417C	234,1
PSV-03417D	234,1
PSV-03417E	234,1
PSV-03418D	234,1
PSV-01227	334,43
PSV-01237	334,43
PSV-01247	334,43
PSV-01257	334,43
PSV-01181	334,43
U-0126A.PCV-562	100,33
U-0126B.PCV-562	100,33
U-0126C.PCV-562	100,33
U-0126D.PCV-562	100,33
U-0126E.PCV-562	100,33
U-0226A.PCV-562	100,33
U-0226B.PCV-562	100,33
U-0226C.PCV-562	100,33
U-0226D.PCV-562	100,33
U-0226E.PCV-562	100,33
U-0326A.PCV-562	100,33
U-0326B.PCV-562	100,33
U-0326C.PCV-562	100,33
U-0326D.PCV-562	100,33
U-0326E.PCV-562	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0326F.PCV-562	100,33
U-0426A.PCV-562	100,33
U-0426B.PCV-562	100,33
U-0426C.PCV-562	100,33
U-0426D.PCV-562	100,33
U-0426E.PCV-562	100,33
U-0426F.PCV-562	100,33
U-0126A.PCV-561	100,33
U-0126B.PCV-561	100,33
U-0126C.PCV-561	100,33
U-0126D.PCV-561	100,33
U-0126E.PCV-561	100,33
U-0226A.PCV-561	100,33
U-0226B.PCV-561	100,33
U-0226C.PCV-561	100,33
U-0226D.PCV-561	100,33
U-0226E.PCV-561	100,33
U-0326A.PCV-561	100,33
U-0326B.PCV-561	100,33
U-0326C.PCV-561	100,33
U-0326D.PCV-561	100,33
U-0326E.PCV-561	100,33
U-0326F.PCV-561	100,33
U-0426A.PCV-561	100,33

VÁLVULA	COSTO DE INSPECCIÓN
U-0426B.PCV-561	100,33
U-0426C.PCV-561	100,33
U-0426D.PCV-561	100,33
U-0426E.PCV-561	100,33
U-0426F.PCV-561	100,33
PSV-06119	100,33
PSV-07119	100,33