



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE QUÍMICA

**Inspección de equipos estáticos utilizando la
metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR)**

Trabajo monográfico de actualización

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Ingeniero Químico

P R E S E N T A:

Pablo Campos Soberanes

A S E S O R:

M. I. Rodolfo Ruíz Trejo

Ciudad Universitaria, CDMX, 2023





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado Asignado

PRESIDENTE: RUIZ TREJO RODOLFO

VOCAL: PIMENTEL ALARCÓN MIGUEL ÁNGEL

SECRETARIO: ALCÁNTARA GARDUÑO MARTHA ELENA

1er SUPLENTE: RODRIGUEZ CASTAÑEDA ILEANA

2do SUPLENTE: BASURTO GARCÍA GERMAN

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA

Laboratorio de Ingeniería Química, Facultad de Química, UNAM.

Sustentante



Pablo Campos Soberanes

Índice

Resumen	1
Introducción	3
Objetivos.....	7
Capítulo I. Integridad mecánica.....	8
I.1 Integridad mecánica	9
I.2 Desarrollo de un sistema de integridad mecánica	12
Capítulo II. Inspección Basada en Riesgos	26
II.1 Inspección Basada en Riesgos	27
II.2 La Inspección Basada en Riesgos como herramienta de gestión y mejora continua	29
II.3 Beneficios y limitaciones de la Inspección Basada en Riesgos	31
II.4 Factores que determinan la viabilidad de la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgos	32
II.5 Implementación de la Inspección Basada en Riesgos (IBR)	34
II.6 Análisis de riesgos en la metodología de Inspección Basada en Riesgos	41
II.6.1 Determinación de la Probabilidad de Falla	44

II.6.1.1 Metodología del análisis de fallas	47
II.6.2 Evaluación de las Consecuencias de Falla	51
II.6.3 Gestión del riesgo y toma de decisiones	55
Capítulo III. Aplicación de la metodología IBR a un sistema de almacenamiento y flujo de crudo.....	59
III.1 Información técnica: Tanques de almacenamiento industrial	59
III.1.1 Criterios para la selección de tanques.....	62
III.1.2 Inspección aplicada a tanques de almacenamiento	64
III.1.3 Mantenimiento a tanques de almacenamiento	66
III.1.4 Principales causas de fugas y derrames en tanques de almacenamiento....	75
III.2 Ficha técnica: Descripción de operación y tanques de almacenamiento	78
III.3 Evaluación de riesgos desde un enfoque semicuantitativo	81
III.3.1 Cálculo de la criticidad del equipo	84
III.4 Plan de Inspección	85
Conclusiones Generales	89
Bibliografía.....	92

Índice de Figuras

Figura 1. Consecuencias de la fuga de MIC en Bhopal, India	4
Figura 2. Explosión en San Juan Ixhuatepec, México	5
Figura 3. Desarrollo e implementación del Sistema de Integridad Mecánica para activos.....	13
Figura 4. Elementos del modelo de gestión de la integridad mecánica	18
Figura 5. Plataforma de integridad mecánica	21
Figura 6. Líneas de procesos (ductos)	30
Figura 7. Etapas del proceso de evaluación.....	35
Figura 8. Proceso de la Inspección Basada en Riesgos.....	44
Figura 9. Metodología análisis de fallas	49
Figura 10. Corrida de diablos	51
Figura 11. Evaluación de las Consecuencias de Falla	54
Figura 12. Clasificación del Riesgo	56
Figura 13. Tanque de techo flotante para almacenamiento de gasolina.....	61
Figura 14. Selección de tanques de almacenamiento	63
Figura 15. Diagrama de Flujo de Proceso de la operación en campo	78
Figura 16. Matriz de Riesgos, según la criticidad total del equipo	85

Índice de Tablas

Tabla 1. Niveles de Probabilidad de Falla	46
Tabla 2. Consecuencia de las pérdidas económicas por niveles.....	55
Tabla 3. Consecuencia de seguridad, salud y ambientales	55
Tabla 4. Enfoques de inspección para tanques de almacenamiento	66
Tabla 5. Fugas y derrames en tanques de almacenamiento	75
Tabla 6. Descripción del tanque de almacenamiento de crudo	79
Tabla 7. Descripción del tanque de almacenamiento de crudo	79
Tabla 8. Descripción del tanque de almacenamiento de agua	80
Tabla 9. Descripción del Skim Tank	80
Tabla 10. Descripción del separador general	80
Tabla 11. Descripción del separador de prueba	81
Tabla 12. Valores ponderados de Frecuencias de Falla.....	82
Tabla 13. Valores ponderados de Impacto Operacional	83
Tabla 14. Valores ponderados de Flexibilidad Operacional.....	83
Tabla 15. Valores ponderados de Costo de Mantenimiento	83

Tabla 16. Valores ponderados de Impacto en seguridad, medio ambiente e higiene	83
Tabla 17. Cálculo de la criticidad total del equipo.....	84
Tabla 18. Valor de la criticidad total	84
Tabla 19. Resultados de la criticidad total del equipo.....	84
Tabla 20. Presupuesto del año 2022 aprobado para la inspección de tanques de almacenamiento.....	86
Tabla 21. Presupuesto del año 2022 aprobado para la inspección de recipientes a presión	86
Tabla 22. Cronograma del año 2022 de inspección de tanques de almacenamiento y recipientes a presión	87

Reconocimientos

Agradezco, inmensamente, a los profesores: Rodolfo Ruíz Trejo, Martha Elena Garduño Alcántara y Miguel Ángel Pimentel Alarcón, por el apoyo que me han brindado durante la elaboración del presente trabajo y a lo largo de mi formación académica como estudiante universitario.

Sin todos ustedes, esto no sería posible.

Gracias.

Dedicatoria

Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo de mi familia, novia, amigos, maestros, sinodales y seres queridos; todos ellos han sido una pieza importante en mi formación personal, académica y laboral, por lo que le dedico las siguientes líneas a:

Mis padres:

Pablo Campos y Lucia Soberanes, quienes son mi pilar y mi faro en la vida.

Mi novia:

Marcela López, por ser la persona que me impulsa a ser mejor cada día y brindarme su apoyo incondicional en todo momento.

Mis hermanas:

Ana y Brenda Campos, quienes siempre me han dado su cariño y apoyo incondicional.

Mi sobrina:

Camila Campos, por ser mi fuerza para seguir adelante día a día.

Mis mascotas:

Duque, Junior, Pit, Carlota, Ginebra y Kira, por enseñarme lo que es la lealtad, el respeto y el amor incondicional.

Mi tía y mis primas:

Carmen Soberanes, Dexa y Zyan Lezama, quienes siempre han estado ahí, dándome su apoyo en cada etapa de mi vida.

Mis amigos:

Patricia Lara, Víctor Manuel García, Paola Lara y Francisco Velasco, quienes me han apoyado y han estado en muchas nuevas etapas de mi vida.

Ángel Arvizu y Francisco Zavala, quienes me han enseñado en estos últimos meses que hay personas que te quieren ver crecer.

La Facultad de Química:

Gracias por la oportunidad de poder desarrollarme profesionalmente dentro de tus aulas, por esto y otras razones, siempre te llevaré en mi corazón.

La UNAM, mi alma máter:

Ninguna palabra describe lo agradecido que estoy con mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, por todos y cada uno de esos días donde me recibió con los brazos abiertos.

Todos y cada uno de ustedes me vieron crecer de alguna u otra forma, gracias



Resumen

Para un gran número de empresas, los accidentes industriales son un elemento inherente a su operación, por lo que es indispensable que estas empresas implementen dentro de las plantas industriales un sistema de seguridad que garantice la integridad mecánica y confiabilidad de las instalaciones, sistemas, equipos y accesorios que operan dentro de estas, con el propósito de prevenir la ocurrencia de una catástrofe. Por esta razón, el presente trabajo plantea la importancia que tiene la metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR) como una herramienta de prevención y control de riesgos industriales.

Este trabajo consta de tres capítulos. En el primer capítulo se plantea la importancia de los sistemas de integridad mecánica como una medida de seguridad para la industria al garantizar la confiabilidad de la planta industrial, resaltando la complejidad de este tipo de sistemas, así como su potencial para actuar como una herramienta capaz de prevenir y predecir el comportamiento de los equipos estáticos.

Dentro del segundo capítulo se ahonda en la comprensión de la metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR) como una herramienta técnica para la gestión de riesgos, debido a su capacidad para prevenir fallas en la integridad mecánica de los equipos estáticos. Básicamente, a lo largo de este capítulo se exploran todos los elementos necesarios para entender la noción de IBR, sus beneficios y limitaciones, así como el proceso de gestión de riesgo efectuado por medio de esta.



Finalmente, en el último capítulo se presenta un ejemplo de aplicación de la metodología IBR, con la finalidad de ilustrar, de forma sencilla, los alcances de esta metodología.



Introducción

Los accidentes industriales son un factor con el que el ser humano ha tenido que lidiar a lo largo de la historia de la industria; generalmente, el suceso de este tipo de accidentes tiene repercusiones sociales, económicas y ambientales. Por ejemplo, a nivel económico representan la interrupción de la producción por un par de horas o la pérdida total de algunos activos fundamentales para la operación de la empresa y cuyo resultado puede llegar a ser el quiebre inminente de la misma; a nivel social, estos sucesos son causantes de muerte y de la pérdida de algunas comunidades; en tanto, a nivel ambiental, originan la devastación masiva de flora y fauna local, además de que en el peor de los casos inhabilita grandes extensiones de tierra para cualquier uso.

Tan sólo a finales del siglo XXI, acontecieron 3 casos de accidentes industriales que provocaron daños catastróficos a su entorno; estos son:

1. Explosión en Bhopal, India. Union Carbide Corporation (CENAPRED, 2019a).

Esta explosión fue catalogada como la catástrofe industrial más grande de la historia, al ocasionar más de 7,000 muertes y tener un saldo de miles de lesionados.

La madrugada del 3 de diciembre de 1984, dentro de una fábrica de plaguicidas, se liberó una nube de gas de isocianato de metilo (MIC). El desastre ocurrió por una combinación de diferentes circunstancias, donde se destaca un aumento de presión en el tanque de almacenamiento que provocó la apertura de la válvula de seguridad y la liberación del gas a la atmósfera (CENAPRED, 2019a).

En términos generales, este accidente ha sido adjudicado a la falta de mantenimiento y negligencia en los procedimientos de seguridad por parte de la empresa.



Figura 1. Consecuencias de la fuga de MIC en Bhopal, India (CENAPRED, 2019a).

2. Explosión en San Juan Ixhuatepec, México (CENAPRED, 2019b).

El 19 de noviembre de 1984, dentro de las instalaciones de Petróleos Mexicanos, ubicadas en San Juan Ixhuatepec, Estado de México, México, se produjo una serie de 9 explosiones de tanques de almacenamiento de gas. El saldo oficial concluyo con más de 500 personas fallecidas, 7,000 lesionadas, 60,000 evacuadas y 149 viviendas destruidas.

Como posible causa del accidente, se contempla que uno de los contenedores de 54 m³ fue sobrellenado, lo cual produjo sobrepresión en la línea de transporte llevando a la ruptura de una tubería de 20 cm de diámetro que transportaba gas LP; se considera que la fuga de gas tuvo una duración aproximada de diez minutos hasta su inminente ignición.



Figura 2. Explosión en San Juan Ixhuatepec, México (CENAPRED, 2019b).

3. Liberación de una nube tóxica por sobrepresión de un reactor en Seveso, Italia (Centemeri, 2010).

El sábado 10 de julio de 1976, alrededor de las 12:30 p.m., un reactor donde se producía triclorofenol presentó una falla en una válvula de seguridad y liberó una nube tóxica de dioxina y otros contaminantes como consecuencia de una reacción exotérmica inesperada. La nube contenía compuestos sumamente tóxicos que fueron esparcidos sobre los territorios de: Meda; Cesano Maderno; Desio y Seveso, siendo este último el más afectado a causa de la dirección del viento.

Los daños generados tras este accidente incluyen: cientos de casas inhabitables, mujeres con afectaciones durante el embarazo, malformaciones en recién nacidos, entre otras consecuencias (Centemeri, 2010).

Por medio de estos ejemplos, se observa la importancia de contar con medidas y procesos que garanticen la integridad del personal operativo y de las instalaciones de una planta industrial. En este sentido, resulta indispensable cuidar la integridad mecánica de los equipos o activos y asegurar la correcta implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR) ya que esta proporciona



información que permite disminuir el riesgo de un accidente industrial, evaluando la probabilidad de falla en los equipos estáticos y sus componentes, además de determinar las posibles consecuencias de esta falla.

Grandes empresas que cuentan con una amplia participación en los grandes mercados de petróleo y gas como lo son: Shell, Exxon, Texaco, Mobil, Chevron, entre otras, han fomentado el interés en este tipo de prácticas dentro de la industria, específicamente en aquellas empresas que realizan operaciones de alto riesgo; dando como resultado un conjunto de normas que hablan sobre la metodología IBR (Roque, 2011).

Por ejemplo, en el caso de PEMEX, se hace uso del sistema SSPA¹, el cual ha sido utilizado durante años para la prevención de accidentes industriales. Este sistema se basa en las 12 mejores prácticas internacionales de SSPA, las cuales se dividen en: conceptuales, estructurales y operacionales. Dentro de PEMEX, el sistema SSPA se logra a partir de la integración de 3 subsistemas:

- Subsistema de Administración de Seguridad de los Procesos (SASP).
- Subsistema de Administración de Salud en el Trabajo (SAST).
- Subsistema de Administración Ambiental (SAA).

De estos se destaca el SASP, el cual consta de 14 elementos que, aplicados sistemáticamente a través de controles administrativos (programas, procedimientos, evaluaciones y auditorías) a las operaciones que involucran materiales peligrosos,

¹ SSPA: Salud, Seguridad en el trabajo y Protección Ambiental (PEMEX, 2017).



permiten que los riesgos del proceso sean identificados, entendidos y controlados; así mismo, las lesiones e incidentes relacionados con el proceso pueden ser eliminados (Roque, 2011).

Objetivos

Objetivo General:

Presentar la metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR) como una herramienta indispensable para la prevención y control de riesgos en equipos estáticos de proceso dentro de una planta industrial.

Objetivos Particulares:

Entre los objetivos particulares del presente trabajo se encuentran:

- Entender la importancia del desarrollo de un sistema de integridad mecánica dentro de una planta industrial.
- Comprender el alcance de la Inspección Basada en Riesgos dentro de una planta industrial, haciendo énfasis en el proceso de gestión del riesgo.
- Observar cómo se aplica la metodología IBR en una planta industrial.



Capítulo I. Integridad mecánica

Para la industria, la seguridad en los procesos siempre ha sido una consideración importante, pues a lo largo de la historia se ha observado que las instalaciones industriales son lugares con una alta probabilidad de ocurrencia de accidentes, los cuales han resultado ser catastróficos para la seguridad de los trabajadores, su entorno y el medio ambiente; además de ocasionar pérdidas económicas. Esto se debe, principalmente, al manejo de sustancias químicas altamente peligrosas dentro de la industria, por lo que se ha vuelto indispensable prevenir los problemas de contención, tanto en tuberías como en equipos de procesos.

De acuerdo con lo planteado por Rivero (2016), la industria ha demostrado que esta situación proviene principalmente de una falla en la integridad mecánica de tuberías, recipientes, reformadores, reactores, columnas, etcétera. Más aún, expone que por su tamaño e impacto, las fallas en los equipos estáticos son más críticas para los negocios; debido a que un único evento de este tipo es suficiente para llegar a lo más alto en la pirámide de incidentes y, en consecuencia, se recurre a todos los recursos, esfuerzos y debates para determinar lo que ha sucedido. Sin embargo, la clave no consiste en reparar la falla, sino en evitar su ocurrencia.

En este sentido, se ha detectado la necesidad de llevar a cabo sistemas de seguridad industrial focalizados en asegurar la integridad mecánica de toda la planta, para lo cual resulta indispensable integrar diferentes filosofías, metodologías, tecnologías y



estrategias que garanticen la confiabilidad, rentabilidad y el desempeño seguro de la operación de la planta industrial a lo largo de su ciclo de vida.

I.1 Integridad mecánica (Pérez, 2020)

La integridad mecánica hace referencia al proceso de garantizar que los equipos estén diseñados, fabricados, instalados y operados de tal forma que otorguen el rendimiento esperado de una manera segura y confiable; además, dentro de este proceso se procura el mantenimiento adecuado de los equipos y se prevé la disponibilidad de reemplazos. Lo anterior, con la finalidad de evitar fallas catastróficas dentro del proceso industrial, así como afectaciones a la salud y al medio ambiente.

Un sistema de integridad mecánica se compone por un vasto número de normas de estandarización internacionales, interrelacionadas e independientes entre sí, que conforman una compleja red de estándares y, a su vez, facilita a la planta industrial:

- La creación de un programa de aseguramiento de la calidad para comprobar la idoneidad de los equipos durante el proceso de construcción de la instalación, su modificación o reparación, su adecuada instalación y finalmente, la existencia de partes y repuestos que cumplan con códigos aplicables y especificaciones de diseño para el apropiado mantenimiento de dichos equipos;
- Indicar las deficiencias de los equipos que se deben resolver, de forma segura y oportuna, antes de colocarlos en servicio;



- La existencia y aplicación de procedimientos escritos, que deben incluir métodos que faciliten a los empleados identificar y reportar equipos potencialmente defectuosos o inseguros y, además, que simultáneamente puedan registrar sus observaciones y sugerencias;
- La obligatoria, correcta y completa formación de los empleados en todas las actividades de operación y mantenimiento;
- El diseño de un programa de inspección para todos los equipos de proceso que esté basado en la normatividad aplicable y en la implementación de buenas prácticas, el cual debe ser realizado con una frecuencia coherente con las recomendaciones del fabricante o según lo determine el historial de funcionamiento del equipo y su evaluación en función del riesgo.

