

## Plan de inspección basado en riesgo en un sistema de carga de camiones cisterna en la industria química chilena

### Risk-Based Inspection Plan for a Tanker Truck Loading System in the Chilean Chemical Industry

DOI: <https://doi.org/10.82951/7v3f-4688>

Alejandro Badilla<sup>1</sup>, Carlos Parra<sup>1</sup>, Félix Pizarro<sup>1</sup>, Andrés Aránguiz<sup>1</sup>, Pablo Duque<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Departamento de Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, [alejandro.badilla@usm.cl](mailto:alejandro.badilla@usm.cl) (A.B.), [carlos.parram@usm.cl](mailto:carlos.parram@usm.cl) <https://orcid.org/0000-0002-6257-3571> (C.P.), [felix.pizarro@usm.cl](mailto:felix.pizarro@usm.cl) (F.P.), [andres.aranguiz@usm.cl](mailto:andres.aranguiz@usm.cl) (A.A), [pablo.duque@usm.cl](mailto:pablo.duque@usm.cl) (P.D.).*

Recibido: 8 de diciembre de 2025.

Aprobado: 8 de diciembre de 2025.

Publicado: 25 de marzo de 2026

#### Resumen

Se presenta un estudio de caso en una empresa química ubicada en la bahía de Quintero (Chile), donde se diseña un plan de inspección basado en riesgo para un nuevo sistema de carga de camiones cisterna compuesto por redes de tuberías divididas en 19 circuitos. Para cuantificar el riesgo se aplica la metodología cuantitativa de las prácticas recomendadas AP RP 580 y API 581, evaluando la probabilidad de falla mediante una frecuencia genérica, un factor de daño por adelgazamiento generalizado de pared y un factor de gestión, y estimando las consecuencias de falla (seguridad, ambiente y economía) mediante un análisis de nivel 1 con fluidos representativos.

Los resultados indican una probabilidad de falla del orden de  $1,39E-06$  fallas por año y una consecuencia financiera estimada de 471.715 USD, lo que se traduce en un riesgo anual cercano a 0,7 USD, clasificado como riesgo bajo según los criterios de API 581, por lo que no se recomiendan medidas adicionales de mitigación específicas. Con base en estos resultados se propone una política de inspección basada en condición, alineada con API 570, que define espesores nominales, requeridos y de alarma por circuito, localiza puntos de monitoreo de condición (CMLs) para mediciones de espesor por ultrasonido y establece un intervalo base de inspección no mayor a tres años, buscando asegurar la integridad mecánica del sistema y la continuidad segura y eficiente de las operaciones de carga

**Palabras clave:** Inspección basada en riesgo; gestión de activos; Mantenimiento industrial; Seguridad de procesos; Integridad de tuberías; Seguridad de procesos.

#### Abstract

This paper presents a case study conducted in a chemical company located in the Bay of Quintero (Chile), where a Risk-Based Inspection (RBI) plan was designed for a new tanker truck loading system composed of piping networks divided into 19 circuits. To quantify risk, the quantitative methodology from the recommended practices API RP 580 and API RP 581 was applied. The probability of failure was evaluated using a generic failure frequency, a damage factor associated with generalized wall thinning, and a management factor, while the consequences of failure (safety, environmental, and economic) were estimated through a Level 1 analysis using representative process fluids.

2026 Volumen 1 Número 1	Alejandro Badilla, Carlos Parra, Félix Pizarro, Andrés Aránguiz, Pablo Duque	PÁG. 75
-------------------------------	---	---------

The results indicate a probability of failure on the order of  $1.39E-06$  failures per year and an estimated financial consequence of USD 471,715, which translates into an annual risk close to USD 0.7, classified as low risk according to the criteria of API RP 581. Therefore, no additional specific mitigation measures are recommended. Based on these results, a condition-based inspection policy aligned with API 570 is proposed. This policy defines nominal, required, and alarm thicknesses for each circuit, identifies Condition Monitoring Locations (CMLs) for ultrasonic thickness measurements, and establishes a base inspection interval not exceeding three years, aiming to ensure the mechanical integrity of the system and the safe and efficient continuity of loading operations.

