



Facultad de
Ingeniería

.....
Universidad Nacional de Mar del Plata

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

JULIO, 2021

“Estudio de riesgo en planta de
tratamiento de gas.”

Autores: Nicolás César DEMATTEIS **Legajo:** 10043
Luciano Gabriel TRONCOSO 10671

Carrera: Ingeniería Mecánica

Director: Ing. Esteban Rubertis

Evaluadores:

Ing. Candela Barbisan

Dr. Ing. Daniel Sosa

Dr. Ing. Anibal Cassanelli



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



ÍNDICE

Introducción	6
Objetivos	7
1 Desarrollo teórico RBI (<i>Risk Based Inspection</i>)	8
1.1 General	8
1.2 ¿Qué es el riesgo?	9
1.3 Riesgo Relativo vs. Riesgo Absoluto	10
1.4 Elementos clave de un programa RBI	10
1.5 Análisis de Inspección Basada en Riesgo	10
1.6 Tipos de evaluación RBI	11
1.6.1 Enfoque Cualitativo	11
1.6.2 Enfoque Cuantitativo	12
1.6.3 Enfoque semicuantitativo	13
1.7 Uso del RBI para establecer planes y prioridades de inspección	14
1.8 Datos de entrada en un RBI	14
1.9 Calidad de los datos de entrada en un RBI	15
1.10 Impacto del empleo de la metodología RBI sobre los costos	15
2 Caso de aplicación práctica	15
2.1 Procesamiento de gas extraído de pozo	16
2.2 Colección y análisis de datos	18
2.3 Descripción de activos	19
3 Análisis de riesgo cualitativo	19
3.1 Factores de Probabilidad	20
3.1.1 Factor de daño del equipo (FP1)	20
3.1.2 Factor fecha de última inspección (FP2)	24
3.1.3 Factor de fecha de instalación (FP3)	25
3.1.4 Factor de equipo (FP4)	25
3.1.5 Factor sobre dispositivos de protección (FP5)	26

3.1.6	Factor sobre código de diseño (FP6)	27
3.1.7	Factor por condiciones de servicio (FP7)	28
3.2	Factores de Consecuencia	29
3.2.1	Factor de autoignición por temperatura (FC1)	29
3.2.2	Factor de presión (FC2).....	30
3.2.3	Factor de criticidad del negocio (FC3).....	31
3.2.4	Factor de tiempo de parada (FC4)	32
3.2.5	Factor de costo de reemplazo (FC5)	33
3.2.6	Factor de cantidad (FC6).....	34
3.2.7	Factor de estado (FC7).....	35
3.2.8	Factor de toxicidad según NFPA 704 (FC8)	36
3.2.9	Factor de inflamabilidad según NFPA 704 (FC9).....	37
3.2.10	Factor de sistema de detección (FC10).....	38
3.2.11	Factor de sistema de aislamiento (FC11).....	38
3.2.12	Factor de mitigación (FC11).....	39
3.3	Matriz de riesgo cualitativa.....	40
4	Análisis de riesgo cuantitativo.....	46
4.1	Calculo cuantitativo de la probabilidad de falla (POF).....	49
4.1.1	Frecuencia genérica de falla	49
4.1.2	Factor de daño	51
4.1.2.1	Estimación de la velocidad de corrosión interna de la torre.....	51
4.1.2.2	Factor de daño por adelgazamiento interno.....	53
4.1.2.3	Factor de daño por corrosión bajo aislación (CUI).....	58
4.1.2.4	Factor de daño total	66
4.1.3	Valor de probabilidad de falla	66
4.2	Cálculo de la consecuencia de falla (COF)	67
4.2.1	Introducción.....	67
4.2.2	Determinación de la composición del fluido y propiedades.....	69
4.2.3	Selección del tamaño del orificio de liberación.....	71
4.2.4	Cálculo de la tasa de liberación	71
4.2.5	Estimación del inventario de fluido disponible para la liberación	73
4.2.6	Determinación del tipo de liberación (Continua o Instantánea).....	75
4.2.7	Estimación del impacto de los sistemas de detección y aislamiento en la magnitud de la liberación.....	75

4.2.8	Determinación de las consecuencia inflamables y explosivas	77
4.2.8.1	Cálculo del árbol de eventos.....	79
4.2.8.2	Jet Fire	86
4.2.8.3	Fireball.....	89
4.2.8.4	Vapor Cloud Explosion	94
4.2.8.5	Flash Fire	97
4.2.8.6	Determinación de la consecuencia inflamable para cada orificio de liberación	98
4.2.8.7	Determinación de la consecuencia inflamable final	101
4.2.9	Consecuencias tóxicas	102
4.2.9.1	Criterio de impacto tóxico	102
4.2.9.2	Duración de la liberación.....	103
4.2.9.3	Probabilidad de evento tóxico	104
4.2.9.4	Área de consecuencia de un evento tóxico	104
4.2.9.5	Determinación del área de consecuencia tóxica final.....	105
4.2.9.6	Cálculo del área de consecuencia tóxica.....	105
4.2.10	Determinación del área de consecuencia de daños a componentes y lesiones personales.....	108
4.2.10.1	Área de consecuencia final de daño de componente	108
4.2.10.2	Área de consecuencia final de daño al personal	109
4.2.10.3	Área de consecuencia final.....	109
4.3	Matriz de riesgo cuantitativa.....	110
5	Plan de inspección	111
5.1	Desarrollo de planes de inspección basados en riesgo.....	111
5.2	Plan de inspección de Planta Santa Juana	112
5.2.1	Planes de inspección posibles para la torre contactora (TAG-2001).....	113
5.2.1.1	Opción 1 de plan de inspección	113
5.2.1.2	Opción 2 de plan de inspección	115
5.3	Plan de inspección seleccionado	116
5.4	Plan de inspección final para la torre contactora TAG-200	117
6	Riesgo social y riesgo individual	120
6.1	Cálculo del riesgo individual	120
6.2	Evaluación del nivel de riesgo Individual	122



6.3	Cálculo del riesgo social.....	123
6.3.1	Relevamiento de estructuras y personal en riesgo potencial	124
6.4	Evaluación del nivel de riesgo social.....	126
7	Conclusiones.....	128
8	Anexo.....	130
9	Normativas y bibliografía de referencia	134

Introducción

La rápida evolución tecnológica que ha experimentado la industria en general y la petroquímica en particular, ha provocado un aumento de la probabilidad de que ocurran grandes accidentes con un notable impacto sobre personas, medioambiente y activos.

A pesar del aumento de la confiabilidad de los activos debido a las nuevas tecnologías implementadas para su construcción, a la evolución de los materiales utilizados y a la utilización de normas reguladoras, el avance de la industria exige nuevas condiciones de trabajo de mayor criticidad (temperaturas y presiones extremas) y, por lo tanto, de mayor potencial de daño.

El análisis de riesgo es una herramienta poderosa utilizada en la industria para efectuar una evaluación de los equipos involucrados en el proceso, ya sean estáticos o dinámicos. Ayuda al ingeniero a poder identificar y cuantificar los distintos riesgos que pueden estar presentes en una industria, y de esta manera poder encontrar la forma de disminuirlos, con la consecuente mejora de la seguridad en la industria.

Los códigos API 580 (*Risk Based Inspection*) y API 581 (*Risk Based Inspection Methodology*), de aquí en adelante API RP 580 y API RP 581, son utilizados para proporcionar los elementos básicos en el desarrollo e implementación del programa de Inspección Basado en Riesgo (RBI). Las normas mencionadas define al riesgo como la combinación de la probabilidad de que ocurra un cierto evento y la consecuencia (generalmente negativa) asociada con el evento.

La API RP 581, presenta el lineamiento general para el cálculo de las variables “probabilidad” y “consecuencia”.

Se presentan dos niveles de consecuencia, el 1 aplicable a una cantidad restringida de fluidos que deben cumplir con ciertas características mencionadas en el código. El nivel 2 se desarrolló como una herramienta para utilizar donde los supuestos del análisis de consecuencias nivel 1 no eran válidos, o bien para obtener un resultado con mayor precisión. Esta mejora es causada, principalmente, por un grado superior de complejidad en la metodología de cálculo comparándolo con las consecuencias de nivel 1. En contrapartida, acarrea una mayor necesidad de utilización de recursos tanto técnicos como datos de entrada específicos.

El principal resultado de la evaluación mediante RBI, es la creación de programas de administración de los niveles de riesgo en las instalaciones. En estos programas se analizan los riesgos de los equipos desde una perspectiva de seguridad, salud, cuidado del medioambiente y económico. A su vez, se planean para obtener la máxima reducción del riesgo por la inversión hecha para mitigarlos, reduciéndolos hasta un nivel aceptable.

La implementación de estos programas da como resultado los siguientes puntos:

- Una reducción de riesgos en general para los equipos e instalaciones evaluadas.
- Una aceptación y entendimiento de los riesgos actuales.

Objetivos

Mediante el siguiente Trabajo Final de Grado en Ingeniería Mecánica se llevará a cabo un estudio de riesgo aplicado a la planta de tratamiento de gas San Juana. Esta instalación tiene por objetivo acondicionar el punto de rocío del gas y cumplir la especificación del mismo para su venta.

Para ello, se parte de la realización de un análisis de riesgo cualitativo en la totalidad de los activos presentes en la planta.

Se decidió de antemano el empleo del nivel 2 de consecuencias de falla en el estudio cuantitativo de riesgo. Esta decisión se basó en la obtención de un grado más alto de precisión en el cálculo de áreas de consecuencia. Para ello, se realizará un estudio exhaustivo de la norma, API RP 581.

Una vez analizado y desarrollado el nivel de consecuencias mencionado, se aplicará una robusta metodología de cálculo en un análisis cuantitativo, solamente, para el equipo con el mayor riesgo de la planta.

Como resultado se obtendrá el diseño del programa de inspección adecuado para el activo más crítico (en cuanto a nivel de riesgo), ajustado a las mejores prácticas de la industria, según API RP 580 y API RP 581.

Finalmente, se cuantificará mediante estándares internacionales, la mitigación que generaría la implementación del programa de inspección diseñado, evaluando el nivel de riesgo individual y social.

En el Gráfico 0.1 se muestra un diagrama de flujo del alcance del proyecto.



Gráfico 0.1. Diagrama de flujo del desarrollo del trabajo final de grado.

1 Desarrollo teórico RBI (*Risk Based Inspection*)

1.1 General

El Instituto Americano de Petróleo API (*American Petroleum Institute*) en el año 1993 creó una metodología denominada RBI o *Risk Based Inspection* -Inspección Basada en Riesgo-, mediante el cual se proporciona un procedimiento consistente para la evaluación de la combinación óptima de los métodos y frecuencias de inspección. Se puede analizar cada método de inspección disponible y estimar su eficacia relativa para reducir la probabilidad de falla.

Teniendo en cuenta esta información y el costo de cada procedimiento, se puede desarrollar un programa de optimización. La clave para la ejecución de un procedimiento de este tipo es la capacidad de evaluar el riesgo asociado con cada elemento del equipo y, a continuación, determinar las técnicas de inspección más apropiadas para este.

Un resultado conceptual de esta metodología se ilustra en la Figura 1.1. La curva superior representa un programa de inspección típico. Como se puede visualizar, con una inversión inicial en actividades de inspección se reduce significativamente el riesgo. Luego, se llega a un punto donde comienza la actividad de inspección adicional que muestra un rendimiento decreciente y produce muy poca reducción adicional del riesgo. En caso de que se aplique una inspección excesiva, el nivel de riesgo puede incluso aumentar, graficado como línea punteada. Esto se debe a que las inspecciones invasivas en ciertos casos pueden causar deterioro.

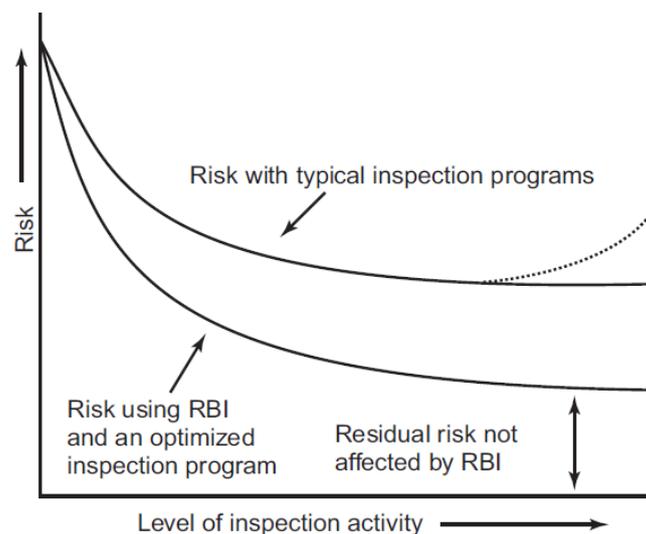


Figura 1.1 Comparación de niveles de riesgo con o sin métodos de inspección.

La curva inferior indica que con la aplicación de un programa de RBI eficaz se pueden lograr menores riesgos con el mismo nivel de actividad de inspección. Esto se debe a que, a través del RBI, las actividades de inspección se centran en elementos más riesgosos.

Del análisis de la figura también resulta que el riesgo no se puede reducir a cero únicamente mediante los esfuerzos de inspección. Existen factores de riesgo residuales originados por:

- ✓ Errores humanos.
- ✓ Desastres naturales.
- ✓ Eventos externos, como colisiones o caída de objetos.
- ✓ Efectos secundarios de las unidades cercanas.
- ✓ Actos deliberados.
- ✓ Limitaciones fundamentales de los métodos de inspección.
- ✓ Errores de diseño.
- ✓ Mecanismos de daño desconocidos.

En la Figura 1.2 se muestra un diagrama en bloques simplificado donde se identifican los elementos esenciales de un proceso RBI.

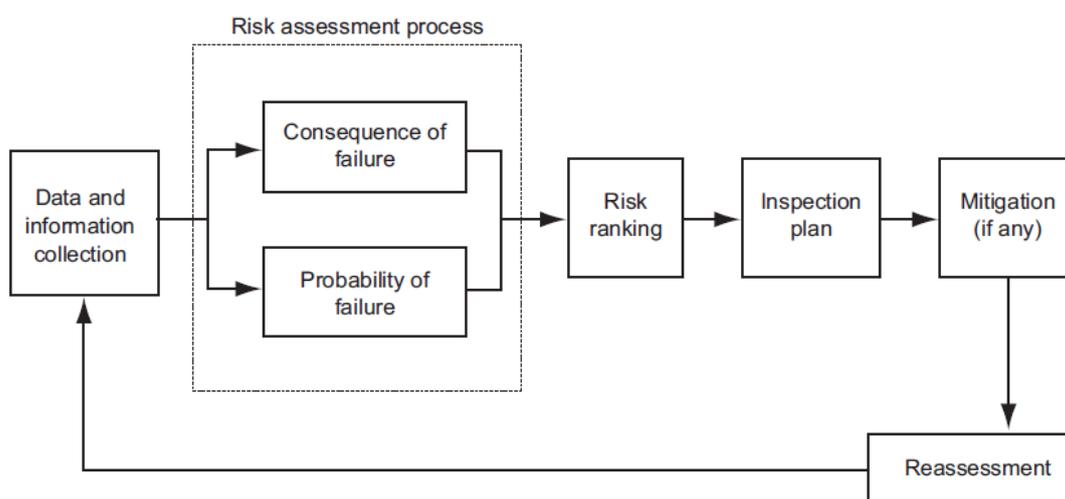


Figura 1.2. Diagrama en bloques de la estructura RBI. Página 19, API RP 580 edición 2016.

1.2 ¿Qué es el riesgo?

La metodología RBI hace foco en analizar los riesgos presentes en las instalaciones desde el punto de vista operacional. Según API RP 580, el riesgo es la combinación de la probabilidad de que ocurra algún evento durante un período de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con el evento.

En términos matemáticos, el riesgo se puede calcular mediante la Ecuación 1.1.

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} * \text{Consecuencia}$$

Ecuación 1.1. Definición matemática del riesgo.

Una evaluación de riesgos eficaz debe ser un proceso que contenga al menos dos pasos clave:

- 1) Determinar qué tan importante es el riesgo, y
- 2) Determinar si el riesgo es aceptable.

1.3 Riesgo Relativo vs. Riesgo Absoluto

La complejidad del cálculo del riesgo es función del número de factores que pueden afectarlo. Su cálculo absoluto puede llevar mucho tiempo y ser costoso y, a menudo, no se puede realizar con un alto grado de precisión debido a muchas incertidumbres. RBI se centra en una determinación sistemática del riesgo relativo. Es decir, enfoca los esfuerzos de gestión en los equipos que presenten mayor rango de riesgo y permite tomar decisiones al respecto sobre la utilidad de los esfuerzos de gestión en los de menor rango.

Cuando un estudio RBI cuantitativo se lleva a cabo de manera rigurosa y adecuada, la medida de riesgo resultante es una buena aproximación del riesgo real existente. Por otro lado, los valores numéricos de riesgo relativo determinados correctamente mediante enfoques cualitativos y semicuantitativos son métodos eficaces para evaluar y gestionar el riesgo.

1.4 Elementos clave de un programa RBI

Los elementos claves que existen en cualquier programa RBI incluyen los siguientes:

- Sistemas de gestión para el mantenimiento de la documentación, las calificaciones del personal, los requisitos de datos, la coherencia del programa y la actualización de los análisis.
- Método documentado para la determinación de la probabilidad de falla (*POF – Probability of Failure*).
- Método documentado para la determinación de la consecuencia de falla (*COF – Consequence of Failure*).
- Sistemas de gestión para mantener la documentación, las clasificaciones del personal, requisitos de datos, la coherencia de la metodología documentada para gestionar el riesgo a través de la inspección, el control de procesos y otras actividades de mitigación.

1.5 Análisis de Inspección Basada en Riesgo

RBI es una metodología que utiliza el riesgo relativo como base para priorizar y gestionar los esfuerzos de un programa de inspección, incluidas recomendaciones para el seguimiento y control. Proporciona un enfoque en la actividad de inspección para abordar específicamente las amenazas a la integridad del activo y la capacidad del equipo para operar según lo previsto.

Un programa RBI incluye:

- ✓ Sistemas o procesos dentro de una operación priorizados por el riesgo.

- ✓ Valor de riesgo determinado o categoría asociada con un elemento del equipo dentro de un sistema o proceso basado en una metodología consistente.
- ✓ Ranking de equipos priorizados en función del riesgo.
- ✓ Desarrollo de un programa de inspección apropiado para abordar los factores clave de riesgo.

1.6 Tipos de evaluación RBI

El procedimiento RBI se puede aplicar cualitativamente, cuantitativamente, o mediante el uso de los aspectos de ambos, es decir, semicuantitativamente. Cada enfoque proporciona una manera sistemática para la detección de riesgos, identificar áreas de posible preocupación y desarrollar una lista de prioridades para una inspección o análisis más profundo. Cada uno desarrolla una medida de clasificación de riesgo que se utilizará para evaluar por separado la *POF* (probabilidad de falla) y la *COF* (Consecuencia de falla) potencial. Luego estos dos valores se combinan para estimar el riesgo.

Si el riesgo determinado mediante cualquier enfoque está por debajo del criterio de aceptación especificado, normalmente no se requieren más pasos de análisis, inspección o mitigación.

Se debe considerar que el espectro del análisis de riesgos es un continuo, siendo los enfoques cualitativo y cuantitativo los dos extremos del continuo y todo el intermedio un enfoque semicuantitativo (Figura 1.3).

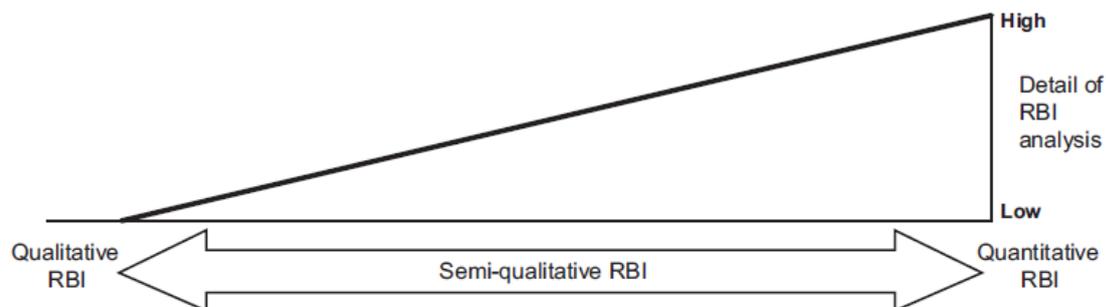


Figura 1.3. Continuidad de enfoques RBI.

1.6.1 Enfoque Cualitativo

Este enfoque requiere entrada de datos basadas en información descriptiva utilizando juicios de ingeniería, conocimientos especializados en la materia y experiencia como base para el análisis de probabilidad y consecuencias. Las entradas a menudo se dan en rango de datos en lugar de valores discretos. Los resultados se dan normalmente en términos cualitativos, como alto, medio y bajo, aunque los valores numéricos pueden estar asociados con estas categorías.

El valor de este tipo de análisis es que permite completar una evaluación de riesgos en ausencia de datos cuantitativos detallados. La precisión de los resultados de un análisis cualitativo depende de los antecedentes y la experiencia de los analistas de riesgos.

Aunque el enfoque cualitativo es menos preciso que los enfoques más cuantitativos, es eficaz para seleccionar unidades y equipos con bajo riesgo; ser menos preciso no siempre significa que el método cualitativo sea menos exacto. Sin embargo, las evaluaciones cualitativas generalmente no son tan repetibles como las cuantitativas. El enfoque cualitativo se puede utilizar para cualquier aspecto del desarrollo del plan de inspección. En cambio, el conservadurismo generalmente asociado con el enfoque más cualitativo debe considerarse al tomar decisiones finales del plan de mitigación e inspección.

Los procedimientos cualitativos de RBI tienen tres funciones:

- a) Proyectar las unidades dentro de la planta para seleccionar el nivel de los análisis necesarios y para determinar el beneficio que podría otorgar realizar análisis adicionales (cuantitativo RBI o alguna otra técnica).
- b) Calificar el grado de riesgo relativo entre unidades y colocarlos en una posición dentro de la matriz de riesgo.
- c) Identificar las áreas que presenten elevado riesgo en la planta para una vez identificadas mitigarlas a través de la mejora en los programas de inspección.

El análisis primero determina un factor de probabilidad de falla dentro de la planta y luego otro en base a las consecuencias que puede originar esa falla.

Estos dos parámetros se combinan en la matriz de riesgo para producir una calificación para cada una de las unidades analizadas.

1.6.2 Enfoque Cuantitativo

Los programas cuantitativos son enfoques basados en modelos en los que se calculan valores numéricos y se utilizan datos de entrada más discretos. Las ventajas de un enfoque cuantitativo son:

- Calcula, con cierta precisión, cuando se alcanza o se supera el límite de aceptación del riesgo.
- Discriminación entre equipos de riesgo que permiten priorizar la mitigación.
- Establecimiento de tendencias y seguimiento de la exposición al riesgo a lo largo del tiempo, así como otras métricas.
- Evaluación comparativa de la gestión de la confiabilidad, como tendencias y comparaciones de *POF*.

Los métodos cuantitativos son más sistemáticos, consistentes y documentados, y son más fáciles de actualizar con los resultados de la inspección que los enfoques cualitativos. Un enfoque cuantitativo generalmente utiliza un programa de software para calcular el riesgo y desarrollar recomendaciones del programa de inspección. Los modelos son inicialmente intensivos en datos, pero el uso de estos elimina el trabajo repetitivo y detallado del proceso de planificación de inspección tradicional.

El RBI cuantitativo describe una metodología para priorizar el riesgo del equipo en una matriz de riesgo o diagrama de ISO riesgo, además de calcular valores de riesgo discretos para priorizarlos de mayor a menor.

La metodología de inspección basada en riesgos (reglamentada en API RP 581) proporciona procedimientos cuantitativos para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en riesgos para equipos fijos presurizados incluidos recipientes a presión, tuberías, tanques, dispositivos de alivio de presión e intercambiadores de calor y también dinámicos.

El cálculo del riesgo descrito en API RP 581 implica la determinación de una probabilidad de falla (*POF*) combinada con la consecuencia de falla (*COF*). La falla se define como una pérdida de contención desde el límite de presión que resulta en una fuga a la atmósfera o la ruptura de un componente presurizado. El riesgo aumenta a medida que se acumulan daños durante la operación en servicio y se recomienda una inspección con suficiente eficiencia para cuantificar mejor el estado de daño del componente. La acción de inspección en sí misma no reduce el riesgo de manera directa, sino que reduce la incertidumbre y, por lo tanto, permite una cuantificación más precisa del daño presente en el componente afectando la probabilidad de falla.

1.6.3 Enfoque semicuantitativo

Semicuantitativo es un término que describe cualquier enfoque que tenga aspectos derivados tanto del enfoque cualitativo como del cuantitativo. Está orientado a obtener los principales beneficios de los dos enfoques anteriores (por ejemplo, la velocidad de ejecución del cualitativo y el rigor del cuantitativo).

Normalmente, la mayoría de los datos utilizados en un enfoque cuantitativo son necesarios para este enfoque, pero con menos detalle. Los modelos pueden no ser tan rigurosos como los utilizados para el enfoque cuantitativo. Los resultados generalmente se dan en categorías de consecuencias y probabilidad o como nivel de riesgo, pero se pueden asociar valores numéricos con cada categoría para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de criterios apropiados de aceptación.

1.7 Uso del RBI para establecer planes y prioridades de inspección

El producto principal de un análisis RBI debe ser un plan de inspección para cada activo evaluado.

El plan de inspección debe detallar el riesgo no mitigado relacionado con las condiciones actuales de operación. Para riesgos considerados inaceptables, el plan debe contener las acciones de mitigación recomendadas para reducir el riesgo no mitigado a niveles aceptables.

Para aquellos activos donde el reconocimiento es un medio eficaz de gestión de riesgos, los planes deben describir el tipo, alcance y el *timing* de la inspección recomendados. La clasificación del equipo según el nivel de riesgo no mitigado permite a los propietarios o usuarios asignar prioridades a las diversas tareas de vigilancia y/o examen. El nivel de riesgo no mitigado debe usarse para evaluar la urgencia de realizar la inspección.

1.8 Datos de entrada en un RBI

Una diferencia fundamental entre los múltiples enfoques de un RBI es la cantidad y el detalle de la información de entrada, los cálculos y los datos de salida.

Para cada enfoque RBI es importante documentar todas las bases del estudio y los supuestos desde el inicio y aplicar una lógica coherente. Se debe documentar cualquier desviación de los procedimientos estándar prescritos. La documentación de identificadores únicos de equipos es un buen punto de partida para cualquier nivel de estudio. Los equipos también deben corresponder a un grupo o ubicación únicos, como una unidad de proceso en particular en un sitio de planta en particular.

Los datos típicos necesarios para un análisis de RBI pueden incluir, entre otros, los siguientes:

- ✓ Tipo de equipo.
- ✓ Materiales de construcción.
- ✓ Registro de inspección, reparación y reemplazo.
- ✓ Composiciones de fluidos a procesar.
- ✓ Inventario de fluidos.
- ✓ Condiciones de funcionamiento.
- ✓ Sistemas de seguridad.
- ✓ Sistemas de detección.
- ✓ Mecanismos, tasas y gravedad de los daños.
- ✓ Densidades de personal.
- ✓ Datos de revestimiento, y aislamiento.
- ✓ Costo de interrupción del negocio.

- ✓ Costo de reemplazo de equipos.
- ✓ Costo de remediación ambiental.

1.9 Calidad de los datos de entrada en un RBI

La calidad de los datos tiene una relación directa con la precisión del análisis RBI. Aunque los requisitos de datos son bastante diferentes para los diversos tipos de análisis RBI, la calidad de los datos de entrada es igualmente valioso sin importar qué enfoque de RBI se selecciona. Las entradas de datos y las suposiciones deben ser validadas por personal calificado, como un ingeniero/operador de procesos, para revisar los parámetros operativos utilizados.

1.10 Impacto del empleo de la metodología RBI sobre los costos

Es menester resaltar la justificación sobre el empleo de esta metodología en las compañías, para la reducción de costos. A través del análisis RBI se puede hacer una clasificación de los riesgos relativos de distintos equipos dentro de una instalación, y esto permite categorizarlos bajo una criticidad. Con ello se puede priorizar aquellos que necesitan un mayor nivel de inspección, logrando una eficiente distribución de los recursos económicos, diferenciando los que más influyen en el riesgo. Esto facilita la planificación de presupuestos venideros.

Además, tiene como beneficio la posibilidad de ampliar los períodos de inspección de activos, adecuando el número de paradas necesarias, reduciendo el *downtime* ocasionado por fallas inesperadas.

Otro punto para destacar es que la metodología permite elevar la seguridad de las instalaciones, logrando reducir costos asociados a reparar los daños de posibles accidentes sobre las personas, los activos y el medioambiente.

2 Caso de aplicación práctica

El caso de aplicación práctica se efectuó en una planta de tratamiento de gas, cuyo nombre de fantasía es Santa Juana. La instalación tiene una capacidad nominal de proceso de 1,7 millones de metros cúbicos diarios.

Los datos operativos de la planta fueron modificados por el director del presente Trabajo Final para su utilización. Los mismos no representan las condiciones reales de ninguna instalación existente.

Una foto satelital de la planta se puede apreciar en la Imagen 2.1.



Imagen 2.1. Foto satelital de la planta Santa Juana.

Dentro del establecimiento se desarrollan tareas de endulzamiento de gas recientemente extraído de pozo, logrando su adecuación a niveles tolerables de contaminantes y condiciones predeterminadas para su posterior ingreso a gasoducto de transporte.

2.1 Procesamiento de gas extraído de pozo

El gas natural es un recurso no renovable formado por una mezcla de hidrocarburos, los cuales se encuentran aproximadamente en las siguientes proporciones: metano (85%), etano (3%), propano (2%), butano (1%), trazas de hidrocarburos más pesados como gasolina natural, junto con impurezas tales como vapor de agua, compuestos sulfurados, dióxido de carbono y nitrógeno. Su composición varía de acuerdo con el yacimiento de donde fue extraído.

El gas natural que se recibe de los yacimientos se caracteriza por ser un gas amargo, hidratado y húmedo. Amargo por los componentes ácidos que contiene, hidratado por la presencia de agua y húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos. Debido a esto, para su posterior transporte, el gas natural debe ser tratado de manera de eliminar o disminuir la concentración de aquellos compuestos indeseados. El acondicionamiento del gas natural consta de tres procesos fundamentales:

- Endulzamiento: eliminación de los componentes ácidos.
- Deshidratación: eliminación del agua.

- Ajuste del punto de rocío: eliminación de los hidrocarburos líquidos mediante fraccionamiento.

El proceso de endulzamiento se hace con el fin de remover el ácido sulfhídrico (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2) del gas natural, debido a que estos compuestos son gases que pueden ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas, así como también problemas de corrosión, olores perniciosos, emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida, entre otros. La remoción puede realizarse a través de varios procesos como son la absorción de los gases ácidos con solventes químicos, físicos y mixtos. En términos generales, se puede decir que el endulzamiento es la eliminación de compuestos ácidos (H_2S y CO_2) mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas de absorción-agotamiento utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina "amargo" y el producto, gas "dulce".

El segundo proceso, de deshidratación, se realiza para eliminar el vapor de agua que contiene el gas, el que puede producir corrosión y formar hidratos de hidrocarburos obstruyendo las restricciones presentes en los gasoductos.

El último proceso, de ajuste de punto de rocío, es necesario para disminuir el contenido de hidrocarburos pesados (componentes de la gasolina) a los efectos de ajustar el poder calorífico del gas, principal variable empleada para su transporte y comercialización.

El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico. Cuando es separado del gas natural mediante el proceso de endulzamiento, es enviado a plantas recuperadoras de azufre en donde es vendido en forma líquida para sus diversos usos industriales.

El dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico, pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación. El dióxido de carbono es soluble en agua, y la solución generada puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbónico de aquí la propiedad corrosiva que el CO_2 presenta en presencia de agua.

En la Figura 2.1 se muestra un esquema simplificado del proceso de endulzamiento de gas mediante aminas, por mecanismo de absorción. El diagrama de proceso es meramente informativo. Existen variaciones con el de la planta analizada, producto que no se contó con los PID (*Piping and Instrumentation Diagram*) de la planta analizada.

El primer equipo que entra en contacto con el gas a endulzar es el separador de entrada. Es aquí donde se lleva a cabo la separación de impurezas líquidas y sólidas que todavía se encuentran en la corriente de gas natural.

El fluido que sale del separador entra a la torre contactora, equipo donde se realiza la transferencia de masa, de contaminantes hacia la amina, el absorbente. Aquí la corriente de gas a endulzar debe encontrarse en contracorriente con la amina pobre (denominada así por su bajo contenido de contaminantes). En la corriente de fondo se tiene amina enriquecida y en la corriente de tope, gas dulce que abandona la planta.

La corriente de fondo de torre se dirige a un tanque de flash para la recuperación de parte del gas arrastrado, que se emplea como gas combustible de proceso. Luego la amina enriquecida sigue su curso hacia la torre regeneradora. Aquí se le aplica calor mediante una corriente de aceite proveniente del horno para disociar la amina de los compuestos sulfurados y el dióxido de carbono, regenerando el proceso. Luego, la amina reciclada es filtrada y enfriada, para luego reingresar a la torre contactora nuevamente. El gas ácido es almacenado y separado para su posterior venta.

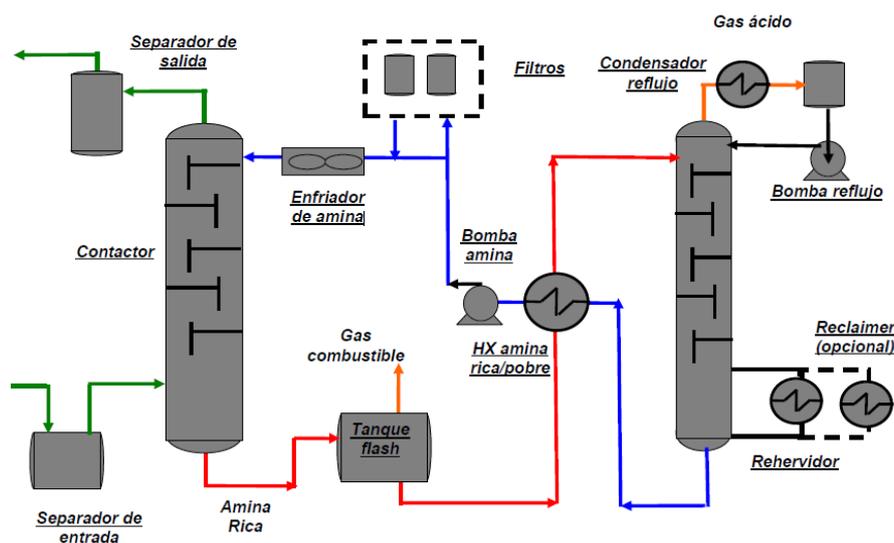


Figura 2.1 Esquema básico de proceso en planta de endulzamiento de gas.

2.2 Colección y análisis de datos

El objetivo de la actividad de recolección de información es tomar conocimiento sobre las características de diseño, constructivas y de operación de los equipos bajo alcance; y de las actividades que realiza la operadora para garantizar el funcionamiento e integridad de las instalaciones.

La colección, integración y análisis de la información es fundamental para llevar adelante el análisis de riesgo, ya que las calidades de los resultados de este dependen fuertemente de la información utilizada para su ejecución.

La colección de datos se basó fundamentalmente en archivos digitales como planillas (.xlsx), fotos de la planta (.png) y archivos cad (.dwg).

2.3 Descripción de activos

Una vez realizada la colección, integración y análisis de la información se procedió a ordenar los 78 activos pertenecientes a la planta según su tipología. Para la agrupación de las tuberías, tanto aéreas como enterradas, se tuvo en cuenta las condiciones y el tipo de fluido transportado, el material, la similitud en cuanto a mecanismos de daño actuantes y condiciones de diseño. Como soporte en la clasificación se empleó la norma API RP 574¹.

En el Anexo se detallan las tablas con los respectivos TAG de cada equipo asociados a su tipología. En el Gráfico 2.1 se muestra la distribución porcentual de los activos en la planta. Hay una preponderancia de recipientes a presión y tuberías aéreas, 75% entre ambos.

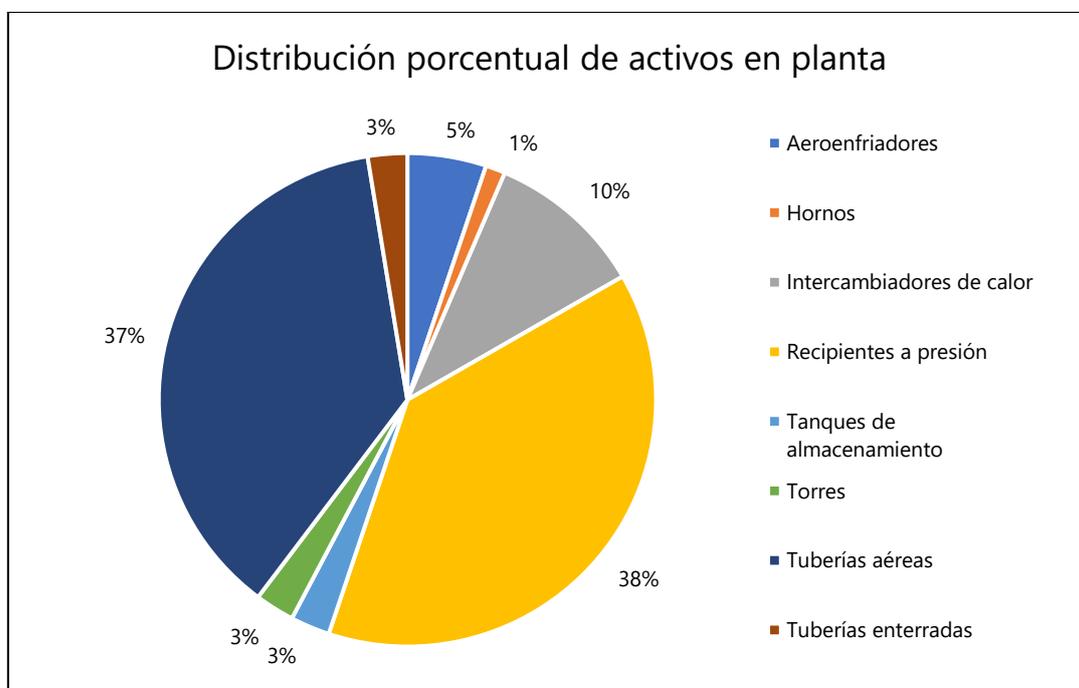


Gráfico 2.1. Distribución porcentual de activos en planta. Total: 78 activos.