En un primer momento, para la ejecución de un sistema de integridad mecánica se debe tener en consideración la preparación de una lista de equipos críticos para la seguridad del proceso y la elaboración de un análisis de riesgos que defina la criticidad de los equipos, los cuales deben ser codificados a través de una nomenclatura estándar determinada por la instalación que permita su búsqueda por clase de equipo (API, 2016a).

De igual forma, se debe contemplar que un sistema de este tipo requiere el establecimiento de programas de mantenimiento preventivo que cuenten con: un financiamiento adecuado; personal capacitado y suficiente para evitar la necesidad de un mantenimiento correctivo, así como el equipo y los procedimientos de instalación



convenientes. Por esta razón, con el propósito de lograr lo anterior, las empresas deben crear procedimientos y programas de mantenimiento documentados sobre:

- Recipientes a presión y tanques de almacenamiento;
- Sistemas de tuberías que cumplan con la normativa API-570 (API, 2016b), incluyendo los componentes de los sistemas de tuberías, tales como mangueras y juntas de expansión;
- Sistemas de alivio, los cuales deben tener la condición documentada de “acuse de recibo” y los registros de su calibración, incluyendo la presión a la cual alivia el dispositivo. Adicionalmente, se deben contemplar los discos de ruptura, arrestadores de flamas, respiraderos de explosión, cabezales de venteo u otros componentes del sistema de venteo;
- Sistemas de paradas de emergencia; los cuales deben incluir la activación automática y manual, además de una descripción de los sistemas definidos en la serie ISO 9000 (ISO, 2015);
- Sistemas de instrumentación y control que incluyan dispositivos de monitoreo, sensores, alarmas y enclavamientos. Los instrumentos críticos deben ser definidos en conjunto con los escenarios desarrollados en el ARP². En tanto, los procedimientos documentados de mantenimiento deben incluir una

² ARP: Análisis de Riesgo del Proceso.



descripción de los sistemas, programas y registros de calibración y la incertidumbre (Pérez, 2020).

No obstante, la implementación de un sistema de integridad mecánica es una tarea sumamente compleja que requiere un amplio esfuerzo por parte de todos los interesados en la operación de una empresa pero, sobre todo, de las personas que operan dentro de una planta industrial.

I.2 Desarrollo de un sistema de integridad mecánica (Rivero, 2016)

El desarrollo de un sistema de integridad mecánica es un proceso en el que se deben de integrar un gran número de operaciones y procedimientos efectuados dentro de la planta industrial; por ello, se debe entender que este sistema trata de integrar diferentes metodologías, tecnologías y estrategias para garantizar la confiabilidad, rentabilidad y el desempeño seguro de la planta dentro del contexto operativo del ciclo de vida de esta. Bajo tal perspectiva, se ha observado que la clave de un sistema de integridad mecánica se basa en atender las capacidades de los activos, las necesidades de la empresa y las habilidades empresariales así como tratar a todos los activos de la planta de forma preventiva y predictiva.

En general, no existe una regla que indique cuál es la fórmula exacta para la creación de este sistema, debido a que cada empresa o planta industrial cuenta con características particulares; sin embargo, dentro de la práctica se ha identificado que para la instauración de este sistema es necesario plantear las siguientes cuestiones:

- ¿Cuáles son las amenazas reales?;



- ¿Cuáles son las expectativas del ciclo de vida?; y
- ¿Qué debe hacerse para enfrentar cualquier probabilidad de falla?

A partir de esto, las fallas funcionales serán evitadas por medio del control y seguimiento de las variables como son el control de diseño; parámetros operativos; comportamiento humano; desempeño del proceso de comunicaciones; y precisión de las inspecciones.

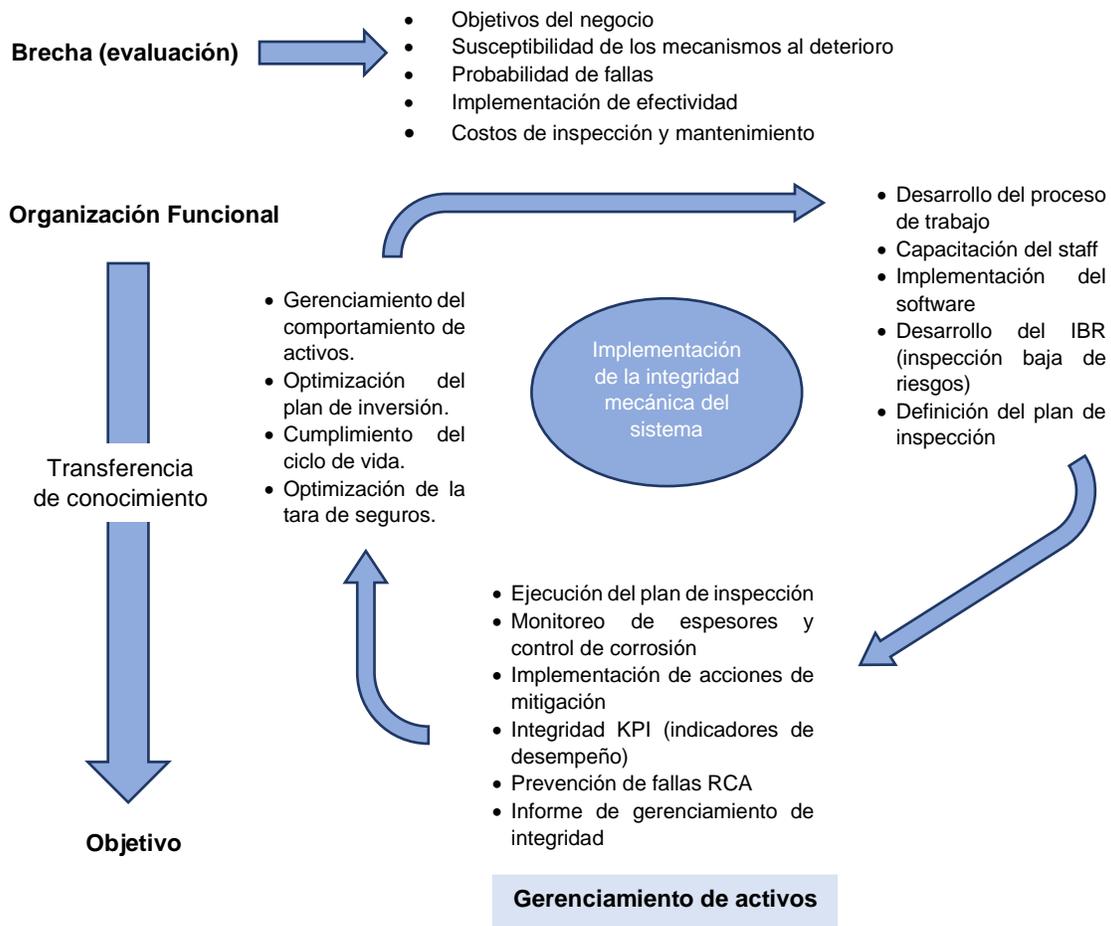


Figura 3. Desarrollo e implementación del Sistema de Integridad Mecánica para activos (Rivero, 2016).



De acuerdo con lo señalado por Rivero (2016), lo más importante a considerar dentro del desarrollo de un sistema de integridad mecánica es la combinación de la tecnología y la metodología con el objetivo de garantizar el rendimiento confiable del ciclo de vida del activo, así como la rentabilidad y el cumplimiento de las necesidades de la empresa.

Con base en este objetivo y considerando la relevancia de controlar y dar seguimiento a las condiciones físicas de los componentes físicos que pertenecen al proceso y a los sistemas de las instalaciones, se presenta un sistema de integridad mecánica (Figura 3) basado en una relación sistemática y continua entre el proceso de trabajo (problemas funcionales) y la plataforma tecnológica (software), donde la Inspección Basada en Riesgos (IBR) representa una prioridad para obtener una definición del nivel de riesgos sobre la probabilidad de la ocurrencia del deterioro y sus consecuencias en caso de falla final.

La implementación de este sistema contempla cinco etapas a desarrollar de manera secuencial y sistemática, las cuales son:

- Desarrollo del modelo de gestión del sistema de integridad mecánica;
- Implementación de la plataforma tecnológica (software);
- Proceso de transferencia de conocimientos (capacitación de personal);
- Desarrollo e implementación de funcionalidades; e
- Integración de funcionalidades (métodos) y tecnologías (herramientas de integridad mecánica, control de procesos e historial).



Cada una de las etapas listadas previamente posee las siguientes características:

1. Desarrollo del modelo de gestión del sistema de integridad mecánica.

La etapa del desarrollo del modelo de gestión se ejecuta por medio de las siguientes fases:

a. Análisis de brechas. Analizar las brechas y definir la situación real de la empresa y la planta industrial con base en la experiencia, habilidades, tecnologías, procesos de trabajo, nivel de rendimiento y prioridades. Para obtener un análisis completo de la integridad mecánica, la estructura de la organización y el rendimiento del activo fijo se debe considerar:

- Sistema de integridad mecánica;
- Inspección de habilidades, competencias, roles y responsabilidades;
- Estructura del desglose de mecanismos de daños o deterioro;
- Gestión de datos;
- Evaluación de los análisis y procesos IBR;
- Planes de inspección y eficacia de la ejecución;
- Gestión de la inspección y procesos de monitoreo y datos de espesor;
- Variables críticas del proceso (CPV, por sus siglas en inglés), procesos y datos;
- Plan de acción de mitigación;



- Plan de control de corrosión;
- Control de calibración de la válvula de seguridad de presión y del sistema de monitoreo;
- Sistema de aseguramiento de la calidad;
- Proceso de revisión de riesgos de reconversión;
- Sistema de seguimiento de las recomendaciones;
- Indicadores clave de desempeño (KPI) y métricas; y,
- Sistema de auditorías e inspecciones.

b. Modelo de gestión de la integridad mecánica. Implica la revisión de las herramientas, elementos y filosofía a tomar como Hoja de Ruta para los conceptos y bases del sistema de integridad mecánica; esta debe apoyarse en el modelo de ciclo de vida. Las herramientas y metodologías consideradas como elementos de este sistema son:

- Sistema IBR (lazos de corrosión);
- Variables críticas del proceso (IOW o ventanas de operación con integridad);
- Estrategias de inspección;
- Análisis de la Inspección Basada en Riesgos o IBR (Clasificación de riesgos);
- Sistema de gestión de inspecciones;
- Sistema de monitoreo de espesor;
- Control y seguimiento de la corrosión;



- Análisis estadístico; y
- Sistema de gestión de recomendaciones.

En este punto, se otorga a la Inspección Basada en Riesgos una función central dentro del sistema con el propósito de identificar todos los mecanismos de daño conforme a los materiales con los que está fabricado el equipo, las condiciones del proceso, la configuración geométrica; así como, definir las variables críticas del proceso. Esta información es útil para determinar la clasificación de los riesgos sobre la base de la contención de la presión, acciones de mitigación, estrategias de inspección y el plan de inspección.

Para tener un análisis más profundo que respalde las decisiones de la alta gerencia, se deben tener en cuenta, como funciones complementarias el análisis probabilístico de integridad; análisis de tensiones y resistencia; Weibull; adecuación para el servicio (FFS); análisis de la mecánica de las fracturas y gestión de la integridad de los activos, que incluye una actualización de la metalurgia, cambios de diseño y el análisis del ciclo de vida.

En la Figura 4, se observa un diagrama con todos aquellos elementos que componen el modelo de gestión de la integridad mecánica.

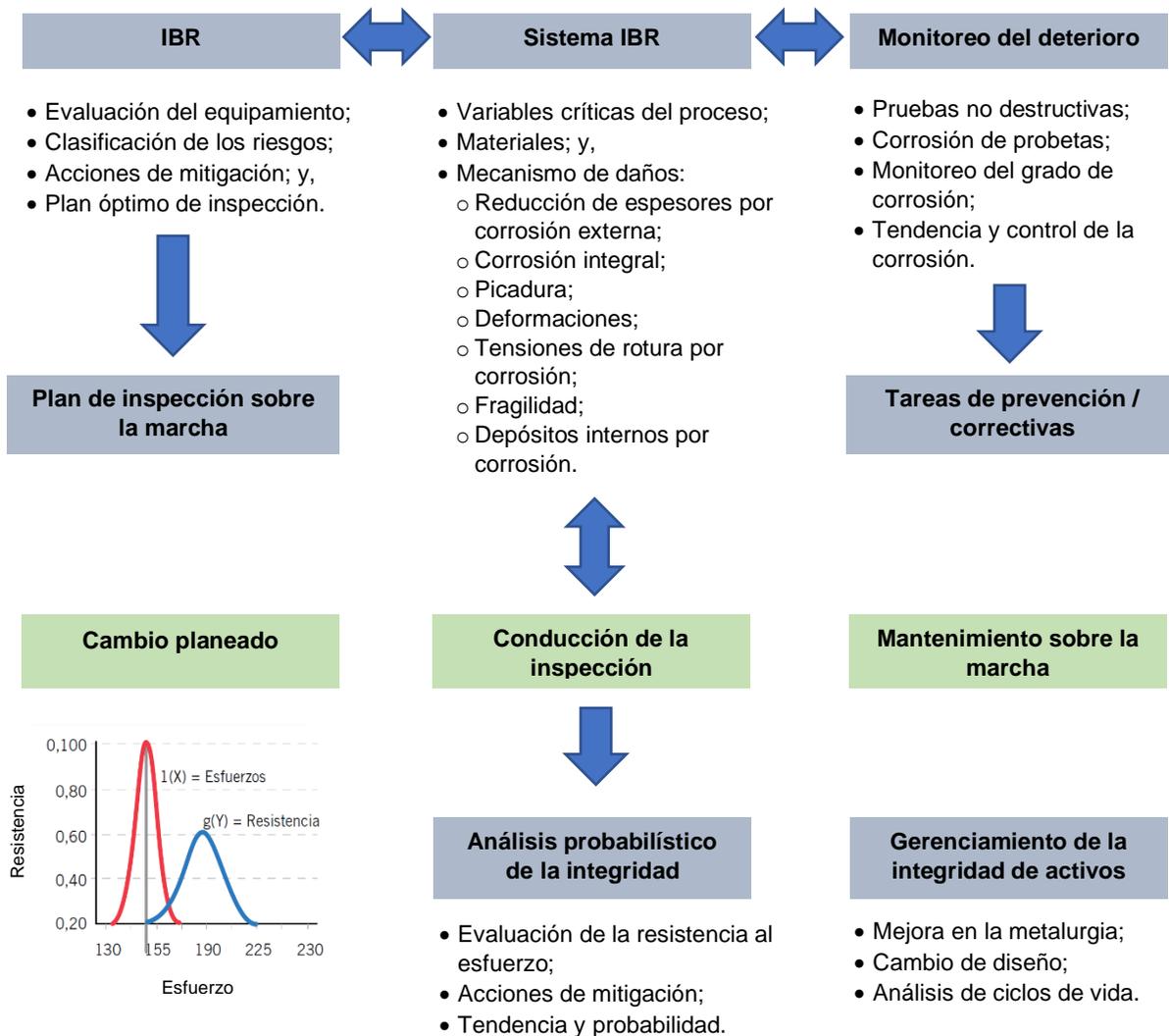


Figura 4. Elementos del modelo de gestión de la integridad mecánica (Rivero, 2016).

c. Desarrollo del flujo de trabajo. El desarrollo del proceso del flujo de trabajo funge como respaldo del sistema de integridad mecánica, además ayuda a estandarizar e incorporar el sistema en la organización. Este proceso necesita de pautas y documentos de referencia (formatos, instrucciones y procedimientos) que permitan una efectiva implementación.



2. Implementación de la plataforma tecnológica.

La implementación de una plataforma tecnológica, como parte del sistema de integridad mecánica, sirve como respaldo para la recopilación, interrelación, gestión y almacenamiento de datos referentes a los activos de la planta industrial. De esta forma, la plataforma debe contribuir al sistema con:

- La interrelación y transferencia de datos entre distintos sistemas, incluyendo aquellos utilizados para administrar a la empresa pero que no atienden problemas particulares de integridad mecánica;
- La creación de una estructura del activo fijo basada en la jerarquía taxonómica de la unidad, lazos de corrosión, componente IBR, perfiles del componente o activo, punto de inspección y ubicación de la medición del espesor. Además, el sistema debe manejar los datos de diseño y operación, archivos sobre mecanismos de daño o deterioro, listas de ensayos no destructivos y parámetros de corrosión;
- El cálculo de los riesgos, basados en la metodología IBR;
- Generación de recomendaciones de IBR (manual o automáticamente) por iniciación o progreso de mecanismos de deterioro;
- Actualizar la última y la próxima fecha de tareas y generar un paquete de trabajos de inspección;
- Desarrollar plantillas de perfiles de inspección de equipos y/o componentes conectados a la clasificación de fallas, biblioteca de



ensayos no destructivos, prioridad de tareas y funcionalidad del informe, que deberá personalizar los formatos y adjuntar archivos complementarios;

- Generación de informes de programas de tareas, incluyendo las tareas atrasadas que al mismo tiempo estuviesen conectados con otros sistemas; así como, realizar el seguimiento de las recomendaciones para controlar el funcionamiento de los programas de inspección y de las tareas de mantenimiento recomendadas;
- Transferencia de datos de medición en campo de forma específica y masiva desde los dispositivos o registradores de datos. Además, recopila datos desde el sistema de control de procesos para monitorear y registrar cualquier tipo de desvío del proceso o violación del umbral que pudiese disparar mecanismos de deterioro o daño.