**Keywords: Risk-Based Inspection; Asset Management; Industrial Maintenance; Process Safety; Piping Integrity; Process Safety.**

---

## Introducción

La industria petroquímica y química opera con equipos estáticos sometidos a condiciones severas de presión, temperatura y exposición a sustancias peligrosas, donde una fuga o pérdida de contención puede generar consecuencias significativas en términos de seguridad, medio ambiente y costos operacionales [1] [2]. En las últimas décadas, numerosos estudios han mostrado que los eventos de pérdida de contención continúan siendo una de las principales causas de accidentes mayores en plantas de proceso, especialmente cuando involucran productos inflamables o tóxicos [1] [2].

En este contexto, las políticas de mantenimiento puramente correctivas o basadas en intervalos fijos resultan insuficientes para gestionar adecuadamente el riesgo, ya que no consideran explícitamente la probabilidad ni la consecuencia de falla [3]. La evolución de la disciplina ha impulsado la adopción de metodologías de inspección basada en riesgo (Risk-Based Inspection, RBI), que combinan la probabilidad de falla con sus consecuencias para priorizar recursos y definir planes de inspección más eficaces [4] [5] [6]. Diversas revisiones recientes destacan que los enfoques de RBI permiten optimizar el uso de recursos de inspección y aumentar la disponibilidad de los activos, especialmente en sistemas complejos como tuberías de proceso y ductos [4] [6].

La empresa analizada se dedica a la recepción, procesamiento y distribución de productos químicos que arriban por vía marítima y se despachan principalmente mediante camiones cisterna hacia la zona central de Chile. Para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de sus operaciones, en 2020 se construyó un nuevo sistema de carga de camiones, conocido como "Isla de Carga", conformado por redes de tuberías divididas en 19 circuitos que manejan diversos productos peligrosos. Esta instalación se ubica en un entorno costero con alta sensibilidad ambiental y antecedentes de incidentes relevantes, lo que aumenta el escrutinio regulatorio y social sobre las actividades de la empresa [2].

A pesar de tratarse de un sistema nuevo diseñado bajo códigos reconocidos (como ASME B31.3 para tuberías de proceso [7]), la red de tuberías no contaba con un plan de inspección en servicio, lo que genera una brecha en la gestión de la integridad mecánica frente a mecanismos de daño previsible como la corrosión interna y externa [8]. Considerando la combinación de entorno marino, productos corrosivos y exigencias regulatorias y sociales, la empresa requiere una estrategia que optimice recursos de mantenimiento y, al mismo tiempo, mantenga el riesgo en niveles aceptables para la organización [3] [4] [5] [8].

En este marco, el objetivo de este trabajo es desarrollar y aplicar un plan de inspección basada en riesgo para el sistema de carga de camiones cisterna, empleando la metodología cuantitativa de las prácticas recomendadas AP RP 580 y API 581 [4] [5], y alineando los resultados con los requerimientos mínimos de inspección en servicio establecidos por API 570 [9]. El estudio incluye la caracterización del contexto operativo, la selección de mecanismos de daño dominantes, la segmentación en circuitos, la cuantificación de la probabilidad y consecuencias de falla y,

2026 Volumen 1 Número 1	Alejandro Badilla, Carlos Parra, Félix Pizarro, Andrés Aránguiz, Pablo Duque	PÁG. 76
-------------------------------	---	---------

finalmente, la formulación de un plan de inspección por medición de espesores mediante ultrasonido, orientado a preservar la integridad de las tuberías y la operación segura del sistema [4] [5] [10].

## 1. Contexto operacional

La empresa objeto de estudio se ubica en un terminal marítimo de Chile y se dedica a la recepción, almacenamiento, procesamiento y distribución de productos químicos que arriban principalmente por vía marítima. Estos productos se destinan como materias primas a distintas industrias de la zona central del país, por lo que la continuidad operativa y la seguridad de las instalaciones de transferencia resultan críticas para la cadena de suministro [1] [2].

El sitio industrial se localiza en un entorno costero con alta sensibilidad ambiental y antecedentes de incidentes relevantes, lo que aumenta el escrutinio regulatorio y social sobre las actividades de la empresa [2]. En este contexto, la compañía ha definido como prioridad estratégica fortalecer la gestión de la integridad de sus activos estáticos, en particular las redes de tuberías asociadas a las operaciones de carga y descarga, adoptando estándares internacionales como ASME B31.3 [7], API 570 [9], AP RP 580 [4] y API 581 [5].

### 1.1. Sistema de carga

Para mejorar la eficiencia y la sostenibilidad del despacho de productos químicos, en 2020 se aprobó la construcción de un nuevo sistema de carga de camiones cisterna, denominado "Isla de Carga" [10]. Esta instalación está diseñada para permitir la carga simultánea de hasta tres camiones mediante plataformas ubicadas en dos niveles, e incorpora balanzas de entrada, brazos de carga superiores, elementos de recuperación de vapores y un sistema de protección contra incendios dedicado.