3 Análisis de riesgo cualitativo

Se procedió a realizar la primera tarea descrita en el diagrama de flujo sobre el alcance de este trabajo, el cual consistió en el análisis cualitativo. Resultó ser la mejor forma de comenzar el análisis de riesgo para identificar aquellos activos de la planta que por sus características presentan mayor riesgo, tal como sugiere la API RP 580.

¹ API RP 571. *Inspection Practices for Piping System Components. Edition 2016.*

En primer término, se realizó una segmentación de diversos factores que se contemplan en este tipo de estudios que estén relacionados tanto a la probabilidad como a la consecuencia. Por último, se detalla el resultado del análisis con la conformación de la matriz de riesgo.

A continuación, se ahondará más en detalle sobre lo antes descripto.

3.1 Factores de Probabilidad

En esta sección se analizaron los elementos que afectan la probabilidad de una falla en los equipos y líneas involucrados en la planta. Cada coeficiente está ponderado y la combinación da como resultado el factor de probabilidad. Este valor es tabulado en el eje vertical de la matriz de riesgo. La gran mayoría de estos factores están reglamentados en la publicación: *Risk Based Inspection Based Resource Document* del año 2000 que realizó la API sobre procedimientos para realizar análisis de riesgo cualitativos. A su vez, se han agregado factores externos a la norma que en el sector son de gran importancia para tener en cuenta.

3.1.1 Factor de daño del equipo (FP1)

El factor de daño del equipo es una medida del riesgo asociado con los mecanismos de daño activos en cada equipo. Están priorizados en función de su potencial para crear un evento serio. A continuación, se identificaron los mecanismos de daño presentes en la planta según las siguientes normativas: ASME PCC-3², API RP 571³ y ASM *Metal Handbook*.⁴

- **Corrosión cracking en aceros al carbono:** este tipo de mecanismo se da cuando en un componente hay presente un proceso de corrosión acompañado de un esfuerzo tensional por encima del punto de fluencia del material. Se descartó ya que ninguno de los equipos está diseñado para operar por encima de la presión de diseño.
- **Fractura frágil:** se da principalmente por escasa ductilidad en los materiales acompañado de una baja temperatura de operación. No aplica para la instalación dado que no hay evidencia de que el mecanismo de daño este activo y que, dada las condiciones de diseño, no se considera como potencial.
- **Fatiga inducida por vibración:** se da en componentes sometidos a cargas cíclicas pudiendo generar la falla del componente estando este por debajo de una tensión mecánica elevada que comprometa su integridad. Se decidió tenerla en cuenta

² ASME PCC-3 Edition 2007. *Damage Mechanism Definitions*.

³ API RP 571 Second Edition 2011. *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.

⁴ ASM *Metals Handbook Volume 13. Corrosion fundamentals, Testing, and Protection*.

principalmente en los aeroenfriadores los cuales poseen ventiladores de aire y están sujetos a esfuerzos cíclicos por eventual desbalanceo en los rotores de sus motores.

- **Ataque por hidrógeno:** está presente cuando se tiene una solución con compuesto hidrógeno y una elevada temperatura, superior a 400°C. No aplica a la instalación. Dadas las condiciones de diseño, ningún activo opera por encima de dicha temperatura.
- **Corrosión cracking en aceros inoxidables austeníticos:** análogamente al primer caso, pero para esfuerzos tensionales combinados con corrosión, pero en aceros inoxidables austeníticos. No se contempló su aplicación, ya que no hay equipos construidos con este material en la instalación.
- **Corrosión localizada:**
 - **Corrosión por CO₂:** resulta presente cuando hay dióxido de carbono disuelto en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). Al formarse este compuesto ácido puede reducir el pH y cantidades suficientes pueden promover corrosión localizada como picaduras. Se tuvo en cuenta como mecanismo de daño activo.
 - **Corrosión por O₂:** se origina cuando el metal está expuesto a oxígeno y elevada temperatura, por encima de 482°C. El proceso corrosivo ocurre por reacción directa del gas sin necesidad de la presencia de un electrolito líquido. No aplica a la planta, según la cromatografía del gas de pozo no existe evidencia de contenido de oxígeno en la corriente de gas de proceso.
 - **MIC (Microbiologically Induced Corrosion):** es una forma de corrosión causada por organismos vivos, como bacterias, algas u hongos. Se promueve su formación en equipos y/o tuberías con aguas estancadas o en contacto con suelos. Aplica a la instalación principalmente en tuberías de gas ácido de entrada, sistemas de condensado y drenajes.
 - **Corrosión por aminas:** ocurre principalmente en aceros al carbono en los procesos de regeneración de aminas. El fenómeno no es causado por la amina en sí, sino que es el resultado de gases ácidos disueltos (CO₂ y H₂S), productos de degradación de aminas, y otros contaminantes. La amina MDEA (metilendioxietil-amfetamina) es la menos agresiva entre todos los absorbentes conocidos. Aplica a la instalación, en todo el sistema de regeneración de absorbente.
 - **Erosión corrosión:** ocurre cuando la corrosión contribuye a la erosión al eliminar películas o escamas protectoras, o exponer la superficie del metal a la acción sinérgica de corrosión y erosión. Aplica a nuestra instalación únicamente en la

tubería desde la entrada al separador de partículas, producto de que la planta de endulzamiento es el primer tratamiento que se realiza al gas de pozo, por ende, es de esperar que ingrese a la instalación con un alto nivel de sólidos en suspensión.

- **Corrosión generalizada:** se ponderó tanto de manera interna como externa en los activos analizados. En ambos casos por existencia de procesos corrosivos a raíz de un ambiente acuoso o húmedo que facilita la generación de una celda electrolítica.
- **SCC (Sulfide Corrosion Cracking):** se define como el agrietamiento (principalmente fisuras) del metal bajo la acción combinada de tensión y corrosión en presencia de agua y H₂S. Puede iniciarse en zonas muy localizadas de alta dureza, cercano a cordones de soldadura, principalmente en la (HAZ, *Heat Affected Zone*). El tratamiento de PWHT (*Post Weld Heat Treatment*) en zonas de soldadura, es beneficioso para reducir la susceptibilidad a SCC. En todas las soldaduras en los activos se le realizó tratamiento térmico de alivio de tensiones. No hay evidencia de que el mecanismo de daño este activo. Por esta razón se decidió no tenerlo en cuenta.
- **Creep:** Existe evidencia de este mecanismo de daño en los tubos internos del horno de acero al carbono. Según API RP 571 se supera el límite de temperatura de 371°C predeterminado por norma. Por esta razón, se contempló.
- **Degradación por decarburización o esferoidización:** se descartó porque solamente aplica a equipos que hayan sido sometidos a altas temperaturas por encima de 593°C con exposición al fuego.
- **CUI (Corrosion Under Insulation):** Se tuvo en cuenta la corrosión bajo aislación por existencia de agua atrapada en el gap entre la pared de los activos (principalmente tuberías y recipientes) y la aislación.

En la Tabla 3.1 se muestra un resumen de los mecanismos de daño que se aplican.

Tabla 3.1. Mecanismos de daño presentes.

Mecanismos de Daño	Planta Santa Juana
Corrosión cracking en aceros al carbono	
Fractura frágil	
Fatiga inducida por vibración	X
Ataque por hidrógeno	
Corrosión cracking en inoxidables austeníticos	
Corrosión localizada	X

Mecanismos de Daño	Planta Santa Juana
Corrosión generalizada	X
SCC (Sulfide Corrosion Cracking)	
Creep	X
Degradación por decarburación o esferoidización	
CUI	X

En la Tabla 3.2 donde se puede apreciar los diferentes puntajes asignados a cada mecanismo de daño según su criticidad sobre la integridad de los activos.

Tabla 3.2. Mecanismos de daño presentes.

FP1: Mecanismos de daño activos	
Nombre mecanismo de daño	Puntaje
Corrosión Cracking en aceros al carbono o aleaciones	7
SCC (Sulfide Corrosion Cracking)	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 (decarburización, esferoidización, etc.)	2
Otros mecanismos de daño activos como CUI	2

En el Gráfico 3.1 se observan los mecanismos de daño actuantes sobre la cantidad de equipos examinados. Del análisis, se desprende que en el 100% de los equipos está presente corrosión generalizada como mecanismo de daño activo mayoritario. En menor medida los mecanismos de daños secundarios son corrosión bajo aislamiento y corrosión localizada.

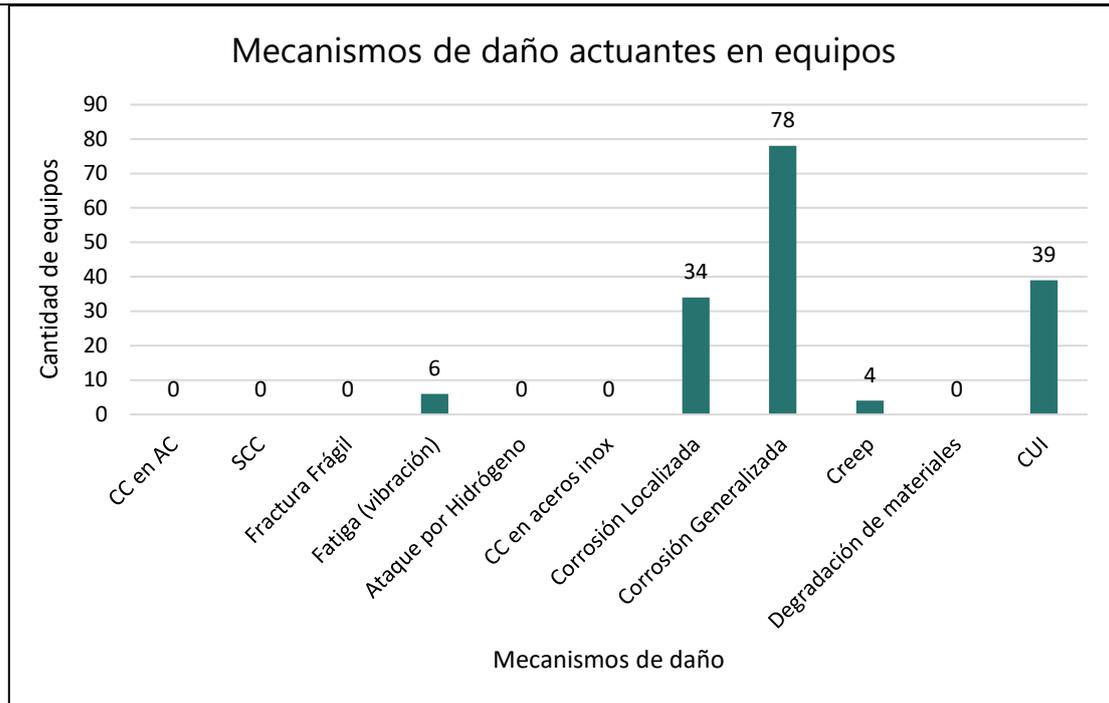


Gráfico 3.1. Mecanismos de daño actuantes en equipos.

3.1.2 Factor fecha de última inspección (FP2)

El factor fecha de última inspección proporciona una medida de la incertidumbre del estado de daño en función del tiempo transcurrido desde la fecha de la última inspección. Este parámetro se pondera con números negativos porque la calidad del programa de inspección compensará parcialmente la probabilidad de falla inherente a los mecanismos de daño antes mencionados. El peso máximo para el factor fecha de última inspección es de 10 puntos.

En la Tabla 3.3 se presenta el valor asignado para cada periodo de inspección de los equipos.

Tabla 3.3. Valores asignados según estado del equipo para el factor de inspección (FP2).

FP2: Fecha de última inspección	
Período	Puntaje
De 0-5 años	-5
De 5-10 años	-1
De 10-15 años	2
Más de 15 años	5
Nunca Inspeccionado	10

Del análisis de la información recopilada se llega a que todos los equipos fueron inspeccionados en el año 2014, por lo tanto, se le asignó un valor de -1.

3.1.3 Factor de fecha de instalación (FP3)

Este factor no está comprendido dentro de la norma de referencia (*Risk Based Inspection Based Resource Document Edition. 2000*), pero según lo que se entiende desde un marco ingenieril es sumamente importante. Hoy por hoy estamos inmersos en una situación en la que los materiales evolucionan tecnológicamente a diario producto de mejoras en procesos de producción, control de calidad, entre otras. Por esta razón es necesario evaluar la probabilidad de falla de un equipo desde el punto de vista de su antigüedad en servicio.

En la Tabla 3.4 se presenta el valor asignado para cada situación particular de los equipos pertenecientes a la planta.

Tabla 3.4. Valores asignados según estado del equipo para el Factor de Fecha de Instalación (FP3).

FP3: Fecha de Instalación	
Período	Puntaje
De 0-5 años	0
De 5-10 años	2
De 10-15 años	5
Más de 15 años	8
No hay información	10

Se destaca que el separador de alta presión y el separador de entrada presentan una fecha de instalación de 18 años, mientras que el resto de los equipos se encuentran en el rango entre 10 y 15 años.

3.1.4 Factor de equipo (FP4)

El factor de equipo está relacionado con el número de componentes presentes en la unidad que tienen el potencial de fallar. En la Tabla 3.5 se muestran los valores propuestos para cada equipo.

Tabla 3.5. Valores asignados según estado del equipo para el Factor de Fecha de Equipo (FP4).

FP4: Factor de Equipo	
Período	Puntaje
Fin Fan	15
Columna	14
Tubos de fuego de hornos	13
Recipiente a presión	12
Filtro	12
Reactor	12
Intercambiador de calor	11
Tanque de almacenamiento atmosférico	10
Tubería diámetro $\leq 4''$	10
Tubería diámetro entre $> 4''$ y $\leq 10''$	7
Tubería diámetro $> 10''$	5

En el Gráfico 3.2 se puede observar la distribución de equipos según sea asignado el puntaje correspondiente para cada uno.

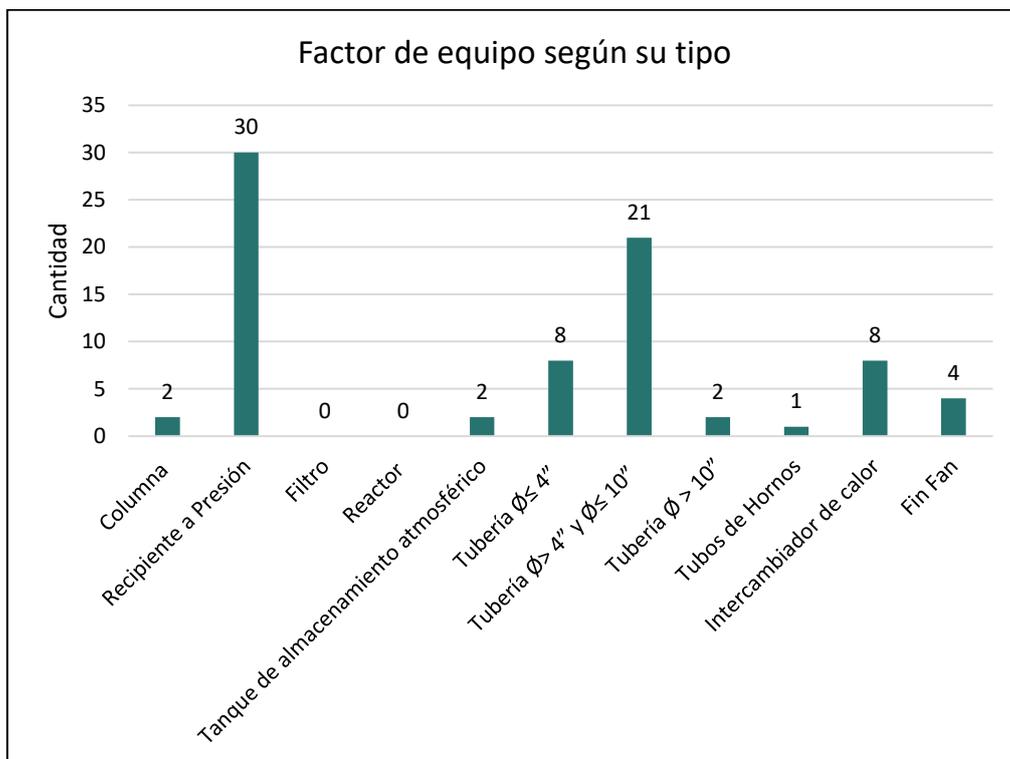


Gráfico 3.2 Cantidad de activos según cada tipología.

3.1.5 Factor sobre dispositivos de protección (FP5)

El factor sobre dispositivos de protección es una medida del potencial de que las operaciones anormales o las condiciones alteradas provoquen una secuencia que conduzca a una pérdida de contención. Se tiene en cuenta el potencial de falla de los dispositivos de protección (válvulas de alivio de presión) debido a defectos técnicos sobre los mismos. El máximo puntaje asignado será igual a 3 puntos.

En la Tabla 3.6 se presentan los valores asignados para cada situación particular de los equipos pertenecientes a la planta. Los datos fueron aportados por documentos brindados por la empresa.

Tabla 3.6. Valores asignados según estado del equipo para el factor sobre dispositivos de protección (FP5).

FP5: Dispositivos de Protección	
Estatus	Puntaje
Posee dispositivos de protección y se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados.	0
Posee dispositivos de protección, pero no se encuentran calibrados de acuerdo con procedimientos adecuados.	1
No posee dispositivos de protección o se encuentran dañados en servicio.	3

El Gráfico 3.3 muestra que un 51% de equipos examinados no poseen dispositivos de alivio de presión o se encuentran fuera de servicio. Uno de los 40 equipos que se encuentra en la situación antes mencionada es la torre contactora, la cual por sus dimensiones y volumen es uno de los principales equipos a proteger.



Gráfico 3.3. Distribución porcentual sobre el total de equipos estudiados.

3.1.6 Factor sobre código de diseño (FP6)

El factor sobre código de diseño tiene en cuenta la seguridad desde el punto de vista de la fabricación del equipo: si está diseñado según estándares actuales y que tan único, complejo o innovador es el diseño de esta unidad. En nuestro estudio, tiene un valor techo de 4 puntos.

Tabla 3.7. Valores asignados según estado del equipo para el factor sobre código de diseño (FP6).

FP6: Código de Diseño	
Estatus	Puntaje
El equipamiento no fue diseñado por códigos estándares.	4
Al diseñar no se tuvo en cuenta el tipo de servicio y operación.	3
El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos del tiempo en que fue construido.	2
El equipamiento fue diseñado y mantenido con los códigos actuales.	0

En el Gráfico 3.4 se muestra que todos los equipos examinados de la planta fueron diseñados y mantenidos con los códigos vigentes en el año en el que se construyeron.

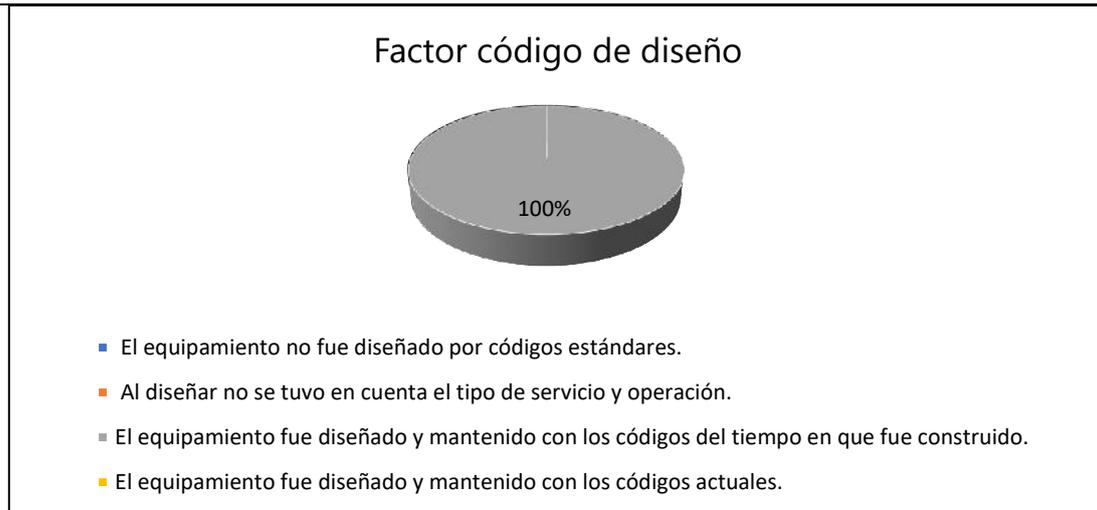


Gráfico 3.4. Distribución porcentual sobre factor código de diseño entre los equipos estudiados.

3.1.7 Factor por condiciones de servicio (FP7)

El factor por condiciones de servicio tiene en cuenta si el proceso que se efectúa en el equipo se está desarrollando bajo los parámetros de diseño de presión y temperatura. Si esta situación no fuera así, estamos frente a condiciones de diseño extremas y el factor contempla esta situación.

Tabla 3.8. Valores asignados según estado del equipo para el factor sobre condiciones de diseño (FP7).

FP7: Condiciones de Diseño	
Estatus	Puntaje
El proceso evaluado es único o inusual o cualquiera de las condiciones de diseño son extremas ($P > 10000$ psi, $T > 1500$ °F, condiciones extremadamente corrosivas)	4
$2000 < P < 10000$ psi y/o $1125 < T < 1500$ °F	3
$700 < P < 2000$ psi y/o $750 < T < 1125$ °F	2
$285 < P < 700$ psi y/o $375 < T < 750$ °F	1
El equipo se encuentra operando bajo los parámetros de diseño	0

En el Gráfico 3.5 se presenta una discretización según rango de presiones de diseño para cada uno de los equipos analizados. De manera análoga, se analizó para las temperaturas de diseño, Gráfico 3.6.

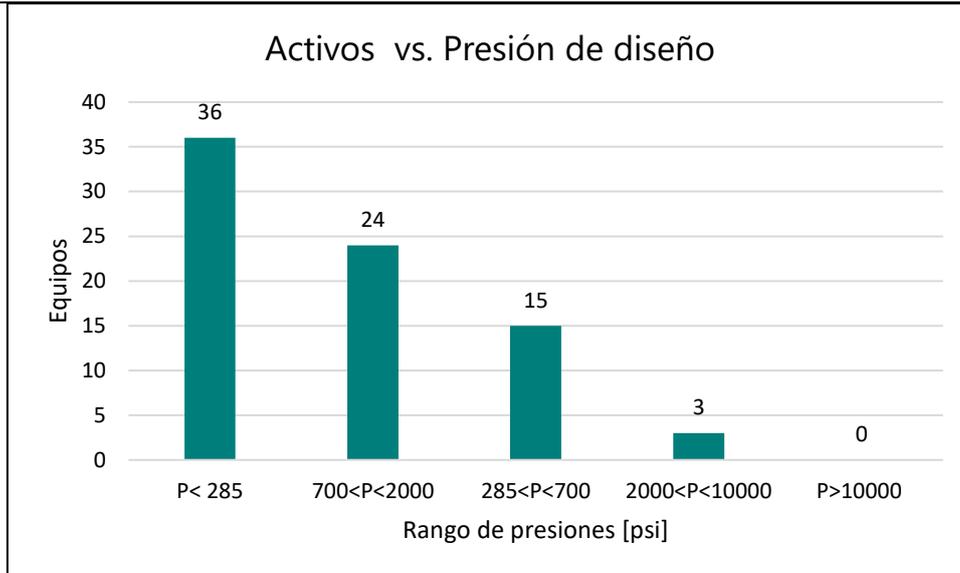


Gráfico 3.5. Distribución de equipos según rango de presiones de diseño.

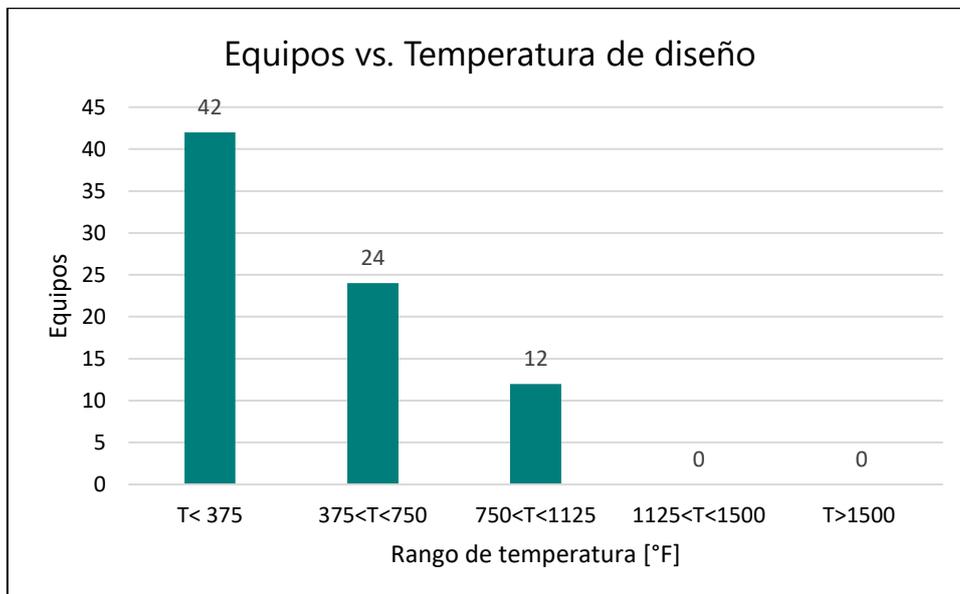


Gráfico 3.6. Distribución de equipos según rango de temperaturas de diseño.

3.2 Factores de Consecuencia

Hay dos riesgos potenciales importantes asociados a operaciones de plantas refinadoras y petroquímicas: el de incendio y explosión, y el tóxico. Al determinar la categoría de consecuencias tóxicas solo se tiene en cuenta los efectos agudos.

3.2.1 Factor de autoignición por temperatura (FC1)

El factor de autoignición por temperatura tiene en cuenta la probabilidad de ignición de un fluido liberado a la atmósfera a una temperatura superior a la de su punto de autoignición.

Si el fluido es procesado por debajo de su temperatura de autoignición el puntaje es -10. Si el fluido es procesado por encima de dicha condición, se usa la Tabla 3.9 para determinar el valor a utilizar donde se analiza la temperatura de ebullición del fluido en grados Fahrenheit (Tb).

Tabla 3.9. Valores asignados según factor de autoignición por temperatura (FC1).

FC1: Factor de Autoignición (Temperatura)	
	Puntaje
-	
El fluido es procesado por debajo de su temperatura de autoignición	-10
El fluido es procesado por encima de su temperatura autoignición:	-
Temperatura de ebullición > 300 [F]	13
0 [F] ≤ Temperatura de ebullición ≤ 300 [F]	7
Temperatura de ebullición < 0 [F]	3

A continuación, se presenta un gráfico de barras donde se aprecia que la gran mayoría de los equipos trabajan por debajo de su temperatura de autoignición. Solo 7 equipos operan por encima de este límite, teniendo como temperaturas de ebullición un valor por encima de los 300°F (148,9°C).

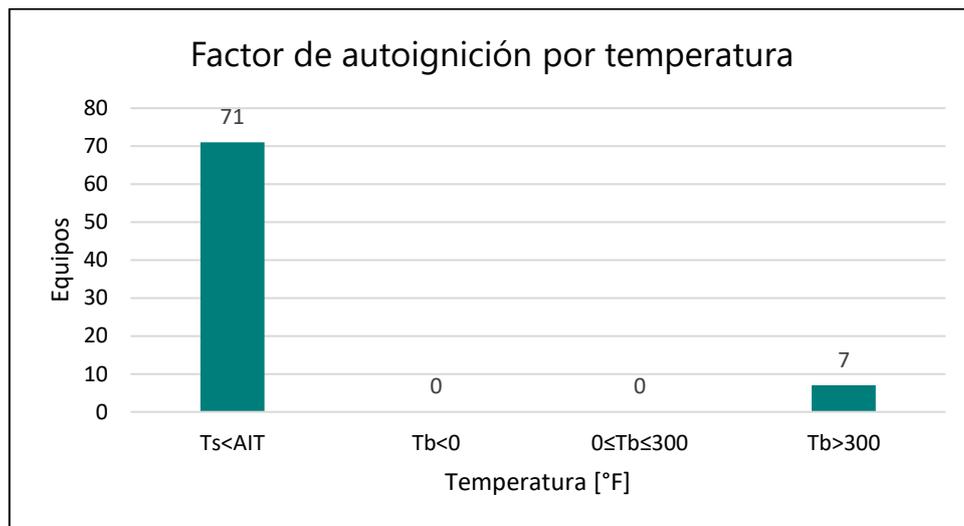


Gráfico 3.7. Distribución de equipos según rango de temperaturas de almacenamiento y ebullición.

3.2.2 Factor de presión (FC2)

El factor de presión es una medida de la rapidez con la que puede escapar el fluido. En general, los líquidos o gases procesados a alta presión (> 150 psig) presentan una elevada probabilidad a liberarse rápidamente y esto genera un agravamiento de las consecuencias originadas.

En la Tabla 3.10 se puede observar el puntaje otorgado en cada caso entre los activos de la instalación.

Tabla 3.10. Valores asignados según Factor de Autoignición por presión (FC2).

FC2: Factor de autoignición (presión)	
Estatus	Puntaje
El fluido procesado es un líquido.	5
El fluido procesado es un gas a una presión mayor a 150 psi.	5
Ninguna de las condiciones anteriores es cierta.	0

Como se observa en el Gráfico 3.8, 44 equipos operan con un fluido líquido en su interior. El resto trabaja con gas donde 30 están por encima de 150 psi de presión y los restantes se hallan por debajo de este valor.

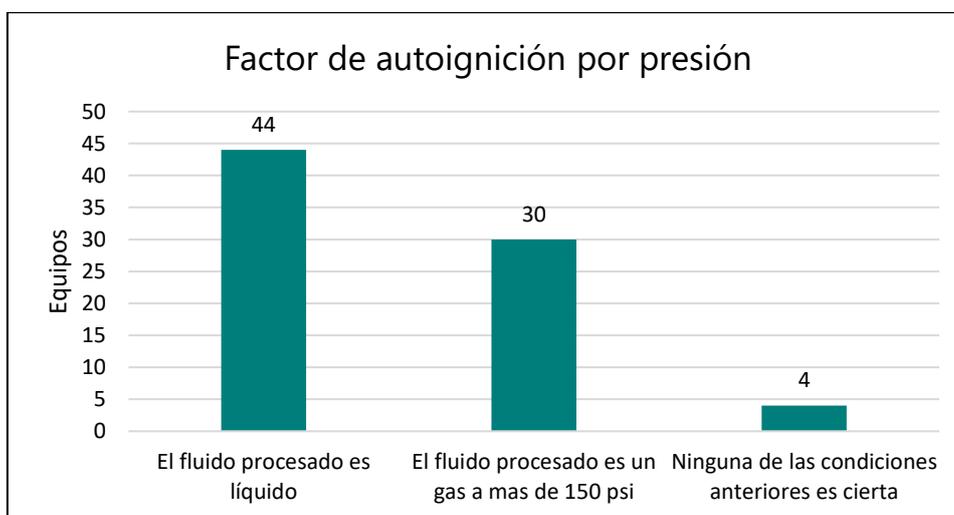


Gráfico 3.8. Distribución de equipos según estado.

3.2.3 Factor de criticidad del negocio (FC3)

El factor de criticidad del negocio pondera la consecuencia que genera la parada del equipo analizado en el producto final, es decir, si la puesta fuera de servicio repercute en los parámetros de calidad de la producción. Los puntajes posibles asignados se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Valores asignados según factor de criticidad.

FC3: Criticidad del equipo	
Estatus	Puntaje
Si el equipo se halla fuera de servicio:	-
No se puede entregar el producto debido a una significativa baja en la calidad de este, o el equipamiento es considerado crítico.	5
Se entrega el producto, pero se obtiene una reducción en la calidad de este, o el equipo es considerado como de criticidad media.	3
No se impacta en la calidad del producto, o el equipo es considerado de criticidad baja o no crítico.	0

En el Gráfico 3.9 se detalla la distribución porcentual sobre cómo se ve afectada la producción según una falla en cada activo analizado. Hay un 48% de equipos que presentan criticidad media y un 15% alta.

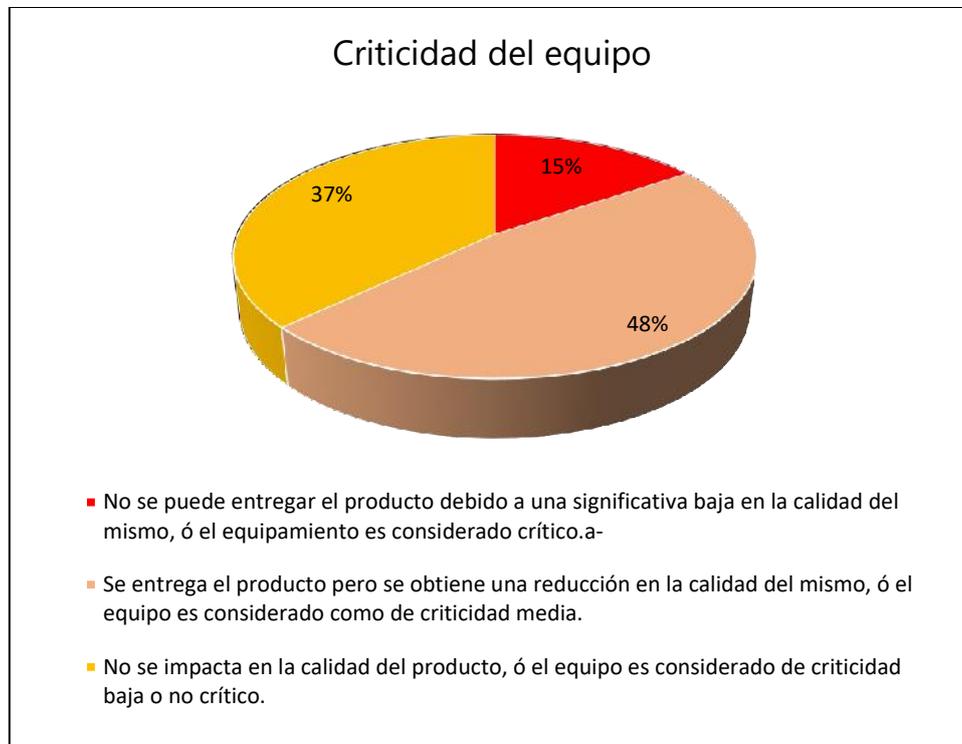


Gráfico 3.9. Distribución de equipos en función de la criticidad de los equipos.

3.2.4 Factor de tiempo de parada (FC4)

El factor de tiempo de parada contempla el período comprendido entre la falla del equipo y la puesta en marcha nuevamente. Para asignar el puntaje de cada uno de ellos se tuvo en cuenta la complejidad en el diseño, su tamaño, los fluidos con los que suele operar, las temperaturas y presiones de operación y las recomendaciones basadas en opinión experta. En la Tabla 3.12 se muestra el puntaje de cada uno de los equipos.

Tabla 3.12. Factor de tiempo de parada.

FC4: Tiempo de parada	
Equipo	Puntaje
Columna	10
Tubos de fuego de hornos	9
Reactor	9
Recipiente a Presión	5
Filtro	5
Tubería diámetro > 10"	4
Intercambiador de calor	4
Fin Fan	4

FC4: Tiempo de parada	
Tanque de almacenamiento atmosférico	3
Tubería diámetro entre > 4" y ≤ 10"	3
Tubería diámetro ≤ 4"	1

En el Gráfico 3.10 se muestra la distribución de equipos en función del tiempo de parada según tipología del activo.

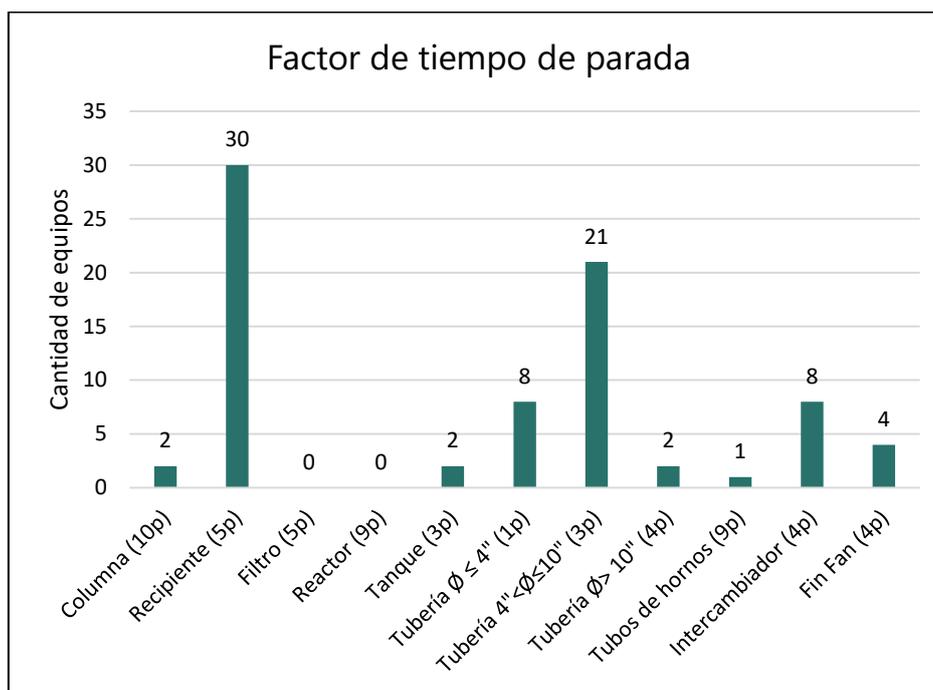


Gráfico 3.10. Distribución de equipos en función del tiempo de parada.