En resumen, el desarrollo de la plataforma tecnológica de un sistema de integridad mecánica debe estar fundamentado bajo el principio de interrelación de módulos y sistemas, al igual que bajo los distintos elementos o herramientas que integran las bases del sistema. Esto se observa en la Figura 5:



3. Proceso de transferencia de conocimientos (capacitación de personal).

Dentro de esta etapa, se capacita al personal a cargo del manejo del sistema en temas relacionados con las habilidades básicas requeridas por el sistema como IBR, gestión de la inspección, monitoreo de espesor, gestión de la estrategia y normatividad; así como, sobre características particulares definidas para la configuración del sistema, gestión de datos, diseño del informe, desempeño del plan de implementación, problemas de entrega, indicadores clave de desempeño, KPI y gestión del sistema, entre otros.

Este proceso debe llevarse de forma continua dentro de la empresa y todas las ocasiones que se realicen mejoras al sistema.

4. Desarrollo e implementación de funcionalidades.

La etapa de desarrollo e implementación de funcionalidades consiste en llevar a la vida real, los esfuerzos realizados hasta el momento. Es decir, se concentra en proyectar de forma integral el funcionamiento del sistema tomando en cuenta las distintas redes de información que integran al mismo.

Así, para verificar la efectividad de este sistema, se propone revisar el funcionamiento de este tomando como base la definición, desarrollo y rendimiento de los siguientes puntos:

- Desglose del mecanismo de daños;
- Variables críticas del proceso;



- Estrategias de inspección;
- Análisis IBR;
- Plan de inspección;
- Estructura del monitoreo de espesor;
- Estructura de la gestión de inspecciones;
- Programa de control de corrosión;
- Seguimiento de las recomendaciones; e,
- Integridad de los indicadores clave de desempeño (KPI).

De esta forma, se garantiza que todas las operaciones y actividades del negocio estén integradas correctamente.

5. Integración de funcionalidades (métodos) y tecnologías (herramientas de integridad mecánica, control de procesos e historial).

Por último, al tener en cuenta que dentro del sistema de integración mecánica propuesto hasta el momento su principal característica se basa en la integración de todas las operaciones y tecnologías disponibles, se entiende que la incorporación de cualquier herramienta debe ser evaluada según su adaptabilidad al sistema con la finalidad de gestionar los datos y obtener resultados confiables para la toma de decisiones. La clave de este enfoque es que el sistema comparta los datos lo cual promoverá la calidad, el monitoreo y el registro de estos, debido a que de esta manera cualquier inconsistencia puede ser detectada y eliminada, mitigando así toda influencia en las decisiones de la Gerencia.



Conclusiones del capítulo.

En el presente capítulo se ha observado que los accidentes industriales son un elemento intrínseco a la operación y el funcionamiento de las plantas industriales, lo cual hace, dadas sus catastróficas consecuencias, indispensable el desarrollo de programas de seguridad capaces de garantizar la integridad del personal operativo y de las instalaciones de estas. Más aún, estos tienen su origen en fallas dentro de la integridad mecánica de la planta, sobre todo, en aquellas relacionadas con los equipos estáticos.

Ante esta situación, se reconoce la importancia de evitar la ocurrencia de cualquier accidente industrial, por lo que para la industria el implementar un sistema de integridad mecánica como una medida de seguridad industrial se ha convertido en una necesidad. Este sistema tiene la capacidad de garantizar que los equipos operen de tal forma que se consolide el rendimiento de la empresa de forma segura y confiable a lo largo del ciclo operativo de la planta resaltando su potencial para actuar como una herramienta capaz de prevenir y predecir el comportamiento de los equipos estáticos.

En consecuencia, se entiende que un sistema de integridad mecánica es un activo invaluable para la industria al garantizar la operación de la planta y prevenir accidentes industriales. No obstante, el desarrollo de este sistema es un proceso sumamente complejo que abarca un gran número de normas de estandarización, así como la integración de diferentes metodologías, tecnologías y estrategias, por lo que su estructura debe estar basada en atender las necesidades de la empresa, mantener una relación sistemática y continua entre la operación de la planta y la plataforma



tecnológica utilizada y en dar a los equipos estáticos un tratamiento preventivo y predictivo. Esto último se logra por medio del uso de la metodología de Inspección Basada en Riesgos como una herramienta central para el desarrollo de la gerencia de activos, debido a que permite identificar los mecanismos de daño presentes en la infraestructura de la planta industrial y permite detectar las variables críticas del proceso.



Capítulo II. Inspección Basada en Riesgos

Como se observó en el capítulo anterior, uno de los elementos clave dentro de un sistema de gestión de seguridad en los procesos, específicamente para un sistema de integridad mecánica, es el diseño de un programa de inspección para los equipos estáticos y sus componentes. Estos programas deben cumplir con ciertas características como una evaluación en función del riesgo y buenas prácticas de ingeniería, además de realizarse con la frecuencia requerida por la instalación industrial o, en su defecto, por las recomendaciones del fabricante.

En este sentido, dentro de la experiencia industrial, se destaca el papel de la metodología de Inspección Basada en Riesgos (IBR), creada en 1993 por el American Petroleum Institute (API) como una respuesta a la necesidad de la industria por desarrollar un sistema de manejo y optimización basado en el riesgo, con el cual se podría, a través de planes de inspección, disminuir el riesgo asociado a la operación de una planta industrial, evaluando la probabilidad de falla y sus posibles consecuencias en equipos estáticos y sus componentes.

Respecto al cuidado de la integridad mecánica de una planta industrial, se debe tener presente que el método IBR no es un sustituto de otros métodos u enfoques que analizan los peligros de proceso en la operación de la planta o evalúan la operabilidad de la misma, sino que es un complemento de estos y, como tal, su aplicación conjunta se traduce en una mejora de la confiabilidad operativa de la planta industrial.



II.1 Inspección Basada en Riesgos (API, 2016a)

La metodología de Inspección Basada en Riesgos se entiende como un proceso de evaluación y gestión basado en principios sólidos y comprobados de evaluación y gestión de riesgos, cuya finalidad consiste en prevenir fallas en la integridad mecánica de los equipos estáticos. La esencia de esta metodología se basa en caracterizar el riesgo a través de planes de inspección basados en la probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de falla.

De acuerdo con el American Petroleum Institute, la Inspección Basada en Riesgos es un proceso de evaluación y gestión de riesgos que se centra en la pérdida de contención de equipos presurizados en instalaciones de procesamiento debido al deterioro del material (API, 2016a). Básicamente, este método fundamenta su lógica en la noción de que si el riesgo es conocido y su magnitud establecida, el riesgo puede ser gestionado debidamente³; de esta forma, la IBR enfoca su atención en aquellos elementos que representen un mayor riesgo para la operación de la planta industrial por lo que, a lo largo de su desarrollo, se detectan los mecanismos de daño que conducen a los equipos a presentar pérdida de contención y se crean estrategias que ayuden a reducir los riesgos asociados con esta problemática.

³ Al respecto, es necesario señalar que bajo esta metodología la gestión de riesgo se entiende como un proceso donde se determina la necesidad de reducir o mantener el nivel de riesgo observado en el elemento analizado y, a su vez, se desarrolla un plan de gestión de riesgo cuyo propósito es mantener el nivel de riesgo de este elemento en niveles óptimos. Por lo general, la gestión del riesgo incluye las labores de evaluación, mitigación, aceptación y comunicación de riesgos (API, 2016a).



Al igual que en el caso del sistema de integridad mecánica, la aplicación de la metodología IBR demanda la interrelación de un vasto número de códigos y normativas, entre los que se encuentran, según la API (2016a):

- **API 510.** Código de inspección de recipientes a presión: inspección, calificación, reparación y alteración en servicio;
- **API 570.** Código de inspección de tuberías: inspección en servicio, clasificación, reparación y alteración de sistemas de tuberías;
- **API 571.** Mecanismos de daño que afectan equipos fijos en la industria de refinación;
- **API 579-1/ASME 1 FFS-1.** Aptitud para el servicio;
- **API 581.** Metodología de Inspección Basada en Riesgos;
- **API 653.** Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques;
- **API 752.** Gestión de riesgos asociados con la ubicación de los edificios de la planta de proceso permanente; y,
- **ASME PVRC 99-IP-01.** Una comparación de criterios para la aceptación de riesgos.

En tanto, dentro de su ámbito de aplicación, IBR es una metodología recomendada para ser implementada dentro de la industria química y de hidrocarburos; por esta razón, su uso como una herramienta de gestión de riesgos y mejora continua se ha convertido en una práctica imprescindible dentro de plataformas petrolíferas, centros mineros, refinerías e instalaciones químicas en todo el mundo.



II.2 La Inspección Basada en Riesgos como herramienta de gestión y mejora continua (API, 2016a)

El método de Inspección Basada en Riesgos es una herramienta de gestión y evaluación de riesgos que aborda algunas consideraciones sobre el riesgo que no son consideradas por completo en otros esfuerzos de gestión de riesgos organizacionales.

Como herramienta de gestión, la metodología IBR tiene presente que la integridad mecánica y la operación confiable de una planta industrial depende de que el equipo y las instalaciones operen correctamente ante distintos escenarios, es decir, que operen de forma correcta bajo aquellas condiciones de operación normales y atípicas en las que se pueden ver expuestos; en ella, la susceptibilidad del equipo y las instalaciones a distintos mecanismos de daño debe ser claramente definida bajo diferentes escenarios que consideren las condiciones de operación típicas y atípicas de la planta, tiempos de inactividad o fuera de servicio y paradas de emergencia o puesta en marcha; lo anterior, con el objetivo de determinar la probabilidad de que ocurra un accidente. Al mismo tiempo se deben analizar cuáles son las consecuencias de que ocurra dicho accidente.

En este contexto, al ser una herramienta de gestión, la IBR contempla elementos relacionados con la gestión de los recursos de inspección, la administración de la integridad mecánica de las instalaciones y equipos, a través de una visión de valor económico y rendimientos aceptables, así como la organización de un registro documental que sirva de guía para la ejecución de inspecciones futuras y programas de mantenimiento.

Como resultado se tiene la elaboración de planes de inspección y mantenimiento de los equipos estáticos y sus componentes donde se identifican las acciones que deben llevarse a cabo para brindar una operación confiable y segura dentro de la planta industrial; además, genera información oportuna que contribuye a la planificación financiera y del área operativa de una empresa (ASME, 2017). No obstante, se debe recordar que la integración de la IBR con otros análisis de riesgos, como el análisis de peligros de procesos, las ventanas operativas de integridad o el mantenimiento centrado en la confiabilidad, garantiza la efectividad de un programa de gestión de riesgos exitoso.



Figura 6. Líneas de procesos (ductos) (Gama, 2020).

En este método se entiende que el riesgo es un proceso dinámico, lo cual implica que cambia con el tiempo; por tal motivo, la IBR es capaz de adaptarse a la incorporación de nuevos datos provenientes de las actividades de inspección, la experiencia de la industria en procesos similares, cambios en las condiciones operativas o en los procesos dentro de la planta industrial, fallas en los equipos o la reevaluación del método IBR.



Esta percepción del riesgo a través del tiempo hace de la IBR una herramienta capaz de evaluar de forma continua el riesgo existente dentro de la planta industrial y de reducir sistemáticamente este riesgo, dando como resultado un análisis actualizado del riesgo.

II.3 Beneficios y limitaciones de la Inspección Basada en Riesgos (API, 2016a).

El principal beneficio de la implementación de la metodología IBR como una herramienta de gestión y mitigación del riesgo es la reducción general del riesgo dentro de las instalaciones y en los equipos de proceso que sean evaluados a través de este enfoque. Más aún, ésta genera planes que consideran elementos concernientes con la seguridad, salud, medio ambiente y la situación económica de la empresa; de los cuales se desglosan otros beneficios como:

- La reducción en los costos de operación;
- La comprensión y aceptación sobre los riesgos recurrentes dentro de la planta industrial;
- Un mayor enfoque y rentabilidad en las actividades de inspección y mantenimiento;
- Mayor control y capacidad de acción en los equipos e instrumentos propensos a poner en riesgo la operación e integridad del proceso;
- La identificación de brechas o deficiencias en la efectividad de las tecnologías y aplicaciones de inspección disponibles; y



- La identificación de las acciones que deben ser tomadas para brindar una operación confiable y segura.

Sin embargo, pese a la efectividad relacionada con la metodología IBR respecto de la mitigación de los riesgos asociados a las instalaciones y equipos industriales, ésta no preserva sus estándares ante la presencia de las siguientes circunstancias dentro del proceso de inspección:

- La existencia de información inexacta o faltante;
- El diseño inadecuado de la instalación o la instalación defectuosa del equipo;
- La operación de procesos fuera de las ventanas operativas de integridad aceptables;
- No ejecutar los planes de forma efectiva;
- La falta de personal calificado o trabajo en equipo; y
- La falta de ingeniería sólida o juicio operativo.

Bajo este contexto, es necesario que para garantizar la efectividad de la Inspección Basada en Riesgos se asegure un ambiente de trabajo propicio y exento de tales limitantes.

II.4 Factores que determinan la viabilidad de la aplicación de la metodología de Inspección Basada en Riesgos (API, 2016a).

Al momento de evaluar la necesidad de una empresa por aplicar la metodología de Inspección Basada en Riesgos, resulta conveniente analizar distintas características de la planta industrial, así como de los equipos estáticos y sus componentes. Por ello,



en un primer momento es esencial observar aquellas circunstancias en las que resulta conveniente aplicar esta metodología y, posteriormente, efectuar una revisión sobre los equipos y componentes sujetos de inspección.

Es conveniente aplicar el método IBR cuando se presenten las siguientes características:

- La falla funcional no es evidente a los ojos del operador bajo circunstancias de operación normal;
- Es técnicamente factible la detección de fallas potenciales y, por ende, la reducción de la probabilidad de tales fallas;
- Las fallas tienen altas consecuencias operacionales, de seguridad o ambientales y, las inspecciones reducen la probabilidad de ocurrencia de la falla funcional, así como sus consecuencias; o
- En la relación costo – riesgo, el costo asociado al riesgo es mayor que el costo de la actividad de monitoreo y/o mitigación del riesgo.

Ahora bien, definida la conveniencia de la aplicación de una Inspección Basada en Riesgos, es necesario tener en consideración que la IBR aplica para todos aquellos equipos con las siguientes características (API, 2016a):

- Recipientes sujetos a presión⁴;
- Tuberías de proceso y sus componentes;

⁴ Recipiente sujeto a presión: Equipo construido para operar a una presión superior a la atmosférica o sometido a vacío. La presión puede ejercerse sobre la superficie interior, la exterior y/o los componentes del equipo. Dicha presión puede provenir de fuentes externas o mediante la aplicación de calor, desde una fuente directa, indirecta o cualquier combinación de éstas (STPS, 2011).



- Tanques de almacenamiento;
- Equipos rotativos;
- Calderas y calentadores;
- Intercambiadores de calor (carcasas, cabezales flotantes, canales y haces); y
- Dispositivos de alivio de presión.

Y, en su defecto, la IBR no aplica para los equipos con las siguientes características (API, 2016a):

- Instrumentos y sistemas de control;
- Sistemas eléctricos;
- Sistemas estructurales; y
- Componentes de la maquinaria.

II.5 Implementación de la Inspección Basada en Riesgos (IBR) (Medinal et al., 2021).

La ejecución del método IBR es un proceso que consiste en 7 pasos basados en planes de inspección y desarrollo de cálculos por medio de los cuales se gestiona la información de manera eficiente. Estos pasos han sido especificados por la Asociación Española de Normalización dentro de la normativa UNE-EN 16991:2018, *Marco de la Inspección basada en riesgo* (Medinal et al., 2021) de acuerdo con la información proporcionada en la Figura 7.

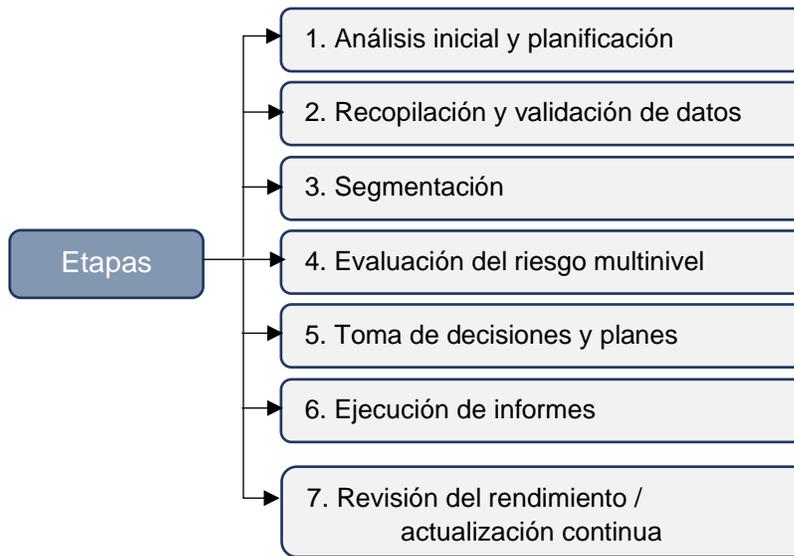


Figura 7. Etapas del proceso de evaluación IBR (Medinal *et al.*, 2021).