El sistema de carga está constituido por redes de tuberías de acero al carbono ASTM A106 Grado B y acero inoxidable ASTM A312 TP316L, divididas en 19 circuitos con condiciones de diseño similares pero distintos fluidos de trabajo, incluyendo productos inflamables, tóxicos y corrosivos [1]. Cada circuito se caracteriza por sus espesores nominal, requerido y de alarma, y opera en un ambiente marino donde la niebla salina favorece la corrosión externa [8], mientras que las propiedades químicas de los productos transportados impulsan mecanismos de corrosión interna [8] [10].

### 1.2. Nuevo Sistema de Carga

En 2020 se aprobó la construcción de un nuevo sistema de carga de camiones cisterna con el propósito de incrementar la eficiencia y la sostenibilidad en la transferencia de productos químicos. Este sistema, denominado "Isla de Carga" (Figura 1), permite despachar un mayor volumen de producto y contribuye a mejorar la productividad global de la operación [10].

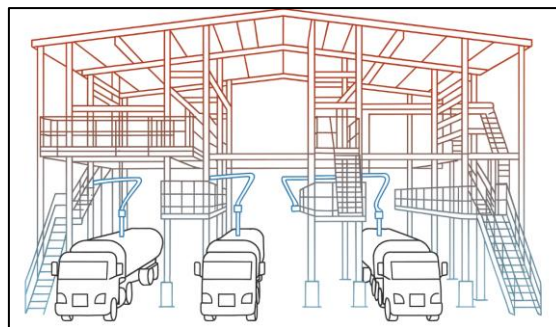
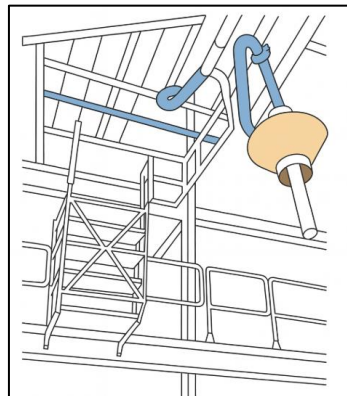


Figura 1: Esquema de Isla de Carga

La Isla de Carga está diseñada para realizar la carga superior de hasta tres camiones de manera simultánea mediante plataformas ubicadas en dos niveles estructurales. La instalación incorpora balanzas de acceso independientes, una pasarela que facilita el tránsito entre plataformas, un panel frontal con planchas perforadas que permite el ingreso de luz y protege frente a agentes externos, además de un sistema de protección contra incendios dedicado.

El sistema cuenta con brazos de carga (Figura 2), equipados con dispositivos para la prevención de emisiones de vapor y una conexión al sistema de recuperación de vapores, así como una sala de instrumentos que alberga la lógica de control y sistemas de detección de humo, llama y gases, entre ellos sulfhídrico y fenol.



**Figura 2: Esquema de Brazo de Carga**

La Isla de Carga incorpora además una sala de instrumentos con lógica de control y sistemas de detección de humo, llama y gases, tales como sulfhídrico y fenol. Los productos cargados en el sistema son los siguientes (Tabla 1):

**Tabla 1: Productos Cargados en la Isla**

Producto	Producto
Fenol 90–99%	Escaid 110
Monómero de acetato de vinilo	Metanol
Hidróxido de sodio 50%	Exxsol D-40
Monómero de acrilato de Butilo	Acrilato de 2-etilhexilo
2-etilhexanol / ortoxileno	Alcohol isobutilo / ortoxileno
Sulfhidrato de sodio 42–45%	Sulfhidrato de sodio 42–45%
Estireno	Hidróxido de potasio
Aceite básico	Ácido fosfórico

Las líneas de proceso asociadas al sistema están construidas en tuberías de acero al carbono ASTM A106 Grado B y acero inoxidable ASTM A312 TP316L, materiales seleccionados en función de las condiciones de operación y de la compatibilidad con los fluidos manejados [7]. Estas redes se organizan en 19 circuitos que serán la base para el análisis de riesgo y el diseño del plan de inspección [4] [5].