3.2.5 Factor de costo de reemplazo (FC5)

El factor de costo de reemplazo estima el valor requerido para suplantar el equipo analizado, teniendo en cuenta sus dimensiones y su complejidad de funcionamiento. En la Tabla 3.13 se puede visualizar el valor asignado a cada uno de los activos presentes, mientras que en el Gráfico 3.11 se observa la distribución de los elementos en la planta.

Tabla 3.13. Factor de costo de reemplazo.

FC5: Costo de reemplazo	
Equipo	Puntaje
Columna	10
Tubos de fuego de hornos	9
Tanque de almacenamiento atmosférico	8
Reactor	6
Recipiente a presión	5
Filtro	5
Intercambiador de calor	4

FC5: Costo de reemplazo	
Fin Fan	4
Tubería diámetro > 10"	2
Tubería diámetro entre > 4" y ≤ 10"	1

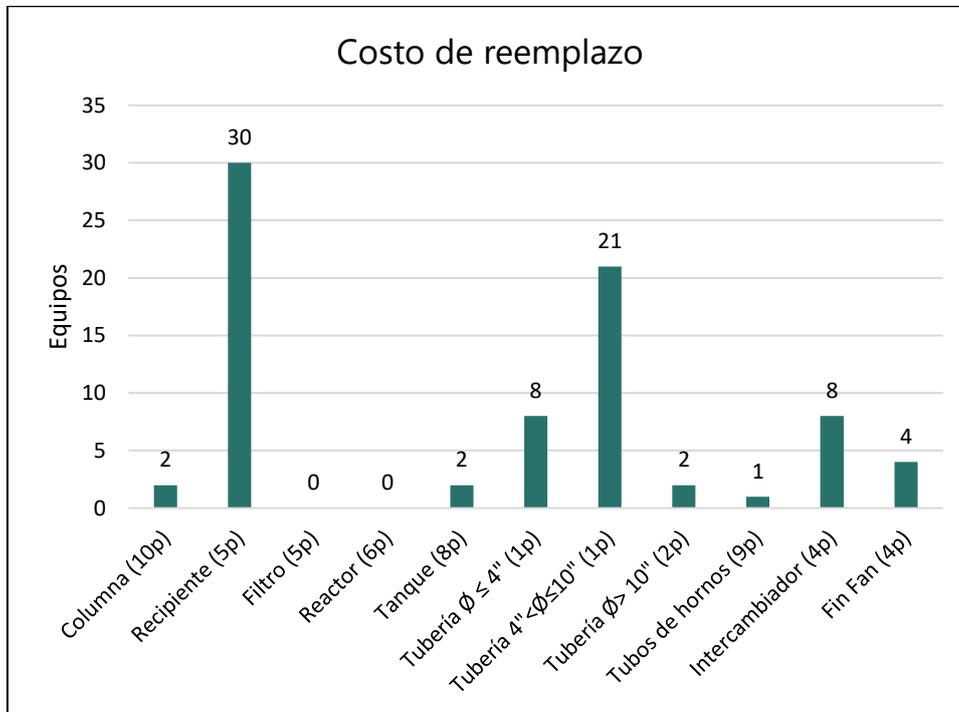


Gráfico 3.11. Distribución de equipos en función del costo de reemplazo.

3.2.6 Factor de cantidad (FC6)

El factor de cantidad representa la masa que podría liberarse de un equipo en un solo evento. El factor se basa en la masa más representativa (en libras) en el inventario de inflamables del equipo.

Tabla 3.14. Factor de cantidad de masa a liberar.

FC6: Factor de cantidad	
Masa liberada (libras)	Puntaje
10 millones	50
2-10 millones	45
1-2 millones	41
700K-1 millón	39
200K-700K	37
80K-200K	34
30K-80K	31
10K-30K	28
2K-10K	25
1K-2K	20
<1000	15
30K-80K	31

En el Gráfico 3.12 se puede apreciar la distribución de los activos según su factor de cantidad. Existe un predominio de equipos con menos de 1000 libras de capacidad, seguido de los comprendidos entre 1000 y 2000 libras de masa a liberar.

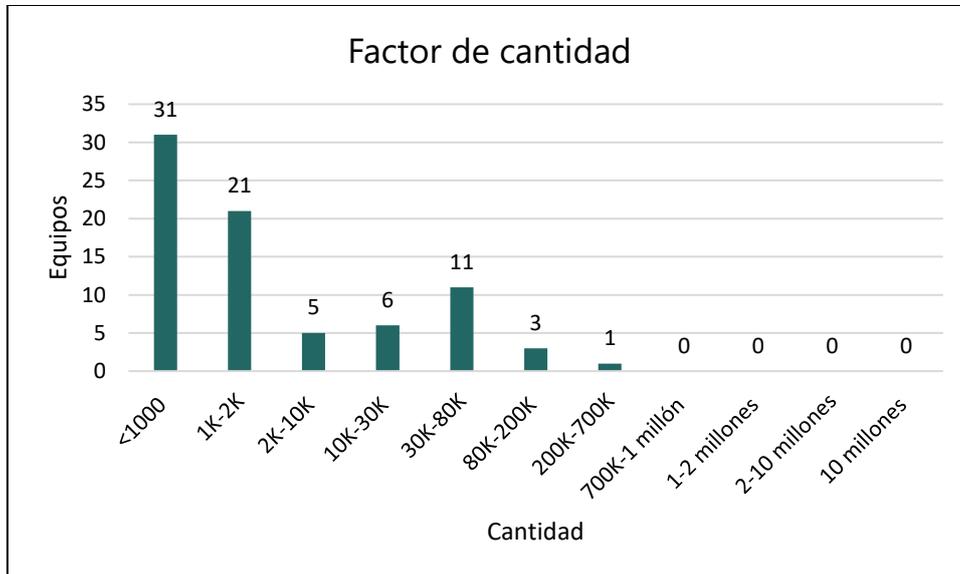


Gráfico 3.12. Distribución de factor de cantidad en los activos.

3.2.7 Factor de estado (FC7)

El factor de estado es una medida de la rapidez con que el fluido se evaporará cuando se libere a la atmósfera. Se determina a partir de una relación entre la temperatura media del proceso y la temperatura de ebullición a presión atmosférica.

El Gráfico 3.13 muestra la distribución de equipos según factor de estado.

Tabla 3.15. Factor de estado.

FC7: Factor de estado	
Temperatura de ebullición [Tb]	Puntaje
Tb < -100°F	8
-100°F a 100°F	6
100°F a 250°F	5
250°F a 400°F	1
Tb > 400°F	-3

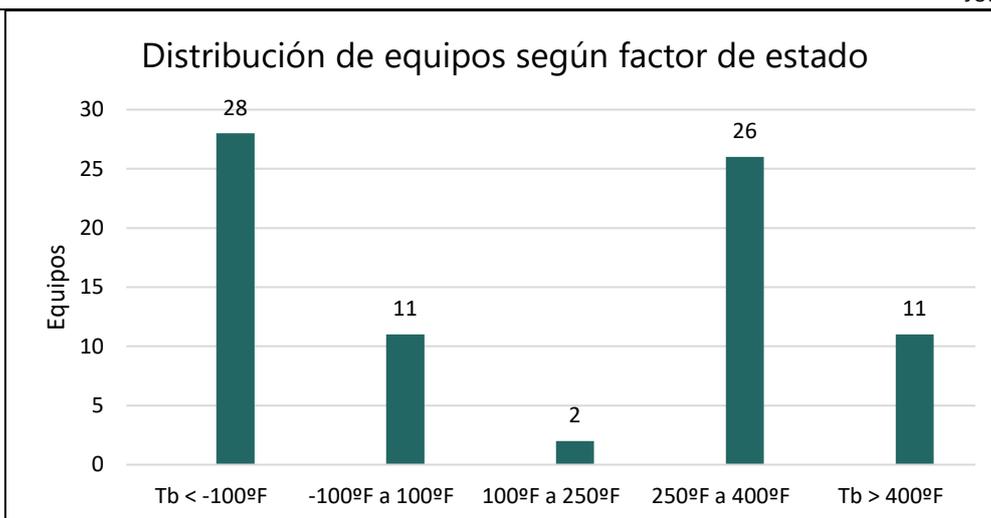


Gráfico 3.13. Distribución de equipos según factor de estado.

3.2.8 Factor de toxicidad según NFPA 704 (FC8)

El factor de toxicidad contempla la toxicidad de la sustancia contenida dentro del equipo, basándose en la norma NFPA 704 establecida por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de los Estados Unidos. Se tiene en cuenta para esta clasificación el cuadrado de color azul dentro del pictograma con forma de diamante, que contempla los peligros para la salud de las personas. En la Tabla 3.16 se muestran los valores de puntaje asignados según la clasificación que realiza la norma mencionada.

Tabla 3.16. Factor de toxicidad.

FC8: Factor de toxicidad según NFPA704		
Grado	Factor de Salud	Puntaje
0	Elemento que, con una muy corta exposición, puede causar la muerte o un daño permanente, incluso en caso de atención médica inmediata.	25
1	Material que bajo corta exposición pueden causar daños temporales o permanentes.	18
2	Materiales bajo cuya exposición intensa o continua puede sufrirse incapacidad temporal o posibles daños permanentes.	12
3	Materiales que causan irritación, pero solo daños residuales menores aún ausencia de tratamiento médico.	7
4	Material bajo cuya exposición no existe peligro en caso de ingestión o inhalación en dosis considerables.	0

En el Gráfico 3.14 se pone en evidencia la distribución de los activos según la clasificación de NFPA 704.

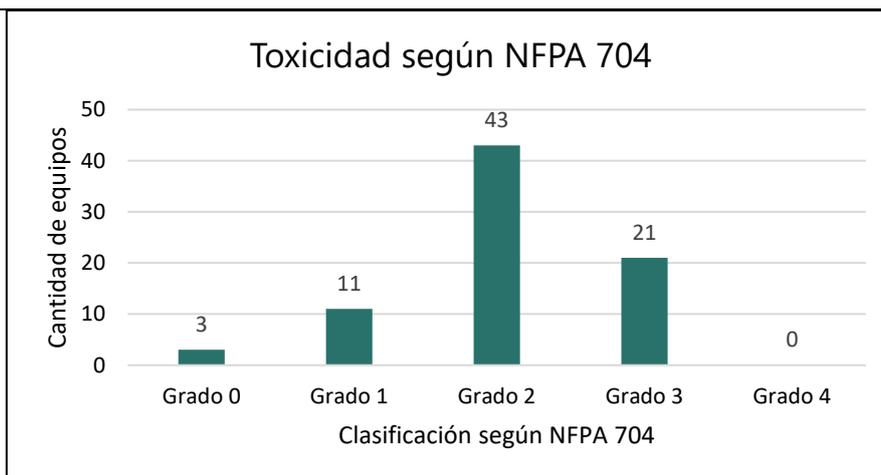


Gráfico 3.14. Distribución de factor de toxicidad según el componente que procese o almacene el activo.

3.2.9 Factor de inflamabilidad según NFPA 704 (FC9)

El factor de inflamabilidad tiene en cuenta la amenaza de inflamabilidad de la sustancia contenida en el equipo analizado, basándose en la norma NFPA 704 establecida por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de los Estados Unidos. Para esta clasificación, se tiene en cuenta el cuadrado de color rojo dentro del pictograma con forma de diamante.

Tabla 3.17. Valores asignados a los activos según el criterio de NFPA 704 sobre la inflamabilidad.

FC9: Factor de inflamabilidad según NFPA704		
Grado	Condición de inflamabilidad	Puntaje
0	Vaporiza rápida o completamente y se inflama fácilmente.	25
1	Inflama fácilmente en condiciones ambientales.	18
2	Inflama cuando es calentado moderadamente.	12
3	Requiere precalentamiento para incendiar.	7
4	No se inflamará bajo condiciones normales de fuego.	0

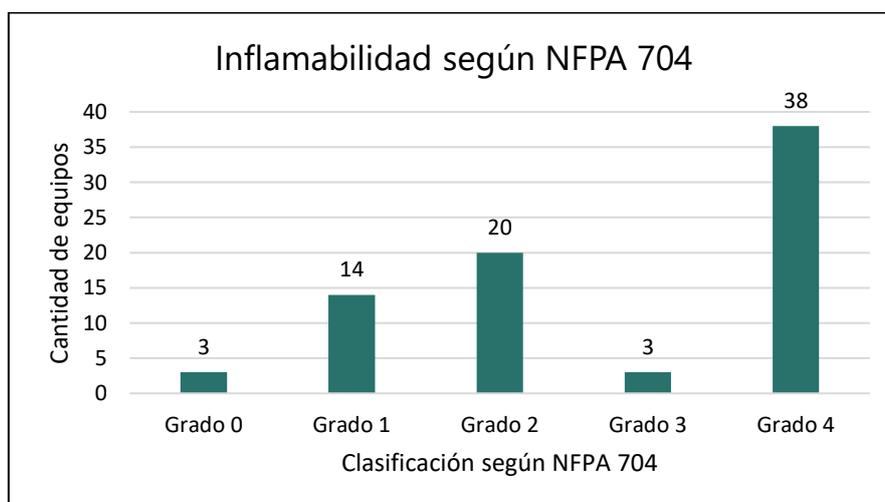


Gráfico 3.15. Distribución según factor de inflamabilidad en los activos.

3.2.10 Factor de sistema de detección (FC10)

El factor de sistema de detección califica los controles asociados a la detección de pérdida de fluido contenido en el activo analizado. Mientras más tecnológicos sean los sistemas empleados más rápido se podrá intervenir en su detección. Los puntajes asignados se puede ver en la Tabla 3.18.

Tabla 3.18. Valores adoptados para el factor de sistema de detección según su clasificación.

Factor de sistema de detección (FC10)		
Grado	Condición	Puntaje
1	Posee Instrumentación destinada específicamente para detectar pérdida de fluido por cambios en las condiciones de operación, por ejemplo, pérdida de presión abrupta.	-15
2	Posee detectores o sensores convenientemente ubicados para determinar una posible pérdida del fluido.	-10
3	Posee detección visual o mediante cámaras.	0

En el Gráfico 3.16 se pone en evidencia la distribución porcentual sobre la totalidad de los activos de la planta según sean clasificados por el sistema de detección presente en cada uno de ellos.

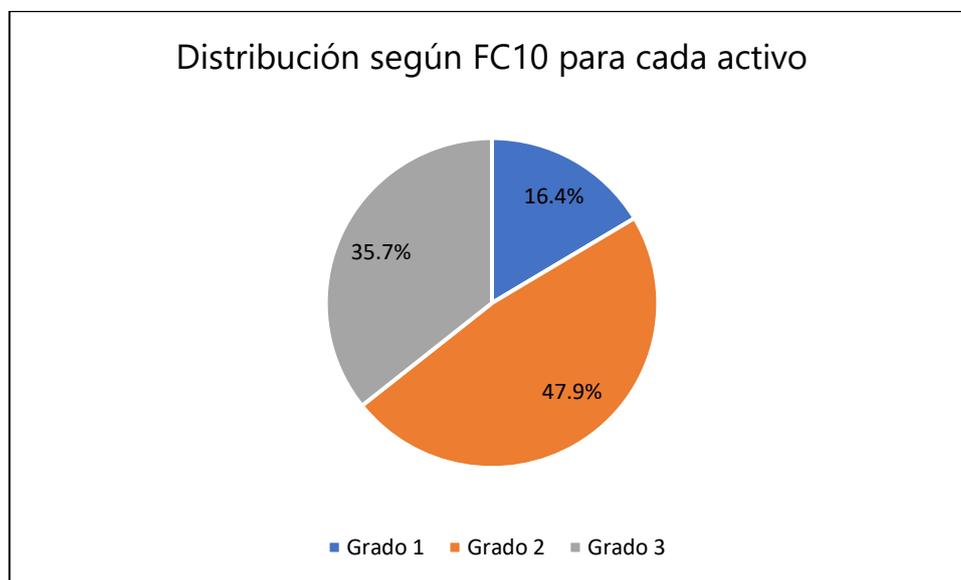


Gráfico 3.16. Distribución porcentual sobre el total de activos según su factor de detección.

3.2.11 Factor de sistema de aislamiento (FC11)

El factor de sistema de aislamiento califica los controles asociados a la aislación del activo de los restantes mediante el accionamiento de válvulas de bloqueo. Mientras más tecnológicos sean los

sistemas empleados más rápido se podrá aislar el activo. Los puntajes asignados se puede ver en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19. Valores adoptados para el factor de sistema de aislación según su clasificación.

Factor de sistema de aislación (FC11)		
Grado	Condición	Puntaje
1	Los sistemas de aislación son activados directamente por instrumental de proceso o detectores, sin la intervención del operador.	-15
2	Los sistemas de aislación son activados por operadores desde la sala de control o lugares apropiados, remotos respecto de la fuga.	-10
3	Los sistemas de aislación son activados directamente por instrumental de proceso o detectores, sin la intervención del operador.	0

En la Gráfico 3.17 se muestra la distribución porcentual sobre la totalidad de ellos activos analizados según su respectiva clasificación en función del grado de factor de sistema de aislación.

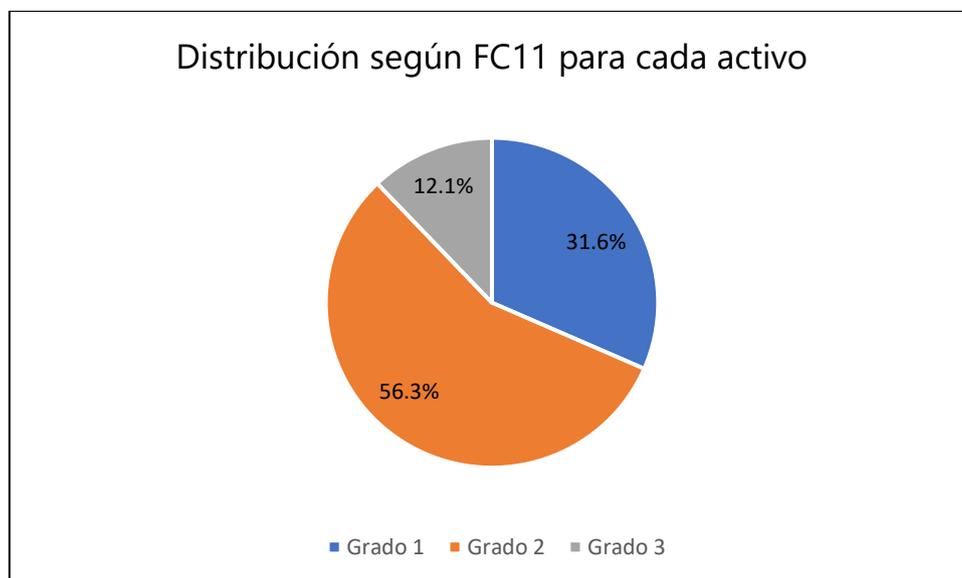


Gráfico 3.17. Distribución porcentual sobre el total de activos según su factor de aislación.

3.2.12 Factor de mitigación (FC11)

El factor de mitigación califica la existencia o no de equipos de lucha contra incendio con un determinado mínimo de tiempo de provisión de agua. Su puntaje se muestra en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20. Valores adoptados para el factor de mitigación según su clasificación.

Factor de mitigación (FC12)		
Grado	Condición	Puntaje
1	Posee red de incendio y suministro de agua por al menos 4 horas	-10
2	No posee red de incendio y suministro de agua por al menos 4 horas	0

En el Gráfico 3.18 se evidencia el porcentaje de activos que poseen factor de mitigación con grado 1 y 2 respectivamente.

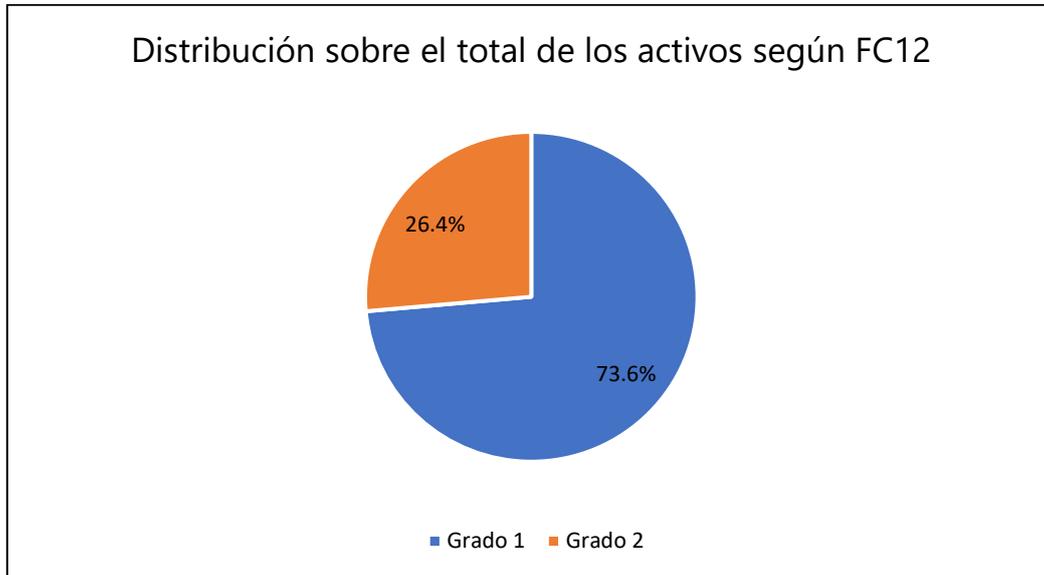


Gráfico 3.18. Distribución porcentual sobre el total de activos según su factor de mitigación.

3.3 Matriz de riesgo cualitativa

Antes de ubicar los activos en la matriz es importante resaltar suposiciones y criterios adoptados a la hora de seleccionar los *inputs* de entrada al análisis cualitativo. Estos, se detallan a continuación:

- Las presiones de trabajo faltantes en los datos aportados fueron estimadas como un 20% por debajo de la presión de diseño del equipo.
- Frente a la ausencia de documentos de fabricación y/o chapa identificatoria se adoptaron datos operacionales de equipos con similares características. En ciertos casos se pudo seguir la traza del activo y pedir los documentos de fabricación originales.

Finalmente, se procedió a darles su ubicación dentro de la matriz de riesgo según el nivel de probabilidad y de consecuencia asociados a cada uno de ellos. En el Gráfico 3.19 se resumen los resultados obtenidos.

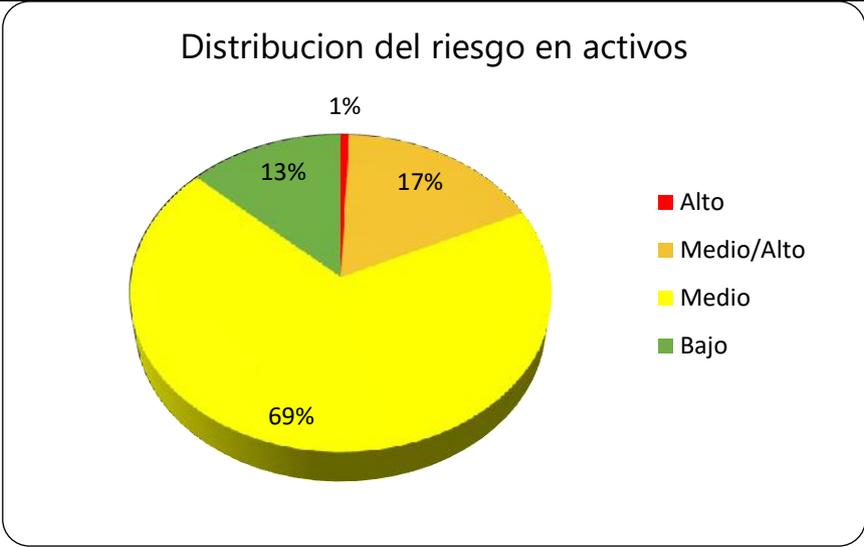


Gráfico 3.19. Distribución de riesgos en activos.

El gráfico indica que un 18 % de los activos analizados poseen un nivel de riesgo crítico (alto y medio/alto), lo cual indica que, enfocándose en un porcentaje menor sobre el total que posee la planta, se puede reducir el riesgo presente de manera significativa.

Por otro lado, se observa que casi el 70% de los activos estudiados presentan un riesgo medio. Sin embargo, no haremos hincapié en ellos dado que el alcance del presente informe se circunscribe a analizar los de riesgo crítico.

En la Figura 3.1 se muestra la matriz de riesgo donde se pone de manifiesto que un único equipo se encuentra dentro del área de riesgo alto y crítico, el cual deberá mitigarse. Este activo resulto ser la torre contactora de aminas.

Probabilidad	5	-	-	-	-	-
	4	-	2	7	-	1
	3	-	8	39	2	-
	2	1	2	13	2	-
	1	-	-	-	1	-
		A	B	C	D	E
		Consecuencia				

Figura 3.1. Matriz de riesgo cualitativa.

En el Gráfico 3.20 se muestra la distribución del riesgo según sea alto/medioalto, medio y bajo respectivamente. Si se aplica el principio de Pareto en los análisis de riesgo (aproximadamente el 80% de las consecuencias, proviene del 20% de las principales amenazas) se puede ver que no se cumple exactamente esta teoría. Y esto es esperable principalmente por dos razones: en primer término, la instalación es moderna, fue inaugurada en el 2008. Y en segundo lugar la empresa propietaria lleva a cabo un riguroso plan de integridad frente a la evaluación, control y mitigación de riesgos.

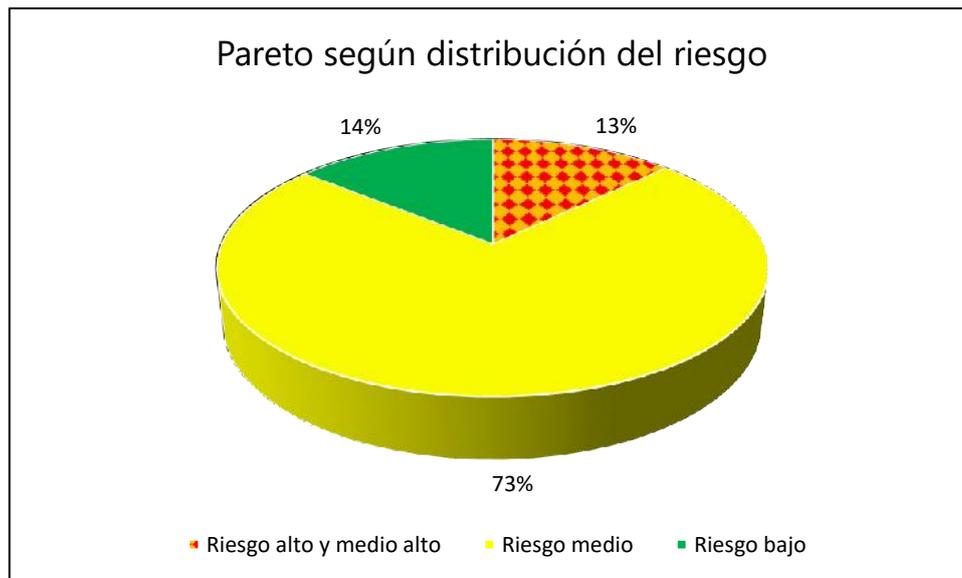


Gráfico 3.20. Diagrama de Pareto sobre distribución del riesgo presente.

En la Tabla 3.21 se detalla un resumen de los activos ordenados según su riesgo decreciente que presentaron un nivel de riesgo alto y medio/alto. Es importante resaltar que la torre contactora resultó ser el único equipo con nivel de riesgo alto.

El alto nivel de riesgo presente en la torre contactora se debe a que es uno de los activos con mayor probabilidad de falla, alcanzando una categoría 4 y el más importante en cuanto a consecuencia de falla, ubicándose en la categoría más alta.

Tabla 3.21. Resumen de los equipos que presentan riesgo alto y medio/alto.

TAG	Descripción	Puntaje probabilidad	Puntaje consecuencia	Riesgo	Nivel de Riesgo
T-2001	Torre Contactora	43	72	3096	Alto
PIFE-0009	Tubería de gas de alta presión, descarga de compresores.	44	49	2156	Medio/Alto

TAG	Descripción	Puntaje probabilidad	Puntaje consecuencia	Riesgo	Nivel de Riesgo
T-2012	Torre Regeneradora	39	45	1755	Medio/Alto
PIFE-0008	Tubería de gas seco desde salida de intercambiador hasta succión de compresores.	43	39	1677	Medio/Alto
PIFE-0038	Tuberías de glicol rico, desde separador frío, hasta unidad de MEG.	45	33	1485	Medio/Alto
AC-1104 A	Aeroenfriador compresor A	45	31	1395	Medio/Alto
V-SRS-02	Separador de entrada	42	33	1386	Medio/Alto
V-1104 A	Separador de gas scrubber A	41	33	1353	Medio/Alto
PIFE-0009-E	Tubería de gas de alta presión, desde descarga de compresores hasta salida de planta.	44	29	1353	Medio/Alto
V-2025	Scrubber de gas dulce	35	33	1155	Medio/Alto

En el Gráfico 3.21 se puede observar los valores adoptados por cada uno de los factores de probabilidad para los primeros 10 equipos ordenados de mayor a menor en cuanto a nivel de riesgo. Todos los activos presentan un comportamiento similar. Nótese, que entre el primero y el décimo hay una variación relativa de 10 puntos en el valor del factor de probabilidad total.

Si ahora analizamos el Gráfico 3.22, donde se pueden apreciar los valores de cada factor de consecuencia para cada uno de los equipos, se descarta la existencia de un comportamiento similar entre todos. La variación relativa entre los valores extremos del factor de consecuencia total aumento a 43 puntos. Es decir, hay un comportamiento más dispar.

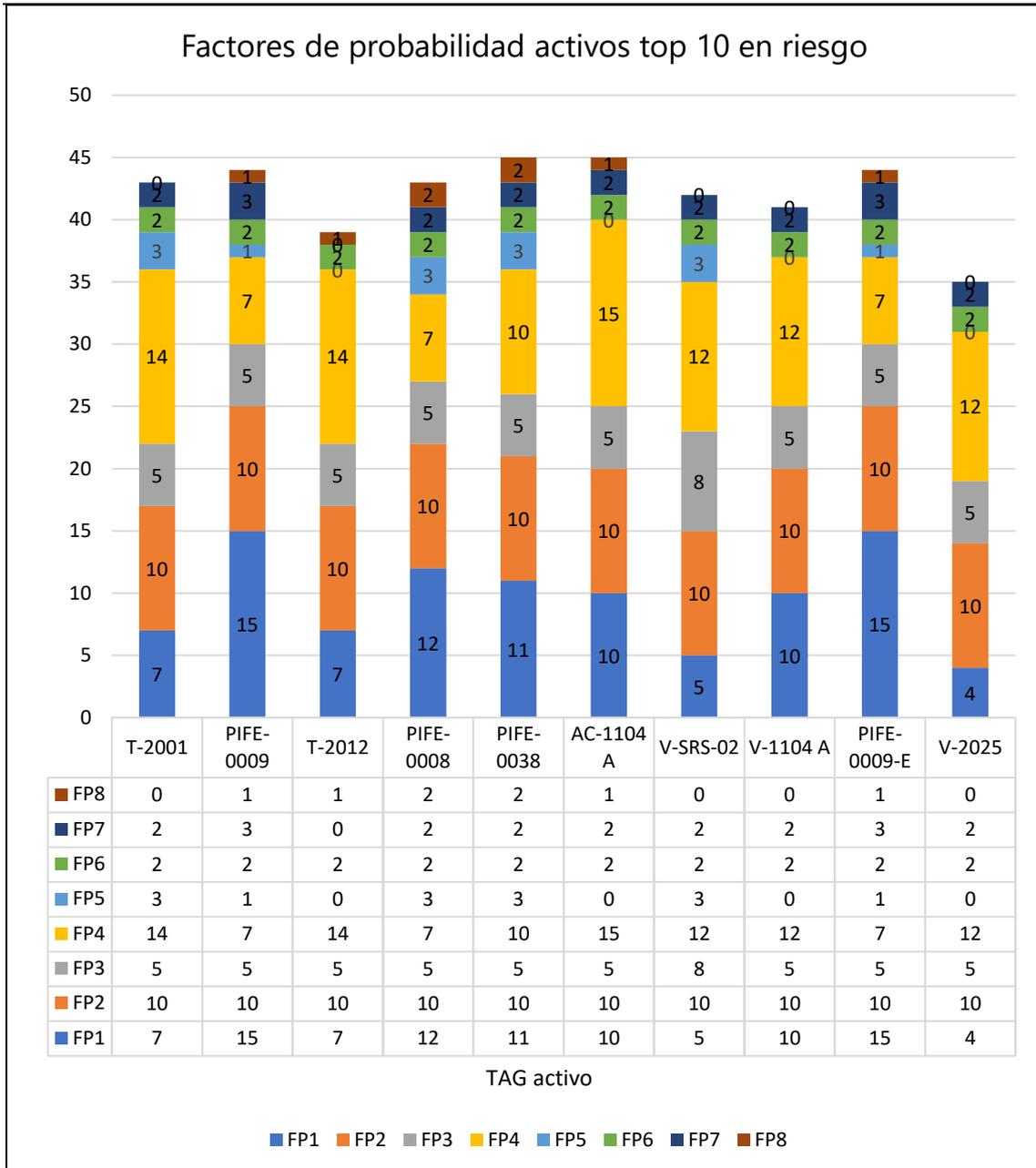


Gráfico 3.21. Valores adoptados en los factores de probabilidad activos top 10 en riesgo.

En conclusión, del análisis realizado anteriormente se puede afirmar lo siguiente:

La torre contactora de aminas presente un elevado puntaje de factor de probabilidad total, pero aún más se resalta su alto puntaje de factor de consecuencia total. Es decir, la ocurrencia de un evento o amenaza sobre este activo repercute profundamente en el negocio, los costos de mantenimiento, la seguridad industrial y el medio ambiente.

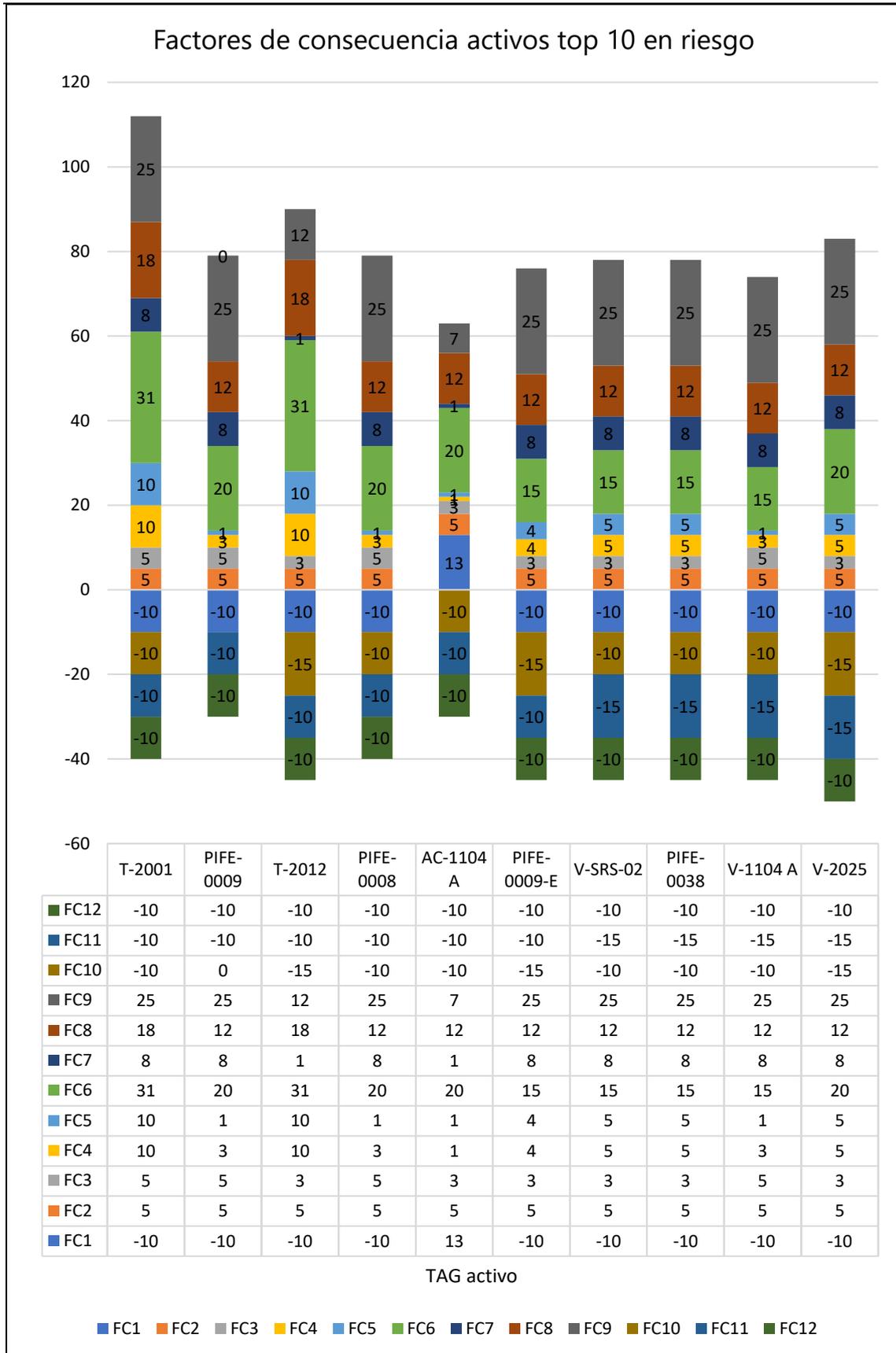


Gráfico 3.22. Valores adoptados en los factores de consecuencia activos top 10 en riesgo.