1. Análisis inicial y planificación

Es la etapa principal del proceso de inspección; en ella se deben definir los objetivos de la evaluación con la finalidad de trazar metas tangibles relacionadas con temas de: salud, seguridad y ambiente; optimización de personal; tiempos; recursos; costes; cumplimiento de legislación; mejora de las condiciones de trabajo; y, la vida útil de la planta. Los pasos por seguir durante esta etapa son:

- Definir el alcance del análisis incluyendo las condiciones de operación, cargas y situaciones excepcionales (arranque/parada, perturbaciones);
- Definir las fuentes de información disponibles como datos de diseño y funcionamiento; datos históricos de mantenimiento e inspección; y mecanismos de degradación;
- Revisar aspectos relacionados con las regulaciones y procedimientos establecidos; la cualificación de los miembros del equipo responsable de



ejecutar la evaluación y del coordinador del proyecto de IBR; el correcto funcionamiento de las herramientas a utilizar dentro del proceso de inspección, debido a que estas herramientas se utilizan para gestionar una gran cantidad de datos de entrada correspondientes a cada nodo, sus condiciones de operación y diseño, los mecanismos de degradación, el procesamiento de dichos datos y los resultados. En la práctica, suele emplearse software especializado como lo es SIMECELE⁵;

- Aprobar la ejecución de la metodología para que se establezca el compromiso por parte de la directiva de la empresa de llevar a cabo la inspección y proporcionar los recursos necesarios para su implementación.

2. Recopilación y validación de datos

Desde el punto de vista técnico, es una etapa importante dado que a partir de esta información se valida el riesgo derivado de la probabilidad y consecuencias de fallo. En este punto, el equipo encargado de la inspección tiene que especificar los requisitos que deben cumplir los datos que serán utilizados para planificar la evaluación, mismos que serán gestionados dentro de una base de datos.

La información mínima necesaria que debe ser solicitada por el equipo de trabajo y aportada, de forma eficaz y veraz, por la administración de la empresa incluye:

- Datos de la planta, Diagramas de Flujo de Proceso (DFP), Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI);

⁵ SIMECELE: Sistema Integral de Medición y Control de Espesores de Líneas y Equipos (PEMEX, 2017).



- Datos de diseño, fabricación y construcción disponibles;
- Datos operativos como fluidos, fases o condiciones;
- Datos de funcionamiento como el histórico de arranques o paros;
- Registros y procedimientos de mantenimiento e inspección de cada uno de los componentes y equipos, este puede incluir el análisis de fallos;
- Sistemas de seguridad existentes (detección de incendios, alarmas, sistemas de alivio de presión, etc.).

3. Segmentación de la instalación

Esta etapa consiste en definir sistemas, subsistemas, secciones, nodos o bucles y los equipos a considerar (equipos, tanques, líneas, válvulas, etc.). Además, se definen los límites físicos o funcionales que permitan evaluar problemas específicos tomando en cuenta:

- Fluidos;
- Materiales de los equipos;
- Condiciones de procesos;
- Funciones de proceso;
- Mecanismos de degradación de los equipos;
- Tasas de corrosión; e
- Inventario.



4. Análisis de riesgo multinivel para cada sección

En el análisis de riesgo multinivel, se evalúa el riesgo tomando en cuenta:

- La identificación de peligros;
- La identificación de la degradación de los equipos y modos de fallo;
- La determinación de la consecuencia de fallo;
- La determinación de la probabilidad de fallo; y
- Determinación del riesgo y la clasificación del equipo.

5. Toma de decisiones y planes

Con la información obtenida previamente y los resultados de la IBR, se puede:

- Identificar los elementos que presentan un riesgo mayor al aceptado;
- Seleccionar y priorizar zonas de inspección;
- Definir acciones para los diferentes mecanismos de degradación;
- Planificar próximos intervalos de inspección y mantenimiento;
- Establecer el método de inspección más adecuado;
- Estimar costes; y
- Tomar acciones correctivas planificadas.

6. Ejecución de informes

Normalmente, los informes deben incluir en forma general las siguientes actividades:

- Selección de trabajos basados en riesgos;
- Ejecución de trabajos;



- Herramientas y bases de datos;
- Informe y documentación de trabajo; y
- Análisis.

7. Revisión del rendimiento o actualización continua

Dentro de esta etapa se mide el beneficio de la inspección a través de indicadores que deben contemplar los principales objetivos para la planta, la empresa o el propietario.

En esta misma línea, resulta imprescindible destacar que una vez finalizada la Inspección Basada en Riesgos se debe tener presente la importancia de mantener un respaldo histórico de los programas IBR aplicados previamente y actualizar la información resultante de la inspección (información de inspección, proceso y mantenimiento) con la finalidad de garantizar que en la aplicación de futuros programas de IBR se cuente con información precisa y actualizada pues los resultados de las inspecciones, los cambios en las condiciones del proceso y la implementación de prácticas de mantenimiento tienen efectos significativos en el riesgo y, por lo tanto, en el plan de inspección; además, pueden desencadenar la necesidad de realizar una nueva evaluación.

De igual forma, es importante considerar realizar reevaluaciones, dado que algunos mecanismos de daño son independientes del tiempo, es decir, ocurren solo cuando hay condiciones específicas presentes. En este caso, conviene hacer una revisión de los historiales operativos de la ejecución anterior, incluyendo las ventajas y tendencias de las Integrity Operating Windows (IOW) para predecir de manera oportuna si pudieran haber ocurrido mecanismos de daño no dependientes del tiempo.



Con lo anterior, cada una de las actividades de inspección aumentará la información sobre el estado de las instalaciones y equipos dentro de la planta industrial, permitiendo medir:

- Índice de paros no programados;
- Tiempo promedio para fallar;
- Tiempo promedio para reparar;
- Disponibilidad de los equipos;
- Confiabilidad de los equipos;
- Porcentaje de cumplimiento del programa de IBR.

De este modo, la metodología IBR ayuda a diferenciar entre los equipos e instrumentos con alta probabilidad y consecuencias de falla, de aquellos con baja probabilidad y consecuencias de falla otorgado a los primeros mayor prioridad dentro de la inspección, además de asegurar acciones preventivas y de mantenimiento sobre estos equipos. Esta estrategia permite una inversión racional de los recursos de inspección (Meneses *et al.*, 2010).

En los casos en que la tecnología no sea capaz de mitigar el riesgo de manera adecuada y/o rentable, se deberán implementar otros enfoques de mitigación del riesgo (ASEA, 2020).



II.6 Análisis de riesgos en la metodología de Inspección Basada en Riesgos (API, 2016a).

Para la metodología IBR, el análisis de riesgos representa un punto medular de la inspección, ya que a través de este se identifican y analizan los peligros inherentes a la planta industrial, la degradación de los equipos y modos de fallos; además, se determinan la probabilidad de fallo y sus consecuencias.

De acuerdo con esta metodología el riesgo se define como “la combinación de la probabilidad de que algún evento ocurra durante un periodo de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con el evento” (API, 2016a). Desde una perspectiva matemática, esta definición se expresa como:

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

En términos de IBR, esta fórmula determina el riesgo de la operación y se interpreta como la combinación de la probabilidad de que ocurra uno o más eventos (incidente de falla de algún equipo y/o sus componentes) con sus consecuencias.

Así, dentro de esta definición del riesgo se contemplan dos elementos esenciales: la determinación de qué tan significativo es el riesgo y la contemplación de si este es aceptable, pues solamente al considerar ambos factores se pueden tomar decisiones efectivas sobre su mitigación. Bajo esta perspectiva, se entiende que dentro de una planta industrial pueden presentarse algunas fallas cuya ocurrencia no representa un riesgo significativo para la seguridad, el medio ambiente o la economía de la empresa; en tanto, existen otros eventos cuya ocurrencia tiene consecuencias potencialmente



riesgosas para la seguridad, el medio ambiente y la economía de la entidad de interés. Por tanto, una vez que se conoce la magnitud del riesgo presente en las instalaciones de la planta, el equipo o el componente analizado, este puede ser gestionado.

Al asumir esta noción del riesgo, la metodología IBR propone una evaluación del riesgo basada en los siguientes elementos y cuya complejidad dependerá de la cantidad de factores que puedan afectar el riesgo:

- La estimación de la probabilidad de que ocurra una falla;
- La evaluación de las consecuencias asociadas con la ocurrencia de la falla; y
- La identificación de los factores de riesgo con el objetivo de desarrollar estrategias efectivas de mitigación del riesgo.

De esta forma, con el objetivo de llevar a cabo el análisis de riesgo bajo esta metodología se plantean los siguientes enfoques: cualitativo, cuantitativo y semicuantitativo. Cada uno de estos enfoques presenta una estructura sistemática que permite detectar riesgos, identificar áreas de preocupación y desarrollar una lista que priorice aquellos elementos que representen un mayor riesgo para su inspección.

- Enfoque cualitativo

Este enfoque se basa en el análisis de información descriptiva, la cual es interpretada por el inspector para el análisis de la probabilidad de falla y sus consecuencias; generalmente, los resultados de este análisis son presentados de forma descriptiva considerando las categorías baja, media y alta.



La base de este análisis se centra en el conocimiento y experiencia del inspector y equipo de trabajo, por lo cual, se considera un enfoque con menor precisión en comparación con los otros enfoques. Sin embargo, su practicidad y facilidad para realizar pruebas con mayor frecuencia, y así hacer un seguimiento continuo, la hacen un enfoque factible para el desarrollo de la inspección.

- Enfoque cuantitativo

Los programas cuantitativos consisten en modelos basados en datos numéricos. Las ventajas de este enfoque son: cálculos precisos para la determinación del riesgo; monitoreo de la exposición al riesgo y seguimiento de métricas; y evaluación comparativa de la gestión de la confiabilidad.

La ventaja de este enfoque se debe a la precisión y sistematización de la información, además de la documentación de los procesos, lo cual facilita la tarea de actualizar la información conforme esta va surgiendo, se modifican los procesos o se realizan nuevas inspecciones.

- Enfoque semicuantitativo

El enfoque semicuantitativo describe una técnica de análisis de riesgo basada en la implementación de los enfoques citados previamente, con el objetivo de obtener los beneficios de ambos, como la velocidad del enfoque cualitativo y el rigor del cuantitativo. Los resultados obtenidos por medio de este enfoque son presentados por medio de la categorización del riesgo (bajo, medio y alto) asociado a criterios numéricos.

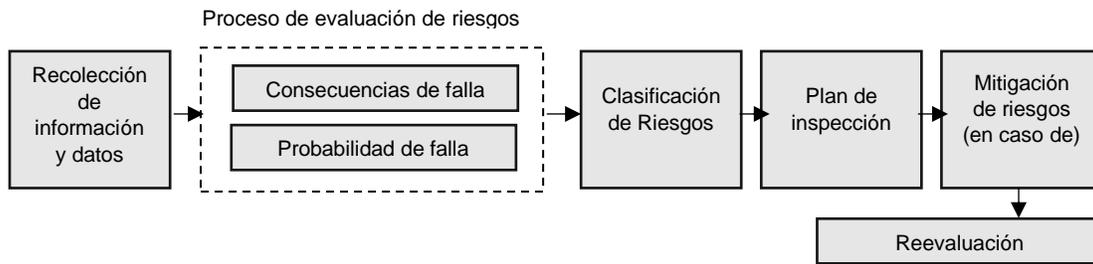


Figura 8. Proceso de la Inspección Basada en Riesgos (API, 2016a).

II.6.1 Determinación de la Probabilidad de Falla (API, 2016a).

En el análisis de riesgos, la determinación de la probabilidad de falla⁶ (POF) de las instalaciones de la planta o en los equipos y sus componentes, se realiza considerando dos factores:

- Los mecanismos de daño del material de construcción del equipo resultantes de su entorno (interno y externo); y
- La efectividad del programa de inspección para identificar y monitorear tales mecanismos de daño, así como su efectividad para prevenir la ocurrencia de la falla.

Este tiene por objetivo determinar cuál es la probabilidad de que ocurra un accidente industrial como consecuencia de la pérdida de contención que se produce debido a un mecanismo de daño. Ante esto, la POF asume que se ha producido una falla en el equipo o sus componentes y exhibe la probabilidad de que esta ocurra bajo un escenario determinado; para esto, es importante asociar debidamente el mecanismo

⁶ Probability of failure (POF).



de daño con el modo de falla resultante más probable, por ejemplo, el daño metalúrgico o mecánico pueden conducir a fallas que van desde pequeños agujeros hasta rupturas.

Dentro de este análisis, también es importante considerar que los mecanismos de daño no son la única causa de pérdida de contención si no que existen otras causas, las cuales, la mayoría de las veces, no son consideradas en la determinación del POF, y entre las que se pueden distinguir:

- Actividad sísmica;
- Condiciones climáticas extremas;
- Sobrepresión debido a la falla del dispositivo de alivio de presión;
- Error del operador;
- Sustitución inadvertida de materiales de construcción;
- Error de diseño; o
- Sabotaje.

Para el desarrollo del análisis POF, la API (2016a) plantea llevar a cabo los siguientes pasos:

- Identificar los mecanismos de daño presentes en el elemento a evaluar, así como aquellos mecanismos que puedan presentarse en este dentro de un periodo de tiempo determinado (considerando condiciones de operación normales y alteradas);
- Determinar la susceptibilidad y tasa de deterioro;



- Evaluar la efectividad de las inspecciones, el mantenimiento y el monitoreo ejecutados en el pasado, además de diseñar programas de estrategias futuras de inspección, mantenimiento y monitoreo que consideren distintos escenarios;
- Determinar la probabilidad de que, con las condiciones actuales y el deterioro continuo pronosticado, exista la posibilidad de que el elemento evaluado presente falla alguna.

Lo anterior, se realiza haciendo uso de métodos cuantitativos, cualitativos o semicuantitativos, según sea considerado por el personal a cargo de esta labor. Sus resultados tienden a presentarse en intervalos de frecuencia como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Niveles de Probabilidad de Falla (API, 2016a).

Rango cualitativo posible	Probabilidad o frecuencia de fallas anual
Remoto	<0.00001
Muy bajo	0.00001 a 0.0001
Bajo	0.0001 a 0.001
Moderado	0.001 a 0.01
Alto	0.01 a 0.1
Muy alto	>0.1

Dados estos elementos, cabe destacar que es preciso realizar este análisis de forma interactiva y bajo supuestos sumamente creíbles, además debe ser repetible y debidamente documentado.



II.6.1.1 Metodología del análisis de fallas (Reyes, 2003)

De forma práctica, es importante adherir que dentro de la elaboración de un análisis POF eficiente, la metodología de análisis de fallas⁷ resulta ser una herramienta oportuna para la detección de mecanismos de daño, ya que permite:

- Determinar la causa raíz de la falla;
- Establecer medidas preventivas y correctivas;
- Prolongar la vida útil de los equipos y/o componentes; y
- Disminuir y evitar pérdidas económicas y de vidas humanas.

A diferencia de la metodología IBR, el análisis de fallas no cuenta con un método o secuencia establecida; sin embargo, para su ejecución se deben considerar los siguientes lineamientos generales (API, 2020a):

1. Visita al lugar donde ocurrió la falla;
2. Recolección de datos y selección de muestras (registro fotográfico);
3. Identificación y limpieza de muestras;
4. Examen visual de muestras (registro fotográfico);
5. Verificación de dimensiones;
6. Ensayos no destructivos;
7. Elaboración de plan de ensayos y pruebas;
8. Examen macroscópico;

⁷ El análisis de fallas es una investigación sistematizada de una falla o accidente de un equipo o componente, la cual considera todos los hechos recopilados que influyen directamente en el caso, así como toda la información adicional relativa (Reyes, 2003).



9. Examen microscópico;
10. Preparación de muestras para ensayos y análisis;
11. Realización de ensayos y análisis;
12. Fractografía;
13. Pruebas especiales (simulación, cálculo de esfuerzos, etc.); y
14. Formulación de conclusiones.

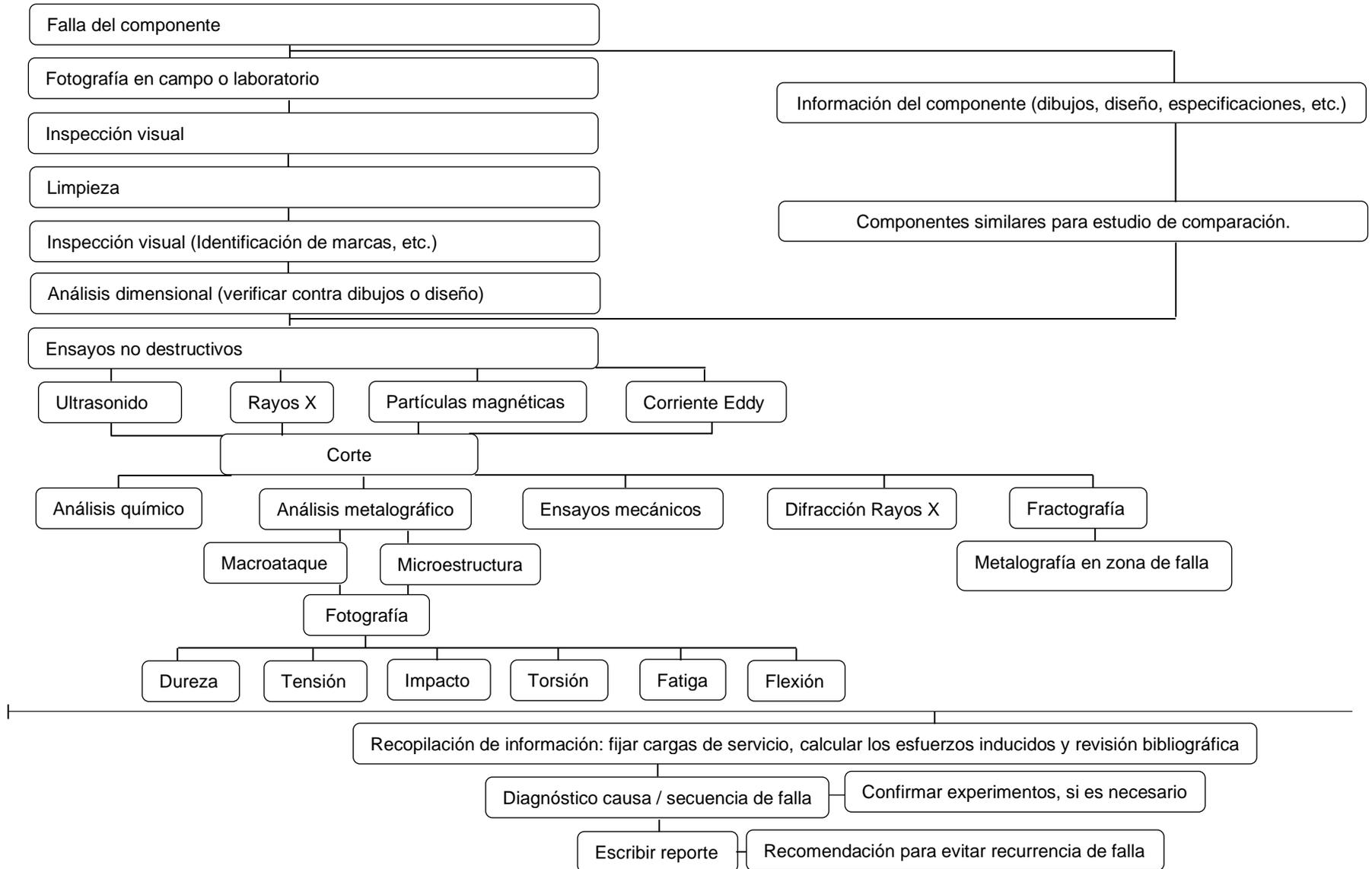


Figura 9. Metodología análisis de fallas (Reyes, 2003).