### 1.3. Problemática

El sistema de tuberías que ha sido construido y actualmente se encuentra en operación no cuenta con un plan de inspección, por lo que la empresa ha solicitado asistencia para abordar esta deficiencia [3]. Los parámetros para desarrollar tal plan incluyen la optimización de recursos, tanto humanos como materiales, y la maximización de la seguridad asociada, considerando que el área donde se ubica la empresa ha sido controversial debido a diversos incidentes ambientales, tales como un derrame de petróleo que ocurrió en la bahía a fines de 2021 [2].

## 2. Solución Propuesta

### 2.1. Códigos Técnicos

Para el desarrollo de planes de inspección, es necesario considerar el código regulatorio bajo el cual fue construida la instalación. Los códigos más utilizados para la construcción y diseño de tuberías son de origen estadounidense. En el caso de tuberías de proceso, se utiliza ASME B31.3: Tuberías de Proceso [7], que establece los requisitos para materiales y componentes, diseño, fabricación, ensamblaje, instalación, examen, inspección y prueba de tuberías. El código se aplica a tuberías para todo tipo de fluidos. El código también especifica que es aplicable únicamente a sistemas de tuberías nuevos, y una vez que el sistema entra en servicio, su reparación y mantenimiento caen bajo el alcance de otros códigos [7]. Respecto a la inspección de tuberías, existe el código API 570: Código de Inspección de Tuberías: Inspección en Servicio, Clasificación, Reparación y Alteración de Sistemas de Tuberías [9].

### 2.2. Mecanismo de Daño y Modo de Falla

Dada la ubicación costera del sistema estudiado, el ambiente salino causará corrosión externa [8]. Además, los productos transportados son corrosivos, lo que resultará en corrosión interna [10]. Puesto que el sistema es nuevo y carece de datos históricos, se asume que el modo de falla primario es el adelgazamiento generalizado de pared [5] [10].

### 2.3. Directrices para el Plan de Inspección

En el sistema de Isla de Carga se han identificado 19 circuitos, todos con condiciones de diseño similares, pero con distintos fluidos de trabajo. Los circuitos están debidamente identificados con sus espesores nominal, requerido y de alarma. Inicialmente, la frecuencia de inspección utilizada se ajusta a los Intervalos Máximos de Inspección Recomendados de API 570 [9]. Las inspecciones se basan en la medición de espesor mediante prueba ultrasónica (UT) en puntos específicos del circuito denominados Ubicaciones de Monitoreo de Condición (CMLs) [9] [10]. Como complemento a lo anterior, existe el objetivo de optimizar los recursos de inspección y mantenimiento, para lo cual se realizó un análisis de Inspección Basada en Riesgo (RBI). La metodología utilizada se basa en API RP 580/581 [4] [5].

### 2.4. Práctica recomendada para plan de Inspección Basada en Riesgo

La Inspección Basada en Riesgo (RBI por sus siglas en inglés) representa una metodología para la toma de decisiones respecto a la implementación, desarrollo y mejora continua de planes de inspección que se enfocan en estimar el riesgo basándose en la probabilidad y consecuencia de falla de equipos estáticos [4] [5] [6]. El objetivo principal de usar esta metodología es gestionar los riesgos a través de la identificación y mitigación de los factores que los causan y sus consecuencias [4]. Esto proporciona una clasificación de diferentes equipos dentro de un sistema de producción, facilitando el desarrollo de inspecciones óptimas en términos de alcance y frecuencia, así como recomendaciones para el monitoreo y prueba de activos dentro de su alcance [5].

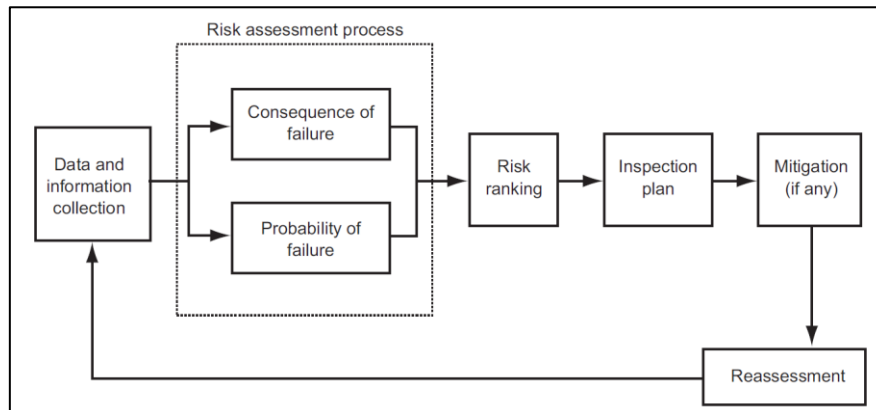
Las prácticas recomendadas para evaluación de riesgo son los siguientes estándares:

2026 Volumen 1 Número 1	Alejandro Badilla, Carlos Parra, Félix Pizarro, Andrés Aránguiz, Pablo Duque	PÁG. 79
-------------------------------	---	---------

- API RP 580 Inspección basada en riesgo [4]
- API RP 581 Metodología de inspección basada en riesgo [5]

## 2.5. Proceso de RBI

El proceso de planificación de un plan de inspección basada en riesgo utiliza aspectos cualitativos, cuantitativos y semicuantitativos [4] [5]. Cada uno de estos aspectos está condicionado principalmente por la calidad de los datos disponibles de la empresa, la instalación y el proceso bajo estudio. El proceso de planificación se resume en la **Figura 3**, que, una vez desarrollado, implementado y aplicado, atraviesa una etapa final de evaluación de resultados y evaluación final de riesgo. Posteriormente, el ciclo comienza nuevamente, optimizando continuamente el proceso de inspección [4].



**Figura 3: Proceso de planificación de RBI (American Petroleum Institute, 2016, p. 19)**

Al cuantificar la probabilidad y la severidad de estas consecuencias, el RBI permite la toma de decisiones informada y la priorización de actividades de inspección y mantenimiento para mitigar riesgos de manera efectiva [5] [6]. Un modelo general de evaluación de riesgo (Ecuación 1) considera cuantificar la probabilidad de que ocurra un evento dentro de un período especificado, junto con la consecuencia de ese evento:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \cdot \text{Consecuencias} \quad \text{Ecuación 1}$$

La metodología propuesta por API RP 581 (Ecuación 2) se basa en el modelo generalizado, proporcionando un enfoque detallado sobre cómo calcular la Probabilidad de Falla (POF) y la Consecuencia de Falla (COF) [5]:

$$R(t) = P_f(t) \cdot C_f \quad \text{Ecuación 2}$$

$P_f(t)$  se refiere a la estimación de la probabilidad de que ocurra una falla en el equipo dentro de un período especificado  $t$ . Se calcula usando diversos factores tales como edad del equipo, frecuencia de inspección y mantenimiento, y condición operacional [5]. La Consecuencia de Falla ( $C_f$ ) se refiere al impacto que tendría una falla del equipo, considerando aspectos tales como seguridad, ambiente, producción y costos asociados [5]. Se evalúan los efectos adversos potenciales, y se asigna un valor numérico o clasificación para representar la magnitud de la consecuencia.

Al multiplicar el POF por el COF, se obtiene una medida cuantitativa del riesgo, que ayuda a priorizar acciones de mitigación y asignar recursos apropiados para minimizar los riesgos identificados [5] [6]. Las acciones de inspección y mantenimiento impactan la probabilidad de falla, mientras que las acciones de ingeniería o rediseño impactan la consecuencia de falla [4].

### 3. Evaluación del Riesgo Base

#### 3.1. Evaluación de la Probabilidad de Falla (POF)

Para el cálculo de la Probabilidad de Falla utilizada por API RP 581, se determina usando la Ecuación 3 (método GFF)

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad \text{Ecuación 3}$$

El POF en función del tiempo,  $P_f(t)$ , se determina como el producto de una frecuencia de falla genérica,  $gff$ , y un factor de daño,  $D_f(t)$ , y un factor de sistemas de gestión,  $F_{MS}$  [5].

Una frecuencia de falla genérica se obtiene de API RP 581 para un tipo de equipo t trabajo. Para este sistema el valor es  $gff = 3,06 \times 10^{-5}$  [fallas/año] [5]. Para el factor de sistemas de gestión, el código propone una auditoría de gestión de mantenimiento, que incluye un sistema de puntuación utilizado para calcular  $F_{MS}$ . La puntuación en auditorías ( $pscore$  es de 87,35% y  $F_{MS}$  es igual a 0,179, calculándolo con la Ecuación 4.

$$F_{MS} = 10^{(-0.02 \cdot pscore + 1)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Para el factor de daño se consideraron diversos mecanismos de falla (Ecuación 5)

$$D_{f-total} = D_{f-gov}^{thin} + D_{f-gov}^{extd} + D_{f-gov}^{SCC} + D_f^{htha} + D_{f-gov}^{britt} \quad \text{Ecuación 5}$$

Para este caso se consideró solo adelgazamiento generalizado. El término  $D_{f-gov}^{thin}$  fue reemplazado por  $D_f^{thin}$  porque la tubería no tiene un recubrimiento interior. La determinación del factor de daño es extensa con la metodología API porque se consideran múltiples variables a evaluar. finalmente.  $D_f^{thin}$  es igual a 0,2531 [5].