4 Análisis de riesgo cuantitativo

API RP 580 recomienda el análisis más detallado sobre activos de riesgo medio/alto y alto. Recurrimos para ello a un análisis cuantitativo según norma. El cálculo del riesgo descrito en API RP 581 implica la determinación de una probabilidad de falla (*POF*) combinada con la consecuencia de falla (*COF*). La falla se define como una pérdida de contención desde el límite de presión que resulta en una fuga a la atmósfera o la ruptura de un componente presurizado. El riesgo aumenta a medida que se acumulan daños durante la operación en servicio y se recomienda una inspección con suficiente eficiencia para cuantificar mejor el estado de daño del componente. La acción de inspección en sí misma no reduce el riesgo, sin embargo, reduce la incertidumbre y, por lo tanto, permite una cuantificación más precisa del daño presente en el componente.

La torre contactora se emplea en plantas de tratamiento de gas ya que dentro de ella se realiza la purificación del gas de pozo. Aquí se extraen los contaminantes principalmente monóxido de carbono y ácido sulfhídrico mediante absorción química. Su funcionamiento es muy simple. Se hace circular el gas amargo (con elevado contenido de contaminantes) en sentido ascendente y en contracorriente cae una solución de aminas, la cual es la encargada de extraer estos agentes maliciosos. A medida que el gas gana altura dentro de la torre disminuye la concentración de contaminantes. Por último, el gas dulce sale por la parte superior. La cantidad de ácido sulfhídrico y monóxido de carbono absorbido al gas es función del tipo de amina empleada y de la concentración de esta en la solución. En la Imagen 4.1 se puede observar una foto de la torre contactora.



Imagen 4.1. Torre contactora de la planta.

En la Imagen 4.2 se observa la chapa identificatoria de la torre contactora de aminas.

En la Tabla 4.1 se muestra un resumen de los datos constructivos.



Imagen 4.2. Chapa identificatoria del activo con mayor riesgo.

Tabla 4.1. Datos constructivos de la torre contactora.

Datos constructivos	
Empresa constructora	AESA SA
País de construcción	Argentina
Año de construcción	2008
TAG	2001
Temperatura máxima de diseño	105,56 [C]
Temperatura mínima de diseño	- 4,83 [C]
Presión máxima de trabajo	92,81 [kg/cm ²]
Presión de prueba	117,41 [kg/cm ²]
Sobreespesor por corrosión	3,2 [mm]
Radiografiado circunferencial	100%
Radiografiado longitudinal	100%
Eficiencia de junta	1
Aislación térmica	Si
Material	ASTM A 516 Gr 70
Capacidad	52,8 [m ³]
Peso en vacío	76.000 [Kg]
Altura total	20,13 [m]
Diámetro envolvente	1,93 [m]

Datos constructivos	
Norma de construcción	ASME VIII División 1, año 2004, adenda 06

4.1 Cálculo cuantitativo de la probabilidad de falla (POF)

Para el cálculo de la probabilidad de falla se implementó lo descrito por la norma API RP 581.

La *POF* es una función temporal, y es calculada a partir de la Ecuación 4.1 donde "*gff*" es la frecuencia genérica de falla, "*F_{MS}*" es un factor de sistemas de gestión y "*D_f*" es un factor de daño.

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

Ecuación 4.1. Cálculo de la probabilidad de falla.

4.1.1 Frecuencia genérica de falla

La frecuencia de falla genérica (*gff*) para diferentes tipos de componentes se establece en un valor representativo de los datos de falla en la industria petroquímica y de refinación. La *gff* está destinada a ser la frecuencia de falla antes de cualquier daño específico que ocurra por la exposición al entorno operativo, y se proporciona para varios tamaños de orificios de fuga discretos y diversos tipos de equipos de procesamiento (por ejemplo, recipientes de proceso, tanques, torres y sistemas de tuberías, entre otros).

Los tamaños de los orificios discretos de liberación y la frecuencia de falla asociada se introducen en la metodología para modelar los distintos escenarios de fuga. Se utilizan cuatro tamaños de orificios para modelar los escenarios de liberación cubriendo una gama completa de eventos, es decir, desde una pequeña fuga hasta una ruptura.

En la Tabla 4.2 se presenta valores de frecuencias de falla obtenida de la norma API 581. Estos valores fueron determinados por un estudio estadístico realizado por los miembros de API, en función de datos recopilados de diferentes plantas petroquímicas del mundo.

Tabla 4.2. Frecuencias genéricas de falla para cada tipo de equipo.

Equipment Type	Component Type	<i>gff</i> as a Function of Hole Size (failures/yr)				<i>gff</i> _{total} (failures/yr)
		Small	Medium	Large	Rupture	
Compressor	COMPC	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	0	3.00E-05
Compressor	COMPR	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Heat Exchanger	HEXSS, HEXTS,	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pipe	PIPE-1, PIPE-2	2.80E-05	0	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-4, PIPE-6	8.00E-06	2.00E-05	0	2.60E-06	3.06E-05
Pipe	PIPE-8, PIPE-10, PIPE-12, PIPE-16, PIPEGT16	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Pump	PUMP2S, PUMPR, PUMP1S	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05
Tank650	TANKBOTTOM	7.20E-04	0	0	2.00E-06	7.20E-04
Tank650	COURSE-1-10	7.00E-05	2.50E-05	5.00E-06	1.00E-07	1.00E-04
Vessel/FinFan	KODRUM, COLBTM, FINFAN, FILTER, DRUM, REACTOR, COLTOP, COLMID	8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	3.06E-05

Note:
See references [1] through [8] for discussion of failure frequencies for equipment

Para el caso analizado, tratándose de una torre contactora de aminas, se obtiene que las frecuencias genéricas de falla según cada tipo de orificio de liberación y el total es el que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.3. Frecuencia genérica de falla seleccionada para la torre contactora.

Equipo	<i>gff</i> en función del tamaño de orificio [fallas/año]				<i>gff</i> total [Fallas/año]
	Pequeño [0-6,35 mm]	Mediano [>6,35-51 mm]	Grande [>51-152 mm]	Ruptura [>152 mm]	
Torre contactora	8E-6	2E-5	2E-6	6E-7	3.06E-5

4.1.2 Factor de daño

El factor de daño, D_i , proporciona una herramienta de detección para establecer las prioridades y optimizar los esfuerzos de inspección. La función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en función del tiempo en servicio y la efectividad de la inspección.

La metodología de la frecuencia genérica de falla calcula el factor de daño de manera individual para todos los mecanismos de daños activos o potenciales. Luego, el factor de daño total es el resultado de la sumatoria de todas las amenazas que se encuentran en el activo.

Para el cálculo de cada factor de daño debe tenerse en cuenta la eficacia de la inspección. Las categorías de eficacia de inspección están destinadas a ser ejemplos con el fin de proporcionar una guía para que el usuario asigne la eficacia real de la examinación. El número de inspecciones y las efectividades de cada una se usa para calcular el factor de daño.

Para la torre contactora solo aplican dos mecanismos de daño presentes. Estos son:

- Adelgazamiento interno
 1. Corrosion por CO_2
 2. Corrosión por H_2S
- Corrosion bajo aislación – CUI

El mecanismo de daño por SSC (*Sulfide Stress Cracking*) no se tendrá en cuenta en la determinación del factor de daño por no existir evidencia de que este mecanismo se encuentre activo en la torre, producto de la inspección previa.

4.1.2.1 Estimación de la velocidad de corrosión interna de la torre

Antes de realizar el cálculo del factor de daño por adelgazamiento interno, se procedió a estimar la velocidad de corrosión dentro de la torre, una variable crítica y de suma importancia en este factor de daño. Su preponderancia radica en que mediante la tasa de pérdida de metal se contemplan todos los mecanismos de daño de corrosión localizada, que dan origen al adelgazamiento interno en la pared y casquetes de la torre.

Según la norma NACE SP 106⁵, se debe en primer término calcular el potencial corrosivo de los gases ácidos (H_2S y CO_2) determinando la presión parcial de cada uno dentro de la torre, según la Ecuación 4.2.

$$Pp_{CO_2} = \% \text{ molar } CO_2 * \text{ Presión en la torre}$$

⁵ NACE SP 106 *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems 2018*.

$$Pp_{H_2S} = \% \text{ molar } H_2S * \text{ Presión en la torre}$$

Ecuación 4.2

Luego se realiza el cociente entre ambas, obteniéndose así el parámetro R:

$$R = \frac{Pp_{CO_2}}{Pp_{H_2S}}$$

Ecuación 4.3

En la Tabla 4.4 se muestran los valores de porcentajes molares presentes en el gas, según su cromatografía, y el valor de presión de operación de la torre contactora.

Tabla 4.4. Valores de porcentaje molar de gases ácidos y presión de operación de la torre.

Variable	Denominación	Valor asignado
% molar CO ₂	Porcentaje molar de CO ₂	2,325%
% molar H ₂ S	Porcentaje molar de H ₂ S	7,675%
Po	Presión de operación en la torre contactora	1320 psi

En la Tabla 4.5 se observan los valores obtenidos de presiones parciales de ambos gases ácidos y el valor del parámetro "R".

Tabla 4.5. Valores obtenidos de presiones parciales y la relación entre ambas.

Variable	Denominación	Valor calculado
Pp CO ₂	Presión parcial de CO ₂	30,67 [psi]
Pp H ₂ S	Presión parcial de H ₂ S	101,31 [psi]
R	Relación de presiones parciales acidas	0,3

La norma indica que, para una relación de presiones parciales de gases ácidos, "R", mayor a 200 la corrosión es dominada por el CO₂, y la estimación de la tasa se obtiene fácilmente. Para este caso se está en la situación opuesta, el fenómeno corrosivo se basa en la acción combinada de ambos gases ácidos, con preponderancia del H₂S. Producto de esto, se imposibilita la estimación fiable de la velocidad de corrosión, ya que no existe un modelo simple para aplicar en estos casos. Para el caso en cuestión, se requiere de un modelado más complejo, que escapa del alcance del trabajo.

Frente a esto, se recurrió a *papers* sobre plantas de endulzamiento y en ellos se identificó que frente a este problema se recurre a la norma NACE RP 0775-2005⁶, adoptándose valores

⁶ NACE RP 0775-2005 *Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield and Gas Operations*.

comprendidos entre 0,13 y 0,25 mm/año para condiciones de operación similares. Se seleccionó como velocidad de corrosión la más alta dentro del rango, 0,25 mm/año, siendo un tanto conservativos.

Además, se buscaron documentos donde se detalle la velocidad de corrosión para la amina MDEA. En uno de ellos⁷, brindado por un proveedor, se encontró un valor de 0,33 mm/año para una solución de amina del 15%. Por lo tanto, se puede concluir que el valor de 0,25 mm/año propuesto, se encuentra dentro del orden de magnitud de lo esperado según un proveedor de aminas.

Tabla 4.6. Tabla de tasas de corrosión propuestas por NACE.

	Average Corrosion Rate		Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5)	
	mm/y ^(A)	mpy ^(B)	mm/y	mpy
Low	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderate	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
High	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severe	>0.25	>10	>0.38	>15

^(A) mm/y = millimeters per year
^(B) mpy = mils per year

C_{rate}	Tasa de corrosión	0,25 [mm/año]
-------------------------	--------------------------	----------------------

4.1.2.2 Factor de daño por adelgazamiento interno

Para llevar a cabo el cálculo del factor de daño se determina un parámetro del factor A_{rt} a partir de la Ecuación 4.4:

$$A_{rt} = \frac{C_{r,bm} * age}{t_{rdi}}$$

Ecuación 4.4

Donde:

- A_{rt} = Parámetro del factor
- T_{rdi} = Espesor último medido
- $C_{r,bm}$ = Tasa de corrosión del material base
- age =Tiempo transcurrido desde la última inspección

Seguidamente, se calcula la tensión de flujo, FS^{thin} , Ecuación 4.5:

⁷ Tecpetrol Tordillo DEC09.Presentación y referencias.

$$FS^{thin} = \frac{(YS + TS)}{2} * E * 1,1$$

Ecuación 4.5

Donde:

- YS= límite elástico a la temperatura de diseño
- TS= resistencia a la tracción a la temperatura de diseño
- E= eficiencia de junta

Luego, se obtiene el valor del parámetro de relación de fuerza, SR_p^{thin} , usando la Ecuación 4.6:

$$SR_p^{thin} = \frac{S * E}{FS^{thin}} * \frac{Max(t_{min}, t_c)}{t_{rdi}}$$

Ecuación 4.6

En la cual:

- S= Tensión admisible
- t_c = espesor mínimo estructural del material base

Posteriormente, se determina el número de inspecciones para cada efectividad de inspección correspondiente, N_A^{thin} , N_B^{thin} , N_C^{thin} , N_D^{thin} . En la Tabla 4.7 se muestra una guía dada en API 581 para asignar la categoría de la efectividad de inspección para el método de falla que se está analizando.

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example ^{1,2,3,4}	Non-intrusive Inspection Example ^{1,2,3,4}
A	Highly Effective	For the total surface area: >50% visual examination (partial internals removed), AND >50% of the spot ultrasonic thickness measurements	For the total surface area: 100% UT/RT of CML's OR For selected areas: 10% UT scanning, OR 10% profile radiography.
B	Usually Effective	For the total surface area: >25% visual examination AND >25% of the spot ultrasonic thickness measurements	For the total surface area: >75% spot UT OR >5% UT scanning, automated or manual OR >5% profile radiography of the selected area(s)
C	Fairly Effective	For the total surface area: >5% visual examination AND >5% of the spot ultrasonic thickness measurements	For the total surface area: >50% spot UT or random UT scans (automated or manual) OR random profile radiography of the selected area(s)
D	Poorly Effective	For the total surface area: <5% visual examination without thickness measurements	For the total surface area: >25% spot UT
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized	Ineffective inspection technique/plan was utilized
<p>Note:</p> <ol style="list-style-type: none"> Inspection quality is high. Inspection points (CML's, scans, etc.) are set up by knowledgeable individuals That the number of CML's and area for scanning (UT or profile radiography) is one that will detect damage if occurring. Percentage refers to percent of established CML's examined (e.g., for spot UT) or the percent surface area examined. 			

Tabla 4.7. Asignación de efectividad de inspección en adelgazamiento. Página 440, API RP 581 edición 2016.

A continuación, se calcula los factores de efectividad de inspección, I_1^{thin} , I_2^{thin} , I_3^{thin} , usando la Ecuación 4.7. Los valores de las probabilidades previas, Pr_{p1}^{thin} , Pr_{p2}^{thin} , Pr_{p3}^{thin} , se obtienen de la Tabla 4.8 y las probabilidades condicionales (para cada nivel de efectividad de inspección), Co_{p1}^{thin} , Co_{p2}^{thin} , Co_{p3}^{thin} se adquieren de la Tabla 4.9.

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

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

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

Ecuación 4.7

Tabla 4.8. Probabilidad previa para la tasa de corrosión por adelgazamiento.

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence Data	High Confidence Data
Pr_{p1}^{Thin}	0.5	0.7	0.8
Pr_{p2}^{Thin}	0.3	0.2	0.15
Pr_{p3}^{Thin}	0.2	0.1	0.05

Tabla 4.9. Probabilidad condicional para la efectividad de la inspección.

Conditional Probability of Inspection	E – None or Ineffective	D – Poorly Effective	C – Fairly Effective	B – Usually Effective	A – Highly Effective
Co_{p1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{p2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{p3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

Luego, se procede a calcular las Probabilidades posteriores, PO_{p1}^{thin} , PO_{p2}^{thin} y PO_{p3}^{thin} utilizando la Tabla 4.8:

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

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

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

Ecuación 4.8

Con todo esto ya calculado, se puede hallar los valores de los parámetros, β_1^{thin} , β_2^{thin} , β_3^{thin} usando la Ecuación 4.9 y asignando $COV_{\Delta t}=0,2$, $COV_{Sf}=0,2$ y $COV_p=0,05$.

$$\beta_1^{thin} = \frac{1 - D_{S1} * A_{rt} - SR_p^{thin}}{\sqrt{D_{S1}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S1} * A_{rt})^2 * COV_{Sf}^2 + (SR_p^{thin})^2 * COV_p^2}}$$

$$\beta_1^{thin} = \frac{1 - 2 * A_{rt} - SR_p^{thin}}{\sqrt{D_{S2}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} * A_{rt})^2 * COV_{Sf}^2 + (SR_p^{thin})^2 * COV_p^2}}$$

$$\beta_1^{thin} = \frac{1 - D_{S3} * A_{rt} - SR_p^{thin}}{\sqrt{D_{S3}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} * A_{rt})^2 * COV_{Sf}^2 + (SR_p^{thin})^2 * COV_p^2}}$$

Ecuación 4.9

Donde $D_{s1}=1$, $D_{s2}=2$ y $D_{s3}=4$, los cuales son factores de tasa de corrosión para los estados de daño 1, 2 y 3 respectivamente.

Por último, se calcula del valor de D_f^{thin} , a partir de la Ecuación 4.10:

$$D_f^{thin} = \max \left\{ \left[\frac{(P_{op1}^{thin} \Phi(-\beta_1^{thin})) + (P_{op2}^{thin} \Phi(-\beta_2^{thin})) + (P_{op3}^{thin} \Phi(-\beta_3^{thin}))}{1.56E - 04} \right]; 0.1 \right\}$$

Ecuación 4.10

Donde Φ es la función de distribución normal acumulativa estándar.

En la Tabla 4.10 se muestran los valores asignados a cada una de las ecuaciones anteriores. Cabe destacar la fuente y el criterio de adopción de las principales variables requeridas para el cálculo del factor de daño mencionado: respecto a la última y única inspección, solo se conoce el espesor mínimo medido y el año (2014) de ejecución. Para ello se adoptó un nivel "C" de eficacia en la inspección. El espesor requerido fue calculado por norma ASME VIII Div. 1 a partir de las condiciones de operación. Por último, el espesor comercial con el que se construyó el recipiente, según declara el fabricante, fue de 69,85 mm (2,75").

Tabla 4.10. Valores asignados a cada una de las variables para nuestro caso en las ecuaciones anteriores.

Variable	Denominación	Valor asignado
T_{rdi}	Espesor último medido	63,805 [mm]
$C_{r,bm}$	Tasa de corrosión del material base para adelgazamiento	0,25 [mm]
Age	Tiempo transcurrido desde la última inspección	7 [años]
T_{min}	Espesor mínimo requerido	61,91 [mm]
CA	Sobre espesor por corrosión	3,2 [mm]
Y_s	Tensión de fluencia	260 [MPa]
T_s	Tensión de rotura	552 [MPa]
S	Tensión admisible	112 [MPa]
E	Eficiencia de junta	1
N_A	Número de inspecciones tipo A	0
N_B	Número de inspecciones tipo B	0
N_C	Número de inspecciones tipo C	1
N_D	Número de inspecciones tipo D	0
P_{rp1}	Probabilidad previa 1	0,7
P_{rp2}	Probabilidad previa 1	0,2
P_{rp3}	Probabilidad previa 1	0,1
CO_{p1}	Probabilidad condicional 1	0,5
CO_{p2}	Probabilidad condicional 2	0,3
CO_{p3}	Probabilidad condicional 3	0,2
COV_{Dt}	Parámetro	0,2
COV_{Sf}	Parámetro	0,2

Variable	Denominación	Valor asignado
COV_p	Parámetro	0,05
DS_1	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 1	1
DS_2	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 2	2
DS_3	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 3	4

En la Tabla 4.11 se observa el valor calculado de cada ecuación anterior.

Tabla 4.11. Valores obtenidos para cada ecuación.

Variable	Denominación	Valor calculado
Art	Parámetro del factor	0,052
FS_{thin}	Tensión de flujo	410
$SR_{p,thin}$	Parámetro de relación de fuerza	0,266
$I_{1,thin}$	Factor de efectividad de inspección 1	0,2
$I_{2,thin}$	Factor de efectividad de inspección 2	0,099
$I_{3,thin}$	Factor de efectividad de inspección 3	0,054
$Po_{p1,thin}$	Probabilidad posterior 1	0,567
$Po_{p2,thin}$	Probabilidad posterior 2	0,281
$Po_{p3,thin}$	Probabilidad posterior 3	0,153
$\beta_{1,thin}$	Parámetro	3,40
$\beta_{2,thin}$	Parámetro	3,14
$\beta_{3,thin}$	Parámetro	2,62

Por ultima se obtiene el valor del factor de daño por adelgazamiento:

Df_{thin}	Factor de daño por adelgazamiento	7,05
-------------	--	-------------

4.1.2.3 Factor de daño por corrosión bajo aislación (CUI).

Para hallar el factor de daño asociado al mecanismo de CUI se debe seguir la siguiente secuencia de pasos:

- 1) Determinar el espesor suministrado, t , y la antigüedad, age , para el componente desde la fecha de instalación.
- 2) Determinar la tasa de corrosión base, C_{rB} , basados en la temperatura de operación y las condiciones ambientales en el lugar donde se halla la planta utilizando la Tabla 4.12.

Tabla 4.12. Selección de tasa de corrosión base.

Operating Temperature (°C)	Corrosion Rate as a Function of Driver (1) (mm/y)			
	Marine / Cooling Tower Drift Area	Temperate	Arid / Dry	Severe
-12	0	0	0	0
-8	0.025	0	0	0.076
6	0.127	0.076	0.025	0.254
32	0.127	0.076	0.025	0.254
71	0.254	0.127	0.051	0.508
107	0.127	0.025	0.025	0.254
135	0.051	0.025	0	0.254
162	0.025	0	0	0.127
176	0	0	0	0

Note:

1. Driver is defined as the atmospheric condition causing the corrosion rate.
2. Interpolation may be used for intermediate values of temperature.
3. A time-weighted average corrosion rate may be used for systems that are in intermittent service or that operate at 2 or more temperatures.

3) Calcular la tasa de corrosión final utilizando la Tabla 4.11

$$C_r = C_{rB} * F_{INS} * F_{CM} * F_{IC} * \max [F_{EQ}, F_{IF}]$$

Ecuación 4.11

Donde los factores de ajuste se determinan como:

- Ajuste por tipo de aislamiento; F_{INS} , según la Tabla 4.13.

Tabla 4.13. Factor de ajuste por tipo de aislamiento.

Insulation Type	Adjustment Factor, F_{INS}
Unknown/Unspecified	1.25
Foamglass	0.75
Pearlite	1.0
Fiberglass	1.25
Mineral Wool	1.25
Calcium Silicate	1.25
Asbestos	1.25

- Ajuste por complejidad, F_{CM} ; establecido con el siguiente criterio:
 - Si la complejidad es menor que el promedio, entonces, $F_{CM} = 0.75$.
 - Si la complejidad es promedio, entonces, $F_{CM} = 1.0$.

- Si la complejidad es mayor que la promedio, entonces, $F_{CM} = 1.25$.
 - Ajuste por condición de la aislación, F_{IC} ; establecido con el siguiente criterio:
 - Si la condición de aislación es menor que el promedio, entonces, $F_{IC} = 1.25$.
 - Si la condición de aislación es promedio, entonces, $F_{IC} = 1.0$.
 - Si la condición de aislación es mayor que el promedio, entonces, $F_{IC} = 0.75$.
 - Ajuste por diseño o fabricación de equipo, F_{EQ} , establecido como:
 - Si el equipo tiene un diseño que permite que el agua se acumule y aumente la tasa de pérdida de metal, como tuberías apoyadas directamente sobre vigas, ponchos de refuerzo externos o soportes de aislamiento u otra configuración que no permita el mantenimiento adecuado del revestimiento, entonces; $F_{EQ} = 2$. De lo contrario, $F_{EQ} = 1$.
 - Ajuste por interfase, F_{IF} , establecido como:
 - Si la tubería tiene una interfaz donde ingresa al suelo o al agua, entonces; $F_{IF} = 2$. De lo contrario, $F_{IF} = 1$.
- 4) Determinar el tiempo en servicio, age_{tk} , desde el último espesor conocido, t_{rde} . Si no se tiene espesor medido disponible, entonces, $t_{rde} = t$ y $age_{tk} = age$.
- 5) Determinar el tiempo en servicio, age_{coat} , desde que la aislación ha sido instalada usando la Ecuación 4.12.

$$age_{coat} = \text{Calculation Date} - \text{Coating Installation Date}$$

Ecuación 4.12

- 6) Determinar el ajuste del recubrimiento, $Coat_{adj}$, usando la Ecuación 4.13 y la Ecuación 4.14:

Si $age_{tk} \geq age_{coat}$:

- $Coat_{adj} = 0$ *Sin recubrimiento o recubrimiento de baja calidad*
- $Coat_{adj} = \min[5, age_{coat}]$ *Recubrimiento de calidad media*
- $Coat_{adj} = \min[15, age_{coat}]$ *Recubrimiento de alta calidad*

Ecuación 4.13

Si $age_{tk} < age_{coat}$:

- $Coat_{adj} = 0$ *Sin recubrimiento o recubrimiento de baja calidad*

- $Coat_{adj} = \min[5, age_{coat}] - \min[5, age_{coat} - age_{tk}]$ Rto de calidad media
- $Coat_{adj} = \min[15, age_{coat}] - \min[15, age_{coat} - age_{tk}]$ Rto de alta calidad

Ecuación 4.14

- 7) Determinar el tiempo en servicio durante el cual puede haber ocurrido CUI usando la Ecuación 4.15.

$$age = age_{tk} - Coat_{adj}$$

Ecuación 4.15

- 8) Determinar la tensión admisible, S , la eficiencia de junta, E , y el espesor mínimo requerido por norma de construcción, t_{min} .
- 9) Calcular el parámetro A_{rt} usando la Ecuación 4.16:

$$A_{rt} = \frac{C_r * age}{t_{rde}}$$

Ecuación 4.16

- 10) Calcular la tensión de flujo, FS^{CUIF} , utilizando la Ecuación 4.17.

$$FS^{CUIF} = \frac{(YS + TS)}{2} * E * 1,1$$

Ecuación 4.17

- 11) Calcular el parámetro de relación de fuerza, SR_p^{CUIF} usando la Ecuación 4.18.

$$SR_p^{CUIF} = \frac{S * E}{FS^{CUIF}} * \frac{Max(t_{min}, t_c)}{t_{rde}}$$

Ecuación 4.18

- 12) Determinar el número de inspecciones de acuerdo con la categoría de efectividad de inspección, NA_A^{CUIF} , NA_B^{CUIF} , NA_C^{CUIF} y NA_D^{CUIF} . Una guía para determinar la categoría de efectividad de inspección para corrosión bajo aislación se muestra en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14. Categoría de efectividad de inspección para CUI.

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Insulation Removed ^{1,2,3,4}	Insulation Not Removed ^{1,2,3,4}
A	Highly Effective	For the total surface area: 100% external visual inspection prior to removal of insulation AND Remove 100% of the insulation for damaged or suspected areas. AND 100% visual inspection of the exposed surface area with UT, RT or pit gauge follow-up of the selected corroded areas.	For the total surface area: 100% external visual inspection AND 100% profile or real-time radiography of damaged or suspect area AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface with UT, RT or pit gauge.
B	Usually Effective	For the total surface area: 100% external visual inspection prior to removal of insulation AND Remove >50% of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface area with UT, RT or pit gauge	For the total surface area: 100% external visual inspection AND Follow-up with profile or real time radiography of >85% of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface with UT, RT or pit gauge.
C	Fairly Effective	For the total surface area: 100% external visual inspection prior to removal of insulation AND Remove >25% of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface area with UT, RT or pit gauge	For the total surface area: 100% external visual inspection AND Follow-up with profile or real time radiography of >35% of suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface with UT, RT or pit gauge
D	Poorly Effective	For the total surface area: 100% external visual inspection prior to removal of insulation AND Remove >5% of total surface area of insulation including suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface area with UT, RT or pit gauge	For the total surface area: 100% external visual inspection AND Follow-up with profile or real time radiography of >5% of total surface area of insulation including suspect areas AND Follow-up of corroded areas with 100% visual inspection of the exposed surface with UT, RT or pit gauge.
E	Ineffective	Ineffective inspection technique/plan was utilized	Ineffective inspection technique/plan was utilized

- 13) Calcular los factores de efectividad de inspección, I_1^{CUIF} , I_2^{CUIF} , I_3^{CUIF} , usando la Ecuación 4.19. Los valores de las probabilidades previas, Pr_{p1}^{CUIF} , Pr_{p2}^{CUIF} , Pr_{p3}^{CUIF} , se obtienen de la Tabla 4.15 y las probabilidades condicionales (para cada nivel de efectividad de inspección), Co_{p1}^{CUIF} , Co_{p2}^{CUIF} , Co_{p3}^{CUIF} se adquieren de la Tabla 4.16.

Tabla 4.15. Probabilidad previa para la tasa de corrosión por CUI.

Damage State	Low Confidence Data	Medium Confidence Data	High Confidence Data
Pr_{p1}^{Thin}	0.5	0.7	0.8
Pr_{p2}^{Thin}	0.3	0.2	0.15
Pr_{p3}^{Thin}	0.2	0.1	0.05

Tabla 4.16. Probabilidad condicional para la efectividad de la inspección.

Conditional Probability of Inspection	E – None or Ineffective	D – Poorly Effective	C – Fairly Effective	B – Usually Effective	A – Highly Effective
Co_{p1}^{Thin}	0.33	0.4	0.5	0.7	0.9
Co_{p2}^{Thin}	0.33	0.33	0.3	0.2	0.09
Co_{p3}^{Thin}	0.33	0.27	0.2	0.1	0.01

$$I_1^{CUIF} = Pr_{p1}^{CUIF} (Co_{p1}^{CUIF A})^{N_A^{CUIF}} (Co_{p1}^{CUIF B})^{N_B^{CUIF}} (Co_{p1}^{CUIF C})^{N_C^{CUIF}} (Co_{p1}^{CUIF D})^{N_D^{CUIF}}$$

$$I_2^{CUIF} = Pr_{p2}^{CUIF} (Co_{p2}^{CUIF A})^{N_A^{CUIF}} (Co_{p2}^{CUIF B})^{N_B^{CUIF}} (Co_{p2}^{CUIF C})^{N_C^{CUIF}} (Co_{p2}^{CUIF D})^{N_D^{CUIF}}$$

$$I_3^{CUIF} = Pr_{p3}^{CUIF} (Co_{p3}^{CUIF A})^{N_A^{CUIF}} (Co_{p3}^{CUIF B})^{N_B^{CUIF}} (Co_{p3}^{CUIF C})^{N_C^{CUIF}} (Co_{p3}^{CUIF D})^{N_D^{CUIF}}$$

Ecuación 4.19

- 14) Calcular las Probabilidades posteriores, Pr_{p1}^{thin} , Pr_{p2}^{thin} y Pr_{p3}^{thin} utilizando la Ecuación 4.20.

$$Po_{p1}^{CUIF} = \frac{I_1^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}}$$

$$Po_{p2}^{CUIF} = \frac{I_2^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}}$$

$$Po_{p3}^{CUIF} = \frac{I_3^{CUIF}}{I_1^{CUIF} + I_2^{CUIF} + I_3^{CUIF}}$$

Ecuación 4.20

- 15) Hallar los valores de los parámetros, β_1^{CUIF} , β_2^{CUIF} , β_3^{CUIF} usando la Ecuación 4.21 y asignando $COV_{\Delta t}=0,2$, $COV_{sf}=0,2$ y $COV_p=0,05$.

$$\beta_1^{CUIF} = \frac{1 - D_{S1} * A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S1}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S1} * A_{rt})^2 * COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 * COV_p^2}}$$

$$\beta_2^{CUIF} = \frac{1 - D_{S2} * A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S2}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S2} * A_{rt})^2 * COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 * COV_p^2}}$$

$$\beta_3^{CUIF} = \frac{1 - D_{S3} * A_{rt} - SR_p^{CUIF}}{\sqrt{D_{S3}^2 * A_{rt}^2 * COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S3} * A_{rt})^2 * COV_{sf}^2 + (SR_p^{CUIF})^2 * COV_p^2}}$$

Ecuación 4.21

Donde $D_{s1}=1$, $D_{s2}=2$ y $D_{s3}=4$, los cuales son factores de tasa de corrosión para los estados de daño 1, 2 y 3 respectivamente.

16) Calcular el valor de D_f^{CUIF} , a partir de la Ecuación 4.22:

$$D_f^{CUIF} = \left[\frac{(P_{o_{p1}}^{CUIF} \Phi(-\beta_1^{CUIF})) + (P_{o_{p2}}^{CUIF} \Phi(-\beta_2^{CUIF})) + (P_{o_{p3}}^{CUIF} \Phi(-\beta_3^{CUIF}))}{1.56E - 04} \right]$$

Ecuación 4.22. Cálculo del factor de daño para CUI.

En la Tabla 4.17 se muestran los valores asignados a cada una de las ecuaciones anteriores. Cabe destacar la fuente y el criterio de adopción de las principales variables requeridas para el cálculo del factor de daño mencionado: debido a la falta de información confiable, a los factores F_{INS} , F_{CM} y F_{IC} se les asignó un valor conservativo. Para el factor de ajuste por diseño se seleccionó un valor de 2 producto de que el equipo presenta un diseño que permite que el agua se acumule como, por ejemplo: casquete inferior, parte superior de refuerzo de aberturas, entre otros. En cuanto al factor de ajuste por interfase se eligió el valor unitario.

La tasa de corrosión se seleccionó a partir del clima promedio en el lugar donde se ubica la planta y la temperatura de operación de la torre contactora. Con respecto a la última y única inspección no se tienen datos certeros o confiables, solamente se conoce que se realizó una inspección visual. Por ende, se pondera esta incertidumbre seleccionando un tipo de inspección "D" con una confiabilidad de los datos baja.

Tabla 4.17 Valores asignados a cada una de las variables para nuestro caso en las ecuaciones anteriores.

Variable	Denominación	Valor asignado
T	Espesor suministrado	69,85 [mm]
$C_{r,b}$	Tasa de corrosión del material base para CUI	0,127 [mm]
Age	Antigüedad del componente desde fecha de instalación	13 [años]
F_{INS}	Factor de ajuste por tipo de aislamiento	1,25
F_{CM}	Factor de ajuste por complejidad	1,25
F_{IC}	Factor de ajuste por condición de aislación	1,25
F_{EQ}	Factor de ajuste por diseño	2
F_{IF}	Factor de ajuste por interfase	1
Age t_k	Tiempo en servicio desde el ultimo espesor conocido	7 [años]
T_{rde}	Espesor último medido	63,805 [mm]
T_{min}	Espesor mínimo requerido	61,91 [mm]
Y_s	Tensión de fluencia	260 [MPa]
T_s	Tensión de rotura	552 [MPa]
S	Tensión admisible	112 [MPa]
E	Eficiencia de junta	1
N_A	Número de inspecciones tipo A	0

Variable	Denominación	Valor asignado
N_B	Número de inspecciones tipo B	0
N_C	Número de inspecciones tipo C	0
N_D	Número de inspecciones tipo D	1
P_{rp1}	Probabilidad previa 1	0,5
P_{rp2}	Probabilidad previa 1	0,3
P_{rp3}	Probabilidad previa 1	0,2
CO_{p1}	Probabilidad condicional 1	0,4
CO_{p2}	Probabilidad condicional 2	0,33
CO_{p3}	Probabilidad condicional 3	0,27
COV_{Dt}	Parámetro	0,2
COV_{Sf}	Parámetro	0,2
COV_p	Parámetro	0,05
DS_1	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 1	1
DS_2	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 2	2
DS_3	Factor de tasa de corrosión para estado de daño 3	4

En la Tabla 4.18 se observa el valor calculado de cada ecuación anterior.

Tabla 4.18. Valores obtenidos para cada ecuación.

Variable	Denominación	Valor calculado
C_r	Tasa de corrosión final	0,496
Art	Parámetro del factor	0,054
FS_{CUIF}	Tensión de flujo	410
$SR_{p,CUIF}$	Parámetro de relación de fuerza	0,299
I_1_{CUIF}	Factor de efectividad de inspección 1	0,20
I_2_{CUIF}	Factor de efectividad de inspección 2	0,10
I_3_{CUIF}	Factor de efectividad de inspección 3	0,05
$PO_{p1,CUIF}$	Probabilidad posterior 1	0,57
$PO_{p2,CUIF}$	Probabilidad posterior 2	0,28
$PO_{p3,CUIF}$	Probabilidad posterior 3	0,15
$\beta 1_{CUIF}$	Parámetro	3,22
$\beta 2_{CUIF}$	Parámetro	2,95
$\beta 3_{CUIF}$	Parámetro	2,41

Finalmente se obtiene el factor de daño para CUI:

Df_{CUIF}	Factor de daño por CUI	13,14
-------------	------------------------	-------

4.1.2.4 Factor de daño total

Para el caso que exista de más de un mecanismo de daño se utilizó la siguiente regla para combinar los factores descriptos anteriormente. Como en la torre contactora se focaliza el adelgazamiento local solamente en la parte inferior de esta donde existe alta concentración de contaminantes que generan elevada tasa de corrosión -recordar que el gas se descontamina a medida que asciende en la torre- la norma describe el cálculo del daño total como la Ecuación 4.23:

$$D_{f-total} = \max[D_{f-gov}^{thin}, D_{f-gov}^{extd}] + D_{f-gov}^{SCC} + D_f^{HCHA} + D_{f-gov}^{brit} + D_f^{mfat}$$

Ecuación 4.23

Para nuestro caso el factor de daño por corrosión externa, D_{f-gov}^{extd} , es cero porque la torre está aislada en su exterior en la parte más atacada.