Del esquema mostrado en la Figura 9, resulta indispensable prestar atención a la etapa de inspección visual, ya que de esta depende la duración del análisis de fallas.

La inspección visual puede realizarse con ayuda de algún instrumento de apoyo como lo es una lupa o el estereoscopio y proporciona la siguiente información:

- Localización de origen u orígenes de falla;
- Localización de concentradores de esfuerzos;
- Presencia de elementos contaminantes en la fractura o daño corrosivo (color, producto de corrosión, pintura, etc.);
- Dirección de propagación y desprendimiento final;
- Modo de falla y mecanismo posible;
- Orientación y magnitud de esfuerzos;
- Imperfecciones que contribuyen a la falla; y
- Datos físicos importantes que contribuyan con la determinación de la causa de falla.

Para establecer la causa de una falla, se recomienda realizar las siguientes preguntas con el propósito de obtener información que durante el análisis global no fue considerada:

- ¿Tiene la falla una secuencia bien establecida?;
- ¿Los sitios de origen de falla están bien determinados?;
- ¿La fractura se inicia en la superficie o hacia el exterior?;
- ¿La falla está asociada con concentradores de esfuerzos?;



- ¿De qué intensidad fue la carga y qué tipo: estática, cíclica o intermitente?;
- ¿Cómo se orientaron los esfuerzos para generar la falla?;
- ¿A qué temperatura aproximadamente ocurrió la falla?;
- ¿Se asocia la falla con el desgaste?;
- ¿Se observa daño de corrosión y/u oxidación en la falla?;
- ¿Se utilizó material apropiado para la inspección?;
- ¿El tratamiento térmico es adecuado?;
- ¿El componente no presenta deficiencias de fabricación o ensamble?;
- ¿El componente fue reparado durante el servicio y esto se asocia con la falla?

De ser así, ¿la reparación se ejecutó de manera correcta?



Figura 10. Corrida de diablos (Wolfurious, 2013).

II.6.2 Evaluación de las Consecuencias de Falla (API, 2016a)

La evaluación de las consecuencias de falla⁸ (COF) estima las consecuencias que se pueden originar debido a la falla de un equipo (u otros elementos) a causa de uno o

⁸ Consequence of Failure (COF).



más mecanismos de daño identificados. Dichas consecuencias son categorizadas como:

- Impactos en la seguridad y la salud;
- Impactos ambientales; e
- Impactos económicos

Principalmente, dentro del análisis COF se evalúan aquellas consecuencias asociadas con la pérdida de contención de un equipo, sistema, unidad o planta, la cual, para este fin, es considerada como la pérdida de fluido del equipo hacia su entorno.

En este sentido, se considera que las repercusiones de la pérdida de contención son impacto en la seguridad y la salud; impacto ambiental; pérdidas de producción; costos de mantenimiento y reconstrucción. Sin embargo, existen otras fallas funcionales en los equipos que podrían ser incluidas en este análisis como:

- La falla funcional o mecánica de los componentes internos de los equipos que contienen presión;
- La falla del tubo del intercambiador de calor;
- El fallo del dispositivo del alivio de presión; o
- La falla del equipo rotativo.

Como parte de la elaboración de este análisis, el analista tiene que considerar la naturaleza de la liberación de un material peligroso y determinar sus consecuencias, las cuales podrían ser eventos inflamables (incendio o explosión), emisiones tóxicas o la liberación de otros fluidos peligrosos, entre otras. Concretamente, al igual que en la



determinación de la POF, la API (2016a) plantea una serie de pasos a seguir para evaluar la COF dentro de la metodología IBR; estos pasos son:

- Estimar la tasa de liberación;
- Estimar el volumen total de fluido que se liberaría;
- Determinar si el fluido es liberado de forma instantánea o continua;
- Determinar si el fluido liberado en el ambiente es un líquido o gas;
- Estimar el impacto de cualquier sistema de mitigación existente; y
- Estimar las consecuencias.

Por tanto, la evaluación del COF depende de factores como las propiedades físicas del material contenido; su toxicidad e inflamabilidad; tipo y duración de liberación; condiciones climáticas y dispersión del material liberado; efectos de escala y acciones de mitigación; impacto sobre el personal e instalaciones de la planta, las comunidades aledañas y el medio ambiente; y la pérdida de producción y materia prima, entre otras. Cabe destacar que, dentro de este análisis, cada una de las fallas presentes en el equipo, sistema, unidad o planta puede llegar a presentar una o más de las consecuencias descritas previamente, por lo que es relevante construir escenarios completamente apegados a la realidad con el objetivo de describir todos los eventos posibles que se originen a partir de la ocurrencia de una falla.

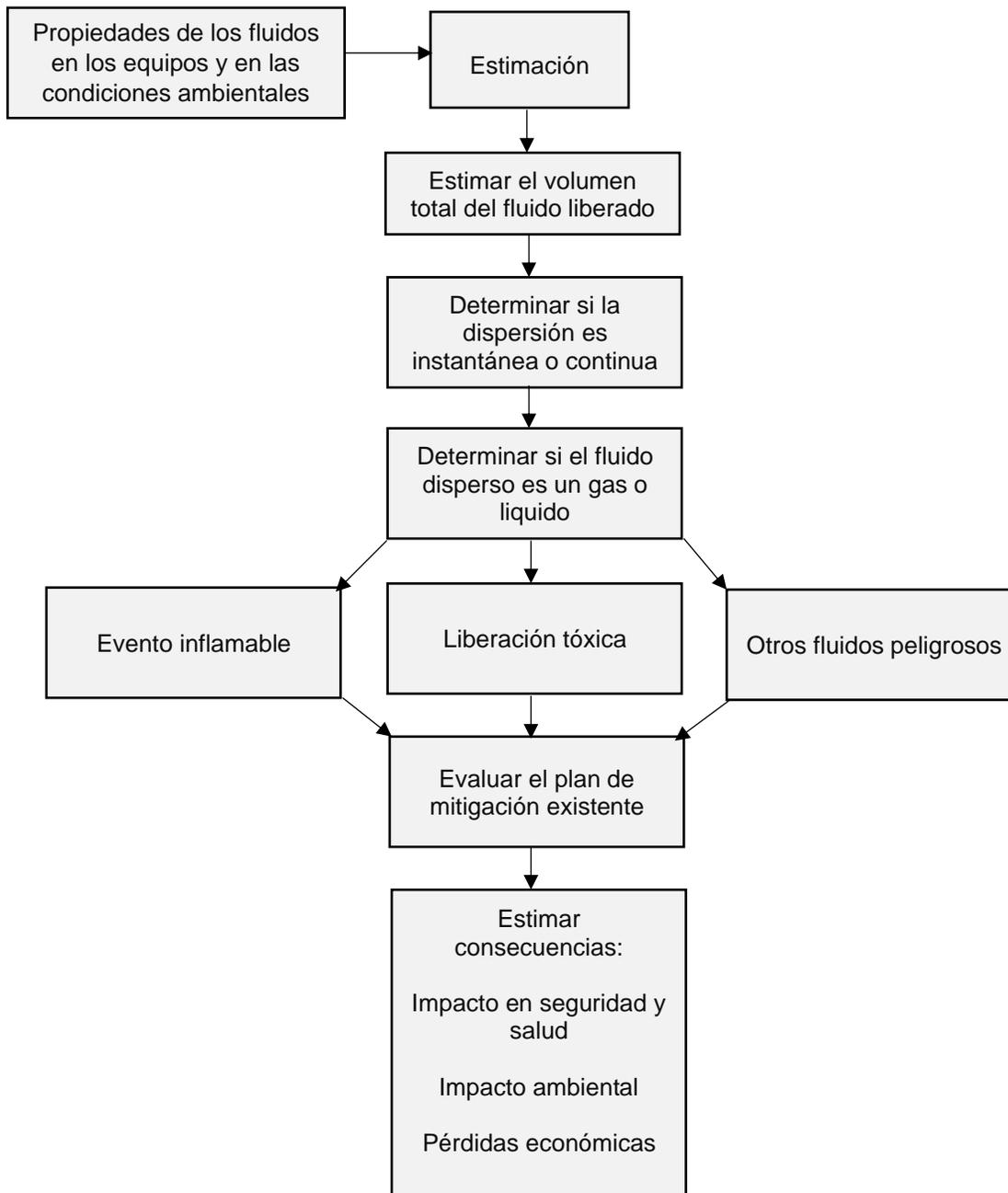


Figura 11. Evaluación de las Consecuencias de Falla (API, 2016a).

Los resultados obtenidos por medio de esta evaluación son delimitados por distintas categorías que tienen rangos predefinidos, sin embargo, cuentan con la facilidad de que pueden ser ajustadas acorde con la dimensión de la unidad o planta evaluada.



En términos económicos, las consecuencias de una falla pueden ser medidas de la siguiente forma:

Tabla 2. Consecuencia de las pérdidas económicas por niveles (API, 2016a)

Categoría	Descripción	Pérdidas Económicas (USD)
I	Catastrófico	Mayor de \$100,000,000
II	Importante	\$10,000,000 a \$100,000,000
III	Serio	\$1,000,000 a \$10,000,000
IV	Significativo	\$100,000 a \$1,000,000
V	Menor	\$10,000 a \$100,000
VI	Insignificante	Menor de \$10,000

En tanto, el impacto de las consecuencias observado en términos de seguridad, salud y medio ambiente puede ser clasificado como:

Tabla 3. Consecuencia de seguridad, salud y ambientales (API, 2016a)

Categoría	Descripción	Consecuencias de seguridad, salud y ambientales
I	Catastrófico	Un gran número de muertes y/o un impacto ambiental importante en el largo plazo
II	Importante	Un pequeño número de muertes y/o un impacto ambiental importante en el corto plazo
III	Serio	Lesiones graves y/o un impacto ambiental significativo
IV	Significativo	Lesiones leves y/o un impacto ambiental de corto plazo
V	Menor	Lesiones que requieren únicamente primeros auxilios y/o un impacto ambiental mínimo
VI	Insignificante	No se produjeron consecuencias significativas

En adición, se debe comentar que el análisis de consecuencias debe ser una estimación repetible, simplificada y creíble de lo que podría esperarse en caso de que ocurriera una falla en el elemento evaluado.

II.6.3 Gestión del riesgo y toma de decisiones (API, 2016a).

Una vez determinadas las POF y COF dentro de la implementación de la metodología IBR es preciso calcular el nivel de riesgo asociado con cada posible consecuencia.

Así, el riesgo es calculado con la siguiente fórmula:



Riesgo consecuencia específica = probabilidad de una consecuencia específica x consecuencia específica

El riesgo total es la sumatoria de los riesgos individuales para cada consecuencia específica. En caso de que la probabilidad y su consecuencia no sean determinados a través de valores numéricos, el riesgo será determinado trazando las probabilidades⁹ y consecuencias dentro de una matriz de riesgos. Dentro de esta herramienta, las distintas categorías de consecuencia y probabilidad se disponen de tal modo que los elementos con altos niveles de riesgo se encuentran ubicados en la parte superior derecha de la matriz.

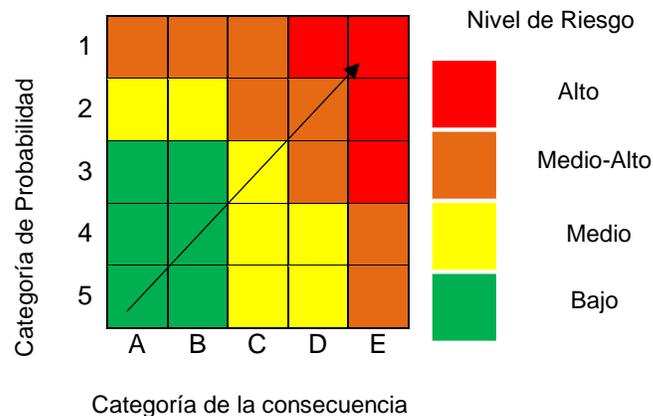


Figura 12. Clasificación del Riesgo (API, 2016a).

La elaboración de una matriz de riesgo permite al inspector evaluar e identificar de forma visual aquellos elementos de riesgo presentes dentro de la evaluación, al mismo tiempo que los categoriza según la gravedad de su incidencia, es decir, según su nivel de riesgo, lo cual otorga a las empresas y al personal asignado la posibilidad de tomar decisiones de gestión de riesgos.

⁹ Cuando se grafica el nivel de riesgo dentro de una matriz de riesgos, la probabilidad utilizada para éste será la probabilidad de la consecuencia asociada.



En este contexto, se ha observado que muchas empresas difieren en sus criterios de riesgo corporativo al definir para la toma de decisiones empresariales distintos niveles aceptables y prudentiales de riesgos en materia de seguridad, ambientales y financieros.

Tomando en consideración lo anterior, se debe tener en cuenta que las decisiones de gestión de riesgos varían dependiendo del tipo de proceso, materiales de manejo y capacidad de pérdida (API, 2016a).

En el caso de que, tras el análisis de los riesgos existentes se determine la existencia de riesgos considerados como no aceptables, es necesario ejecutar acciones de mitigación que reduzcan el riesgo a niveles aceptables a través de un plan que permita asignar prioridades a las diversas tareas de inspección. Al momento de ejecutar este plan, deben ser consideradas las siguientes preguntas:

- ¿Qué inspeccionar?;
- ¿Cómo inspeccionar (técnica)?;
- ¿Dónde inspeccionar (ubicación)?;
- ¿Cuánto inspeccionar (cobertura)?; y
- ¿Cuándo inspeccionar?

Así mismo, es recomendable determinar el riesgo de las unidades de proceso o de los elementos de equipos de proceso individuales con el fin de facilitar la inspección y priorizar el análisis en función del valor del riesgo (ASEA, 2020).



Conclusiones del capítulo.

La metodología de Inspección Basada en Riesgos es un elemento de gran importancia para la industria, debido a que permite disminuir a valores mínimos la probabilidad de accidentes dentro de una planta industrial. Esto lo logra detectando las fallas presentes en las instalaciones de la planta, los equipos estáticos o en sus componentes, dando prioridad al análisis de aquellos elementos con mayor riesgo de falla e impacto en caso de accidentes. Por lo que, con la correcta implementación de esta metodología, la industria tiene la capacidad de operar en niveles confiables y seguros, al mismo tiempo que disminuye de forma sistemática el riesgo existente dentro de sus operaciones.

Adicionalmente, se ha identificado que al ejecutar la IBR de manera frecuente, es decir, como una herramienta de mejora continua, se garantiza la integridad de los equipos estáticos así como de las instalaciones de la planta, lo cual permite mantener en óptimas condiciones estos elementos durante el ciclo de vida de la misma y tener un control sobre el nivel de riesgo con el que esta opera. No obstante, se debe tener en cuenta que, dentro de cualquier planta industrial, es imposible presentar un nivel de riesgo nulo debido a que siempre existen factores externos de riesgo como son los errores de diseño u operación, errores humanos, desastres naturales y actos deliberados, entre otros.

En este contexto, con el objetivo de incrementar la eficiencia de este método, siempre es recomendable integrar a la IBR con otros métodos de análisis de riesgos para así contar con un programa de evaluación de riesgos íntegro que abarque el mayor panorama posible dentro de la planta industrial.



Capítulo III. Aplicación de la metodología IBR a un sistema de almacenamiento y flujo de crudo.

En una planta industrial, el cuidado de la integridad mecánica y la implementación de la metodología IBR garantiza la confiabilidad de las operaciones que se llevan a cabo dentro de la misma; por este motivo, a modo de ilustración, en el presente capítulo se plantea un ejemplo básico y sencillo sobre la aplicación de la metodología IBR en una planta de separación para almacenamiento de hidrocarburos.

Para este propósito, a lo largo del capítulo se estudian las principales características de los tanques de almacenamiento industrial, así como los métodos más usados para llevar a cabo la inspección y el mantenimiento de estas unidades conforme lo sugiere el American Petroleum Institute. Adicionalmente, se expone el desarrollo de la metodología IBR aplicada por Rincón (2022) en el campo “La Esperanza” ubicado en Colombia y propiedad de Pecol Energy con el único fin de ilustrar algunas de las tareas que se deben ejecutar durante la implementación de esta metodología.

III.1 Información técnica: Tanques de almacenamiento industrial (ASME, 1999).