#### 3.2. Evaluación de la Consecuencia de Falla (COF)

El análisis de consecuencias permite la diferenciación de los diversos componentes de un sistema de producción basándose en las repercusiones de una falla potencial [5]. El análisis debe proporcionar una estimación reproducible, simplificada y creíble de lo que se puede esperar en caso de falla del equipo debido a un mecanismo de falla identificado [5]. API RP 581 reconoce tres categorías de consecuencia [5]:

- Impacto en la seguridad y la salud.
- Impacto ambiental.
- Impacto económico.

Estas categorías ayudan a evaluar las consecuencias potenciales que pueden surgir de una falla, permitiendo una comprensión integral del impacto general en la seguridad, el ambiente y los aspectos económicos del sistema [6]. Al considerar estas diferentes categorías de consecuencias, se pueden implementar medidas apropiadas de mitigación de riesgo para minimizar los efectos negativos potenciales y garantizar la resiliencia y sostenibilidad general del sistema de producción [6].

Para el análisis de consecuencias, el código de referencia distingue dos niveles de evaluación [5]:

- Análisis de consecuencias nivel 1.
- Análisis de consecuencias nivel 2.

El análisis de nivel 1 se limita a las consecuencias asociadas con fugas de un número limitado de fluidos de referencia listados en el código considerando el contexto operacional del sistema [5]. Las consecuencias mayores en este nivel estarán asociadas con incendios causados por líquidos y explosiones de nubes de vapor para gases. En la Tabla 1 se muestran los fluidos presentes en el sistema de Isla de Carga, y varios de ellos corresponden a fluidos comerciales que no están listados. Debido a esto, se seleccionó un fluido representativo disponible para el análisis de consecuencias [5].

- Tamaño del orificio de liberación.
- Tasas de liberación de fluido.
- Inventario de liberación disponible.
- Tipo de liberación.
- Impacto de sistemas de aislamiento y detección.
- Cálculo de tasa de liberación de fluido.
- Áreas de consecuencia.
- Calcular área de consecuencia inflamable.
- Calcular área de consecuencia tóxica.
- Calcular área de consecuencia no inflamable, no tóxica.
- Calcular consecuencias financieras (CF).

### 3.3. Evaluación del Riesgo

Basándose en los datos analizados y estimados, el riesgo asociado con el sistema de referencia en términos económicos se indica en la Tabla 2.

**Tabla 2: Riesgo Financiero por Año**

Variable	Valor
$P_{ft}$	1,39 E-06
$CF$	USD 471.715
$R(t)$	USD 0,7

Además, el riesgo obtenido puede representarse en un gráfico bi-logarítmico propuesto por API 581 (Figura 4), donde se distinguen cuatro áreas que varían desde riesgo bajo, medio, medio-alto y alto [5]. En esta representación, el punto correspondiente al sistema de Isla de Carga se ubica en la zona de riesgo bajo, lo que indica que la probabilidad de falla es reducida y que la consecuencia económica estimada no justifica la aplicación de medidas adicionales de mitigación específicas [5] [6].