Los demás factores daño son nulos por no ser aplicables para este equipo. Finalmente, para nuestro caso resulta que:

$$D_{f-total} = \max[7,05 ; 0] + 13,14 = 7,05 + 13,14 = 20,19$$

Df_f total	Factor de daño total	20,19
-----------------------------	-----------------------------	--------------

Cabe aclarar que, el factor de daño recomendado por API 581 para este tipo de equipo, debe ser menor que 10, dado que este valor representa ubicarse por debajo del nivel de riesgo alto.

4.1.3 Valor de probabilidad de falla

En la Tabla 4.19 se muestra un resumen de las principales variables para el cálculo de la probabilidad de falla.

Tabla 4.19. Valor de las principales variables para calcular el valor de la probabilidad de falla del equipo.

gff				FMS	DF total
Orificio Pequeño	Orificio mediano	Orificio grande	Ruptura		
8.00E-06	2.00E-05	2.00E-06	6.00E-07	1	20.19
3.06E-05					

El parámetro FMS, factor de sistema de gestión, es el producto de una encuesta de 101 preguntas relacionada a la gestión de integridad que lleva adelante la compañía. Su puntuación máxima es igual a 1000. La posibilidad de realización de la encuesta se vio imposibilitada producto de que no se pudo contar con una fuente de información necesaria para su realización. Pese a esto, la

norma API RP 581 contempla una puntuación de 500 puntos, correspondiente a una gestión de integridad promedio de una planta tipo. Su cálculo se basa en:

$$P_{score} = \frac{Score}{1000} * 100 \rightarrow P_{score} = \frac{500}{1000} * 100 = 50$$

Entonces:

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 * P_{score} + 1)} \rightarrow F_{MS} = 10^{(-0.02 * 50 + 1)} = 1$$

Con la Ecuación 4.24 se calculó la probabilidad de falla total:

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

Ecuación 4.24

P_f total	Probabilidad de falla total	6,18E-04
----------------------------	------------------------------------	-----------------

Analizando el valor de probabilidad de falla, podemos decir que 6 torres contactoras de 10000 fallan una vez por año. En la Tabla 4.20 se realiza una comparación del valor obtenido frente a otras actividades cotidianas o eventos en base a datos estadísticos.

Tabla 4.20. Valores de probabilidad de ciertos eventos y actividades cotidianas.

Actividad o evento	Frecuencia anual	1 evento en
Caída de meteoritos	6.00E-11	17.000 millones
Persona ubicada al lado de una cañería de baja presión al momento de un reventón	3.52E-10	2.800 millones
Persona ubicada al lado de una cañería de alta presión al momento de un reventón	3.70E-09	270 millones
Explosiones de recipientes a presión	5.00E-08	20 millones
Caída de un avión comercial	1.00E-07	10 millones
Atropello por un automóvil	5.00E-05	20000
Accidente por viajar en automóvil	1.70E-04	5900
Falla de torre contactora planta Santa Juana	6.18E-04	1618
Accidente por viajar en motocicleta	1.00E-03	1000
Persona que contraiga enfermedad oncológica	1.96E-03	510
Persona con problemas pulmonares a raíz de fumar (20 cigarrillos por día)	5.00E-03	200

4.2 Cálculo de la consecuencia de falla (COF)

4.2.1 Introducción

La pérdida de contención de fluidos peligrosos en equipos de procesamientos presurizados puede causar daños a componentes circundantes, lesiones graves al personal, pérdida de producción e impactos ambientales.

La consecuencia de una fuga se determina usando técnicas de análisis de consecuencias bien detalladas y establecidas, y son expresadas en áreas de impacto o en términos financieros. El área de impacto a partir de los resultados de eventos como *pool fire*, *flash fire*, *fireball*, *jet fire*, y *vapor cloud explosions* se cuantifican basándose en los efectos de la radiación térmica y la sobrepresión en los equipos y personal circundante.

Los árboles de eventos se utilizan para evaluar la probabilidad de cada uno de los diversos resultados posibles y para proporcionar un mecanismo de ponderación en la probabilidad de consecuencia de la pérdida de contención.

La metodología presenta dos niveles posibles de consecuencia. Un análisis de consecuencia de nivel 1 proporciona un método para estimar el área de consecuencias basado en tablas para un número finito limitado de fluidos peligrosos de referencia.

El nivel 2, el cual se desarrollará en este trabajo final de grado, es más riguroso porque incorpora un detallado procedimiento de cálculo que se puede aplicar a una gama más amplia de fluidos peligrosos. A su vez, mediante la aplicación de este nivel se obtiene una precisión más elevada que con la implementación del nivel 1 de consecuencias.

Las categorías de consecuencias que se analizaron resultaron ser:

- La consecuencia inflamable y explosiva se calcula utilizando árboles de eventos para determinar las probabilidades de varios resultados (por ejemplo, *pool fires*, *flash fires*, *vapor cloud explosions*), combinados con modelos informáticos para determinar la magnitud de la consecuencia. Las áreas de consecuencia se pueden determinar en función de lesiones graves al personal o como resultado de daños a componentes por radiación térmica y explosiones. Las pérdidas financieras son determinadas en función del área afectada por la liberación.
- La consecuencia tóxica se calcula utilizando modelos informáticos para determinar la magnitud del área de consecuencia como resultado de la sobreexposición del personal a concentraciones tóxicas dentro de una nube de vapor.

A continuación, se presentarán los modelos matemáticos para el cálculo del área de consecuencia para un análisis de consecuencia de Nivel 2. La *COF* de la liberación de un fluido peligroso se determina en 12 pasos. En la Tabla 4.21 se proporciona una descripción de estos.

Tabla 4.21. Secuencia de pasos a aplicar para obtener la consecuencia de falla.

Step	Description
1	Determine the released fluid and its properties, including the release phase.
2	Select a set of release hole sizes to determine the possible range of consequence in the risk calculation.
3	Calculate the theoretical release rate.
4	Estimate the total amount of fluid available for release.
5	Determine the type of release, continuous or instantaneous, to determine the method used for modeling the dispersion and consequence.
6	Estimate the impact of detection and isolation systems on release magnitude.
7	Determine the release rate and mass for the consequence analysis.
8	Calculate flammable/explosive consequence.
9	Calculate toxic consequences.
10	Calculate non-flammable, non-toxic consequence.
11	Determine the final probability weighted component damage and personnel injury consequence areas.
12	Calculate financial consequence.

4.2.2 Determinación de la composición del fluido y propiedades

En el análisis se debe utilizar la composición real del fluido, incluidas las mezclas. Se puede implementar diversos softwares para obtener las propiedades físicas de los fluidos con mayor precisión. En muchos de los cálculos de consecuencias, se requieren propiedades físicas del fluido liberado tanto para condiciones de almacenamiento como en las condiciones posteriores a la liberación a la atmósfera.

En la Tabla 4.22 se halla la cromatografía del gas proveniente del pozo hacia la planta Santa Juana.

Tabla 4.22. Datos cromatográficos de la corriente gaseosa que ingresa a la planta.

Componente	% molar	Fracción molar	P. cal. Sup. [kCal/m ³]	P. cal. Inf. [kCal/m ³]	Densidad relativa
Oxígeno	0,000	0	-	-	0
Nitrógeno	0,386	0,00386	-	-	0,004
Dióxido de carbono	2,325	0,02325	-	-	1,206
Ácido sulfhídrico	7,675	0,07675	-	-	1,111
Metano	82,650	0,82651	1192	1073	0,073
Etano	2,141	0,02141	337	308	0,022
Propano	1,599	0,01599	358	329	0,024
I-Buteno	0,305	0,00305	88	81	0,006
N-Butano	0,744	0,00744	216	199	0,015

Componente	% molar	Fracción molar	P. cal. Sup. [kCal/m ³]	P. cal. Inf. [kCal/m ³]	Densidad relativa
1-Buteno	0,002	0,00002	0,55	0,51	0,0004
2-Buteno	0,025	0,00025	7	6	0,0005
I-Pentano	0,240	0,00241	85	79	0,0059
N-Pentano	0,295	0,00295	105	97	0,0073
Hexanos	0,523	0,00523	221	205	0,0155
Heptano	0,600	0,00612	293	272	0,0207
Octanos	0,355	0,00355	197	183	0,0141
Nonanos	0,135	0,00135	84	78	0,0059
Totales	100	1	3185,6	2913,6	2,531

Como se puede observar en el Gráfico 4.1 el componente predominante es el metano (83%) y en menor medida ácido sulfhídrico (8%) y dióxido de carbono (2%). Los 13 compuestos restantes entre hidrocarburos pesados y aromáticos no serán tenidos en cuenta para el cálculo por no ser representativos porcentualmente hablando.

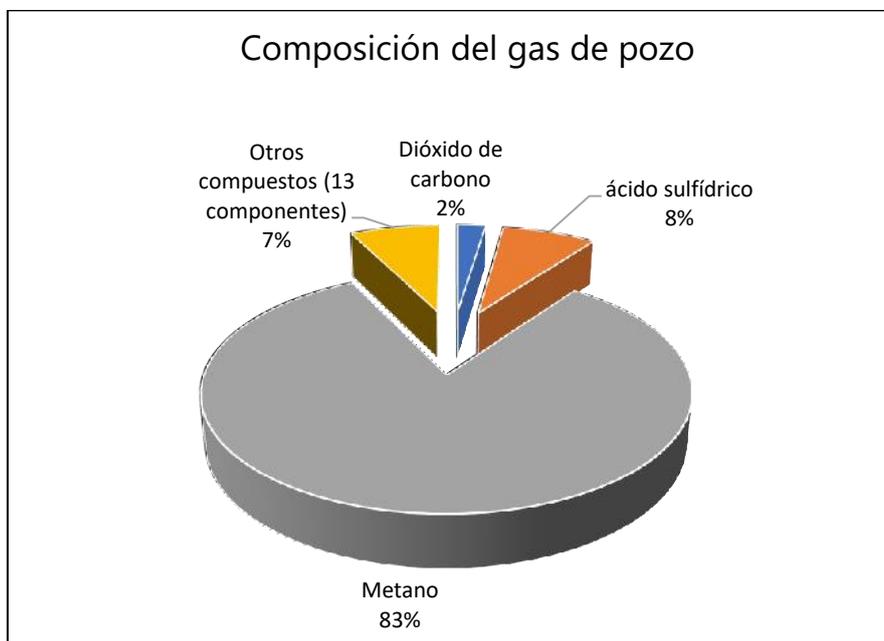


Gráfico 4.1. Composición molar general de la corriente gaseosa.

En la Tabla 4.23 se muestra los datos del gas, fluido que será analizado tanto para el desarrollo de las consecuencias inflamables.

Tabla 4.23. Datos del gas empleado para llevar a cabo consecuencias inflamables.

Propiedades en condiciones de almacenamiento	
Fase de almacenamiento	Gas
Fracción de líquido, $frac_l$	0%
Fracción de vapor, $frac_v$	100%
Peso molecular, MW	16,04 [Kg/Kg mol]
$K = C_p/C_v$	1,30
Temperatura crítica, T_c	191 [K]
Presión crítica, P_c	4,64 [KPa]
Temperatura de autoignición, AIT	810 [K]
Límite de inflamabilidad inferior, LFL	500 [ppm]
Límite de inflamabilidad superior, UFL	15000 [ppm]
Calor de combustión, HC	55528 [KJ/Kg]

4.2.3 Selección del tamaño del orificio de liberación

RBI define tamaños de orificios de liberación que se representan como pequeños (6.4 mm), medianos (25 mm), grandes (102 mm) y ruptura (mayores a 152 mm). El rango de tamaño de agujero es elegido para hacer frente a posibles consecuencias in situ y fuera de sitio. Para los primeros, los tamaños de agujeros pequeños y medianos suelen dominar la situación de riesgo debido a su alta probabilidad y consecuencia de falla. Para efectos fuera de sitio los tamaños de agujeros medianos y de gran tamaño pueden dominar el riesgo. En el caso bajo estudio se analizarán los cuatro escenarios.

En la Tabla 4.24 se muestra el diámetro de orificio de liberación elegido para el activo con su correspondiente frecuencia genérica de falla para cada uno y su total.

Tabla 4.24. Frecuencia genérica de falla para cada tamaño de orificio de liberación.

Tipo de tamaño de orificio de liberación	Diámetro del orificio de liberación [mm]	Frecuencia genérica de falla (gff)	Frecuencia de falla genérica total
Pequeño	0 - 6,35	8 E-6	3,06 E-5
Mediano	> 6,35 - 51	2 E-5	
Grande	> 51 - 152	2 E-6	
Ruptura	> 152	6 E-7	

4.2.4 Cálculo de la tasa de liberación

Como primera conclusión se obtiene que la liberación se realiza en fase vapor, dado que la presión de almacenamiento, P_s es mayor que la presión de saturación, P_{sat} y menor que la presión atmosférica.

$$P_{sat_s} \geq P_s \geq P_{atm}$$

Ecuación 4.25

En este caso, se procede a calcular la presión de transición con la Ecuación 4.26. Cabe destacar que la misma delimita la frontera entre flujo sónico y subsónico.

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

Ecuación 4.26

$$P_{trans} = 14,7 \left(\frac{1,303 + 1}{2} \right)^{\frac{1,303}{1,303-1}} = 26,41 \text{ psi}$$

Debido a que la presión de almacenamiento es mayor que la presión de transición la liberación transcurre a una velocidad sónica y se utiliza la Ecuación 4.27:

$$W_n = \frac{C_d}{C_2} A_n P_s \sqrt{\left(\frac{k MW g_c}{R T_s} \right) \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

Ecuación 4.27

Donde:

- W_n : tasa de liberación teórica asociada a cada tamaño de orificio de liberación. [Kg/s]
- C_d : constante de coeficiente de descarga del orificio de liberación.
- C_2 : constante
- A_n : área del orificio asociada con cada uno de los tamaños. [mm²]
- P_s : presión de almacenamiento. [KPa]
- k : relación de calores específicos.
- MW : peso molecular. [Kg/Kg mol]
- G_c : constante gravitacional. [Kg-m/N-s²]
- R : constante de los gases. 8,314 [J/Kg mol K]
- T_s : temperatura de almacenamiento. [K]

En la Tabla 4.25 se observa los valores de tasa de liberación para los diferentes tamaños de orificios de liberación.

Tabla 4.25. Valores de tasa de liberación para cada tipo de orificio.

Tamaño del orificio	W_n [kg/s]
Pequeño	0,25
Mediano	3,95
Grande	66,37
Ruptura	1011,41

4.2.5 Estimación del inventario de fluido disponible para la liberación

Se calculó la masa de inventario teniendo en cuenta todos los componentes presentes en la torre contactora. La metodología para hallarla fue la siguiente: en primer término, se calculó la masa presente en un mol de producto de cada uno de los componentes, realizando la multiplicación de la masa molar por el peso molecular. Luego se realizó la suma de la masa de cada elemento y se obtuvo la masa de un mol de gas (20,99 g/mol). La fracción másica fue calculada como la división entre la masa de cada componente y la masa de un mol de gas.

Por último, la masa se calculó como el producto entre la densidad a la presión y temperatura de trabajo (calculada mediante software <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>), la fracción másica y el volumen de la torre contactora (52,8 m³).

En la Tabla 4.26 se muestran los valores obtenidos de densidad y masa de cada compuesto.

Tabla 4.26. Datos de densidades y pesos parciales de cada compuesto.

Componente	Masa molar [%]	Peso molecular [g/mol]	Fracción masica [%]	Densidad a P=92,81 kg/cm ² y T=354 K [kg/m ³]	Masa [kg]
Metano	82,650	16,043	63,168	31,68	1056,62
Ácido sulfhídrico	7,675	34,081	12,461	96,47	634,73
Dióxido de carbono	2,325	44,010	4,875	99,92	257,18
Etano	2,141	30,070	3,067	78,54	127,19
Propano	1,599	44,100	3,359	403,48	715,67
N-Butano	0,744	58,124	2,060	514,63	559,79
Heptano	0,600	100,202	2,864	638,29	965,27
Hexanos	0,523	86,178	2,147	610,02	691,59
Nitrógeno	0,386	28,014	0,515	52,25	14,21
Octanos	0,355	114,220	1,932	659,16	672,31
I-Buteno	0,305	56,110	0,815	488,39	210,24
N-Pentano	0,295	72,150	1,014	572,05	306,27
I-Pentano	0,240	72,150	0,825	572,05	249,16
Nonanos	0,135	128,200	0,825	675,58	294,11
2-Buteno	0,025	56,110	0,067	488,39	17,23
1-Buteno	0,002	56,110	0,005	488,39	1,38

La masa total de inventario es la suma de todas las masas parciales y resulto ser:

Mass_{inv}

Masa total de inventario disponible a liberar

6773 kg

La norma define que la masa disponible para la liberación se estima para cada tamaño de orificio como la menor de dos cantidades:

- a) Masa del grupo inventario: El componente que se está evaluando es parte de un grupo más grande de componentes que se espera que pueda proporcionar un inventario de fluidos para el lanzamiento. Estos elementos juntos forman un inventario de grupo.

$$mass_{inv} = \sum_{i=1}^N mass_{comp,i}$$

Ecuación 4.28

- b) Masa en el activo: se supone que para fugas grandes la intervención del operador ocurrirá en tres minutos, limitando así la cantidad de material liberado. Por lo tanto, la cantidad de masa disponible para el lanzamiento se limita a la masa del componente más una masa adicional agregada, $mass_{add,n}$ que se calcula en función de tres minutos de fuga del grupo inventario dentro del activo analizado. Esta masa adicional, se calcula asumiendo el mismo caudal del componente con fugas, pero es limitada a un tamaño de orificio de liberación de 203 mm (8 in).

La masa adicional se puede calcular como:

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

Ecuación 4.29

Para calcular la tasa de liberación para un orificio de 8 [in], $W_{max\ 8"}$ se utiliza la Ecuación 4.27.

La masa máxima disponible para la liberación se calcula utilizando la Ecuación 4.30.

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

Ecuación 4.30

En la Tabla 4.27 se muestra el valor de la masa adicional para cada uno de los valores de tamaño de orificio de liberación, dando por resultado la masa disponible a liberar según los lineamientos descriptos.

Tabla 4.27. Masa disponible para la liberación.

Tamaño del orificio de liberación [mm]	Masa de inventario [kg]	Masa del componente ppal [kg]	Masa adicional para la liberación [kg]	Masa disponible para la liberación [kg]
6,4	6773	1056	45,24	1101

Tamaño del orificio de liberación [mm]	Masa de inventario [kg]	Masa del componente ppal [kg]	Masa adicional para la liberación [kg]	Masa disponible para la liberación [kg]
25	6773	1056	690,28	1746
102	6773	1056	11490,68	6773
406	6773	1056	45513,18	6773

4.2.6 Determinación del tipo de liberación (Continua o Instantánea)

Según la norma, la liberación se modela como uno de los siguientes tipos:

- Liberación instantánea: ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa como una gran nube o pileta.
- Liberación continua: ocurre durante un período de tiempo más largo, permitiendo que el fluido se disperse en forma de una elipse alargada (dependiendo del clima).

Para determinar el tipo de liberación se requiere calcular el tiempo requerido para liberar 4536 kg de fluido (10000 lbs), t_n , a través de cada uno de los orificios de liberación.

Se calculó el tiempo necesario para liberar 4536 kg de fluido a partir de la tasa de liberación para cada tamaño de orificio, definiendo de esta manera si se trata de una liberación continua o instantánea. En la Tabla 4.28 se pueden ver los resultados.

Tabla 4.28. Clasificación de tipo de liberación según el tiempo umbral.

Tamaño del orificio de liberación [mm]	T_n [s]	Tipo de liberación
6,4	18048	Continua
25	1183	Continua
102	71	instantánea
406	5	instantánea

4.2.7 Estimación del impacto de los sistemas de detección y aislamiento en la magnitud de la liberación

Las plantas de procesamiento petroquímico generalmente tienen una variedad de sistemas de detección, aislamiento y mitigación, que son diseñados para reducir los efectos de una liberación de materiales peligrosos. Estos actúan de diferentes maneras. Algunos sistemas reducen la magnitud y la duración de la liberación al detectarla y aíslan la fuga. Otros reducen el área de consecuencia al minimizar la posibilidad de ignición o limitación de la propagación del material en cuestión.

En la siguiente tabla, se presentan los lineamientos que presenta la normativa API 581 para seleccionar la clasificación tanto de los sistemas de detección como los de aislamiento.

Tabla 4.29. Lineamientos para la selección de los sistemas de detección y aislamiento.

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

Según la información brindada por la empresa operadora, se identificaron los componentes presentes en la torre a partir de la revisión de planos, y análisis de los datos de instalación y de la planta. Como resultado, se destacaron los siguientes sistemas de detección y aislamiento:

Tabla 4.30. Clasificación de los sistemas de detección y aislamiento presentes en la planta.

Aparatos de detección		
Tipo	Características	Clasificación según API 581
Transmisor de presión diferencial	de monitoreo desde controlroom	A
Transmisor de nivel de líquido	de monitoreo desde controlroom	A
Indicador de nivel	de monitoreo desde controlroom	A
Manómetro	de monitoreo desde controlroom	A
Aparatos de aislamiento		
Tipo	Características	Clasificación según API 581
Válvula de bloqueo entrada de gas amargo	Con accionamiento remoto mediante intervención del operador desde controlroom	B
Válvula de bloqueo salida de gas dulce	Con accionamiento remoto mediante intervención del operador desde controlroom	B

A partir de los datos mostrados en la anterior tabla, se seleccionó el factor de reducción, $fact_{di}$, y la máxima duración de la fuga, ld_{max} :

Tabla 4.31. Factor de reducción y máxima duración de fuga según equipos de detección y aislamiento presentes.

Tipo de Sistema de detección	Tipo de sistema de aislamiento	Factor de reducción, $fact_{di}$	Máxima duración de la fuga, ld_{max}
A	B	0,2	30 minutos para fugas de 6.4 mm 20 minutos para fugas de 25 mm 10 minutos para fugas de 102 mm

4.2.8 Determinación de las consecuencia inflamables y explosivas

En esta sección se tratará las posibles consecuencias inflamables y explosivas que se pudieran desarrollar por la pérdida de sustancia combustible en recipientes cerrados mediante los tipos de orificios de liberación mencionados en la sección 4.2.3. En las imágenes siguientes se muestran algunos de estos eventos inflamables y explosivos que han ocurrido en la industria en los últimos años.



Imagen 4.3. Jet fire producido por pérdida de contención luego de un reventón en una tubería de gas en Assan, India el 22 de julio de 2020. 3 personas heridas gravemente.



Imagen 4.4. Fireball producido por pérdida de crudo en Casselton, Dakota del Norte, EEUU. 30 de diciembre de 2013.



Imagen 4.5. Incendio y explosión en parque de tanques de CAPECO (Caribbean Petroleum Corporation) en Bayamón, Puerto Rico. 23 de octubre de 2009. Según el informe de investigación final realizado por la CSB (Chemical Safety and Hazard Investigation Board US.) el evento se produjo a raíz de un rebalse de un tanque de almacenamiento en una

maniobra de carga de gasolina. Esto generó piletas de líquido inflamable en su alrededor y una nube de vapor inflamable que llegó a cubrir 43 ha. Una vez que la nube alcanzó una energía de activación se produjo, en primer medida, un encendido súbito y violento, un flashfire, y 7 segundos más tarde, una explosión de nube de vapor (VCE) que alcanzó los 2.9 puntos en la escala de Richter. No se registraron heridos de gravedad. 289 viviendas fueron afectadas por la explosión y se produjo contaminación ambiental en la comunidad de Puente Blanco.

Informe: https://www.csb.gov/assets/1/20/capeco_final_report__10.21.2015.pdf

Video: <https://www.youtube.com/watch?v=2Bn4Krb-Hol>

4.2.8.1 Cálculo del árbol de eventos

El análisis de árbol de eventos determina las probabilidades de varios resultados a partir de la liberación de fluidos peligrosos a la atmósfera. Estas probabilidades se utilizan para ponderar las consecuencias generadas en dicha liberación.

En los gráficos siguientes se muestra cómo es la estructura de los árboles de eventos. Se puede observar a simple vista que calculando diversas probabilidades y multiplicándolas se puede obtener la posibilidad de que ocurra cada una de las consecuencias de falla como *Vapor Cloud Explosion (VCE)*, *flash fire*, *jet fire*, *fireball* o incluso una dispersión segura o un evento tóxico. Esta última solo se tiene en cuenta para el caso de ruptura.

En las secciones 4.2.8.1.1, 4.2.8.1.2, 4.2.8.1.3 y 4.2.8.1.4, se realiza la presentación teórica del cálculo de cada probabilidad interactuante para obtener el árbol de eventos final.

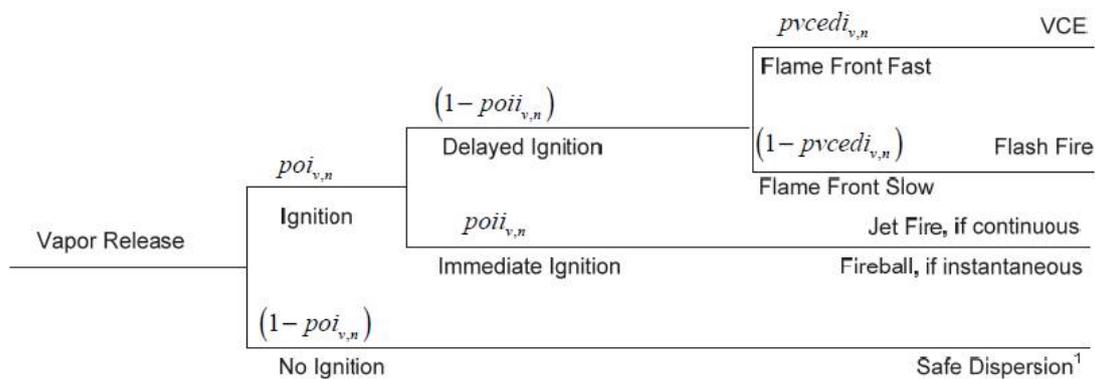


Gráfico 4.2. Árbol de eventos para el caso de fuga. Tamaños de orificios: pequeño, mediano y grande.

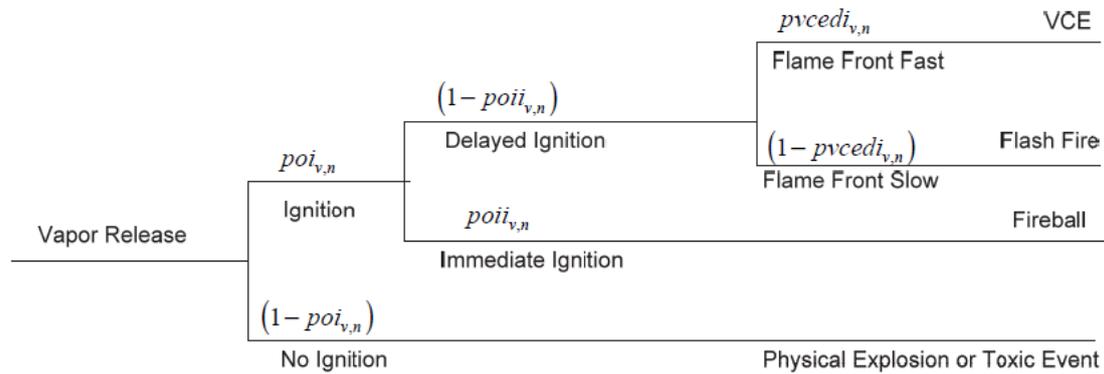


Gráfico 4.3. Árbol de eventos para el caso de ruptura.

4.2.8.1.1 Probabilidad de ignición dada una liberación

Para una liberación de un fluido peligroso, los dos factores principales que definen el resultado del evento son la probabilidad de encendido y el momento de encendido, ya sea encendido inmediato o con retraso.

Se debe conocer la fracción de masa de fluido inflamable en la mezcla del fluido en liberación, $mfrac^{flam}$, para calcular la tasa de liberación del material inflamable con la Ecuación 4.31.

$$rate_n^{flam} = rate_n * mfrac^{flam}$$

Ecuación 4.31

En el caso bajo estudio, los compuestos inflamables representan un 84,25 % de la mezcla, por lo tanto:

Tabla 4.32. Tasa de material inflamable en la liberación para cada tamaño de orificio.

Tamaño de orificio de liberación	$mfrac^{flam}$ [kg/s]	$rate_n$ [kg/s]	$Rate_n^{flam}$ [kg/s]
1	0,8425	0,20	0,17
2	0,8425	3,07	2,58
3	0,8425	51,01	43,03
4	0,8425	809,12	681,69

La probabilidad de ignición a condiciones ambientales de una liberación de un vapor inflamable puede ser calculada por la Ecuación 4.32. Esta es función de la tasa de liberación, por lo tanto, las probabilidades de ignición son calculadas para cada orificio.

$$poi_{i,n}^{amb} = \exp \left(\left[a + b * (C_{12} * T_{fp}) + c * (C_{12} * T_{fp})^2 + d * (C_{12} * T_{fp})^3 \right] \right. \\ \left. + \left[e + f * (C_{12} * T_{fp}) + g * (C_{12} * T_{fp})^2 + h * (C_{12} * T_{fp})^3 \right] \right) \\ * \ln(C_{4B} * rate_{v,n}^{flam})$$

Ecuación 4.32

Donde

$$a = -6.053124E - 02$$

$$b = -9.958413E - 03$$

$$c = 1.518603E - 05$$

$$d = -1.386705E - 08$$

$$e = 4.564953E - 02$$

$$f = 7.912392E - 04$$

$$g = -6.489157E - 07$$

$$h = 7.159409E - 10$$

Para el caso bajo estudio, se define que $rate_{v,n}^{flam}$ es igual a $rate_n^{flam}$ presentado en la Ecuación 4.32. Esto se debe a que la fracción másica de fluido que pasa a fase vapor al liberarse a la atmósfera es 1.

La probabilidad de ignición a condiciones ambientales, $poi_{v,n}^{amb}$ para cada orificio de liberación se presenta en la Tabla 4.33. Probabilidad de ignición en condiciones ambientales dada una liberación para cada tamaño de orificio de liberación. Cuando la tasa de liberación de vapor excede la tasa que podría indicar una liberación instantánea (4.535,9 kg en 3 minutos de liberación) se debe asignar un valor de 25,22 kg/s como tasa de liberación de vapor inflamable, $rate_{v,n}^{flam}$. Por dicha razón, las probabilidades de ignición para los orificios 3 y 4 son iguales, ya que en ellos se supera el límite.

Tabla 4.33. Probabilidad de ignición en condiciones ambientales dada una liberación para cada tamaño de orificio de liberación.

Tamaño del orificio de liberación	$poi_{v,n}^{amb}$
1	0,239
2	0,364
3	0,517
4	0,517

Luego, la Ecuación 4.33 puede ser usada para determinar la probabilidad de ignición del fluido liberado a la temperatura de almacenamiento $poi_{v,n}$. La probabilidad de ignición a la temperatura de autoignición, poi^{AIT} , tiene valor unitario.

$$poi_{v,n} = poi_{v,n}^{amb} + (poi^{AIT} - poi_{v,n}^{amb}) \left(\frac{T_s - C_{16}}{AIT - C_{16}} \right)$$

Ecuación 4.33

En la Tabla 4.34, se muestran los resultados para la planta estudiada.

Tabla 4.34. Resultados obtenidos de probabilidad de ignición en condiciones de almacenamiento para cada orificio de liberación.

Tamaño del orificio de liberación	$poi_{v,n}^{AIT}$	$poi_{v,n}^{amb}$	T_s [K]	AIT [K]	C_{16}	$poi_{v,n}$
1	1	0,239	354,26	810	30,89	0,5550
2	1	0,364	354,26	810	30,89	0,6281
3	1	0,517	354,26	810	30,89	0,7176
4	1	0,517	354,26	810	30,89	0,7176

4.2.8.1.2 Probabilidad de ignición inmediata y retardada

La probabilidad de ignición inmediata o retardada depende del tipo de liberación (continua o instantánea), la fase de la liberación y qué tan cerca está la temperatura del fluido liberado a su temperatura de ignición espontánea.

La probabilidad de ignición espontánea se denomina poi , por lo tanto, la probabilidad de ignición retardada será $(1-poi)$. La probabilidad de ignición instantánea de una liberación vapor, $poi_{v,n}$, puede ser estimada usando la Ecuación 4.34.

$$poi_{v,n} = poi_{v,n}^{amb} + \left(\frac{T_s - C_{16}}{AIT - C_{16}} \right) (poi^{ait} - poi_{v,n}^{amb})$$

Ecuación 4.34

Las probabilidades de ignición instantánea en condiciones ambientales, $poi_{v,n}^{amb}$ se encuentran en la Tabla 4.35, basado en opinión experta. A la temperatura de autoignición, AIT , o superior, se supone que la probabilidad de ignición inmediata, poi^{AIT} , es igual a 1.

Tabla 4.35. Probabilidades de ignición instantáneas en condiciones ambientales según API 581.

Release Type	Fluid Phase	Probability of Immediate Ignition, Given Ignition		Probability of VCE or Flash Fire, Given Delayed Ignition	
		At Ambient Temperature poi_n^{amb}	At AIT poi_n^{ait}	VCE, $pvcedi_{i,n}$ or $pvcedi_{v,n}$	Flash Fire, $pfddi_{i,n}$ or $pfddi_{v,n}$
Continuous	Liquid	0.20	1.00	0.25	0.75
Continuous	Vapor	0.50	1.00	0.50	0.50
Instantaneous	Liquid	0.20	1.00	0.125	0.875
Instantaneous	Vapor	0.10	1.00	0.25	0.75

Los resultados se vuelcan en la Tabla 4.36 donde se puede observar la probabilidad de ignición inmediata para cada orificio de liberación.

Tabla 4.36. Probabilidad de ignición inmediata para cada tipo de orificio de liberación.

Tamaño del orificio de liberación	$poi_{v,n}^{AIT}$	$poi_{v,n}^{amb}$	T_s [K]	AIT [K]	C_{16}	$poi_{v,n}$
1	1	0,500	354,26	810	30,89	0,7075
2	1	0,500	354,26	810	30,89	0,7075
3	1	0,100	354,26	810	30,89	0,4735
4	1	0,100	354,26	810	30,89	0,4735

4.2.8.1.3 Probabilidad de un VCE (vapor cloud explosion) versus Flash Fire en una ignición retardada

Para vapores, la probabilidad de VCE dado un incendio retardado, $pvcedi_{v,n}$, puede ser obtenida de Tabla 4.35.

Dado el valor de probabilidad de VCE, la probabilidad de flash fire es:

$$pfddi_{v,n} = 1 - pvcedi_{v,n}$$

Ecuación 4.35

En la Tabla 4.37 se muestran los resultados obtenidos de probabilidad de VCE y flash fire dada una ignición retardada.

Tabla 4.37. Probabilidad de VCE y flash fire dada una ignición retrasada.

Probabilidad dada una ignición retrasada		
Tamaño del orificio	VCE	Flash Fire
1	0.5	0.5
2	0.5	0.5

Probabilidad dada una ignición retrasada		
Tamaño del orificio	VCE	Flash Fire
3	0.25	0.75
4	0.25	0.75

4.2.8.1.4 Probabilidad de Fireball en una ignición instantánea

Los *Fireball* ocurren como resultado de una ignición de un vapor instantánea o una liberación de dos fases al romperse un componente. La probabilidad se puede determinar usando la Ecuación 4.36.

$pf_{bii} = 1.0$ para lanzamiento instantáneo en vapor o en 2 fases.

$pf_{bii} = 0.0$ para el resto de los casos.

Ecuación 4.36

4.2.8.1.5 Resultado del árbol de eventos

Como resultado de los cálculos anteriores, se obtienen los siguientes gráficos, donde se aprecian los árboles de evento con la probabilidad de cada consecuencia inflamable según el tipo de orificio de liberación.

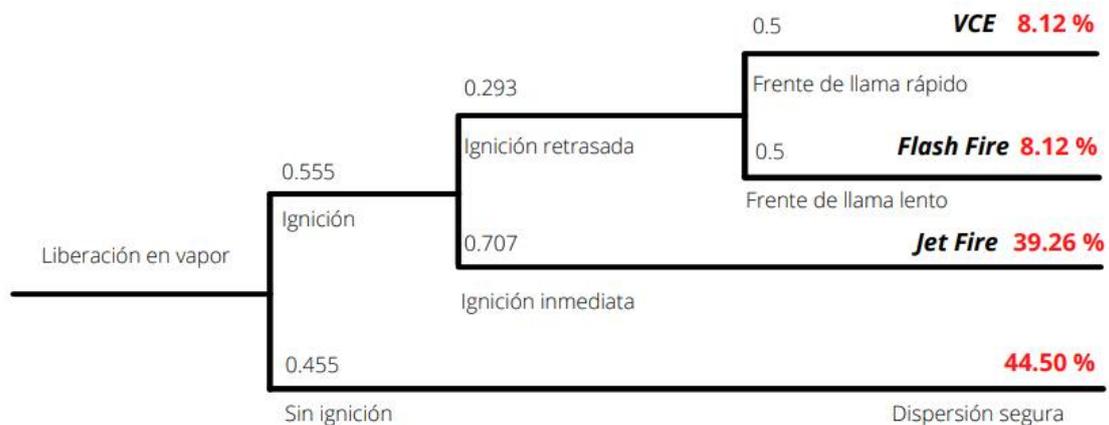


Figura 4.1. Árbol de eventos orificio pequeño.



Figura 4.2. Árbol de eventos orificio mediano.