Los tanques de almacenamiento industrial son contenedores estáticos, destinados a almacenar sustancias de distintos tipos, ya sean fluidos (crudo, gas, químicos o agua) o sólidos (materia prima) utilizados en distintos procesos industriales. Dentro de las plantas industriales estos son utilizados como un depósito donde se pueden resguardar aquellos materiales que la industria necesite tener a su alcance para la



ejecución de su proceso productivo o para realizar procesos como sedimentación, cristalización, separación de fases, intercambio de calor, entre otros.

El diseño y la construcción (tipo, tamaño y material) de estos tanques depende de distintos factores entre los que se encuentran la cantidad y el tipo de fluido que se pretenda almacenar, temperatura, presión y volatilidad; no obstante, por lo general, la presión tiene un papel clave en el diseño, construcción y uso de estos elementos. Por ejemplo, dentro de la industria es una práctica usual que los tanques de almacenamiento presenten una forma cilíndrica en la parte del casco, ya que este hecho facilita la contención de la presión interna del tanque, además de ser una solución económica.

De acuerdo con lo anterior, los tanques de almacenamiento pueden ser clasificados como:

- Tanques atmosféricos;
- Tanques de baja presión; o
- Recipientes a presión (tanques de alta presión).

Sin embargo, como se muestra a continuación, esta no es la única clasificación existente, ya que también pueden ser clasificados de acuerdo con el tipo de techo, fondo y contención del tanque.

Tipos de techos:

- Techos fijos: techos fijos cónicos auto soportados, techos cónicos soportados, techo tipo sombrilla o techo tipo domo geodésico; o



- Techos flotantes: techos flotantes externos (techo con pontones o con doble cubierta) y techos flotantes internos (techos metálicos con pontones, doble cubierta con pontones y sobre flotadores).

Tipos de fondo:

- Fondo plano;
- Fondo cónico hacia afuera;
- Fondo cónico hacia abajo; o
- Fondo con pendiente única.

Tipos de contención:

- Contención simple (pared simple);
- Contención doble; o
- Contención completa.

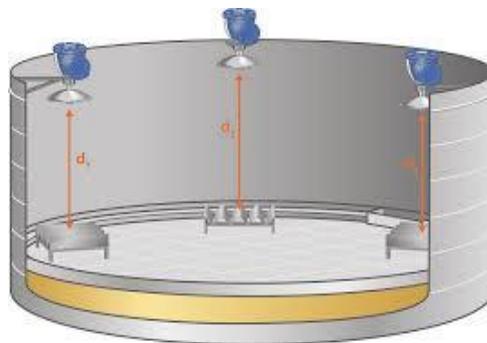


Figura 13. Tanque de techo flotante para almacenamiento de gasolina.

(EMERSON, 2018).



En la práctica, la construcción de tanques de almacenamiento se basa en los criterios definidos por la normativa API 650 (API, 2020b), ya que ésta cubre los requisitos mínimos para el diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales, no refrigerados, con techo abierto o cerrado, y construidos con chapas de acero soldadas. Al respecto, es importante hacer hincapié en que esta norma no cubre a aquellos tanques destinados para el servicio de refrigeración.

Por ejemplo, en el caso específico de los tanques atmosféricos¹⁰, los cuales son usados en su mayoría por refinerías o plantas de procesamiento de petroquímicos y cuyo diseño requiere que sean capaces de operar con presiones similares a la presión atmosférica y hasta un nivel de 3.45 kPa, se encuentra que los avances tecnológicos en la ingeniería de materiales que establecen que estos tanques deben fabricarse principalmente de metales, plásticos o fibra de vidrio, pues tales materiales aminoran la corrosión del mismo.

III.1.1 Criterios para la selección de tanques (API, 2014).

Dentro de una planta industrial, la selección de tanques de almacenamiento se trata de un proceso complejo de análisis de información dentro del que se debe realizar una optimización del diseño de este, teniendo en cuenta factores fundamentales como estudios de viabilidad; propiedades físicas; tipos y diseños de tanques posibles; requisitos físicos y ambientales; problemas de ingeniería y las mejores prácticas recomendadas en la industria, según códigos, regulaciones y estándares.

¹⁰ Los tanques atmosféricos son contenedores que almacenan productos, especialmente fluidos, que deben permanecer a la misma presión que la de la atmósfera en donde se encuentre ubicado el tanque.

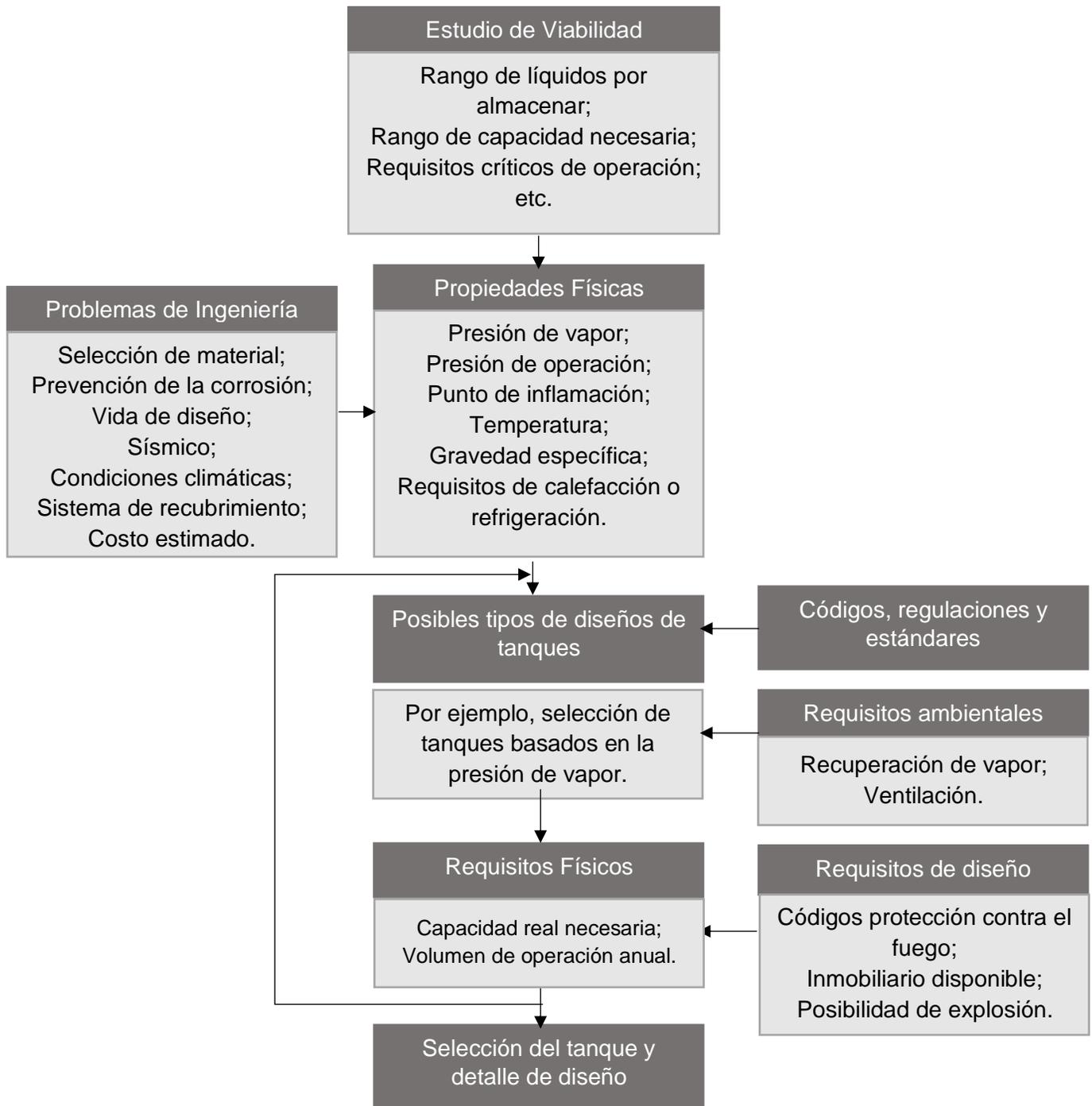


Figura 14. Selección de tanques de almacenamiento (Ecopetrol, 2012).



III.1.2 Inspección aplicada a tanques de almacenamiento (API, 2014)

En el caso de los tanques de almacenamiento, la práctica estandarizada API 653 (Ecopetrol, 2012) indica que las actividades de inspección de estas unidades deben ser realizadas de forma periódica con la finalidad de asegurar la integridad mecánica del equipo; estas inspecciones deben ser dirigidas solo por un inspector autorizado. Para determinar la frecuencia de inspección de los tanques deben ser considerados algunos factores como:

- La naturaleza del producto almacenado;
- El sobre espesor y velocidad de corrosión;
- El riesgo potencial por contaminación del agua o aire;
- Las condiciones de las inspecciones previas;
- Los sistemas para prevención de corrosión;
- La localización del tanque (riesgo);
- El sistema de detección de fuga;
- El cambio en el modo de operación;
- Requerimientos jurisdiccionales; y
- Los cambios de servicio.



Por lo general, las inspecciones de un tanque van a ser asignadas acorde con el historial operativo de la unidad, a menos que se presenten eventos extraordinarios que requieran la aplicación de un programa de inspección; cabe señalar que en algunos elementos la jurisdicción correspondiente puede llegar a determinarse la frecuencia e intervalo de las inspecciones. Estas regulaciones incluyen requisitos de pérdida de vapor, condición del sello, fugas, dique adecuado y procedimientos de reparación.

No obstante, una práctica recomendada para estimar la frecuencia con que se deben efectuar las inspecciones es determinar la velocidad de corrosión del tanque a partir del análisis de las inspecciones ejecutadas previamente; de este modo, el inspector debe asegurar que entre cada inspección exista un intervalo de tiempo congruente con los requerimientos mínimos de espesor en el fondo del tanque. Por otra parte, en aquellos casos donde la velocidad de corrosión no sea determinada y el material del recipiente presente (visualmente) condiciones aceptables, la inspección debe ser efectuada en un lapso menor a los 10 años.

De acuerdo con la norma API 653 (Ecopetrol, 2012), las inspecciones de los tanques son realizadas a partir de dos perspectivas; la primera de ellas corresponde a la inspección del exterior del tanque y evalúa todos los aspectos posibles de este sin interrumpir operaciones o requerir el apagado del mismo; en tanto, la segunda, inspecciona todas las superficies accesibles del interior del tanque. Dichas inspecciones pueden ser efectuadas conforme a los enfoques presentados en la siguiente tabla:



Tabla 4. Enfoques de inspección para tanques de almacenamiento (API, 2014).

Inspección Externa	Inspección Interna
<ul style="list-style-type: none">• Inspección de rutina en servicio;• Inspección visual externa;• Inspección ultrasónica de espesor; y,• Estudios de protección catódica.	<ul style="list-style-type: none">• Inspeccionar el daño existente en el asentamiento del fondo del tanque; y,• Evaluar la integridad mecánica del tanque.

III.1.3 Mantenimiento a tanques de almacenamiento (Ecopetrol, 2012)

De acuerdo con Ecopetrol (2012) el proceso para dar mantenimiento a tanques de almacenamiento se compone de las siguientes fases:

1. Planeación

Esta fase considera desde la identificación de la necesidad de la intervención del tanque hasta el inicio del alistamiento para su intervención, por lo que para su ejecución se deben realizar las siguientes actividades:

- Definición de alcance de los trabajos;
- Compra de materiales;
- Estimación de cantidades de obra;
- Estimación de recursos;
- Definición de cronograma y plan detallado de trabajo;
- Plan de descontaminación;
- Plan de aislamiento seguro de proceso y eléctrico, si aplica;



- Identificación de competencia de personal;
- Identificación, evaluación y plan de gestión de riesgos;
- Plan de Manejo Ambiental (PMA);
- Selección del contratista o ejecutor;
- Plan de manejo de emergencias;
- Plan de Inspección;
- Plan de HSE¹¹; y
- Plan de calidad.

A través de esta fase, el personal a cargo del mantenimiento asegura que han sido considerados y evaluados todos los recursos y riesgos requeridos para el desarrollo del plan de mantenimiento.

2. Alistamiento

En un plan de mantenimiento, el alistamiento hace referencia a la logística requerida para la movilización del tanque hacia el taller de mantenimiento, así como de las operaciones necesarias para realizar un proceso de aislamiento seguro. Las actividades que se ven involucradas en esta operación son:

- Movilización de contenedores;

¹¹ HSE: Health, Safety and Environment (Salud, Seguridad y Medio ambiente).



- Herramientas;
- Equipos;
- Instalaciones temporales;
- Llevar el tanque al remanente mínimo por parte de operaciones;
- Instalación de facilidades temporales para desocupación del tanque;
- Instalación y operación de bombas portátiles para achique del producto remanente en el tanque; y
- Retiro de instrumentación, telemetría¹².

De esta forma, el equipo de mantenimiento cumple con los preparativos mínimos requeridos para el inicio de las actividades de mantenimiento.

3. Aislamiento seguro

La fase de aislamiento seguro forma parte de los procesos de alistamiento que deben ejecutarse para iniciar el mantenimiento del tanque. Esta fase tiene por objetivo retirar el remanente de producto del tanque hasta niveles mínimos con el propósito de permitir la instalación de los ciegos en los límites del tanque o de la batería, y concluye con la apertura de los *manholes* del tanque. Las actividades por ejecutar durante esta fase son:

¹² La telemetría es la medición de magnitudes físicas o químicas captadas a través de sensores. Esta medición se realiza, generalmente, haciendo uso de dispositivos inalámbricos que miden o rastrean ondas, temperaturas, vibración, presión, voltaje, altitud, tiempo, entre otras magnitudes (Terol, 2022).



- Instalación de platinas y/o bridas ciegas;
- Apertura de *manhole* de casco y techo;
- Ventilación natural del tanque;
- Instalación de extractores y ventiladores;
- Retiro de válvulas de compuerta y actuadores;
- Retiro de válvulas de presión de vacío;
- Instalación de aislamiento eléctrico (SAES¹³); y
- Retiro de agitadores y motores.

4. Descontaminación

Por medio de esta fase se retira el remanente mínimo (líquido o sólido) del fondo del tanque y se limpian otras áreas del tanque como paredes, casco y techo con el objetivo de que este se encuentre libre de residuos; esto permite realizar trabajos en caliente en el interior del tanque. Los pasos por seguir para la descontaminación del tanque son:

- Retiro de remanente mínimo con camión de vacío y/o bomba portátil;
- Apertura de puerta de barrido;

¹³ SAES: Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro



- Retiro de sólidos remanentes; y
- Lavado de las paredes, fondo y techo con productos biodegradables.

Al concluir las fases de aislamiento y descontaminación, se garantiza la seguridad del equipo de mantenimiento, debido a que estas acciones evitan su exposición a activos peligrosos (gases, corriente eléctrica, líquidos, entre otras) a lo largo de la operación.

5. Inspección

La fase de inspección requiere de la limpieza de superficies y la instalación de facilidades para la inspección. La inspección del tanque cumple con los siguientes pasos:

- Armado de andamios;
- Limpieza de superficies con material abrasivo;
- Inspección visual;
- Movilización de andamios;
- Ensayos destructivos y no destructivos;
- Toma de datos topográficos; y
- Entrega de reportes de inspección.



Esta fase tiene por objetivo identificar las anomalías que comprometan la integridad del tanque, así como recomendar las acciones de corrección o mitigación que garanticen la integridad del tanque en el siguiente ciclo de operación.

6. Reparaciones metalmecánicas

Esta fase se ejecuta a partir de la etapa final de la fase de descontaminación, y abarca los procesos de inspección y reparación, dando paso a la fase de pruebas. A lo largo de su desarrollo deben llevarse a cabo las siguientes actividades:

- Reparaciones en techo;
- Reparaciones en fondo;
- Reparaciones en casco; y
- Reparaciones de accesorios del tanque (escaleras, sellos, tuberías, válvulas, cámaras de espuma, venteos, etc.).

El objetivo de las reparaciones efectuadas es corregir o mitigar las fallas localizadas durante la inspección para de esta forma garantizar la integridad del tanque en el siguiente ciclo de operaciones.

7. Pruebas

La fase de pruebas involucra la ejecución de todos los ensayos requeridos para garantizar la calidad de los trabajos ejecutados y obtener información del



comportamiento del tanque durante la operación. Las pruebas propuestas para esta fase son:

- Prueba de estanqueidad;
- Estudios de asentamientos diferenciales;
- Estudios de verticalidad;
- Pruebas de calidad de soldadura (rayos X, phase array, caja de vacío, tintas penetrantes, prueba de calidad u otros ensayos no destructivos);
- Pruebas de flotación (membranas internas flotantes, techos externos flotantes);
- Pruebas de accesorios (telemetría, válvulas, instrumentos, etc.);
- Prueba de sistemas contraincendios (sistemas de rociadores, cámaras de espuma, monitores, detectores, etc.); y
- Pruebas del sistema de puesta a tierra.

A través de esta fase se verifica la integridad del tanque; además, se realiza un registro documental de estos ensayos como requisito para liberar el tanque e iniciar la fase de recubrimiento.



8. Recubrimiento

Dentro de esta fase se llevan a cabo las actividades de recubrimiento del tanque (secciones internas y externas, de sus partes y accesorios). La aplicación de recubrimiento protege las láminas del tanque de la corrosión (interna y externa), adicionando que evita la contaminación de los líquidos almacenados en el tanque como consecuencia de la corrosión (óxidos); esta fase implica las siguientes actividades:

- Armado y desarmado de andamios;
- Limpieza y/o preparación de superficie;
- Aplicación de las diferentes capas que compone el recubrimiento;
- Pruebas de calidad a cada capa aplicada;
- Marcación del tanque; e
- Identificación de líneas.