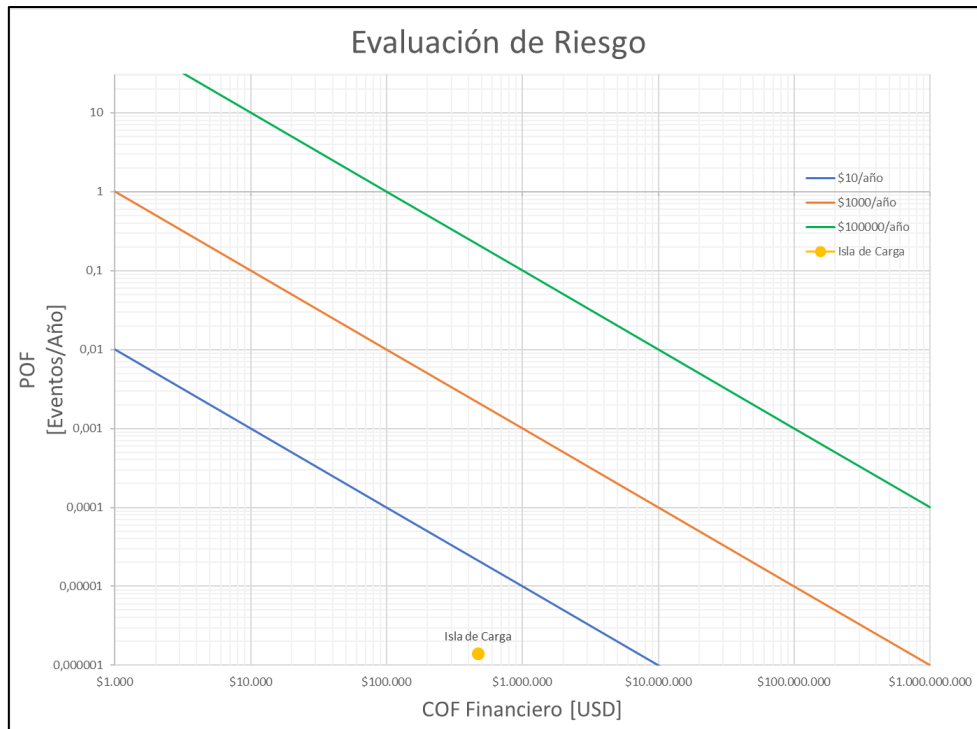


Figura 4: Gráfica de evaluación de Riesgo Financiero

### 3.4. Análisis de Riesgo

Considerando que las medidas de mitigación se enfocarían principalmente en la probabilidad más que en la consecuencia, y teniendo en cuenta la baja probabilidad de falla calculada, se concluye que no se requieren acciones específicas adicionales para gestionar el riesgo en este sistema [5]. Esta interpretación es consistente con el esquema de riesgo residual mostrado en la Figura 5, donde se ilustra que, una vez evaluado el riesgo base y verificadas sus bajas magnitudes, las acciones adicionales de reducción no son prioritarias frente a la aplicación de un plan de inspección en servicio ajustado a código [4] [5].

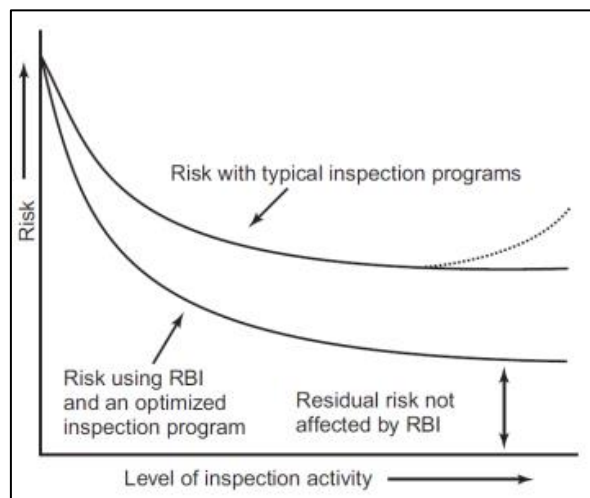


Figura 5: Riesgo Residual (American Petroleum Institute, 2016, p. 13)

Por lo tanto, el plan de mantenimiento propuesto se basará en los requisitos mínimos establecidos por API 570, considerando la tasa de desgaste proyectada y el seguimiento mediante inspecciones periódicas [9].

## Conclusiones

- Se examinaron las estrategias de mantenimiento del proyecto de la "Isla de Carga". El sistema comprende equipos estáticos, específicamente tuberías, que presentan bajas frecuencias de falla y que frecuentemente son excluidos de análisis de criticidad convencionales. Sin embargo, debido al manejo de sustancias peligrosas y a la sensibilidad ambiental del entorno donde se emplaza la instalación, resulta necesario implementar una política de mantenimiento orientada a minimizar la ocurrencia de fallas y la pérdida de contención [1] [2] [4] [5]. En este contexto, se propuso la evaluación de un plan de inspección basado en riesgo, fundamentado en las directrices de AP RP 580 y API 581 [4] [5].
- La metodología AP RP 580/581 fue aplicada utilizando información técnica del proyecto de la "Isla de Carga". Se identificaron sustancias peligrosas y se asociaron con un fluido representativo para desarrollar un análisis de consecuencias de nivel 1, mientras que el sistema fue dividido en circuitos con condiciones de diseño similares, de acuerdo con los lineamientos metodológicos de RBI [4] [5] [6]. La probabilidad de falla calculada fue de  $1,39E-06$  fallas por año, con una consecuencia financiera de USD 471.715, resultando en un riesgo anual de USD 0,7. El riesgo base calculado fue inferior a USD 10, lo que indica que no se recomiendan acciones específicas adicionales de gestión del riesgo [5].
- Se desarrolló una propuesta de política de inspección basada en condición conforme a las directrices de API 570 [9]. La propuesta incluyó proyecciones de tasas de desgaste y espesores críticos para cada elemento del circuito, así como la definición de puntos de monitoreo de condición para mediciones de espesor mediante ultrasonido [9] [10]. Se recomendó un intervalo base de inspección no mayor a 3 años, con ajustes posteriores basados en las tasas de desgaste proyectadas o en los intervalos máximos establecidos por API 570 [9]. Este enfoque es coherente con prácticas actuales de mantenimiento basado en condición para tuberías sometidas a mecanismos de corrosión interna y externa [8] [10].