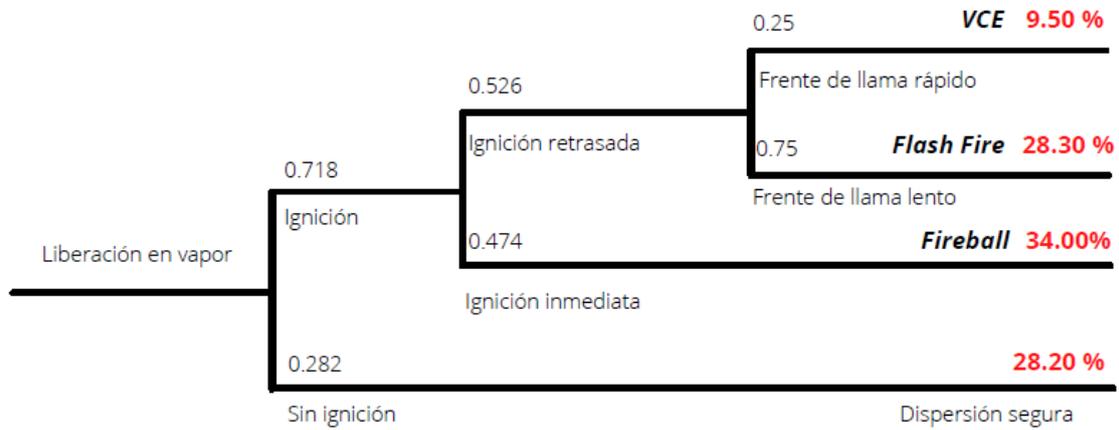


Figura 4.3. Árbol de eventos orificio grande.

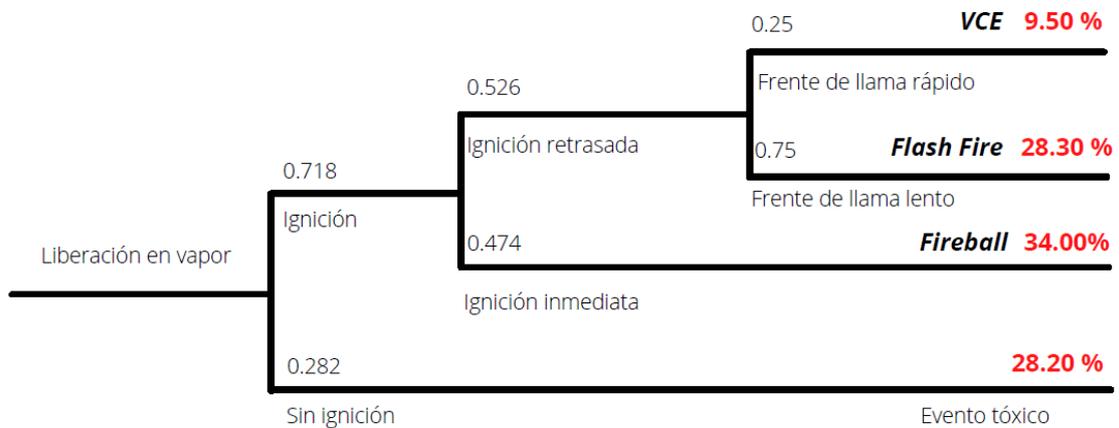


Figura 4.4. Árbol de eventos caso de ruptura.

4.2.8.2 Jet Fire

Los *jet fire* ocurren como resultado de la ignición inmediata de un fluido inflamable desde un recipiente o tuberías de proceso presurizadas, desarrollando un agujero. El principal efecto perjudicial es el flujo de calor producido.

El método de cálculo implica estimar la longitud de llama del *jet fire* y el flujo de calor radiante a distancias de la fuente del jet.

La distancia a la cual la radiación térmica del *Jet fire* calculada es igual al límite de radiación térmica especificada por el analista de riesgos (para personal 12.6 kW/m² y para equipos 37.8 kW/m²) proporciona el radio de consecuencias. Para un cálculo más conservativo, se supone que el *jet fire* surge verticalmente desde un punto ubicado en la superficie.

4.2.8.2.1 Energía irradiada de un Jet Fire

La cantidad de energía irradiada que realmente alcanza un objetivo en algún lugar alejado del *jet fire* es función de las condiciones atmosféricas, así como del factor de visión de radiación entre la fuente y el objetivo.

El flujo térmico se puede calcular de la siguiente manera:

$$Q_{rad_n}^{jet} = C_{14} * \beta * W_n^{jet} * HC_v$$

Ecuación 4.37

Donde β es la fracción de combustión irradiada y HC_v es el calor de combustión del vapor.

4.2.8.2.2 Distancia segura y Área de Consecuencia de un Jet Fire

El flujo térmico recibido se puede calcular con las siguientes expresiones:

$$I_{th_n}^{jet} = \tau_{atm,n} * Q_{rad_n}^{jet} * Fp_n$$

Ecuación 4.38

Donde Fp_n es el factor de vista, y $\tau_{atm,n}$ es la transmisibilidad atmosférica. Pueden calcularse mediante las siguientes ecuaciones.

$$Fp_n = \frac{1}{4 \pi * x S_n^2}$$

Ecuación 4.39

$$\tau_{atm,n} = C_{19} * (P_w * x S_n)^{-0.09}$$

Ecuación 4.40

La presión parcial atmosférica, P_w puede ser calculada con la Ecuación 4.41.

$$P_w = C_{20} * (RH) * e^{\left[14.4114 - \left(\frac{C_{21}}{T_{atm}}\right)\right]}$$

Ecuación 4.41

Tanto la transmisibilidad atmosférica, $\tau_{atm,n}$, como el factor de visión, Fp_n , son funciones de la distancia entre la fuente de llama y el objetivo, x_{s_n} . Se requiere un enfoque iterativo para determinar la distancia aceptable desde el *jet fire* y el área de consecuencia resultante.

Una vez determinadas las distancias seguras, tanto para daños a equipos como al personal, $x_{s_{cmd,n}}^{jet}$ y $x_{s_{inj,n}}^{jet}$, se utiliza la Ecuación 4.42 y Ecuación 4.43 para determinar el área de consecuencia.

$$CA_{cmd,n}^{jet} = \pi * x_{s_{cmd,n}}^{jet\ 2}$$

Ecuación 4.42

$$CA_{inj,n}^{jet} = \pi * x_{s_{inj,n}}^{jet\ 2}$$

Ecuación 4.43

1.1.1.1.1 Cálculo de Área de Consecuencias de un Jet Fire

Para obtener el área de consecuencia de un *jet fire* se deberá seguir la secuencia de pasos descripta a continuación:

- 1) Calcular la cantidad de calor irradiado, $Q_{rad,n}^{jet}$, usando la Ecuación 4.37.
- 2) Utilizando 37,8 kW/m² como flujo térmico máximo permitido para los componentes, y 12,6 kW/m² para el personal, calcule las distancias seguras, $x_{s_{cmd,n}}^{jet}$ y $x_{s_{inj,n}}^{jet}$, con 4 secuencias de iteración:
 - A) Estime una distancia aceptable del jet, $x_{s_n}^{jet}$.
 - B) Calcule la transmisibilidad atmosférica, $\tau_{atm,n}$ y el factor de vista, Fp_n , utilizando la, Ecuación 4.39, Ecuación 4.40 y Ecuación 4.41.
 - C) Calcular el flujo térmico recibido por el jet, Ith_n^{jet} , y compararlos con los límites.
 - D) Repetir el procedimiento hasta encontrar las distancias seguras que se ajusten a los límites.

En la Tabla 4.38, se presentan las diferentes variables puestas en juego en el cálculo, junto con sus valores y su denominación.

Tabla 4.38. Valores de incógnitas obtenidos para el cálculo del área de consecuencia del jet fire.

Variable	Denominación	Valor
C ₁₄	Constante, adimensional	1
β	Fracción de energía de combustión irradiada por la llama	0,35
HC _v	Calor de combustión del vapor	55528000 [J/kg]
W ₁ ^{jet}	Tasa de liberación en forma de Jet, orificio 1	0,20 [kg/s]
W ₂ ^{jet}	Tasa de liberación en forma de Jet, orificio 2	3,07 [kg/s]
C ₁₉	Constante	1,085 [(kPa*m) ^{0,092}]

Variable	Denominación	Valor
P_w	Presión parcial atmosférica del agua	1,988 [kPa]
C_{20}	Constante	1,013 [kPa]
RH	Humedad relativa atmosférica	70,25 %
C_{21}	Constante	5328 [°K]
T_{atm}	Temperatura atmosférica	296,18 [°K]

Luego de iterar repetidas veces, se encontraron los valores de x_{s_n} que mejor se ajustaron a los límites. A continuación, se presenta una tabla con los resultados de las ecuaciones planteadas. Hay que tener en cuenta que el evento de *jet fire* ocurre únicamente en presencia de una ignición inmediata en una liberación continua. Por lo tanto, solo ocurrirá en los tamaños de orificios 1 y 2.

Tabla 4.39. Valores de ecuaciones obtenidos para el cálculo del área de consecuencia por *jet fire*.

Variable	Denominación	Valor
$x_{S_{cmd},1}$	Distancia segura: equipos, orificio 1	3,146 [m]
$x_{S_{cmd},2}$	Distancia segura: equipos, orificio 2	11,59 [m]
$x_{S_{inj},1}$	Distancia segura: lesiones personales, orificio 1	5,33 [m]
$x_{S_{inj},2}$	Distancia segura: lesiones personales, orificio 2	19,6 [m]
$Q_{rad_{cmd},1}^{jet}$	Energía irradiada del jet: equipos, orificio 1	3070 [kW]
$Q_{rad_{cmd},2}^{jet}$	Energía irradiada del jet: equipos, orificio 2	46847 [kW]
$Q_{rad_{inj},1}^{jet}$	Energía irradiada del jet: lesiones personales, orificio 1	3070 [kW]
$Q_{rad_{inj},2}^{jet}$	Energía irradiada del jet: lesiones personales, orificio 2	46847 [kW]
$Fp_{cmd,1}$	Factor de vista para una fuente puntual: equipos, orificio 1	0,0080
$Fp_{cmd,2}$	Factor de vista para una fuente puntual: equipos, orificio 2	0,0006
$Fp_{inj,1}$	Factor de vista para una fuente puntual: lesiones personales, orificio 1	0,0028
$Fp_{inj,2}$	Factor de vista para una fuente puntual: lesiones personales, orificio 2	0,0002
$\tau_{atm,cmd,1}$	Transmisibilidad atmosférica: equipos, orificio 1	1,53
$\tau_{atm,cmd,2}$	Transmisibilidad atmosférica: equipos, orificio 2	1,36
$\tau_{atm,inj,1}$	Transmisibilidad atmosférica: lesiones personales, orificio 1	1,46
$\tau_{atm,inj,2}$	Transmisibilidad atmosférica: lesiones personales, orificio 2	1,30
$I_{th_{cmd},1}^{jet}$	Flujo radiante recibido: equipos, orificio 1	37,78 [kW/m ²]
$I_{th_{cmd},2}^{jet}$	Flujo radiante recibido: equipos, orificio 2	37,77 [kW/m ²]
$I_{th_{inj},1}^{jet}$	Flujo radiante recibido: lesiones personales, orificio 1	12,55 [kW/m ²]
$I_{th_{inj},2}^{jet}$	Flujo radiante recibido: lesiones personales, orificio 2	12,60 [kW/m ²]

En la Tabla 4.40 presentada a continuación, se muestran los resultados finales de las áreas de consecuencia para cada orificio.

Tabla 4.40. Resultados obtenidos de área de consecuencia por jet fire.

Variable	Denominación	Valor
$CA_{cmd,1}^{jet}$	Área de consecuencia de jet fire: equipos, orificio 1	31 [m ²]
$CA_{cmd,2}^{jet}$	Área de consecuencia de Jet Fire: equipos, orificio 2	422 [m ²]
$CA_{inj,1}^{jet}$	Área de consecuencia de Jet Fire: lesiones personales, orificio 1	89 [m ²]
$CA_{inj,2}^{jet}$	Área de consecuencia de jet fire: lesiones personales, orificio 2	1207 [m ²]

En la Imagen 4.6 se muestran las áreas de consecuencia, tanto para lesiones al personal como a equipos, para los orificios de liberación 1 y 2 por jet fire.



Imagen 4.6. Área de consecuencia por jet fire de lesiones al personal y equipos para orificios 1 y 2.

4.2.8.3 Fireball

Los *fireball* resultan del encendido inmediato de un líquido-vapor inflamable y sobrecalentado. Siempre ocurren en combinaciones con una explosión física o BLEVE (*Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion*). Para determinar el flujo de calor se deben considerar 4 factores: la masa de fluido inflamable, diámetro de la bola de fuego, duración y potencia térmica emisiva. El parámetro principal es la masa de fluido inflamable $mass_{fb}$, y se calcula a partir de la Ecuación 4.44.

$$mass_{fb} = mfrac^{flam} * mass_{avail,n}$$

Ecuación 4.44

4.2.8.3.1 Duración y tamaño de un Fireball

El diámetro del *fireball* es una función de la masa inflamable y se determina como:

$$Dmax_{fb} = C_{22} * mass_{fb}^{0.333}$$

Ecuación 4.45

La altura de centro del *fireball* se puede estimar a partir de:

$$H_{fb} = 0.75 * Dmax_{fb}$$

Ecuación 4.46

La duración del *fireball* también es función de la masa:

$$t_{fb} = C_{23} * mass_{fb}^{0.333} \quad \text{Para } mass_{fb} \leq 29937 \text{ kg}$$

$$t_{fb} = C_{24} * mass_{fb}^{0.167} \quad \text{Para } mass_{fb} > 29937 \text{ kg}$$

Ecuación 4.47

4.2.8.3.2 Energía irradiada por un Fireball

La cantidad de energía irradiada por la bola de fuego es función de su potencia total de combustión, Ecuación 4.48. La fracción del poder de combustión total que se irradia, β_{fb} , se encuentra entre 0.25 y 0.4. Se puede calcular mediante la Ecuación 4.49.

$$Qrad^{fball} = \frac{C_{14} * \beta_{fb} * mass_{fb} * HC_l}{\pi * Dmax_{fb}^2 * t_{fb}}$$

Ecuación 4.48

$$\beta_{fb} = C_{25} * P_B^{0.32}$$

Ecuación 4.49

La presión de explosión, P_B , se puede asumir como la presión de operación.

4.2.8.3.3 Distancia segura y Área de Consecuencia de un Fireball

La cantidad de energía irradiada que realmente alcanza un objetivo es función de las condiciones atmosféricas, así como el factor de visión de radiación entre la fuente y el objetivo. (Ecuación 4.50).

$$Ith^{fball} = \tau_{atm} * Qrad^{fball} * F_{sph}$$

Ecuación 4.50

Para un *fireball*, se usa el modelo esférico para el factor de vista geométrica:

$$F_{sph} = \frac{(Dmax_{fb})^2}{4 C_{fb}^2}$$

Ecuación 4.51

Donde:

$$C_{fb} = \sqrt{\left(\frac{D_{max_{fb}}}{2.0}\right)^2 + \left(\frac{x_{S^{fball}}}{2.0}\right)^2}$$

Ecuación 4.52

Como la transmisibilidad atmosférica y el factor de visión son función de $x_{S^{fball}}$ se debe iterar al igual que en el caso de *jet fire*.

$$CA_{cmd}^{fball} = \pi * (x_{S_{cmd}^{fball}})^2$$

$$CA_{inj}^{fball} = \pi * (x_{S_{inj}^{fball}})^2$$

Ecuación 4.53

4.2.8.3.4 Cálculo de Área de Consecuencia de un Fireball

Para obtener el área de consecuencia de un *fireball* se deberá seguir la secuencia de pasos descrita a continuación:

- 1) Determinar la masa inflamable del fluido contenido en el equipo usando la Ecuación 4.44.
- 2) Calcular el diámetro máximo, $D_{max_{fb}}$, y la altura al centro, H_{fb} , con la Ecuación 4.45 Ecuación 4.46.
- 3) Calcular la duración del Fireball, t_{fb} , con la Ecuación 4.47.
- 4) Calcular la cantidad de energía irradiada por el Fireball, Q_{rad}^{fball} , con la Ecuación 4.48.
- 5) Utilizando 37,8 kW/m² como flujo térmico máximo permitido para los componentes, y 12,6 kW/m² para el personal, calcule las distancias seguras, $x_{S_{cmd.n}^{fball}}$ y $x_{S_{inj.n}^{fball}}$, con 4 pasos iterativos:
 - A) Estime una distancia aceptable del Fireball, $x_{S^{fball}}$.
 - B) Calcule la transmisibilidad atmosférica, τ_{atm} empleando la Ecuación 4.40 (utilizando como distancia segura X_s la estimada en el paso A), y el factor de vista, F_{sph} , utilizando la Ecuación 4.51 y Ecuación 4.52.
 - C) Calcular el flujo térmico recibido del Fireball, I_{th}^{fball} , y compararlos con los límites.
 - D) Repetir el procedimiento hasta encontrar las distancias seguras que se ajusten a los límites.

En la Tabla 4.41, se presentan las diferentes variables puestas en juego en el cálculo, junto con sus valores y su denominación.

Tabla 4.41. Valores de incógnitas obtenidos para el cálculo del área de consecuencia del fireball.

Variable	Denominación	Valor
C_{14}	Constante, adimensional	1
$mass_{avail,3}$	Masa disponible, orificio 3	6773 [kg]
$mass_{avail,4}$	Masa disponible, orificio 4	6773 [kg]
$mfrac^{flam}$	Fracción de masa inflamable	0,8425
C_{19}	Constante	1,085 [(kPa*m) ^{0.092}]
C_{20}	Constante	1,013 [kPa]
C_{21}	Constante	5328 [K]
C_{22}	Constante	5,8 [s/kg ^{0.333}]
C_{23}	Constante	0,45 [s/kg ^{0.333}]
C_{24}	Constante	2,6 [s/kg ^{0.333}]
P_w	Presión parcial atmosférica del agua	1,988 [kPa]
RH	Humedad relativa atmosférica	70,25 %
HC_l	Calor de combustión del líquido	55528 [KJ/kg]
T_{atm}	Temperatura atmosférica	296,18 [°K]
B_{fb}	Fracción de energía irradiada por un Fireball	0,4

El esquema iterativo se realiza tanto para el tamaño de orificio 3 y 4, dado que el Fireball ocurre a partir de una ignición inmediata con una liberación instantánea. En la tabla presentada a continuación, se pueden observar los resultados obtenidos para las ecuaciones anteriores.

Tabla 4.42. Valores de ecuaciones obtenidos para el cálculo del área de consecuencia por fireball.

Variable	Denominación	Valor
$X_{Scmd,3}$	Distancia segura: equipos, orificio 3	3,146 [m]
$X_{Scmd,4}$	Distancia segura: equipos, orificio 4	11,59 [m]
$x_{Sinj,3}$	Distancia segura: lesiones personales, orificio 3	5,33 [m]
$x_{Sinj,4}$	Distancia segura: lesiones personales, orificio 4	19,6 [m]
$mass_{fb,3}$	Masa inflamable, orificio 3	5706 [kg]
$mass_{fb,4}$	Masa inflamable, orificio 4	5706 [kg]
$D_{maxfb,3}$	Diámetro máximo del <i>fireball</i> , orificio 3	81,57 [m]
$D_{maxfb,4}$	Diámetro máximo del <i>fireball</i> , orificio 4	81,57 [m]
$H_{fb,3}$	Altura del centro del <i>fireball</i> , orificio 3	61,18 [m]
$H_{fb,4}$	Altura del centro del <i>fireball</i> , orificio 4	61,18 [m]
$T_{fb,3}$	Duración del <i>fireball</i> , orificio 3	6,33 [s]
$T_{fb,4}$	Duración del <i>fireball</i> , orificio 4	6,33 [s]
$Q_{radcmd,1}^{fball}$	Energía irradiada del <i>fireball</i> : equipos, orificio 3	471 [kW]
$Q_{radcmd,2}^{fball}$	Energía irradiada del <i>fireball</i> : equipos, orificio 4	471 [kW]
$Q_{radinj,1}^{fball}$	Energía irradiada del <i>fireball</i> : lesiones personales, orificio 3	471 [kW]
$Q_{radinj,2}^{fball}$	Energía irradiada del <i>fireball</i> : lesiones personales, orificio 4	471 [kW]
$C_{fb,cmd,3}$	Distancia desde el centro del <i>fireball</i> al objetivo: equipos, orificio 3	145,51 [m]

Variable	Denominación	Valor
$C_{fb,cmd,4}$	Distancia desde el centro del <i>fireball</i> al objetivo: equipos, orificio 4	145,51 [m]
$C_{fb,inj,3}$	Distancia desde el centro del <i>fireball</i> al objetivo: lesiones personales, orificio 3	245,85 [m]
$C_{fb,inj,3}$	Distancia desde el centro del <i>fireball</i> al objetivo: lesiones personales, orificio 4	245,85 [m]
$Fsph_{cmd,3}$	Factor de vista para un modelo esférico: equipos, orificio 3	0,0786
$Fsph_{cmd,4}$	Factor de vista para un modelo esférico: equipos, orificio 4	0,0786
$Fsph_{inj,3}$	Factor de vista para un modelo esférico: lesiones personales, orificio 3	0,0275
$Fsph_{inj,4}$	Factor de vista para un modelo esférico: lesiones personales, orificio 4	0,0275
$\tau_{atm,cmd,3}$	Transmisibilidad atmosférica: equipos, orificio 3	1,022
$\tau_{atm,cmd,4}$	Transmisibilidad atmosférica: equipos, orificio 4	1,022
$\tau_{atm,inj,3}$	Transmisibilidad atmosférica: lesiones personales, orificio 3	0,973
$\tau_{atm,inj,4}$	Transmisibilidad atmosférica: lesiones personales, orificio 4	0,973
$lth_{cmd,3}^{fball}$	Flujo radiante recibido: equipos, orificio 1	37,79 [kW/m ²]
$lth_{cmd,4}^{fball}$	Flujo radiante recibido: equipos, orificio 2	37,99 [kW/m ²]
$lth_{inj,3}^{fball}$	Flujo radiante recibido: lesiones personales, orificio 1	12,60 [kW/m ²]
$lth_{inj,4}^{fball}$	Flujo radiante recibido: lesiones personales, orificio 2	12,60 [kW/m ²]

En la Tabla 4.43 presentada a continuación, se muestran los resultados finales de las áreas de consecuencia para cada orificio.

Tabla 4.43. Resultados obtenidos de área de consecuencia por *fireball*.

Variable	Denominación	Valor
$CA_{cmd,4}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> : equipos, orificio 3	245159 [m ²]
$CA_{cmd,3}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> : equipos, orificio 4	245159 [m ²]
$CA_{inj,3}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> : lesiones personales, orificio 3	738616 [m ²]
$CA_{inj,4}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> : lesiones personales, orificio 4	738616 [m ²]

En la Imagen 4.7 se muestra el área de consecuencia de *fireball* tanto para lesiones al personal como a equipos para los orificios de liberación 3 y 4. Ambas coinciden.



Imagen 4.7. Área de consecuencia por fireball de lesiones al personal y equipos para orificios 3 y 4.

4.2.8.4 Vapor Cloud Explosion

Para que ocurra un VCE, el material liberado debe formar una mezcla parcial de nube de vapor, que contenga la concentración de vapor por encima del límite de la inflamabilidad. La nube luego encuentra una fuente de ignición y explota.

Dentro de los parámetros que afectan el comportamiento de los VCE se hallan:

- Continuidad del material liberado
- Fracción del material vaporizado
- Probabilidad de ignición de la nube.
- Probabilidad de explosión en el lugar de encendido
- Existencia de un umbral en la cantidad de material
- Eficiencia de la explosión
- Ubicación de la fuente de ignición

4.2.8.4.1 Fuente de vapor

La fuente de vapor inflamable para la explosión puede provenir de una descarga tipo jet o una evaporación de una piscina líquida.

4.2.8.4.2 Cantidad de material inflamable

Para evaluar los efectos de un VCE hay que determinar la cantidad de material inflamable que hay en la nube de origen. La masa es una fracción de la tasa de liberación, la dispersión atmosférica de la nube y el tiempo de ignición.

El cálculo de la masa de material inflamable dentro de la nube nos trae aparejado un inconveniente para su cálculo. El software libre empleado para simular y realizar el análisis de dispersión de nubes no arroja un valor de su masa, sino, el área en la cual se supera un límite de sobrepresión preestablecido. Para salvar este inconveniente se recurrió a una alteración en la secuencia de pasos descriptas para su cálculo, siempre manteniéndose bajo los estándares delineados por la norma API RP 581.

4.2.8.4.3 Cálculo de Área de consecuencia por VCE

En primer término, se estableció los valores admisibles de sobrepresión máxima para daños a equipos y personal. Estos fueron aportados por la norma y se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 4.44. Valores de sobrepresión admisible para daños al personal y equipos según API RP 581.

Variable	Denominación	Valor
$P_{cmd,max}$	Límite de sobrepresión máxima para daños a equipos	34,5 kPa
$P_{inj,max}$	Límite de sobrepresión máxima para daños al personal	19,2 kPa

Luego se realizó un análisis de dispersión de nubes con el software libre ALOHA para cada orificio de liberación. Como variables de entrada, se predeterminaron los valores de sobrepresión antes descriptos y la velocidad de liberación según el tamaño del orificio. También, se setearon las condiciones climáticas promedio, la duración de la liberación y la ubicación geográfica de la torre en cuanto su longitud y latitud.

Los valores obtenidos de área de consecuencia para cada orificio de liberación son:

Tabla 4.45. Resultados de áreas de consecuencia tanto para daños al personal como equipos para tipo de orificio de liberación.

Variable	Denominación	Valor
$CA_{inj,1}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: lesiones personales, orificio 1	424 [m ²]
$CA_{inj,2}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: lesiones personales, orificio 2	6453 [m ²]
$CA_{inj,3}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: lesiones personales, orificio 3	92781 [m ²]
$CA_{inj,4}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: lesiones personales, orificio 4	92781 [m ²]
$CA_{cmd,1}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: equipos, orificio 1	202 [m ²]
$CA_{cmd,2}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: equipos, orificio 2	2859 [m ²]
$CA_{cmd,3}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: equipos, orificio 3	40995 [m ²]
$CA_{cmd,4}^{VCE}$	Área de consecuencia de VCE: equipos, orificio 4	40995 [m ²]

En la Imagen 4.8 y Imagen 4.9 se muestran las áreas alcanzadas por la onda de sobrepresión máxima admisible para daños a componentes y personal según el tipo de orificio de liberación del evento.



Imagen 4.8. Áreas de consecuencia para lesiones al persona y componentes para orificios 1 y 2, por VCE.



Imagen 4.9. Área de consecuencia para lesiones al persona y componentes para orificios 3 y 4, por VCE.

4.2.8.5 Flash Fire

Los *flash fires*, o incendios repentinos, puede ocurrir como resultado de una ignición retardada de una nube de vapor. La fuente de esta última podría ser una liberación de vapor, un jet bifásico o la evaporación de una piscina de líquido inflamable sin encender. Se requiere un modelo de dispersión de nubes para evaluar su extensión, para conocer la cantidad de material inflamable y el área cubierta por esta masa combustible.

4.2.8.5.1 Área de consecuencia de un flash fire

Un *flash fire* es una deflagración (no una detonación), sin embargo, a diferencia de los *VCE*, la velocidad de la llama es relativamente lenta y no se producen ondas expansivas. Los *flash fire* son mucho más comunes que los *VCE* y no duran más de unas pocas décimas de segundo.

A diferencia de los *pool fire* y *jet fire* (ambos de ignición inmediata), los *flash fire* no necesitan considerar los efectos de radiación fuera del límite del fuego, ya que el proceso de combustión es de corta duración y de intensidad relativamente baja. El área de consecuencia para el personal, $CA_{inj,n}^{flash}$ es simplemente el límite de la nube inflamable. Como regla general el área de consecuencia asociada al daño de un componente del equipo por *flash fire*, se limita al 25% del área para lesiones graves al personal tal cual se muestra en la Ecuación 4.54.

$$CA_{cmd,n}^{flash} = 0.25 * CA_{inj,n}^{flash}$$

Ecuación 4.54

4.2.8.5.2 Cálculo de área de consecuencia de un Flash Fire

Para obtener el área de consecuencia de un *flash fire* se deberá seguir la secuencia de pasos descripta a continuación:

- 1) Usando el área y la tasa de fuente de vapor, realizar un análisis de dispersión de nubes y determinar el límite de la nube que está por encima del *LFL* (*lower flammable limit*) de la mezcla. Este valor es el área de consecuencia de lesiones personales, $CA_{inj,n}^{flash}$.
- 2) El área de consecuencia de daño al componente por un *flash fire*, $CA_{cmd,n}^{flash}$, es el 25% del área de consecuencia de lesiones graves al personal, $CA_{inj,n}^{flash}$.

Se realizó un análisis de dispersión de nubes a través de un software, y se determinó la porción de nube que se encuentra por encima del *LFL* y por debajo del *UFL* (*upper flammable limit*) de la mezcla. El estudio se realizó para cada orificio de liberación, con la particularidad de que tanto en el orificio 1 como en el 2, el área de consecuencia es 0 ya que la concentración esta fuera del rango entre los límites de inflamabilidad. En la siguiente tabla se observan los resultados de las áreas:

Tabla 4.46. Áreas de consecuencia de lesiones al personal y componentes por flash fire para cada tipo de orificio de liberación.

Variable	Denominación	Valor
$CA_{inj,1}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : lesiones personales, orificio 1	0 [m ²]
$CA_{inj,2}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : lesiones personales, orificio 2	0 [m ²]
$CA_{inj,3}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : lesiones personales, orificio 3	917 [m ²]
$CA_{inj,4}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : lesiones personales, orificio 4	917 [m ²]
$CA_{cmd,1}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : equipos, orificio 1	0 [m ²]
$CA_{cmd,2}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : equipos, orificio 2	0 [m ²]
$CA_{cmd,3}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : equipos, orificio 3	229 [m ²]
$CA_{cmd,4}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> : equipos, orificio 4	229 [m ²]

En la Imagen 4.10 se muestra el área de lesiones personales, que representa la superficie donde se supera el límite de inflamabilidad inferior. También se encuentra destacada el área de daños a componentes, que por definición de la norma es un 25% del área de lesiones personales.



Imagen 4.10. Área de consecuencia para flash fire según orificios 3 y 4, tanto para daños al personal como a componentes.

4.2.8.6 Determinación de la consecuencia inflamable para cada orificio de liberación

Para cada tamaño de orificio de liberación seleccionado, el área de consecuencia inflamable se calcula como un área de consecuencia ponderada por la probabilidad de todos los eventos

potenciales en el árbol de eventos. Para daños a componentes, emplear la Ecuación 4.55; para lesiones del personal utilizar la Ecuación 4.56.

$$CA_{cmd,n}^{flam} = (ppool_n * CA_{cmd,n}^{pool} + pjet_n * CA_{cmd,n}^{jet} + pfball_n * CA_{cmd}^{fball} + pvce_n * CA_{cmd,n}^{vce} + pflash_n * CA_{cmd,n}^{flash})$$

Ecuación 4.55

$$CA_{inj,n}^{flam} = (ppool_n * CA_{inj,n}^{pool} + pjet_n * CA_{inj,n}^{jet} + pfball_n * CA_{inj}^{fball} + pvce_n * CA_{inj,n}^{vce} + pflash_n * CA_{inj,n}^{flash})$$

Ecuación 4.56

A continuación, se presentan tablas (Tabla 4.47, Tabla 4.48, Tabla 4.49 y Tabla 4.50) con las variables involucradas en los cálculos para cada orificio de liberación, que serán empleados en las ecuaciones anteriores.

Tabla 4.47. Área de consecuencia y probabilidad de ocurrencia de cada evento probable con tipo de orificio de liberación 1.

Evento	Variable	Denominación	Valor
Jet fire	pjet ₁	Probabilidad de Jet fire	0,3926
	CA _{cmd,1} ^{jet}	Área de consecuencia de Jet fire para equipos	31 [m ²]
	CA _{inj,1} ^{jet}	Área de consecuencia de Jet fire para lesiones al personal	89 [m ²]
Fireball	pfball ₁	Probabilidad de fireball	0
	CA _{cmd,1} ^{fball}	Área de consecuencia de fireball para equipos	0 [m ²]
	CA _{inj,1} ^{fball}	Área de consecuencia de fireball para lesiones al personal	0 [m ²]
VCE	pvce ₁	Probabilidad de VCE	0,0812
	CA _{cmd,1} ^{vce}	Área de consecuencia de VCE para equipos	202 [m ²]
	CA _{inj,1} ^{vce}	Área de consecuencia de VCE para lesiones al personal	424 [m ²]
Flash fire	pflash ₁	Probabilidad de flash fire	0,0812
	CA _{cmd,1} ^{flash}	Área de consecuencia de flash fire para equipos	0 [m ²]
	CA _{inj,1} ^{flash}	Área de consecuencia de flash fire para lesiones al personal	0 [m ²]

Tabla 4.48. Área de consecuencia y probabilidad de ocurrencia de cada evento probable con tipo de orificio de liberación 2.

Evento	Variable	Denominación	Valor
Jet fire	pjet ₂	Probabilidad de Jet fire	0,4441
	CA _{cmd,2} ^{jet}	Área de consecuencia de Jet fire para equipos	422 [m ²]
	CA _{inj,2} ^{jet}	Área de consecuencia de Jet fire para lesiones al personal	1207 [m ²]
Fireball	pfball ₂	Probabilidad de fireball	0
	CA _{cmd,2} ^{fball}	Área de consecuencia de fireball para equipos	0 [m ²]

Evento	Variable	Denominación	Valor
	$CA_{inj,2}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> para lesiones al personal	0 [m ²]
VCE	$pvce_2$	Probabilidad de VCE	0.092
	$CA_{cmd,2}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para equipos	2859 [m ²]
	$CA_{inj,2}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para lesiones al personal	6453 [m ²]
Flash fire	$pflash_2$	Probabilidad de <i>flash fire</i>	0,092
	$CA_{cmd,2}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para equipos	0 [m ²]
	$CA_{inj,2}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para lesiones al personal	0 [m ²]

Tabla 4.49. Área de consecuencia y probabilidad de ocurrencia de cada evento probable con tipo de orificio de liberación 3.

Evento	Variable	Denominación	Valor
Jet fire	$pjet_3$	Probabilidad de <i>Jet fire</i>	0
	$CA_{cmd,3}^{jet}$	Área de consecuencia de <i>Jet fire</i> para equipos	0 [m ²]
	$CA_{inj,3}^{jet}$	Área de consecuencia de <i>Jet fire</i> para lesiones al personal	0 [m ²]
Fireball	$pfball_3$	Probabilidad de <i>fireball</i>	0,3401
	$CA_{cmd,3}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> para equipos	245159 [m ²]
	$CA_{inj,3}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> para lesiones al personal	738616 [m ²]
VCE	$pvce_3$	Probabilidad de VCE	0,0944
	$CA_{cmd,3}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para equipos	40995 [m ²]
	$CA_{inj,3}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para lesiones al personal	92781 [m ²]
Flash fire	$pflash_3$	Probabilidad de <i>flash fire</i>	0,2831
	$CA_{cmd,3}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para equipos	229 [m ²]
	$CA_{inj,3}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para lesiones al personal	917 [m ²]

Tabla 4.50. Área de consecuencia y probabilidad de ocurrencia de cada evento probable con tipo de orificio de liberación 4.

Evento	Variable	Denominación	Valor
Jet fire	$pjet_4$	Probabilidad de <i>Jet fire</i>	0
	$CA_{cmd,4}^{jet}$	Área de consecuencia de <i>Jet fire</i> para equipos	0 [m ²]
	$CA_{inj,4}^{jet}$	Área de consecuencia de <i>Jet fire</i> para lesiones al personal	0 [m ²]
Fireball	$pfball_4$	Probabilidad de <i>fireball</i>	0,3401
	$CA_{cmd,4}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> para equipos	245159 [m ²]
	$CA_{inj,4}^{fball}$	Área de consecuencia de <i>fireball</i> para lesiones al personal	738616 [m ²]
VCE	$pvce_4$	Probabilidad de VCE	0,0944
	$CA_{cmd,4}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para equipos	40995 [m ²]
	$CA_{inj,4}^{vce}$	Área de consecuencia de VCE para lesiones al personal	92781 [m ²]
	$pflash_4$	Probabilidad de <i>flash fire</i>	0,2831

Evento	Variable	Denominación	Valor
Flash fire	$CA_{cmd,4}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para equipos	229 [m ²]
	$CA_{inj,4}^{flash}$	Área de consecuencia de <i>flash fire</i> para lesiones al personal	917 [m ²]

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada orificio de liberación.

Tabla 4.51. Valores de área de consecuencia inflamable finales según el tipo de orificio de liberación.

Orificio	Variable	Denominación	Valor
Pequeño	$CA_{cmd,1}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: equipos, orificio 1	29 [m ²]
	$CA_{inj,1}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: lesiones personales, orificio 1	69 [m ²]
Mediano	$CA_{cmd,2}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: equipos, orificio 2	450 [m ²]
	$CA_{inj,2}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: lesiones personales, orificio 2	1130 [m ²]
Grande	$CA_{cmd,3}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: equipos, orificio 3	87313 [m ²]
	$CA_{inj,3}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: lesiones personales, orificio 3	260221 [m ²]
Ruptura	$CA_{cmd,4}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: equipos, orificio 4	87313 [m ²]
	$CA_{inj,4}^{flam}$	Área de consecuencia inflamable: lesiones personales, orificio 4	260221 [m ²]

4.2.8.7 Determinación de la consecuencia inflamable final

El área de consecuencia inflamable final se determina con un promedio ponderado de la probabilidad de las áreas de consecuencia inflamables individuales calculadas para cada tamaño de orificio de liberación. Para daños a componentes emplear la Ecuación 4.57; para lesiones del personal utilizar la Ecuación 4.57 y Ecuación 4.58.

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

Ecuación 4.57

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

Ecuación 4.58

Para el caso bajo estudio resulta:

Tabla 4.52. Área de consecuencia final inflamable para equipos y daños al personal.