9. Alistamiento de entrega

Una vez finalizada la fase de recubrimiento, se inicia la instalación de todos los accesorios del tanque retirados en la fase de alistamiento para su entrega a las autoridades técnicas. Esta fase involucra las actividades de:

- Desmovilización de contenedores, herramientas, equipos e instalaciones temporales;



- Aforo del tanque;
- Instalación de instrumentación, telemetría, válvulas, actuadores, etc.;
- Cierre de *manholes* y puertas de barrido; y
- Retiro de SAS¹⁴ y SAES¹⁵.

En esta fase el equipo de mantenimiento se asegura que el tanque está listo para operar, por lo que se entrega un registro formal a satisfacción del operador, quien acusa de recibo tras la entrega del tanque.

10. Puesta en servicio

Finalmente, se lleva a cabo la puesta en marcha del equipo, donde se realiza el primer llenado del tanque con producto de almacenamiento, donde el ejecutor acompaña al equipo de operaciones con el propósito de corregir posibles fugas o fallas de las juntas bridadas, *manholes* o instrumentos.

A lo largo de este proceso resulta indispensable que, en todo momento, el equipo de mantenimiento resguarde la seguridad del personal ante la posible ocurrencia de peligros potenciales como deficiencia y enriquecimiento de oxígeno, riesgos de fuego y explosión, la presencia de sustancias tóxicas, riesgos físicos, estrés por exposición o térmico, manejo de cargas manuales y mecánicas, riesgos locativos, trabajos en alturas o espacios confinados.

¹⁴ SAS: Sistema de Aislamiento Seguro.

¹⁵ SAES: Sistema de Aislamiento Eléctrico Seguro.



III.1.4 Principales causas de fugas y derrames en tanques de almacenamiento (Ecopetrol, 2012)

A lo largo del presente trabajo se ha observado que la presencia de fallas en los equipos estáticos y/o en sus componentes tiene el poder de ser la antesala de un accidente industrial; en lo referente a los tanques de almacenamiento, la siguiente tabla presenta algunas de las causas de derrames y fugas de estos equipos.

Tabla 5. Fugas y derrames en tanques de almacenamiento (Ecopetrol, 2012).

CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICAS	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • Comúnmente se presenta en el fondo del tanque y en tuberías subterráneas; • Baja tasa de formación; • La falta de alerta puede continuar durante años sin ser detectados; y, • Grandes volúmenes durante largos períodos, es común. 	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosión; • La selección de materiales; o, • Métodos costosos para prevenir la corrosión 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuidadoso diseño e ingeniería; • Inspección por la norma estandarizada API 653; y • Programa de mantenimiento.
<p>Operación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sobrellenado y transferencia; • Drenajes en techo; y 	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes cantidades liberadas; • Llenado rápido; • Peligro potencial de incendio; • Su ocurrencia es relativamente común. • Grandes volúmenes liberados fácilmente descubiertos, por lo general se produce en una tormenta; 	<ul style="list-style-type: none"> • Error del operador; • Instrumentos y equipos dañados; • Falta de capacitación; • Falla del mantenimiento en sistemas de llenado; • Falla en el uso adecuado de contención secundaria. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de gerenciamiento de tanques con procedimientos de operación escritas; • Capacitación; • Periodos de pruebas de los instrumentos.



CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICAS	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
<ul style="list-style-type: none"> • Fugas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su ocurrencia es relativamente rara. • Fugas relativamente comunes en las tuberías, válvulas y accesorios, bombas de sellos, 		
<p>Fracturas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fractura del tanque; • Fractura frágil; <p>por</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rotura sismo 	<ul style="list-style-type: none"> • Ocurre en clima frío; • Falla de manera catastrófica. • Todo el contenido se puede vaciar; • Extremadamente poco común. • Daños de la tubería; • Desgarres de parte de accesorios; • Pérdida de contenido del tanque; • Relativamente raro. 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de material; • Poco detalle del diseño; • Falla en la prueba hidrostática; • Movimiento de tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Buen diseño y soluciones rápidas; • Evaluación de la fractura y efectos sísmicos después de cada carga de servicio importante; • Detalle de la fabricación por API 653; • Detalles de todos los diseños e ingeniería realizados en todos los tanques.
<p>Mantenimiento</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fugas por corrosión; • Mal funcionamiento de la instrumentación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Escasos programas de gerenciamiento en tanques. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer un programa de mantenimiento del tanque; • Periódicamente realizar una prueba a los instrumentos; • Establecer un programa de acuerdo con los estándares de API 653; • Documentar los trabajos realizados



CAUSAS DE FUGAS Y DERRAMES	CARACTERÍSTICAS	CAUSA RAÍZ	MEDIDAS PREVENTIVAS
			en todos los tanques.
Vandalismo	<ul style="list-style-type: none"> • Daño al abrir las válvulas; • Daño por disparo; • Arrojar fuego al contenido del tanque; • Explosiones causadas por bombas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mala seguridad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Apropiado sistema de seguridad.
Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor causa de fugas; • Falta proporcionar suficiente capacidad en las áreas de los diques; • Fugas del producto; • Inadecuada selección de materiales, para la prevención de la corrosión; • Cambio de servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Diseño inadecuado o periodos de pruebas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumplir con la norma API CODE 570.
Incendio y explosión	<ul style="list-style-type: none"> • Fugas por encima o por debajo del contenedor secundario; • Propagación del incendio por todas las fugas del tanque. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inapropiado diseño y operación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer un programa de mantenimiento; • Garantizar cumplimiento de la norma NFPA; • Elaborar registros; • Establecer un sistema de emergencia y rescate; • Evaluar el proceso de gestión de seguridad.

III.2 Ficha técnica: Descripción de operación y tanques de almacenamiento (Rincón, 2022)

La presente ficha técnica corresponde a un grupo de tanques de almacenamiento propiedad de la empresa Pecol Energy; estos equipos se ubican en el campo denominado “La Esperanza” y forman parte de un proceso de separación y almacenamiento de crudo.

Este proceso inicia con la extracción de fluido de los pozos, el cual es transportado al manifold por medio de las líneas A, B, C y D, y, a partir de ahí, es separado para su venta. Para la primera fase del proceso de separación, el crudo es enviado al tanque de almacenamiento TK – 001 y el agua aceitosa al Skim Tank; en tanto, dentro de la segunda fase, el crudo recuperado es enviado al tanque TK – 002 y el agua es transportada al tanque de aguas residuales TK – A – 001 (Véase figura 15).

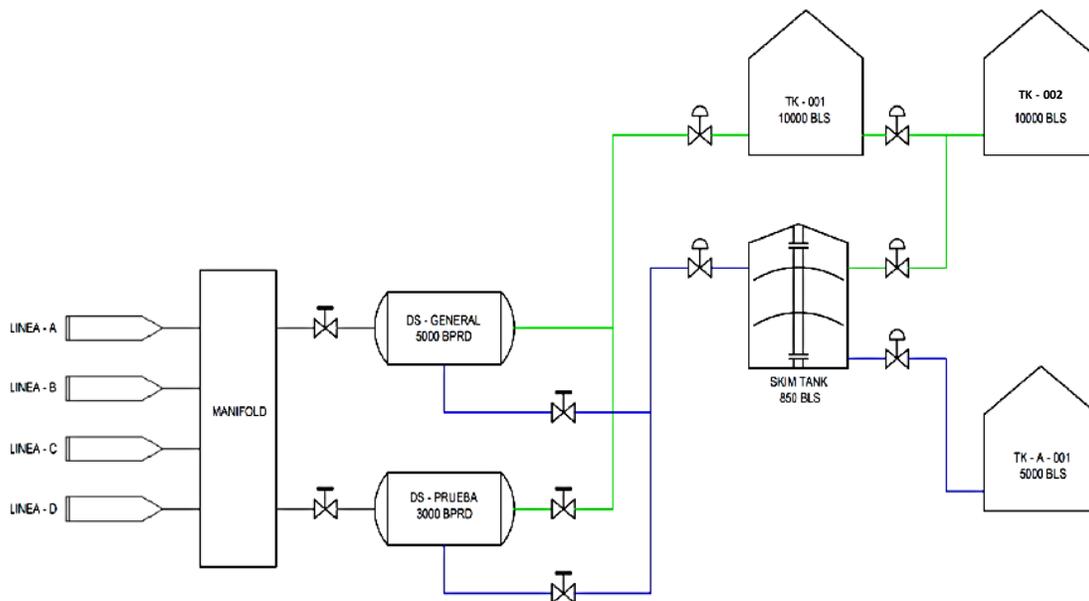


Figura 15. Diagrama de Flujo de Proceso de la operación en campo “La Esperanza” (Rincón, 2022).

De acuerdo con lo expuesto por Rincón (2022), el campo “La Esperanza” inició sus operaciones en 2005; no obstante, la empresa no cuenta con un registro histórico referente a actividades de inspección o reparación en estas unidades; el único evento reportado a lo largo de los años ha sido el *stand by* y lavado interno de los tanques, con una periodicidad de 5 años.

Los activos pertenecientes a este campo son: dos tanques de almacenamiento de crudo de 10,000 Bls¹⁶ cada uno; un Skim Tank de 850 Bls; un tanque de agua de 5,000 Bls; y, dos separadores horizontales, uno general de 5,000 BPRD¹⁷ y otro de prueba de 3,000 BPRD. A continuación, se muestra la información general de estos activos:

Tabla 6. Descripción del tanque de almacenamiento de crudo (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	TK - 001
Cod. Construcción	API STD 650
Fluido	Petróleo crudo
Diámetro nominal	60 ft
Altura nominal	40 ft
Año de fabricación	2003
Capacidad bls	10,000 Bls
Max. Temp. operación	150 °F
Presión de diseño	Atmosférico
Material	A-283 Gr C
Espesor nominal	0.312 in



Tabla 7. Descripción del tanque de almacenamiento de crudo (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	TK - 002
Cod. Construcción	API STD 650
Fluido	Petróleo crudo
Diámetro nominal	60 ft
Altura nominal	40 ft
Año de fabricación	2004
Capacidad bls	10,000 Bls
Max. Temp. operación	150 °F
Presión de diseño	Atmosférico
Material	A-283 Gr C
Espesor nominal	0.312 in



¹⁶ La unidad Bls significa barriles estándar de petróleo, la que es equivalente a 42 galones (158,98 litros) (Wikipedia, 2022).

¹⁷ BPRD (Barriles de Petróleo por día).

Tabla 8. Descripción del tanque de almacenamiento de agua (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	TK – A – 001
Cod. Construcción	API STD 650
Fluido	Agua Residual
Diámetro nominal	40 ft
Altura nominal	36 ft
Año de fabricación	2003
Capacidad bls	5,000 Bls
Max. Temp. operación	135 °F
Presión de diseño	Atmosférico
Material	A-516 Gr 70
Espesor nominal	0.250 in



Tabla 9. Descripción del Skim Tank (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	SKIM TANK
Cod. Construcción	API STD 650
Fluido	Agua - crudo
Diámetro nominal	18 ft
Altura nominal	22 ft
Año de fabricación	1995
Capacidad bls	850 Bls
Max. Temp. operación	150 °F
Presión de diseño	Atmosférico
Material	A-283 Gr C
Espesor nominal	0.250 in



Tabla 10. Descripción del separador general (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	DS – GENERAL
Cod. Construcción	ASME SECC. VIII
Fluido	Multifásico
Diámetro nominal	60 IN
Altura nominal	15 ft
Año de fabricación	2001
Capacidad bls	5,000 BPRD
Max. Temp. operación	176 °F
Presión de diseño	136 psi
Material	SA 516 GR 70
Espesor nominal	0.500 in



Tabla 11. Descripción del separador de prueba (Rincón, 2022).

Datos Generales	
TAG	DS – PRUEBA
Cod. Construcción	ASME SECC. VIII
Fluido	Multifásico
Diámetro nominal	40 IN
Altura nominal	12 ft
Año de fabricación	2003
Capacidad bls	3,000 BPRD
Max. Temp. operación	176 °F
Presión de diseño	116 psi
Material	SA 516 GR 70
Espesor nominal	0.375 in



III.3 Evaluación de riesgos desde un enfoque semicuantitativo (Mendizábal, s.f.; Rincón, 2022).

Con el objetivo de conocer el nivel de riesgo asociado a cada uno de los tanques descritos previamente, Rincón (2022) plantea un análisis de riesgos basado en un enfoque semicuantitativo denominado análisis de criticidad, el cual permite determinar cuáles son aquellos elementos que poseen mayor riesgo bajo un contexto de confiabilidad en la operación. Para lograr lo anterior, este enfoque se fundamenta en la noción básica de riesgo planteada en la metodología IBR, y determina que:

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

Donde:

- La *frecuencia* es asociada al número de eventos o fallas que presenta el equipo a evaluar; y,



- La *consecuencia* es entendida como: los impactos en términos de flexibilidad operacional, seguridad, medio ambiente e higiene, además de considerar los costos de reparación.

De esta forma, la criticidad total del equipo se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$CT = F.F. * ((I.O. * F.O.) + C.M. + SAH)$$

Donde:

CT = Criticidad Total;

F.F. = Frecuencia de Fallas;

I.O. = Impacto Operacional;

F.O. = Flexibilidad Operacional;

C.M. = Costo de Mantenimiento; y

SAH = Seguridad Ambiental Higiene.

En el caso de este ejemplo, los factores a ser evaluados fueron ponderados de la siguiente forma¹⁸:

Tabla 12. Valores ponderados de Frecuencias de Falla (Rincón, 2022).

Rango cualitativo posible	Frecuencia de Fallas anuales	Ponderación
Pobre	Mayor a 2	4
Promedio	De 1 a 2	3
Buena	De 0.5 a 1	2
Excelente	Menor a 0.5	1

¹⁸ La ponderación de estos factores requiere de la participación de un amplio equipo de trabajo que incluya a todas las personas involucradas en la operación de la planta.

Tabla 13. Valores ponderados de Impacto Operacional (Rincón, 2022).

Rango cualitativo posible	Impacto Operacional	Ponderación
Pobre	Pérdida de todo el despacho.	10
Promedio	Parada del sistema o subsistema, la cual tiene repercusión en otros sistemas.	7
Buena	Impacta en niveles de inventario o calidad.	4
Excelente	No genera ningún efecto significativo sobre operaciones de producción.	1

Tabla 14. Valores ponderados de Flexibilidad Operacional (Rincón, 2022).

Rango cualitativo posible	Flexibilidad Operacional	Ponderación
Pobre	No existe opción de producción y no hay función de repuesto.	4
Promedio	Hay opción de repuesto compartido/almacén.	2
Buena	Función de repuesto disponible.	1

Tabla 15. Valores ponderados de Costo de Mantenimiento (Rincón, 2022).

Rango cualitativo posible	Costo de Mantenimiento (USD)	Ponderación
Pobre	Mayor o igual a \$20,000.	2
Buena	Menor a \$20,000.	1

Tabla 16. Valores ponderados de Impacto en seguridad, medio ambiente e higiene (Rincón, 2022).

Rango cualitativo posible	Impacto en seguridad, medio ambiente e higiene	Ponderación
Crítico	Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos a la organización.	8
Muy pobre	Afecta el medio ambiente / instalaciones.	7
Pobre	Afecta a las instalaciones causando daños severos.	5
Promedio	Provoca daños menores (Medio ambiente - Seguridad).	3
Excelente	No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente.	1



III.3.1 Cálculo de la criticidad del equipo (Rincón, 2022)

Al evaluar el nivel de riesgo de cada uno de los equipos tomando en consideración los factores descritos previamente, se obtiene que la criticidad total de los equipos es:

Tabla 17. Cálculo de la criticidad total del equipo (Rincón, 2022).

Nombre del Equipo	F.F.	I.O.	F.O.	C.M.	SAH	C.T.
TK - 001	3	7	4	2	8	114
TK - 002	3	4	4	2	8	78
TK - A - 001	3	7	4	2	7	111
Skim Tank	3	10	4	2	8	150
DS - General	3	10	4	2	8	150
DS - Prueba	3	10	4	2	7	147

Así, en términos de criticidad total, cada uno de los equipos evaluados por medio de este enfoque presenta un intervalo de criticidad considerable, ya que son calificados como equipos medianamente críticos o críticos (Véase *tablas 18 y 19*).

Tabla 18. Valor de la criticidad total (Rincón, 2022).

Valor de Criticidad Total	Ponderación
Critico	Mayor que 140
Medianamente critico	Entre 70 y 140
No critico	Menor que 70

Tabla 19. Resultados de la criticidad total del equipo (Rincón, 2022).