## Referencias

- [1] X. Darbra, T. Palacios, and J. Casal, “Domino effect in chemical accidents: main features and accident sequences”, *Journal of Hazardous Materials*, vol. 183, no. 1–3, pp. 565–573, 2010. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2010.07.061. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2010.07.061>
- [2] G. Tansi, F. Fabiano, and R. Pastorino, “A novel hybrid methodology for loss of containment accident risk assessment in chemical tank farms”, *Chemical Engineering Transactions*, vol. 116, pp. 613–618, 2025. DOI: 10.3303/CET25116103. <https://doi.org/10.3303/CET25116103>
- [3] A. Crespo Márquez, *The Maintenance Management Framework: Models and Methods for Complex Systems Maintenance*. London, U.K.: Springer, 2007. DOI: 10.1007/978-1-84628-821-4. <https://doi.org/10.1007/978-1-84628-821-4>
- [4] American Petroleum Institute, *Risk-Based Inspection, API Recommended Practice 580*, 3rd ed. Dallas, TX, USA: API, 2016.
- [5] American Petroleum Institute, *Risk-Based Inspection Methodology, API Recommended Practice 581*, 3rd ed. Dallas, TX, USA: API, 2020.
- [6] T. Adityawarman, A. P. S. Kaban, and J. W. Soedarsono, “A Recent Review of Risk-Based Inspection Development to Support Service Excellence in the Oil and Gas Industry: An Artificial Intelligence Perspective,” *ASCE–ASME Journal of Risk and Uncertainty in Engineering Systems, Part B: Mechanical Engineering*, vol. 9, no. 1, Art. no. 010801, 2023. DOI: 10.1115/1.4054558. <https://doi.org/10.1115/1.4054558>
- [7] American Society of Mechanical Engineers, *ASME B31.3: Process Piping*. New York, NY, USA: ASME, 2018.
- [8] O. O. Adeyemi, O. A. Oyekunle, and K. A. Adedayo, “Effect of seawater salinity, pH, and temperature on external corrosion behavior and microhardness of offshore oil and gas pipelines,” *Scientific Reports*, vol. 14, Art. no. 16548, 2024. DOI: 10.1038/s41598-024-67463-2. <https://doi.org/10.1038/s41598-024-67463-2>
- [9] American Petroleum Institute, *Piping Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems, API Standard 570*, 4th ed. Dallas, TX, USA: API, 2016.
- [10] Z. Mahmoodzadeh, A. K. M. A. Kabir, and S. Tesfamariam, “Condition-Based Maintenance with Reinforcement Learning for Dry Gas Pipeline Subject to Internal Corrosion,” *Sensors*, vol. 20, no. 19, Art. no. 5708, 2020. DOI: 10.3390/s20195708. <https://doi.org/10.3390/s20195708>

## Declaración ética

**Conflicto de Interés:** Nada que declarar. **Financiamiento:** Nada que declarar. **Revisión por Pares:** Doble ciego.



Todo el contenido de la RIMCEO — Revista de Activos de Ingeniería en Mantenimiento, Confiabilidad y Excelencia Operacional, está licenciada bajo Creative Commons, a menos que se especifique lo contrario o se trate de contenido recuperado de otras fuentes bibliográficas.

2026 Volumen 1 Número 1	Alejandro Badilla, Carlos Parra, Félix Pizarro, Andrés Aránguiz, Pablo Duque	PÁG. 85
-------------------------------	---	---------