Variable	Denominación	Valor
CA_{cmd}^{flam}	Área de consecuencia final Inflamable: daños a equipos	10483 [m ²]

Variable	Denominación	Valor
CA_{inj}^{flam}	Área de consecuencia final Inflamable: lesiones personales	22867 [m ²]

En la Imagen 4.11 se pone en evidencia las áreas de consecuencia. La más grande corresponde a lesiones al personal y la menor a daños en equipos.



Imagen 4.11. Área de consecuencia final para lesiones al personal (circunferencia grande) y daño a equipos (circunferencia chica).

4.2.9 Consecuencias tóxicas

El procedimiento de cálculo del área de consecuencia tóxica consiste en realizar un análisis de dispersión de nube para determinar el alcance y la duración de las porciones de nube que están por encima de los criterios máximos de impacto tóxico.

4.2.9.1 Criterio de impacto tóxico

La norma API 581 proporciona criterios de impacto tóxico para fluidos específicos tal cual se puede apreciar en la Tabla 4.53.

Cuando hay varios criterios publicados, como este caso, el área de consecuencia debe basarse en la siguiente priorización:

1. ERPG3, AEGL3 o TELL-3.
2. Función Probit o LC50.
3. IDLH o EPA

Tabla 4.53. Valores de criterios de impacto tóxicos para diversas sustancias provistos en la norma.

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	---	---	---	---	1,000
Bromine	-9.04	0.92	2.00	3	---	---	---	0.01	5
Carbon Monoxide	-37.98	3.70	1.00	1,200	1,700	600	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	76	60	50	---	100
Methanol	---	---	---	---	15,000	15,000	7,900	---	---
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	---	---	---	---	1,000
Sulphur Dioxide	-15.67	2.10	1.00	100	---	---	---	---	---
Toluene	-6.79	0.41	2.50	500	1,600	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 Section 4.9. In the Level 2 consequence analysis, all data can be considered for all other fluids and toxic impact criteria.

4.2.9.1.1 Acute Exposure Guideline Limit 3- AEGL3

Representa los valores de exposición para el público general frente a un período de emergencia comprendido entre 10 minutos, 30 minutos, 1 hora y 8 horas.

Además, hay 3 niveles para el cual el AEGL 3 es el mayor, donde por encima de esta concentración se producen efectos mortales e incluso la muerte.

4.2.9.2 Duración de la liberación

La posible consecuencia tóxica se estima utilizando tanto la duración como la tasa de liberación. En general, la duración de la fuga tóxica, ld_n^{tox} puede ser calculada por la Ecuación 4.59 para cada orificio de liberación:

$$ld_n^{tox} = \min \left[3600, \left\{ \frac{mass_n}{W_n} \right\}, \{60 * ld_{max,n}\} \right]$$

Ecuación 4.59

Los valores de $ld_{max,n}$ se puede obtener de la Tabla 4.54.

Tabla 4.54. Máxima duración de fuga según el tamaño del orificio y los sistemas de detección y aislamiento.

Detection System Rating	Isolation System Rating	Maximum Leak Duration, ld_{max}
A	A	20 minutes for 6.4 mm leaks 10 minutes for 25 mm leaks 5 minutes for 102 mm leaks
A	B	30 minutes for 6.4 mm leaks 20 minutes for 25 mm leaks 10 minutes for 102 mm leaks
A	C	40 minutes for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
B	A or B	40 minutes for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
B	C	1 hour for 6.4 mm leaks 30 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks
C	A, B or C	1 hour for 6.4 mm leaks 40 minutes for 25 mm leaks 20 minutes for 102 mm leaks

4.2.9.3 Probabilidad de evento tóxico

Si a partir de la liberación se obtiene un resultado inflamable, se supone que todo el material tóxico se consume y las consecuencias a raíz de ello son insignificantes. Caso contrario, si el material tóxico se dispersa, las consecuencias inflamables son nulas. Esto se muestra con la Ecuación 4.60, donde la probabilidad de un evento tóxico es igual a la de una liberación segura.

$$ptox_n = psafe_n$$

Ecuación 4.60

En caso de que ocurra una liberación de más de un producto tóxico, se evaluará individualmente cada uno y se considerará, el que tenga un área de consecuencia mayor.

4.2.9.4 Área de consecuencia de un evento tóxico

Los resultados de un análisis de dispersión de nubes proporcionan un área donde se supera las concentraciones permitidas CA_n^{cloud} . Se debe realizar el análisis para cada orificio de liberación. El área de consecuencias tóxicas de lesiones personales será:

$$CA_{inj,n}^{tox} = ptox_n * CA_n^{cloud}$$

Ecuación 4.61

Tener en cuenta que el componente tóxico es un porcentaje del total que se lanza, permitiendo así aumentar el valor permitido (Ecuación 4.62).

$$tox_{lim}^{mod} = \frac{tox_{lim}}{molfrac^{tox}}$$

Ecuación 4.62

4.2.9.5 Determinación del área de consecuencia tóxica final

El área de consecuencia tóxica final es un promedio ponderado de probabilidad tóxica individual para cada tamaño de orificio de liberación. Para su cálculo se muestra la Ecuación 4.63.

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

Ecuación 4.63

4.2.9.6 Cálculo del área de consecuencia tóxica

Para determinar el área de consecuencia toxica dada una liberación, se puede utilizar la siguiente secuencia de pasos:

- 1) Determinar la fracción molar del componente tóxico que se libera.
- 2) Calcular la duración de la liberación, ld_n^{tox} usando la Ecuación 4.59.
- 3) Determinar el criterio de impacto tóxico tox_{lim} y la duración asociada a cada uno.
- 4) Determinar el límite tóxico modificado, tox_{lim}^{mod} , usando la Ecuación 4.62.
- 5) Para cada tamaño de orificio y criterio tóxico del fluido disponible, usar la tasa de liberación para realizar un análisis de dispersión de nubes de acuerdo con esta sección.
- 6) A partir del análisis de dispersión de nubes, determine el límite de la nube que se encuentra por encima del criterio de exposición tóxica modificados establecidos en el paso 4. Esta es el área de nube tóxica, CA_n^{cloud} .
- 7) Para cada tamaño de orificio de liberación, determine la probabilidad de liberación tóxica, $ptox_n$ usando la Ecuación 4.60.
- 8) Para cada tamaño de orificio, calcular el área de consecuencia tóxica de lesión de personal $CA_{inj,n}^{tox}$ usando la Ecuación 4.61.
- 9) Calcular el área de consecuencia tóxica final de lesión de personal, CA_{inj}^{tox} usando la Ecuación 4.63.

En primero término, se procedió con el cálculo de las consecuencias tóxicas, teniendo las siguientes consideraciones:

- El fluido tóxico elegido para el modelado fue ácido sulfhídrico (H_2S), el cual representa un 7,675 % del total de mezcla. Este valor fue tenido en cuenta para calcular el límite tóxico modificado.
- El criterio de impacto tóxico utilizado fue AEGL3. Para el orificio 1 se empleó el AEGL3-30 debido a que la fuga tiene una duración de 30 minutos, mientras que para los demás se usó el AEGL3-10, ya que la liberación es menor a 10 minutos.

En la siguiente tabla, se presentan los valores de las diferentes variables utilizadas en el cálculo.

Tabla 4.55. Variables empleadas en el cálculo de la consecuencia toxica.

Variable	Denominación	Valor
W_1	Tasa de liberación, orificio 1	0,25 [kg/s]
W_2	Tasa de liberación, orificio 2	3,83 [kg/s]
W_3	Tasa de liberación, orificio 3	63,84 [kg/s]
W_4	Tasa de liberación, orificio 4	1011,40 [kg/s]
$mass_1$	Masa liberada, orificio 1	1101 [kg]
$mass_2$	Masa liberada, orificio 2	1746 [kg]
$mass_3$	Masa liberada, orificio 3	6773 [kg]
$mass_4$	Masa liberada, orificio 4	6773 [kg]
$Id_{max,1}$	Duración máxima de la liberación, orificio 1	1800 [s]
$Id_{max,2}$	Duración máxima de la liberación, orificio 2	1200 [s]
$Id_{max,3}$	Duración máxima de la liberación, orificio 3	600 [s]
$Id_{max,4}$	Duración máxima de la liberación, orificio 4	600 [s]
AEGL3-30	Acute Exposure Guideline Limit 3, 30 minutos	60 ppm
AEGL3-10	Acute Exposure Guideline Limit 3, 10 minutos	76 ppm
$molfrac^{tox}$	Fracción molar H_2S	0,07675
$ptox_1$	Probabilidad de evento tóxico, orificio 1	0,445
$ptox_2$	Probabilidad de evento tóxico, orificio 2	0,372
$ptox_3$	Probabilidad de evento tóxico, orificio 3	0,282
$ptox_4$	Probabilidad de evento tóxico, orificio 4	0,282

Con dichas variables, podemos realizar el cálculo de las ecuaciones presentadas en la sección, dando por resultado lo siguiente:

Tabla 4.56. Resultados obtenidos de la implementación de las ecuaciones descriptas para obtener el área de consecuencia tóxica.

Variable	Denominación	Valor
Id_1^{tox}	Duración máxima de la liberación tóxica. orificio 1	1800 [s]
Id_2^{tox}	Duración máxima de la liberación tóxica. orificio 2	541 [s]
Id_3^{tox}	Duración máxima de la liberación tóxica. orificio 3	52 [s]
Id_4^{tox}	Duración máxima de la liberación tóxica. orificio 4	3,3 [s]
$tox_{AEGL3-10}^{mod}$	Criterio de impacto tóxico modificado. AEGL3-10	782 [ppm]
$tox_{AEGL3-30}^{mod}$	Criterio de impacto tóxico modificado. AEGL3-30	990 [ppm]

Luego, se empleó estos datos para modelar un análisis de dispersión de nubes a través de un software, con el fin de hallar la porción de nube donde se supera el criterio de impacto tóxico. A continuación, se muestran los valores obtenidos.

Tabla 4.57. Valores de área de nube tóxica obtenidos.

Variable	Denominación	Valor
CA_1^{cloud}	Área de nube tóxica. orificio 1	0 [m ²]
CA_2^{cloud}	Área de nube tóxica. orificio 2	4171 [m ²]
CA_3^{cloud}	Área de nube tóxica. orificio 3	40094 [m ²]
CA_4^{cloud}	Área de nube tóxica. orificio 4	161201 [m ²]

Teniendo en cuenta los valores de probabilidad y el área de nube tóxica podemos calcular el área de consecuencia tóxica de lesiones personales para cada orificio de liberación.

Tabla 4.58. Valores de área de consecuencia tóxica obtenidos según tamaño de orificio de liberación.

Variable	Denominación	Valor
$CA_{inj.1}^{tox}$	Área de consecuencia tóxica: lesiones personales. orificio 1	0 [m ²]
$CA_{inj.2}^{tox}$	Área de consecuencia tóxica: lesiones personales. orificio 2	1552 [m ²]
$CA_{inj.3}^{tox}$	Área de consecuencia tóxica: lesiones personales. orificio 3	11307 [m ²]
$CA_{inj.4}^{tox}$	Área de consecuencia tóxica: lesiones personales. orificio 4	45459 [m ²]

Por último, obtenemos el área de consecuencia tóxica final:

CA_{inj}^{tox}	Área de consecuencia tóxica final	4207 [m ²]
------------------	-----------------------------------	------------------------

En la Imagen 4.12 se muestra cada una de las áreas tóxicas correspondientes a cada tamaño de orificio de liberación. El valor del diámetro de la circunferencia aumenta a medida que también lo hace el tamaño de orificio. En línea llena se observa el área de consecuencia final de consecuencia tóxica.



Imagen 4.12. Áreas de consecuencia tóxica según tipo de orificio de liberación y área de consecuencia final (línea llena).

4.2.10 Determinación del área de consecuencia de daños a componentes y lesiones personales

El área de consecuencia final para el daño del componente y lesiones del personal son las máximas áreas de aquellas calculadas para:

- Consecuencias inflamables.
- Consecuencias tóxicas.
- Las consecuencias no tóxicas y no inflamables no se tuvieron en cuenta por ser despreciables frente a las anteriores.

4.2.10.1 Área de consecuencia final de daño de componente

El área de consecuencia final del daño de componente se calcula utilizando la Ecuación 4.64. Aunque el área de consecuencia de una liberación segura es cero, se incluye en el cálculo para que la expresión sea completa:

$$CA_{cmd} = CA_{cmd}^{flam} + \max [psafe * CA_{cmd}^{safe}, CA_{cmd}^{nf nt}]$$

Ecuación 4.64

Por lo tanto, el área de consecuencia final de daño de componente es igual al área de consecuencia inflamable de daño de componente.

CA_{cmd}	Área de consecuencia final de daño de componente	10483 [m ²]
------------	--	-------------------------

4.2.10.2 Área de consecuencia final de daño al personal

El área de consecuencia final de daño al personal se obtiene a partir de la Ecuación 4.65. En este caso, también se tiene en cuenta el área de consecuencia de una liberación segura a pesar de ser cero, por lo tanto, se impone el valor del área de consecuencia tóxica.

$$CA_{inj} = CA_{inj}^{flam} + \max [psafe * CA_{inj}^{safe}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{nfnt}]$$

Ecuación 4.65

Luego, el área de consecuencia final de daño al personal resulta la suma del área de consecuencia inflamable y el área de consecuencia tóxica.

CA_{inj}	Área de Consecuencia final de daño al personal	27074 [m ²]
------------	--	-------------------------

4.2.10.3 Área de consecuencia final

El área de consecuencia final resulta de la Ecuación 4.66.

$$CA = \max[CA_{cmd}, CA_{inj}]$$

Ecuación 4.66

Debido a que el área de consecuencia final de daño al personal resulta mayor, obtenemos:

CA	Área de Consecuencia final	27074 [m ²]
------	----------------------------	-------------------------

En la Imagen 4.13 se muestra el área de consecuencia final según la norma API RP 581. Para su obtención se tuvo en cuenta las áreas de consecuencias de cada evento ponderadas según su respectiva probabilidad de ocurrencia. La norma define que si una persona se encuentra en el perímetro de la circunferencia tiene un 1% de probabilidad de muerte, es decir, representa un 1% de mortalidad. Hacia el interior del círculo la probabilidad de muerte aumenta, pero la norma realiza su cálculo teniendo en cuenta este valor de mortalidad mínima aceptable.



Imagen 4.13. Área de consecuencia final.

4.3 Matriz de riesgo cuantitativa

Una vez obtenidos los valores de área de consecuencia y probabilidad en el estudio de riesgo cuantitativo, se confeccionó la matriz de riesgo cuantitativa. Se siguió el siguiente criterio definido por la norma API 581.

Tabla 4.59. Categorización de la probabilidad y la consecuencia.

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage Factor Range	Category	Range (m ²)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA \leq 9.29$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA \leq 929$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1,000$	D	$929 < CA \leq 9,290$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1,000$	E	$CA > 9,290$

Notes:

- POF values are based on a GFF of 3.06E-05 and an F_{MS} of 1.0.
- In terms of POF, see Part 1 Section 4.1.
- In terms of the total DF, see Part 2, Section 3.4.2.
- In terms of consequence area, see Part 3, Section 4.11.4.

Del análisis y la identificación de los valores obtenidos en la anterior tabla se puede obtener la matriz de riesgo tal cual se muestra en el Gráfico 4.4. La torre contactora se ubicó con valor de riesgo "3E", perteneciendo al sector de riesgo "alto".

A pesar de que los análisis cualitativo y cuantitativo tiene distinta metodología de cálculo, como ya se explicó anteriormente, el resultado de este último arroja una similitud entre ambos. Es decir, queda comprobado fehacientemente que los esfuerzos de inspección se deberán acentuar en el activo estudiado, la torre contactora de aminas producto de su alto riesgo presente.

Probabilidad	5	-	-	-	-	-
	4	-	-	-	-	-
	3	-	-	-	-	1
	2	-	-	-	-	-
	1	-	-	-	-	-
		A	B	C	D	E
		Consecuencia				

Gráfico 4.4. Matriz de riesgo cuantitativa.

5 Plan de inspección

5.1 Desarrollo de planes de inspección basados en riesgo

Los planes de inspección se diseñan con el objeto de detectar posibles degradaciones en los componentes de la unidad de análisis. Mediante el estudio de riesgo, se determinan puntos críticos los cuales son más susceptibles a ciertos mecanismos de daño. La acción preventiva sobre las anomalías detectadas permitirá reducir la probabilidad de falla mediante el correcto aprovechamiento de los recursos en base al nivel de riesgo.

Los planes desarrollados cumplen en todo aspecto con los requerimientos de API RP 510 (Código de inspección de recipientes a presión) con los niveles de riesgo definido en API RP 581.

Las fechas de próxima inspección se definieron considerando las inspecciones previas en los activos, los niveles de riesgo y los intervalos de inspección recomendados en las normas de aplicación.

Una vez ejecutada las inspección planificada, se deberá actualizar el análisis de riesgo con los datos obtenidos, pudiendo actualizarse el análisis cuantitativo. Dependiendo de los resultados obtenidos, se podrá revisar el alcance de la inspección y modificar los intervalos de inspección.

5.2 Plan de inspección de Planta Santa Juana

En el Gráfico 5.1 se pone en evidencia la distribución de ambos factores de daño sobre el total. Se puede apreciar una cierta relevancia del de corrosión bajo aislación frente al de adelgazamiento interno.

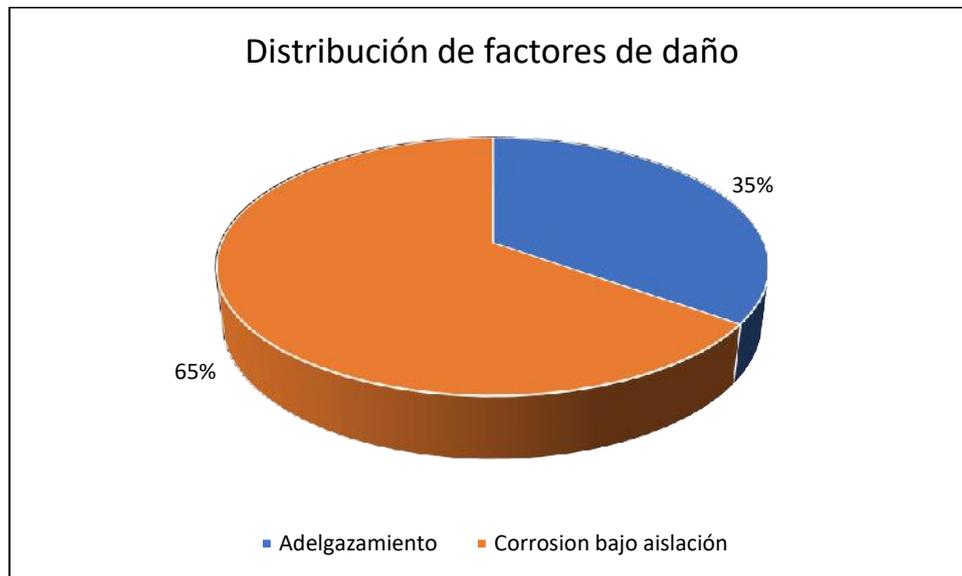


Gráfico 5.1. Distribución del daño presente frente a los mecanismos existentes en el activo analizado.

A su vez, del gráfico se desprende que es sumamente preponderante atacar mediante un correcto plan de inspección el factor de daño por CUI y luego mitigar el adelgazamiento.

Según la norma API RP 581, para que el equipo se encuentre por fuera del riesgo alto, se debe disminuir la categoría de probabilidad de falla de 3 a 2 manteniendo la consecuencia como constante. Esto se logra obteniendo un factor de daño por debajo de 10. De esta manera se recategorizará el riesgo desde un nivel alto a uno medio/alto, tolerable. Para ello, el factor de daño de debe encontrar entre los valores de 1 a 10, como se muestra en la Tabla 5.1. Hay que recordar que para el caso estudiado el valor del factor de daño actual en la torre es igual a 20,19.

Tabla 5.1. Valoración del nivel del riesgo según API 581.

Category	Probability Category (1,2)		Consequence Category (3)	
	Probability Range	Damage Factor Range	Category	Range (m ²)
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA \leq 9.29$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA \leq 929$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1,000$	D	$929 < CA \leq 9,290$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1,000$	E	$CA > 9,290$

Notes:

- POF values are based on a GFF of 3.06E-05 and an F_{MS} of 1.0.
- In terms of POF, see Part 1 Section 4.1.
- In terms of the total DF, see Part 2, Section 3.4.2.
- In terms of consequence area, see Part 3, Section 4.11.4.

5.2.1 Planes de inspección posibles para la torre contactora (TAG-2001)

En primer término, se planteó una cierta cantidad de suposiciones y restricciones sobre la implementación del plan de inspección:

- Se buscó que el plan sea eficaz en términos de mitigación del riesgo siempre manteniendo un balance entre el menor alcance posible que asegure una efectividad de inspección adecuado y el mayor intervalo de tiempo para la futura inspección.
- Se analizaron dos opciones de planes de inspección para la torre contactora.
- En el mes de octubre del corriente tiene lugar la parada quinquenal para mantenimiento. Por ende, se aprovechará esta fecha para realizar las inspecciones en la torre.
- En base al anterior ítem se decidió realizar una inspección interna. De esta manera se podrá examinar todos los mecanismos de daño presentes, sin remover la aislación externa de la torre contactora.
- Se tuvo en cuenta la sinergia entre las inspecciones recomendadas por API RP 581 para moderar el daño por adelgazamiento y por corrosión bajo aislación. Así se llegó a un plan integral de mitigación.

5.2.1.1 Opción 1 de plan de inspección

En la Tabla 5.2 se muestra el alcance de la opción 1 de mitigación.

Tabla 5.2. Alcance opción 1 de plan de inspección.

Acciones para mitigar el adelgazamiento				Factor de daño residual total
Fecha de ejecución	Inspección interna	Inspección externa	Categoría de inspección	
Octubre 2021	X	-	B	
Acciones para mitigar la corrosión bajo aislación				
Fecha de ejecución	Con remoción de aislación	Sin remoción de aislación	Categoría de inspección	
Octubre 2021	-	X	B	

En el Gráfico 5.2 se muestra una estimación de la evolución temporal del factor de daño de la torre en el período comprendido entre los años 2016 y 2031 de la opción 1 de plan de inspección. En azul se observa el factor de daño por adelgazamiento y en ocre el de CUI. La curva roja, representa el factor de daño total. Nótese que en el lapso 2016-2021 hay un aumento de carácter exponencial en el factor llegando a un valor pico actual de 20,19.

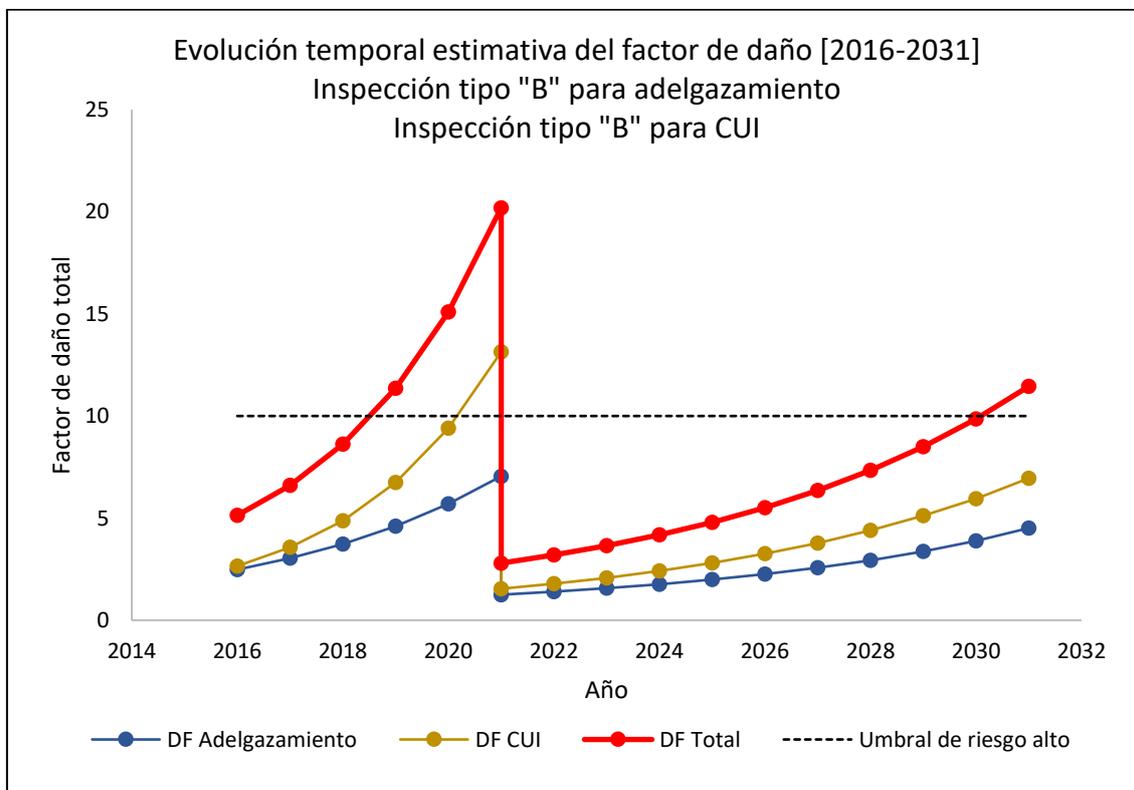


Gráfico 5.2. Estimación de la evolución temporal del factor de daño para la opción 1 de plan de inspección.

Luego, en el mismo año, se evidencia el resultado de la implementación del plan de inspección. Hay un drástico descenso del factor de daño total llegando a un valor mínimo residual de 2,80.

En los años posteriores, del 2021 en adelante, se realizó una extrapolación de datos estimativa. Aquí hay que hacer una apreciación importante: aproximadamente en el año 2030 el valor de factor de daño total acumulado supera el límite establecido por norma API 581 ($DF > 10$) para elevar nuevamente el valor de riesgo a "nivel alto". Es decir, que la próxima inspección para el equipo debería situarse en el año 2029. Esto arroja un período entre inspecciones de 8 años.

Es menester resaltar la importancia de la retroalimentación en este tipo de análisis cuantitativos, por ende, se recomienda en base a la inspección que se realizará en octubre del corriente año realizar un recalcu del nivel de riesgo en la torre para tener una estimación aún más certera de la fecha de próxima inspección que arrojó la extrapolación del Gráfico 5.2.

5.2.1.2 Opción 2 de plan de inspección

La segunda opción de mitigación planteada se detalla a continuación en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Alcance opción 2 de plan de inspección.

Acciones para mitigar el adelgazamiento				Factor de daño residual total
Fecha de ejecución	Inspección interna	Inspección externa	Categoría de inspección	
Octubre 2021	X	-	B	2,80
Acciones para mitigar la corrosión bajo aislación				
Fecha de ejecución	Con remoción de aislación	Sin remoción de aislación	Categoría de inspección	
Octubre 2021	-	X	C	

En el Gráfico 5.3 se muestra una estimación de la evolución temporal del factor de daño de la torre en el periodo comprendido entre los años 2016 y 2031 de la opción 2 de plan de inspección.

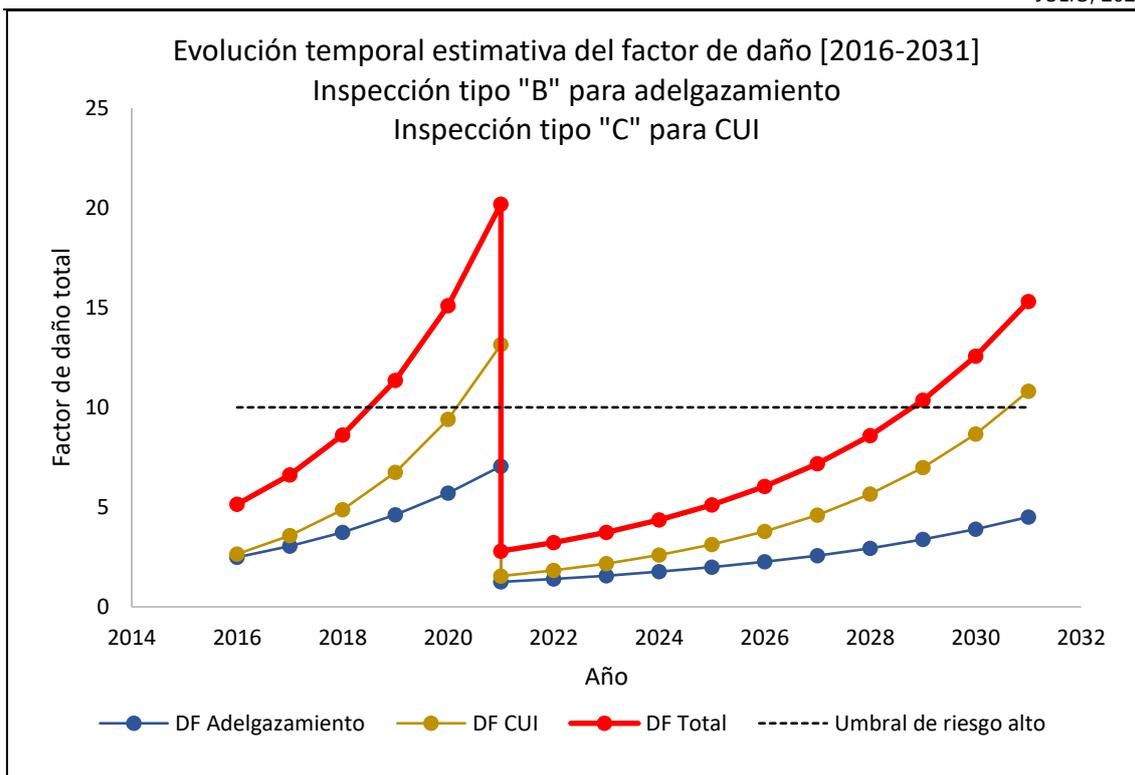


Gráfico 5.3. Estimación de la evolución temporal del factor de daño para la opción 2 de plan de inspección.

Presenta un comportamiento análogo a la analizada anteriormente, con una única diferencia entre ambas: recién en el año 2029 se supera el límite establecido por norma API RP 581 ($DF > 10$) para elevar nuevamente el valor de riesgo a "nivel alto". En conclusión, la próxima inspección para el equipo debería situarse en el año 2028. Esto arroja un período entre inspecciones de 7 años, solo un año menos que la anterior opción. Si bien es cierto que este intervalo de tiempo es mayor al planteado por API SP 510 para este tipo de activo, la misma norma permite la modificación de frecuencias de inspección en base a resultados de análisis de riesgo siguiendo los lineamientos de las normas API RP 580 y API RP 581.

5.3 Plan de inspección seleccionado

Se analizaron ambas propuestas de plan de inspección y se eligió la opción 2. Esta elección de baso en:

- Si bien es cierto que la opción uno de plan presentaba el mayor tiempo entre inspecciones, su diferencia es de solamente un año con respecto a la segunda. A su vez, el cálculo del tiempo entre inspecciones es meramente estimativo y extrapolando datos con lo cual no hay evidencia suficiente para elegir de manera fehaciente una por encima de otra.

2. La escasa diferencia de tiempo entre inspecciones para ambas opciones no amerita la elección de una inspección más profunda (opción 1), ya que el resultado es similar con una de menor complejidad y alcance.

5.4 Plan de inspección final para la torre contactora TAG-200

En la Imagen 5.1 se observa el fragmento inferior del plano constructivo de la torre contactora en corte enviado por el fabricante. De color rojo se simboliza la región interna a inspeccionar, mientras que en verde la externa.

Cabe destacar que: si bien la torre contactora es susceptible a SCC (*Sulfide Stress Cracking*) y no existe evidencia en la inspección anterior de que este mecanismo de daño este activo, en el plan de inspección que se presentará se solicitará al inspector que realice ensayo de partículas magnetizables en busca de fisuras, luego de la inspección visual interna si así lo requiera.

Por último, en la Página 118 se detalla el plan de inspección con todas las acciones a ejecutar, para mitigar el riesgo en la torre contactora de la planta.

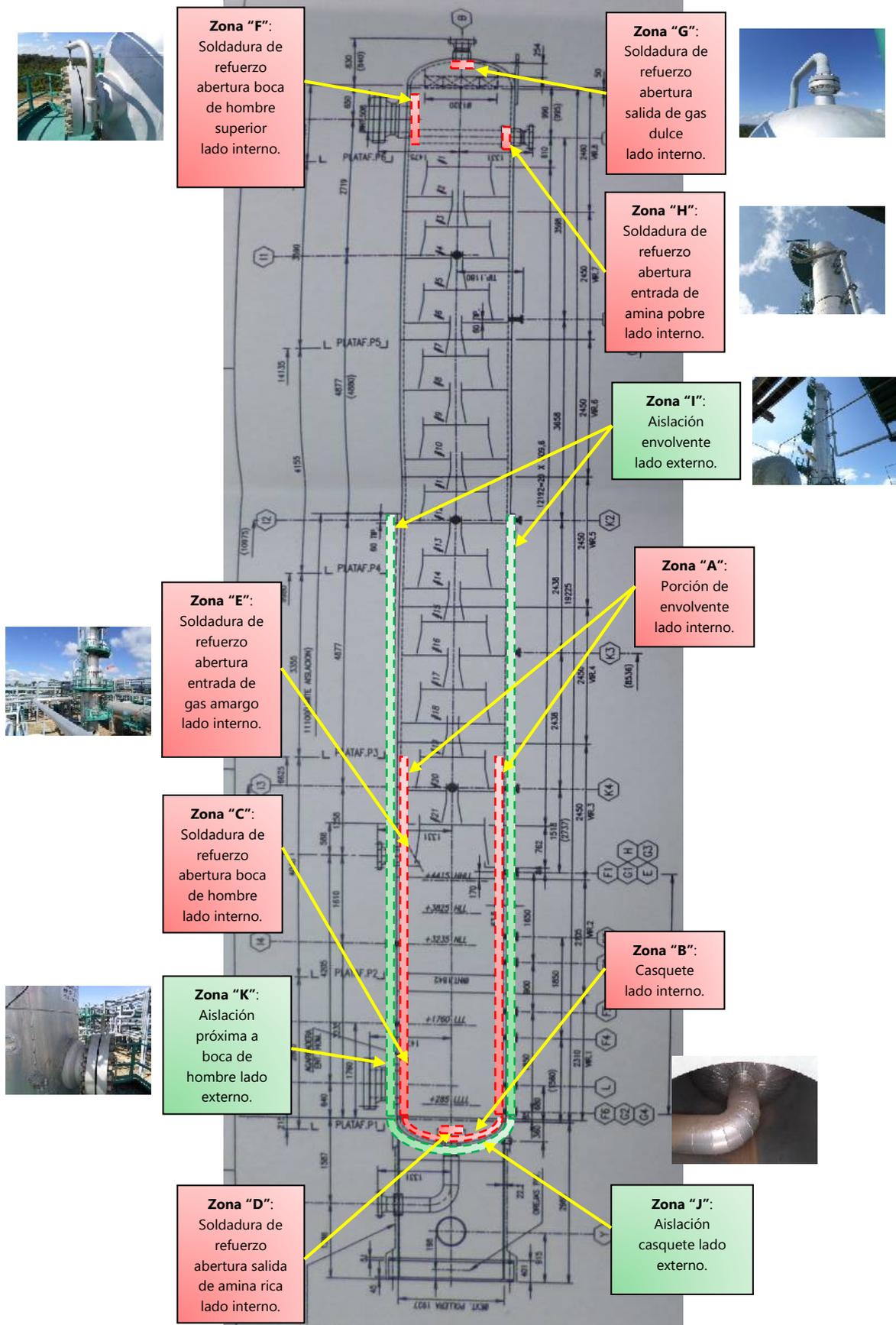


Imagen 5.1. Fragmento del plano constructivo de la torre contactora en corte enviado por el fabricante.

Plan de inspección		Planta Santa Juana - Torre Contactora PI-02-R-2001	
Datos			
Plan	Particular		
Fecha	junio-21		
Lugar	Planta Santa Juana		
Equipo	Torre contactora		
Nivel de riesgo	Alto		
Mecanismos de daño considerados sobre el equipo			
Adelgazamiento interno / Corrosión bajo aislación (CUI).			
Necesidades de inspección			
Remoción de internos	No aplica		
Remoción de aislación	Realizar el retiro de aislación en aquellas zonas marcadas como críticas por el ensayo PEC y en zonas donde se haya observado aislación con filtración o daño.		
Excavación	No aplica		
Andamios - JLG	Escalera telescópica de 3,8 mts. / Elevador eléctrico JLG de 14 m. de altura máxima.		
Plan de inspección			
Tipo	Actividad	Fecha de próxima inspección	Alcance
Interna	Inspección visual	octubre-21	Inspección visual interna del 100% de la zona "A" y "B". Realizar caracterización de zonas corroídas. Realizar verificación de soldadura longitudinal de envoltente y soldaduras en zonas "C", "D", "E", "F", "G" y "H" mediante partículas magnetizables según se requiera de acuerdo con criterio del inspector.
Interna	Medición de espesores y Barrido por UT	octubre-21	Medición puntual de espesores del 100% de la zona "A" y "B" con grilla de espaciado entre puntos de muestreo no mayor a 5 cm. Realizar barrido por UT en zonas "C", "D", "E", "F", "G" y "H".
Externa	Inspección visual, ensayo PEC y termografiado	octubre-21	Inspección visual externa del 100% de la zona "I". Verificar estado de la aislación en zonas críticas tales como: zona "J" y "K". Realizar PEC (Pulsed Eddy Current) en zonas donde se observe daño y/o filtraciones durante la inspección visual y en zonas críticas "J" y "K" y en las posibles relevadas mediante ensayo de termografiado.
Observaciones y recomendaciones de inspección			
Se recomienda la implantación de pegatinas durante la inspección en punto testigo para medición de espesores en futuras inspecciones.			