Nombre del Equipo	Criticidad Total	Descripción
TK - 001	114	Medianamente crítico
TK - 002	78	Medianamente crítico
TK - A - 001	111	Medianamente crítico
Skim Tank	150	Crítico
DS – General	150	Crítico
DS – Prueba	147	Crítico

Dentro de una matriz de riesgos, los resultados anteriores serían ilustrados de la siguiente forma:

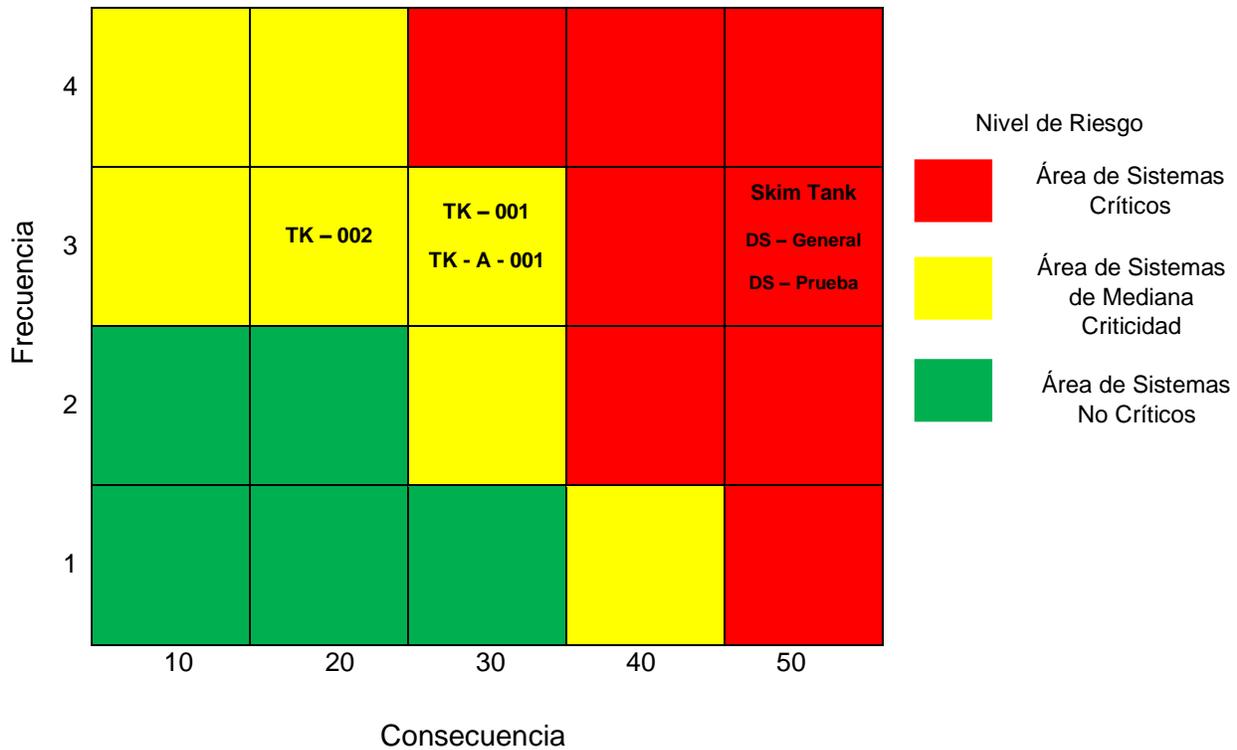


Figura 16. Matriz de Riesgos, según la criticidad total del equipo (Mendizábal, s.f.; Rincón, 2022).

III.4 Plan de Inspección (Rincón, 2022)

Una vez categorizado el riesgo relacionado con cada uno de los equipos operados en la línea de proceso, la gerencia de Pecol Energy aprobó un presupuesto de 13,453.38 USD¹⁹ con el propósito de llevar a cabo las operaciones requeridas por el plan de inspección. Dicho presupuesto contempla los siguientes costos:

¹⁹ Ante este punto, cabe destacar que, en lo referente al presente trabajo el valor del presupuesto presentado por Rincón (2022) fue convertido de peso colombiano (COP) a dólar estadounidense (USD) con el propósito de facilitar la lectura de las cifras desglosadas dentro del mismo. Esta conversión fue realizada en el mes de enero de 2023, por lo que, al replicar esta operación en un periodo de tiempo futuro pueden presentarse variaciones en las cifras.



Tabla 20. Presupuesto del año 2022 aprobado para la inspección de tanques de almacenamiento (Rincón, 2022).

Concepto	Valor Unitario (USD)
Honorarios por servicio de inspección (API 653)	749.41
Ultrasonido Scan A y C	642.35
Inspección visual	428.24
Líquidos penetrantes	278.35
Partículas magnéticas	256.94
Valor Total	2,355.29

Tabla 21. Presupuesto del año 2022 aprobado para la inspección de recipientes a presión (Rincón, 2022).

Concepto	Valor Unitario (USD)
Honorarios por servicio de inspección (API 510)	624.35
Ultrasonido Scan A y C	535.29
Inspección visual	321.18
Líquidos penetrantes	278.35
Partículas magnéticas	256.94
Valor Total	2,016.11

Por tanto, la inspección de los cuatro tanques de almacenamiento presentes en el campo “La Esperanza” tiene un presupuesto aprobado por un monto total de 9,421.16 USD; en tanto, el presupuesto aprobado para la inspección de los dos recipientes a presión es de 4,032.22 USD.

La ejecución de este plan de inspección tiene programada una duración máxima de dos meses, donde se planea realizar un *stand by* de cada uno de los equipos con la finalidad de ejecutar un programa de inspección completo (interna y externa), sin interrumpir la operación del campo. Tal programa de inspección tendrá presente el siguiente calendario:



Tabla 22. Cronograma del año 2022 de inspección de tanques de almacenamiento y recipientes a presión (Rincón, 2022).

Nombre del equipo	Semana							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Skim Tank								
DS – General								
DS – Prueba								
TK – 001								
TK – A – 001								
TK – 002								
Informes de inspección								
Plan de acción								

Como se observa en la tabla 22, una vez realizada la inspección de los equipos evaluados, los inspectores especializados y el equipo de trabajo de Pecol Energy iniciarán la elaboración de un plan de mitigación con el objetivo de disminuir el nivel de riesgo presente en los equipos, los cuales, al momento de la evaluación presentaron niveles medianamente altos. De esta forma, una vez mitigado el riesgo a niveles aceptables, el equipo de trabajo podrá elaborar una nueva matriz de riesgo y planificar el monitoreo de los equipos, así como futuras inspecciones.

Conclusiones del capítulo.

A través del ejemplo ilustrativo planteado dentro de este capítulo y de la información técnica referente a tanques de almacenamiento se reitera la importancia de efectuar



el análisis de riesgo de las instalaciones de una planta industrial a partir de su puesta en marcha y a lo largo de la operación de la misma, con la finalidad de prevenir, en la medida de lo posible, la ocurrencia cualquier evento desafortunado (accidente industrial). Estas acciones otorgan a la gerencia y al equipo de operación, la confianza que requieren para ejecutar sus labores, además de mitigar el riesgo derivado de la falla de alguno de los equipos presentes en las instalaciones de una planta industrial.

En el caso del campo “La Esperanza” de Pecol Energy, se observa que la empresa no contaba con un registro histórico referente a actividades de inspección y reparación, únicamente se había realizado una inspección al equipo que compone el sistema de separación y almacenamiento de crudo, lo cual ha tenido consecuencias sobre el nivel de riesgo bajo el que opera este campo, al presentar elementos con un nivel de riesgo superior a lo que se considera medianamente crítico. Es decir, bajo las condiciones señaladas por Rincón (2022), la operación de este campo es poco confiable, lo cual, sin la intervención de un programa adecuado de gestión de riesgo, debería representar un foco rojo para la gerencia de la empresa, los trabajadores, las comunidades aledañas y las respectivas autoridades.

No obstante, si esta empresa continúa con las acciones preventivas que ha iniciado por medio de la implementación de un plan de integridad, para cuidar la integridad mecánica de las instalaciones, tiene la capacidad de mejorar la confiabilidad de las operaciones del campo, además de que debe dar prioridad a las actividades necesarias para mitigar, monitorear y controlar el riesgo de las instalaciones a partir de 2022 y hasta el fin de la vida útil de los equipos que la componen.



Conclusiones Generales

A lo largo del presente trabajo se ha observado que la seguridad en los procesos industriales es un tema relevante para los gobiernos, comunidades e instituciones, pero especialmente para las empresas químicas y de hidrocarburos, ya que la probabilidad de ocurrencia de un accidente industrial y sus catastróficas consecuencias son un hecho implícito a la operación de las plantas industriales, debido al manejo de sustancias químicas altamente peligrosas dentro de sus instalaciones, pero sobre todo por su origen que se relaciona con la pérdida de fluido de los equipos que pertenecen a dichas instalaciones. Por esta razón, para la industria, resulta imprescindible prevenir los problemas de contención.

Bajo este contexto, una de las soluciones más recomendadas es la implementación de un sistema de integridad mecánica, el cual se centra en asegurar la integridad mecánica de la planta industrial, al mismo tiempo que garantiza la confiabilidad, rentabilidad y el desempeño seguro de la operación a lo largo del ciclo de vida de la planta industrial; el sistema debe ser capaz de atender las necesidades de la empresa y realizar un gerenciamiento de equipos eficiente como identificar las capacidades de los equipos, además de darles un tratamiento preventivo y predictivo, siendo este último el punto más sustancial del sistema.

En el caso del sistema de integridad mecánica, el gerenciamiento de activos cobra especial importancia porque a través de este se establece el nivel de riesgo bajo el que operan los activos pertenecientes a la planta industrial y se tiene la capacidad de gestionar este riesgo con el objetivo de mantenerlo a niveles mínimos, según lo



determine el personal especializado y la gerencia de la empresa. Básicamente, esto se logra con la ejecución de la Inspección Basada en Riesgos dentro del modelo de gestión de integridad mecánica.

La gestión de activos por medio de IBR es un factor que deriva de la noción de riesgo de esta metodología, pues con ésta determina que si el riesgo es conocido y su magnitud establecida, el riesgo puede ser gestionado debidamente; en términos de IBR esto conlleva a plantear diferentes escenarios que determinen todas las fallas posibles que puedan afectar a un sistema, equipo o componente, a la vez que, se evalúan aquellas consecuencias que se llegan a desencadenar a partir de este hecho. Este análisis de la probabilidad de falla y sus consecuencias facilitará la toma de decisiones gerenciales respecto al nivel de riesgo aceptable para la empresa.

Al aplicar la metodología de IBR como una herramienta de gestión de riesgos y mejora continua, se obtiene, estratégicamente, conocimiento sobre el estado de los equipos y de las instalaciones de la planta, al mismo tiempo que se controlan y mitigan los riesgos asociados a la operación, garantizado así la integridad mecánica de las instalaciones y la confiabilidad de la operación.

Una muestra de esta situación se observa claramente en el ejemplo ilustrativo planteado en el capítulo final, pues la falta de un programa de seguridad en los procesos a lo largo de 17 años ha derivado en una operación riesgosa para la seguridad, el medio ambiente, la higiene y la producción. No obstante, con el proyecto de implementación de un sistema de integridad mecánica que la empresa está



ejecutando esta situación puede ser redirigida, permitiendo que este campo empiece a operar bajo niveles de riesgo adecuados.



Bibliografía

API. (American Petroleum Institute). (2014). Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction: API Standard 653. API. USA. Obtenido de: <https://www.pdfdrive.com/api-standard-653tank-inspection-repair-alteration-and-reconstruction-e158097346.html&cd=4&hl=es&ct=clnk&gl=mx>.

[Consultado el 10 de diciembre de 2022].

API. (American Petroleum Institute). (2016a). Risk-based Inspection: API Recommended Practice 580. API. USA. Obtenido de: [https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20\(not%20public\)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20\(pre-2018\)/API%20580%20-%203rd%20Edition%20-%20February%202016.pdf](https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20(not%20public)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20(pre-2018)/API%20580%20-%203rd%20Edition%20-%20February%202016.pdf).

[Consultado el 21 de noviembre de 2022].

API. (American Petroleum Institute). (2016b). Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. API 570. API. USA. Obtenido de: [https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20\(not%20public\)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20\(pre-2018\)/API%20570%20-%204th%20Ed%20-%20February%202016.pdf](https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20(not%20public)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20(pre-2018)/API%20570%20-%204th%20Ed%20-%20February%202016.pdf).

[Consultado el 24 de noviembre de 2022].



API. (American Petroleum Institute). (2020a). Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry: ANSI/API Recommended Practice 571. API. Third Edition. USA. Obtenido de: <http://bazdarco.com/wp-content/uploads/2020/04/API-571-2020.pdf.pdf>. [Consultado el 06 de diciembre de 2022].

API. (American Petroleum Institute). (2020b). Welded tanks for oil storage. API Standard 650. API. Thirteenth Edition. USA. Obtenido de: https://www.academia.edu/76529830/API_STD_650_2020_Welded_Tanks_for_Oil_Storage. [Consultado el 05 de enero de 2023].

ASEA. (Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente). (2020). Guía para el desarrollo de un programa de Inspección Basada en Riesgo (IBR) en instalaciones del sector hidrocarburos. ASEA. Obtenido de: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/526938/Gu_a_IBR_13012020.pdf. [Consultado el 03 de diciembre de 2022].

ASME. (American Society of Mechanical Engineers). (1999). Diseño, Fabricación e Inspección de Tanques, Calderas y Recipientes a Presión: Secc. VIII, Div. I. Centro de Ingeniería y desarrollo industrial. [Consultado el 18 de diciembre de 2022].

ASME. (American Society of Mechanical Engineers). (2017). ASME PCC-3. Inspection Planning Using Risk-Based Methods. USA. Obtenido de: <https://1filedownload.com/asme-pcc-3-2017-inspection-planning-using-risk->



[based-methods-wokbook/&cd=3&hl=es&ct=clnk&gl=mx](#). [Consultado el 27 de noviembre de 2022].

CENAPRED. (Centro Nacional de Prevención de Desastres). (2019a). La catástrofe industrial más grande de la historia. CENAPRED. México. Obtenido de: <https://www.gob.mx/cenapred/articulos/la-catastrofe-indurtrial-mas-grande-de-la-historia#:~:text=La%20madrugada%20del%203%20de,se%20emplea%20para%20fabricar%20insecticidas>. [Consultado el 11 de noviembre de 2022].

CENAPRED. (Centro Nacional de Prevención de Desastres). (2019b). A 35 años del 19 de noviembre de 1984. CENAPRED. México. Obtenido de: <https://www.gob.mx/cenapred/articulos/a-35-anos-del-19-de-noviembre-de-1984>. [Consultado el 11 de noviembre de 2022].

Centemeri, L. (2010). Seveso: el desastre y la Directiva. *Laboreal*, 6(2), 1 - 7. Portugal. Obtenido de: <https://journals.openedition.org/laboreal/pdf/8950&cd=2&hl=es&ct=clnk&gl=mx>. [Consultado el 12 de noviembre de 2022].

Ecopetrol. (2012). Manual de inspección, mantenimiento y reparación de tanques atmosféricos. API 653. Ecopetrol. Colombia. Obtenido de: <https://es.scribd.com/document/429845886/Manual-de-Inspeccion-Mtto-y-Reparacion-de-Tanques-Atmosfericos-API-653-Final-Copia-Copia#>. [Consultado el 11 de diciembre de 2022].



EMERSON. (2018). Informe Técnico: Monitorización de techo flotante. EMERSON.

USA. Obtenido de: <https://www.emerson.com/documents/automation/informe-t%E9cnico-monitorizaci%F3n-de-techo-flotante-es-es-5261084.pdf>.

[Consultado el 11 de diciembre de 2022].

Gama, I. (2020). Pemex rehabilita amoniaducto Cosoleacaque – Pajaritos. *Global*

Energy. México. Obtenido de:

<https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/north/pemex-rehabilita-amoniaducto-cosoleacaque-pajaritos/>. [Consultado el 27 de noviembre de

2022].

ISO. (International Organization for Standardization). (2015). ISO 9000: Sistemas de

gestión de la calidad. ISO. Suiza. Obtenido de:

<https://saf.uas.edu.mx/pdf/Certificacion/NORMA%20ISO%209000%202015.pdf>.

[Consultado el 23 de noviembre de 2022].

Medinal, H., Espejo, V., Muñoz, M. (2021). Inspección basada en riesgo aplicada al

mantenimiento de instalaciones. *Industria química*, (94). España. Obtenido de:

[http://docplayer.es/222782899-Inspeccion-basada-en-riesgo-aplicada-al-](http://docplayer.es/222782899-Inspeccion-basada-en-riesgo-aplicada-al-mantenimiento-eficaz-de-instalaciones-industriales.html)

[mantenimiento-eficaz-de-instalaciones-industriales.html](http://docplayer.es/222782899-Inspeccion-basada-en-riesgo-aplicada-al-mantenimiento-eficaz-de-instalaciones-industriales.html). [Consultado el 02 de

diciembre de 2022].

Mendizábal, A. (s.f.). Ejemplo práctico para realizar un análisis de criticidad. *Gestión*

de *Mantenimiento.* Obtenido de:

[https://angelmendizabal.com/mantenimiento/ejemplo-practico-para-realizar-un-](https://angelmendizabal.com/mantenimiento/ejemplo-practico-para-realizar-un-analisis-de-criticidad/)

[analisis-de-criticidad/](https://angelmendizabal.com/mantenimiento/ejemplo-practico-para-realizar-un-analisis-de-criticidad/). [Consultado el 22 de diciembre de 2022].



STPS. (Secretaría del Trabajo y Previsión Social). (2011). Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.

Obtenido de: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/138731/NOM-020-STPS-2011.pdf>. [Consultado el 28 de noviembre de 2022].

Terol, M. (2022). Telemetría: qué es y cuáles son sus beneficios y aplicaciones.

Movistar. Obtenido de: <https://www.movistar.es/blog/salud/telemetria-funcionamiento-componentes-aplicaciones-servicios/>. [Consultado el 16 de diciembre de 2022].

Wikipedia. (2022). Tanque de almacenamiento. *Wikipedia.* Obtenido de:

[https://es.wikipedia.org/wiki/Tanque_de_almacenamiento#:~:text=La%20unidad%20BLS%20significa%20barriles,\(158%2C98%20litros\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Tanque_de_almacenamiento#:~:text=La%20unidad%20BLS%20significa%20barriles,(158%2C98%20litros)). [Consultado el 18 de diciembre de 2022].

Wolfurious. (2013). Limpieza interna de tubería con "Diablo". Blogger. Obtenido de:

<http://larocamadrehg.blogspot.com/2013/03/limpieza-interna-de-tuberia-con-diablo.html>. [Consultado el 06 de diciembre de 2022]