6 Riesgo social y riesgo individual

En esta sección se detallará el análisis realizado con el objetivo de responder la siguiente pregunta:

- ¿Qué efecto trae aparejado en el riesgo sobre daños al personal, la implementación del plan de inspección?

De esta manera se procedió a calcular el riesgo individual y social, antes y después de la aplicación del plan de inspección, según la HSE británica⁸.

6.1 Cálculo del riesgo individual

Según la HSE el riesgo individual se define como: la frecuencia con la que se puede esperar que un individuo sufra un nivel dado de daño por la realización de peligros específicos, normalmente en un tiempo especificado. Para los trabajadores, el riesgo individual normalmente se basa en la semana laboral.

Para su cálculo, como se observa en la Ecuación 6.1, se tienen en cuenta tres valores de probabilidad tratados en este informe: la probabilidad de falla del equipamiento (en este caso la torre contactora), la probabilidad de ignición; y la probabilidad de muerte, donde se selecciona la mayor entre los efectos ocasionados por ondas de sobrepresión y radiación térmica.

$$\text{Riesgo individual anual} = PF \times Pr_{ign} \times P_{muerte}$$

Ecuación 6.1

Donde:

PF: Probabilidad de falla del equipamiento

Pr_{ign}: Probabilidad de ignición

Pr_{muerte}: Probabilidad de muerte

Como se describió en secciones anteriores se plantearon cuatro tipos de orificios de liberación posibles, donde a cada uno le corresponde un valor de probabilidad de ignición. La posibilidad de muerte será 1% para cada orificio, donde se considera que la persona recibe una radiación de 12,6 kW/m². La probabilidad de falla del activo antes y después de la implementación del plan de inspección, fue calculada en secciones anteriores a partir de la frecuencia genérica de falla, el factor de gestión y el factor de daño. En la siguiente tabla se muestran los valores.

Tabla 6.1. Datos para el cálculo del riesgo individual.

Variable	Denominación	Valor
P _F	Probabilidad de falla (sin implementación de plan de inspección)	6,18E-04

⁸ H.S.E. Health and Safety Executive agency. UK.

Variable	Denominación	Valor
P _{ff}	Probabilidad de falla (con implementación de plan de inspección)	8,568E-5
P _{ign,1}	Probabilidad de ignición, orificio 1	0,555
P _{ign,2}	Probabilidad de ignición, orificio 2	0,6281
P _{ign,3}	Probabilidad de ignición, orificio 3	0,7176
P _{ign,4}	Probabilidad de ignición, orificio 4	0,7176
P _{muerte}	Probabilidad de muerte	0,01

Al aplicar la Ecuación 6.1, se obtienen los valores de riesgo individual para cada orificio de liberación, antes y después de implementación del plan de inspección. Los resultados se evidencian en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Resultado del riesgo individual para cada orificio de liberación.

Variable	Denominación	Valor
RIA _{i,1}	Riesgo individual anual, orificio 1 (pre-PI)	3,43E-06
RIA _{i,2}	Riesgo individual anual, orificio 2 (pre-PI)	3,88E-06
RIA _{i,3}	Riesgo individual anual, orificio 3 (pre-PI)	4,43E-06
RIA _{i,4}	Riesgo individual anual, orificio 4 (pre-PI)	4,43E-06
RIA _{f,1}	Riesgo individual anual, orificio 1 (post-PI)	4,75E-07
RIA _{f,2}	Riesgo individual anual, orificio 2 (post-PI)	5,38E-07
RIA _{f,3}	Riesgo individual anual, orificio 3 (post-PI)	6,15E-07
RIA _{f,4}	Riesgo individual anual, orificio 4 (post-PI)	6,15E-07

Para obtener el riesgo individual final aplicamos la siguiente ecuación:

$$RIA = \frac{\sum_1^4 gff_n * RIA_n}{gff_{total}}$$

Ecuación 6.2

Lo que resulta:

Tabla 6.3. Riesgo individual anual antes y después del plan de inspección.

RIA_i	Riesgo Individual anual (pre-PI)	3,81E-6
RIA_f	Riesgo individual anual (post-PI)	4,63E-7

Al aplicar el plan de inspección se obtiene una reducción del 84.85% respecto del inicial, lo cual tiene gran impacto en el análisis que se realizará a continuación.

6.2 Evaluación del nivel de riesgo Individual

El riesgo individual asociado a operación de activos debe ser comparado con criterios internacionales para determinar si el nivel es aceptable o si requiere de tomar medidas de mitigación.

La evaluación del riesgo individual se realiza, según HSE, comparándola con el criterio ALARP que establece:

- **REGIÓN INTOLERABLE:** Si el riesgo está en la región intolerable, el mismo no puede ser justificado. Se considera región de riesgo intolerable si el valor de riesgo individual es superior a 1×10^{-4} .
- **REGIÓN REDUCIBLE:** Si el riesgo está en la región reducible, el riesgo es tolerable solo si una reducción adicional del mismo es impracticable o si se requiere una acción desproporcionada en tiempo esfuerzo respecto de la reducción alcanzada (criterio ALARP, *As Low As Reasonably Practicable*). Esta región está definida por valores de riesgo individual desde 1×10^{-4} hasta 1×10^{-6} .
- **REGIÓN ACEPTABLE:** Si el riesgo está en la región aceptable, el nivel de riesgo residual es considerado insignificante. Se considera región de riesgo aceptable si el valor de riesgo individual es inferior a 1×10^{-6} .

El criterio ALARP mencionado se encuentra ilustrado gráficamente en la Figura 6.1.

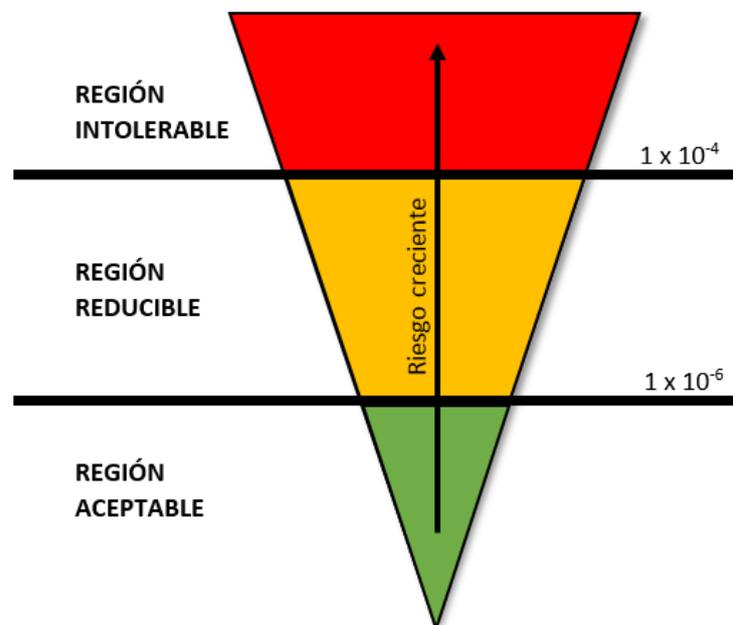


Figura 6.1. Criterio ALARP.

En nuestro caso tenemos que el nivel de riesgo individual según el criterio ALARP antes del plan de inspección fue de $3.81E-6$ ubicándose en la región reducible tal cual se aprecia en la Figura 6.2.

Análogamente, el nivel de riesgo después de ejecutar el plan de inspección será de $4,63E-7$ ubicándose en la región aceptable, Figura 6.3.

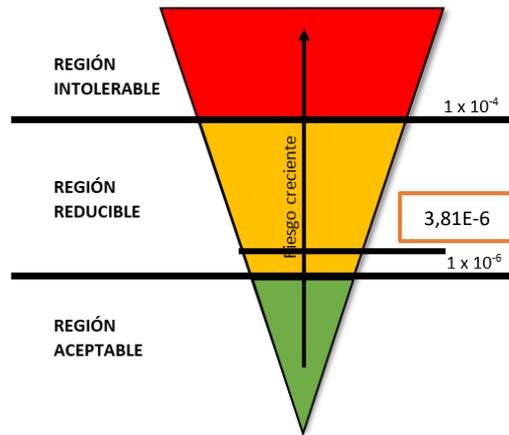


Figura 6.2. Nivel de riesgo individual antes del plan de inspección.

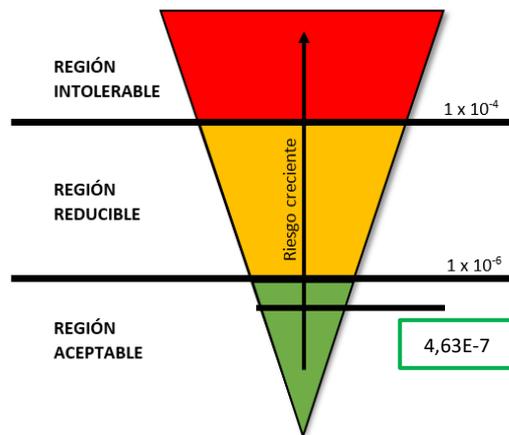


Figura 6.3. Nivel de riesgo individual después del plan de inspección.

Es decir que, empleando el estándar internacional propuesto por la agencia HSE británica, con la aplicación del plan de inspección descrito en la Sección 5.4, (y estando condicionado a sus resultados) el riesgo individual variaría un 85% y se ubica en un lugar aceptable y tolerable según este criterio.

6.3 Cálculo del riesgo social

El riesgo social es una medida de la relación entre la frecuencia de un accidente y el número de víctimas que resultan. El riesgo social puede ser genérico, en donde se asume una población

constante adyacente a la torre, o específico, considerando construcciones particulares del caso de estudio.

Los peligros asociados a la operación de torres contactoras suelen ser de altas consecuencias y baja frecuencia, es el riesgo social el que generalmente determina la aceptabilidad del riesgo.

El riesgo social se mide normalmente a través de las llamadas curvas F-N. Las curvas F-N son la representación gráfica de la información acerca de la frecuencia de potenciales accidentes fatales en un sistema en función del número de fatalidades que podría causar.

Este tipo de gráficos son una forma simple de representar en forma descriptiva la información sobre la frecuencia de probables accidentes fatales y la distribución del número de fatalidades. Normalmente estos gráficos tienen importancia, ya que implican la aversión de la sociedad a la cantidad de fatalidades que la misma está dispuesta a admitir en un solo accidente. Por ello son descriptivas del llamado riesgo social.

El riesgo social se calcula ingresando los datos de la actividad humana en los alrededores de la torre, es decir teniendo en cuenta el número de personas en riesgo. Este relevamiento se puede realizar a partir de fotos satelitales (contando construcciones que se encuentran dentro del círculo de impacto potencial y asociando un número de personas promedio en cada tipo de construcción).

La otra variable para considerar en el riesgo social es la probabilidad de falla anual.

Finalmente, se grafican ambas variables en un gráfico log-log y se evalúa la ubicación de los pares probabilidad de falla vs. número de fatalidades bajo un estándar internacional de análisis de riesgo social como lo es, nuevamente, el criterio ALARP establecido por la HSE británica.

6.3.1 Relevamiento de estructuras y personal en riesgo potencial

Tal cual se describió anteriormente se procedió a realizar un relevamiento basándonos en información suministrada por la compañía en cuanto a las estructuras en la planta donde existen potenciales personas en riesgo.

Las construcciones se pueden ver identificadas en la imagen satelital (Imagen 6.1). También hay que aclarar algo importante: si bien es cierto que tanto la sala de control y el galpón no son alcanzados directamente por el área de consecuencia obtenido por el análisis de riesgo cuantitativo, es de buena práctica industrial considerarlos. De esta manera se estará de un lado conservativo en el análisis.

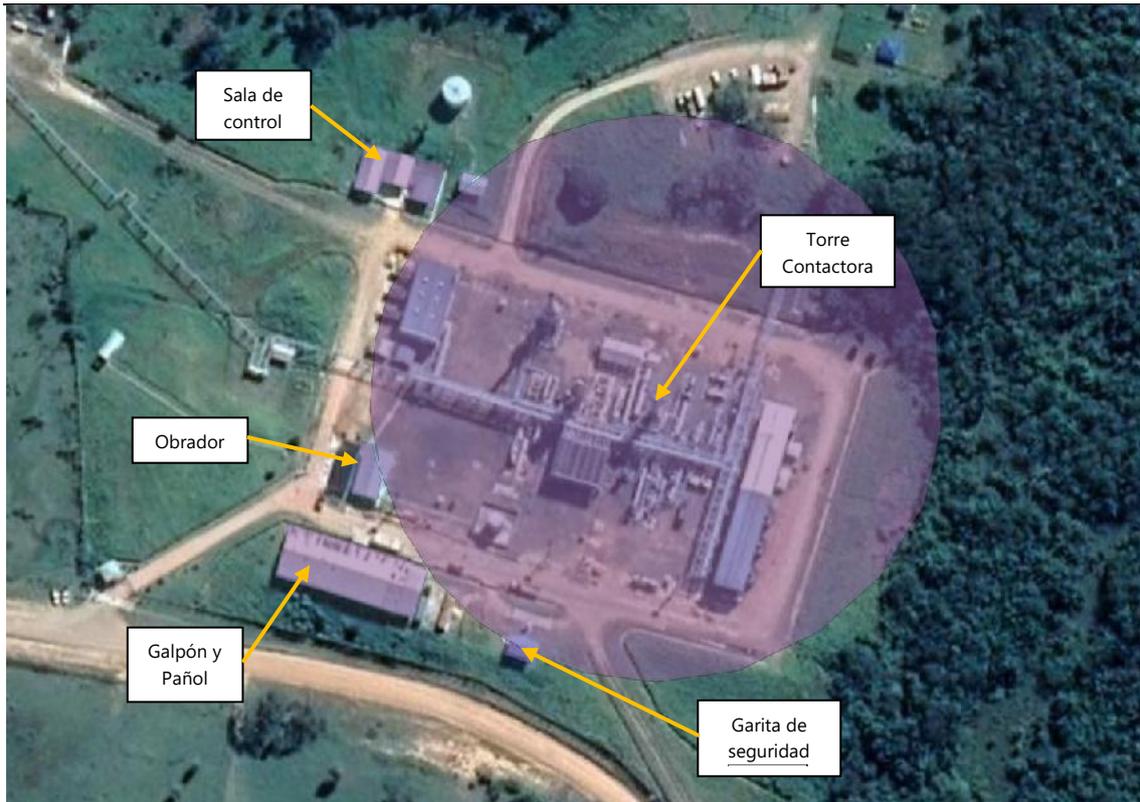


Imagen 6.1. Imagen satelital de la planta Santa Juana.

La cantidad de personas se calcula en base a los datos obtenidos. Este valor es afectado por un factor que tiene en cuenta el tiempo de permanencia (entre 0,1 y 1). El factor por tiempo de permanencia o factor de ocupación es el cociente entre las horas diarias que el establecimiento está ocupado y las horas en el día (24hrs). En la siguiente tabla se listan los tipos de estructuras relevadas, la cantidad de personas y factor de ocupación para cada una.

Tabla 6.4. Cálculo de cantidad de personas totales en riesgo.

Estructura	Comentario	Factor de Ocupación	Personas
Garita de seguridad	1 pp	1	1
Obrador / Taller	1 pt (8h, 6 días)	0,285	0,285
Galpón / Deposito	1 pt (8h, 6 días)	0,285	0,285
Pañol de repuestos	1 pt (12hs, 6 días)	0,428	0,428
Sala de control	1 pt (12hs, 6 días) + 1 pp	0,428 / 1	1,428
Cantidad de personas totales en riesgo			3,42

Donde "pp" significa persona permanente y "pt" persona temporal.

Esto nos arroja una cantidad de personas en potencial riesgo de 3,42 individuos.

6.4 Evaluación del nivel de riesgo social

El HSE del Reino Unido es una de las instituciones que más ha trabajado en definir un valor para el riesgo tolerable por la sociedad como grupo y así definir el criterio COMAH (*Control of Major Accident Hazards*). HSE propuso que un riesgo de un accidente que cause la muerte de 50 o más personas debe ser considerado intolerable si la frecuencia estimada es de una en 5.000 por año. La región no aceptable del riesgo social se considera por encima de la recta con pendiente -1 que atraviesa este punto en un gráfico LogF vs LogN; y la región ampliamente aceptable se considera por debajo de una línea paralela y dos órdenes de magnitud menor a la anterior. La región ALARP se ubica entre estas dos líneas. La pendiente -1 fue seleccionada en base a una revisión de los mayores accidentes a nivel mundial.

En la Figura 6.4 se muestra una ilustración del criterio F-N de calificación del nivel de riesgo social.

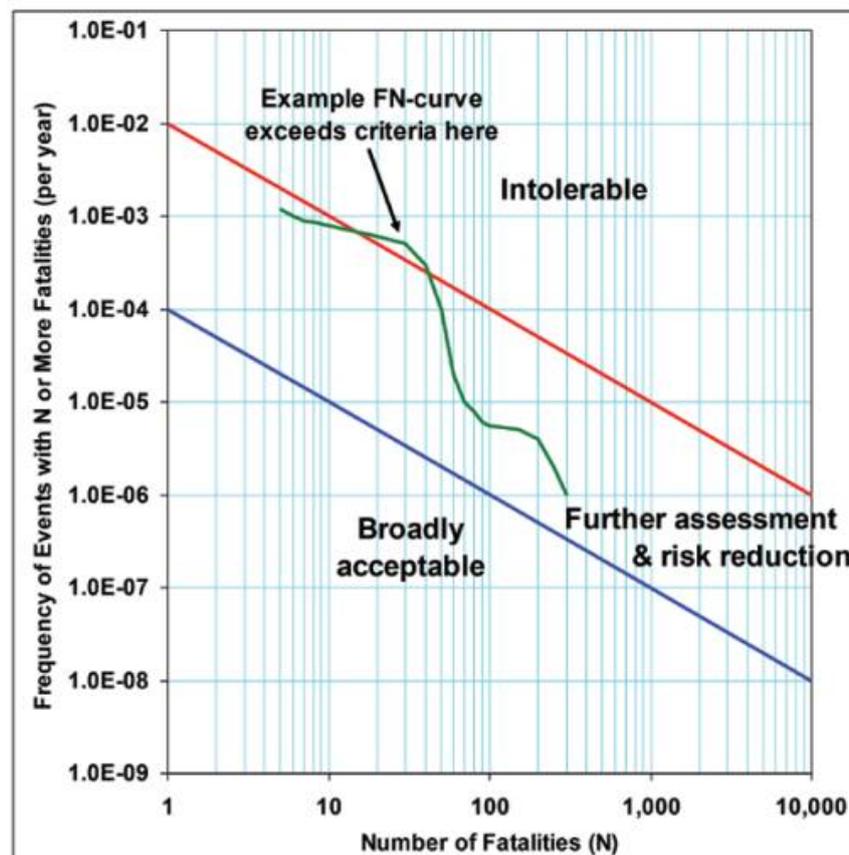


Figura 6.4. Ilustración del criterio F-N de calificación del nivel de riesgo social.

En la Tabla 6.5 se muestran los valores de factor de daño; frecuencia genérica de falla; probabilidad de falla y número de fatalidades antes y después de la implementación del plan de inspección.

Tabla 6.5. Valores característicos de la torre antes y después de la implementación del plan de inspección.

Factor de daño (pre-PI)	Frecuencia de falla genérica (pre-PI)	Probabilidad de falla (pre-PI)	Número de fatalidades
20,19	3,06E-05	6,18E-04	4
Factor de daño (post-PI)	Frecuencia de falla genérica (post-PI)	Probabilidad de falla (post-PI)	Número de fatalidades
2,8	3,06E-05	8,57E-05	4

En el Gráfico 6.1 se pone en evidencia la curva de riesgo social F-N con su criterio de aceptación. En el mismo se observa los valores de riesgo social (RS), como punto y rombo, antes y después de la implementación del plan de inspección (PI).

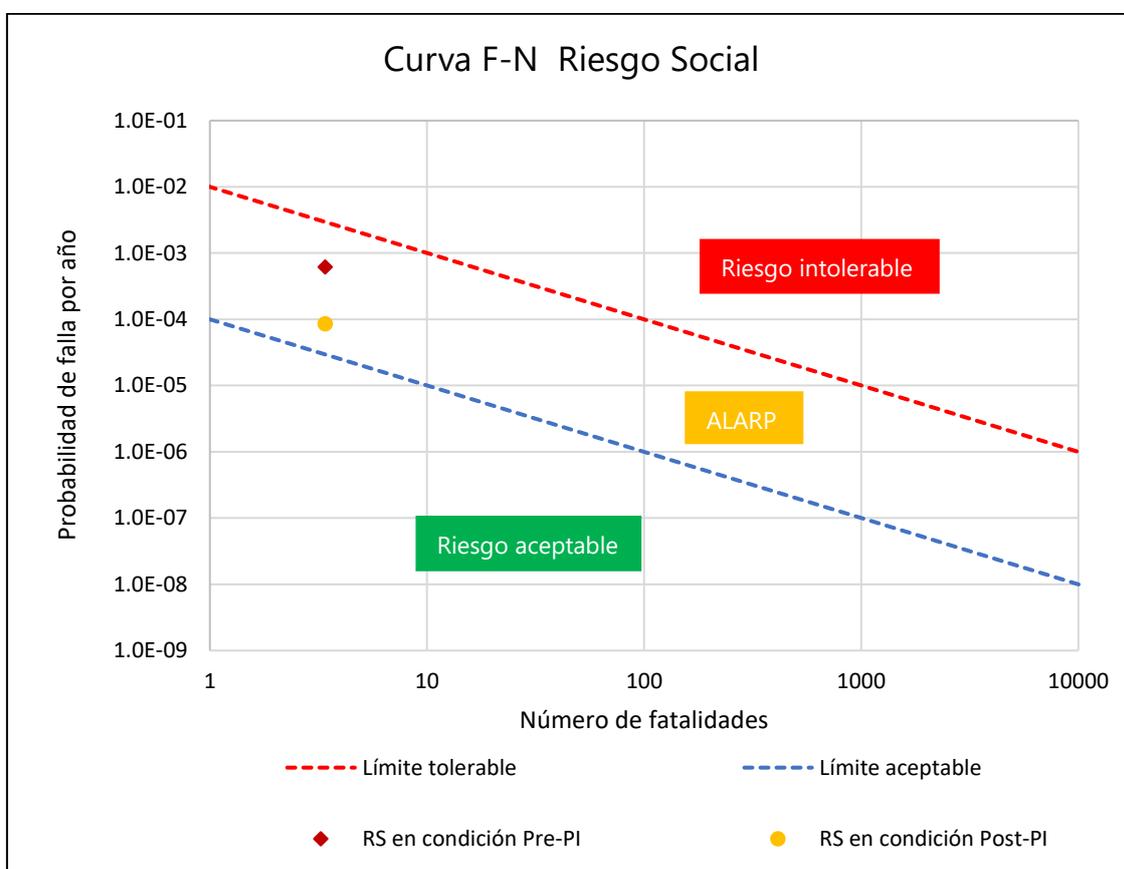


Gráfico 6.1. Curva F-N riesgo social.

Es importante destacar que a partir del plan de inspección se obtiene una reducción del riesgo social de 86% respecto del valor inicial. Si bien no se alcanza la región aceptable, se logra mitigar considerablemente el riesgo social.

En conclusión, si bien no se llega a una condición aceptable, el plan resulta apropiado para conservar el criterio ALARP, un valor de riesgo tan bajo como sea razonablemente posible.

7 Conclusiones

Por último, de la ejecución del proyecto de trabajo final, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Se realizó un trabajo de investigación sobre los planes de inspección basados en riesgo, adentrándonos en la teoría y las normas que se utilizan para su aplicación.
- Se realizó un análisis de riesgo cualitativo, según procedimiento descripto por API, en el cual se pudo identificar que existe un 1% y un 17% de activos con riesgo cualitativo “alto” y “medio alto” respectivamente, de un total de 78 estudiados.
- Hay un 67% del total de activos que se encuentran en riesgo cualitativo “medio”. A su vez, solo el 13% se halla con riesgo bajo.
- El activo con el mayor riesgo cualitativo fue la torre contactora de aminas.
- Se analizó y empleó, con todo detalle, el nivel 2 de consecuencias de falla descripto por API RP 581 para la evaluación del riesgo, una poderosa herramienta para la prevención de daños a personas, medioambiente y activos.
- Se desarrollaron planillas de Excel para el cálculo automático, mediante la predeterminación de variables de entrada, sobre escenarios como: *Jet Fire*, *Flash Fire*, *Fireball*, *Vapor Cloud Explosion* y eventos tóxicos. Esto permite, en primer término, una rápida retroalimentación para tener dimensión del riesgo presente, y en segundo, se lo puede llevar fácilmente a un lenguaje de programación para el desarrollo de un software.
- Se realizó un análisis de riesgo cuantitativo según API 581 en la torre contactora de aminas empleando para su cálculo el gas metano para las consecuencias inflamables (dado su alta proporción en la corriente gaseosa) y el ácido sulfhídrico para las consecuencias tóxicas.
- A su vez, dentro del análisis cuantitativo se calculó la probabilidad de falla de la torre contactora a partir de la determinación de los factores de daño presentes en la misma. Para el factor de adelgazamiento se realizó un análisis y se adoptó una tasa de corrosión estipulada por norma.
- El análisis de las consecuencias inflamables del propano y butano no se efectuó debido al escaso aporte de estos a la proporción total de la corriente gaseosa.
- La probabilidad de falla de la torre contactora fue de $6,18E-04$. Es decir, que fallan 6 torres contactoras de 10000 al año.

- Se llegó a que el área de consecuencia final donde se halla un 1% de mortalidad es de 27.074 m². Esto arroja una circunferencia de daño potencial centrada en la torre contactora de radio 93 m.
- La categorización de la torre luego del análisis de riesgo cuantitativo fue de "3E", quedando en valor de riesgo "alto".
- Mediante el plan de inspección seleccionado se logró reducir el factor de daño un 86% respecto del inicial. Esto provocó directamente una reducción de la probabilidad de falla. Se vió reflejado, sujeto a resultados de inspección, un reacomodamiento de la torre contactora dentro de la matriz, ubicándose en un nivel de riesgo "2E", "medio alto".
- Se ejecutará el plan de inspección desarrollado en la Sección 5.4 en octubre del corriente año. De esta manera se aprovechará la parada de mantenimiento quinquenal para su realización. Según estimaciones en el factor de daño la próxima inspección se debería planificar para el año 2028.
- Se calculó el riesgo individual y social según la HSE británica para evaluar los potenciales efectos del riesgo sobre los individuos.
- Se logró mitigar el riesgo individual un 85% respecto del valor inicial. Esto acarreó una variación en el criterio de aceptación desde un nivel de riesgo "ALARP" a "aceptable".
- Se logró reducir el riesgo social en un 86% respecto del valor inicial. No se obtuvieron cambios dentro del criterio de aceptación.
- Si bien no se encuentra dentro del alcance del proyecto, para completar la implementación de la metodología RBI se debería extender la planificación y diseño de planes de inspección a todos los activos de la instalación.
- Si bien es cierto que el RBI se hace para planificar inspecciones y reducir el riesgo, la metodología conlleva implícitamente una optimización de recursos y tiempo, con un impacto directo en la reducción de costos de la compañía.

- A nuestro criterio, el desarrollo de este Trabajo Final resultó ser sumamente enriquecedor, para entender realidades de la industria, e integrador, por la gran cantidad de áreas de la ingeniería involucradas. A su vez, nos permitió plasmar diversos contenidos de manera directa, dentro de un tema sumamente importante y en auge, hoy por hoy, como lo son los análisis de riesgo.

8 Anexo

Tabla 8.1. Descripción de aeroenfriadores presentes en la planta.

Aeroenfriadores		
Nº	Activo	TAG
1	Aeroenfriador de amina pobre	AC-2008 A1
2	Aerocondensador de regeneradora	AC-2017 A
3	Aerocondensador de propano	AC-2603
4	Aeroenfriador compresor A	AC-1104 A

Tabla 8.2. Descripción de hornos presentes en la planta.

Hornos		
Nº	Activo	TAG
5	Horno cilíndrico vertical	H-6001

Tabla 8.3. Descripción de intercambiadores presentes en la planta.

Intercambiadores		
Nº	Activo	TAG
6	Reboiler regeneradora	E-2011/shell side
7	Reboiler regeneradora	E-2011/tube side
8	Intercambiador de placas	E-2009/lado caliente
9	Intercambiador de placas	E-2009/lado frio
10	Regenerador	E-2203/Carcaza
11	Regenerador	E-2203/Tubos
12	Chiller	E-1101/shell side
13	Chiller	E-1101/tube side

Tabla 8.4. Descripción de recipientes a presión presentes en la planta.

Recipientes a presión		
Nº	Activo	TAG
14	Filtración de líquidos	F-6004
15	Acumulador de hot oil	V-6002
16	Scrubber de fuel gas	V-7401
17	Pulmón gas	V-srs-01
18	Filtro coalescedor de gas combustible	F-7450 A
19	Sumidero de aminas	V-2024
20	Separador flash de gasolina	V-1103
21	Desgasificador	V-1050
22	Pulmón de aire de instrumentos	V-9102
23	Filtración de líquidos	F-2013

Recipientes a presión		
Nº	Activo	TAG
24	Acumulador de amina	V-2004
25	Acumulador de reflujo	V-2018
26	Sumidero de MEG	V-2210
27	Separador flash de MEG	V-2207
28	Separador flash de amina	V-2002
29	Scrubber de succión de propano	V-2601
30	Shell chamber compresor 1	364800
31	Shell chamber compresor 2	364802
32	Recibidor de propano	V-2606
33	Economizador de propano	V-2600
34	Tanque de almacenamiento de propano	V-2610
35	Colector de Líquidos	F-1003/colector
36	Separador de alta presión	V-1000
37	Separador de entrada	V-SRS-02
38	Filtro de gas de entrada	2JL03
39	Separador de baja presión	V-1001
40	Filtro coalescedor de entrada	F-2000
41	Scrubber de gas dulce	V-2025
42	Separador frio trifásico	V-1102/cuerpo
43	Separador de gas scrubber A	V-1104 A

Tabla 8.5. Descripción de tanques presentes en la planta.

Tanques de almacenamiento		
Nº	Activo	TAG
44	Tanque de agua RCI	TK-8300
45	Tanque de amina	TK-2031

Tabla 8.6. Descripción de torres presentes en la planta.

Torres		
Nº	Activo	TAG
46	Torre Regeneradora	T-2012
47	Torre Contactora	T-2001

Tabla 8.7. Descripción de tuberías aéreas presentes en la planta.

Tuberías aéreas		
Nº	Activo	TAG
48	Tubería de gas ácido desde ingreso a planta hasta filtro de partículas F-1003, y hasta válvulas VB-10088, VB-10072, VB-10092 , PSV-10036, PSV-10009A y PSV-10009B	PIFE-0001

Tuberías aéreas		
Nº	Activo	TAG
49	Tubería de gas ácido filtrado desde filtro de partículas F-1003 hasta válvulas VB-74001, VB-10072, VB-10089, VG-20130 , VB-20015, VB-20016 y hasta torre T-2001	PIFE-0002
50	Tubería de gas dulce, desde salida de tope de torre T-2001 hasta scrubber de gas dulce V-2025 y hasta válvulas VB-7000, VB-7001, VB-20035 y PSV-20145	PIFE-0003
51	Tubería de gas dulce, desde salida de scrubber de gas dulce V-2025 hasta válvulas HV-20130, BVD-20141, VB-11103, PDT-1104 y hasta intercambiadores E-1100 A/B/C	PIFE-0004
52	Tubería de gas dulce, desde salida de intercambiador E-1100 C hasta chiller E-1101	PIFE-0005
53	Tubería de gas dulce, desde salida de chiller E-1101 hasta separador frío V-1102 y hasta válvulas VB-11041 y PSV-11027	PIFE-0006
54	Tubería de gas seco, desde salida de separador frío V-1102 hasta intercambiadores E-1100 A/B/C	PIFE-0007
55	Tubería de gas seco, desde salida de intercambiador E-1100 A hasta válvulas VC-74003, BVD-11004, VB-11103, PV-11075, PV-11103 y hasta succión de compresores K-1104 A	PIFE-0008
56	Tubería de gas de alta presión, desde descarga de compresores K-1104 A/B/C, hasta válvulas PV-11103, PV-11082B y salida de planta.	PIFE-0009
57	Tuberías de gas combustible, desde separador flash de gasolina V-1103 y separador de baja presión V-1001, hasta scrubber de fuel gas V-7401 y hasta válvulas PSV-11064, PSV-10023, PCV-10014, PSV-74005, VB-74000, VB-74003 y VB-74005	PIFE-0010
58	Tuberías de gas combustible, desde Scrubber de fuel gas V-7401 hasta compresores KA-1104 A/B/C y hasta válvulas VC-74053, VB-74074, VB-74084, purga de venteo, TK-2031 ,unidad de MEG, generadores y horno.	PIFE-0011
59	Tuberías de amina rica de acero al carbono, desde salida de fondo de torre T-2001 y fondo de scrubber de gas dulce V-2025 hasta separador flash V-2002.	PIPE-0012
60	Tuberías de amina rica, desde salida de fondo separador flash V-2002 hasta intercambiador amina-amina E-2009	PIFE-0013
61	Tuberías de amina rica, desde torre regeneradora T-2012 hasta reboiler de regeneradora	PIFE-0014
62	Tuberías de amina rica de acero al carbono, desde intercambiador amina E-2009 hasta torre regeneradora T-2012	PISS-0015
63	Tuberías de drenajes de aminas	PIFE-0016
64	Tuberías de amina pobre, desde salida de fondo de torre regeneradora T-2012 hasta intercambiador amina-amina E-2009 y desde tanque de amina recuperada TK-2031 hasta torre regeneradora	PIFE-0017
65	Tuberías de amina pobre, desde tanque TK-2031 y desde intercambiador de amina-amina hasta acumulador de amina V-2004	PIFE-0018
66	Tuberías de amina pobre, desde acumulador de amina V-2004 hasta bombas principales de amina P-2003 A/B/C	PIFE-0019

Tuberías aéreas		
Nº	Activo	TAG
67	Tuberías de amina pobre, desde bombas principales de amina P-2003 A/B/C hasta torre contactora T-2001	PIFE-0020
68	Tuberías de Propano Líquido desde scrubber de succión V-2601 hasta Chiller E-1101	PIFE-0024
69	Tuberías de propano, desde Chiller E-1101 y desde economizador V-2600 hasta succión de compresores K-2602 A	PIFE-0025
70	Tuberías de propano gaseoso, desde descarga de compresores K-2602 A/B hasta aerocondensador AC-2603, chiller E-1101 y recibidor de propano V-2606	PIFE-0026
71	Tuberías de venteo	PIFE-0030
72	Tuberías de condensado, desde separador de alta presión V-1000 hasta separador de baja presión V-1001	PIFE-0032
73	Tuberías de Hot Oil de baja temperatura, desde reboiler de regeneradora E-2011 y desde unidad de MEG, hasta hornos de Hot Oil H-6001. Incluye tuberías de carga de Hot Oil	PIFE-0035
74	Tuberías de Hot Oil de alta temperatura, desde Hornos H-6001 hasta reboiler de regeneradora y unidad de MEG.	PIFE-0036
75	Tuberías de Glicol pobre, desde unidad de MEG hasta puntos de inyección en intercambiadores gas-gas E-1100 A/B/C y chiller E-1101.	PIFE-0037
76	Tuberías de glicol rico, desde bota de separador frío V-1102, hasta unidad de MEG.	PIFE-0038

Tabla 8.8. Descripción de tuberías enterradas presentes en la planta.

Tuberías enterradas		
Nº	Activo	TAG
77	Tubería de gas ácido desde ingreso a planta hasta filtro de partículas F-1003, y hasta válvulas VB-10088, VB-10072, VB-10092, PSV-10036, PSV-10009A y PSV-10009B	PIFE-0001-E
78	Tubería de gas de alta presión, desde descarga de compresores K-1104 A/B/C, hasta válvulas PV-11103, PV-11082B y salida de planta.	PIFE-0009-E

9 Normativas y bibliografía de referencia

- ✓ *API RP 580 Risk Based Inspection*. Third Edition, February 2016.
- ✓ *API RP 581 Risk Based Inspection Methodology*. Third Edition, April 2016.
- ✓ *API RP 510 Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. Tenth Edition, May 2014.
- ✓ *API RP 570 Piping Inspection Code: Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*. Fourth Edition, February 2016.
- ✓ *ASME PCC-3, Damage Mechanism Definitions*.
- ✓ *ASM Handbook Volume 13. Corrosion fundamentals, Testing, and Protection*.
- ✓ *API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*. Second Edition, April 2011.
- ✓ Marco A. Calle. (2005). *Endulzamiento del Gas Natural*. México. Editorial América. 2017.
- ✓ Otegui, José Luis – Rubertis Esteban. (2012). *Cañerías y Recipientes de Presión. Tomo 2. Daño en servicio*. Mar del Plata. EUDEM.
- ✓ Otegui, José Luis – Rubertis Esteban. (2012). *Cañerías y Recipientes de Presión. Tomo 1. Diseño de Cañerías y Recipientes de Presión*. Mar del Plata. EUDEM.
- ✓ *NACE Standard RP 0775-2005, Item No: 21017. Preparation, Installation, Analysis, and interpretation of Corrosion Coupons in Gas & Oilfield Operations*. 2005.
- ✓ *API RP 572 Inspection Practices for Pressure Vessels*. Fourth Edition. December 2016.
- ✓ *Introduction to the quantitative assessment of risks associated with high hazard facilities*. TUV Rheinland Group. 2018.
- ✓ *HSE. Simplified Approach to Estimating Individual Risk*. UK. 2017.
- ✓ *HSE. Reducing risks, protecting people. HSE's decision-making process*. UK. 2001.
- ✓ *HSE. Societal Risk*. UK. 2009.