

Análisis y compilación de la metodología RBI y herramientas de la Industria 4.0 aplicadas a la inspección de tuberías de transporte de agua de inyección en el sector petrolero.

José Luis Sampayo Pinto

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director

Carlos Fidel Amaris Castilla

Doctor en tecnologías de climatización y eficiencia energética

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Primeramente, dedico este trabajo a Dios, por darme la fortaleza, la sabiduría y las oportunidades necesarias para culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres, por su amor, apoyo incondicional y enseñanzas que han sido la base fundamental de mi formación personal y profesional.

A mi familia, por su comprensión, motivación constante y por acompañarme en cada uno de los desafíos a lo largo de este proceso.

A todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron al desarrollo de este trabajo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Generalidades del sistema de transporte de agua de inyección	13
2.1 Definición del objeto de estudio	13
2.2 Descripción general del ducto de transporte de agua de inyección	15
2.3 Características técnicas de la tubería	17
2.4 Condiciones de operación previstas en el diseño.....	18
2.5 Consideraciones de integridad e inspección desde el diseño	19
3. Fundamentos y requerimientos para la implementación del RBI.....	21
3.1 Enfoques de gestión de integridad en sistemas de tuberías	21
3.2 Fundamentos de la metodología inspección basada en riesgo (RBI)	22
3.3 Referentes normativos y técnicos para la implementación de la metodología RBI	23
3.4 equerimientos para la implementación de RBI.....	24
3.5 Aplicación de RBI en fase de diseño	25
4. Análisis RBI y plan de inspección	26
4.1 Metodología general para el análisis de riesgo	26
4.2 Segmentación del sistema para la evaluación de riesgo	27
4.3 Identificación y selección de mecanismos de daño	28

4.3.1 Selección del mecanismo de daño por corrosión interna.....	29
4.3.2 Selección de mecanismos de daño por corrosión externa.....	30
4.4 Modos de falla asociados	31
4.5 Determinación de la probabilidad de falla (PoF).....	31
4.5.1 Probabilidad de falla asociada a daño por terceros	33
4.5.2 Probabilidad de falla asociada a corrosión interna	35
4.5.3 Probabilidad de falla asociada a corrosión externa.....	37
4.6 Determinación de la consecuencia de falla (CoF)	39
4.7 Determinación del nivel de riesgo	43
4.8 Resultados del análisis RBI y definición del plan de inspección y monitoreo	46
5. Evaluación Técnico-Económica Del Plan De Inspección	52
5.1 Análisis técnico-económico del plan de inspección y monitoreo	52
5.2 Impacto en la confiabilidad y gestión de integridad	55
6. Conclusiones.....	57
Referencias Bibliográficas	60

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Segmentación de la tubería y longitudes aproximadas de los segmentos.....	16
Tabla 2. Características técnicas de la tubería de transporte de agua de inyección.....	18
Tabla 3. Escala de puntuación relativa adoptada	32
Tabla 4. Clasificación del nivel de probabilidad de falla.....	33
Tabla 5. Evaluación de susceptibilidad a daño por terceros	34
Tabla 6. Resultados evaluación de susceptibilidad a daño por terceros	34
Tabla 7. Factores de susceptibilidad para corrosión interna	35
Tabla 8. Evaluación de susceptibilidad a corrosión interna.....	36
Tabla 9. Factores de susceptibilidad para corrosión externa	37
Tabla 10 Evaluación de susceptibilidad a corrosión externa	38
Tabla 11. Escala de clasificación de la consecuencia de falla	40
Tabla 12. Criterios de evaluación de los factores de consecuencia	41
Tabla 13. Clasificación de consecuencia según puntuación total	42
Tabla 14. Evaluación de factores de consecuencia por segmento	43
Tabla 15. Determinación del nivel de riesgo por amenaza y por segmento	45
Tabla 16. Plan de inspección y monitoreo recomendado para el sistema de transporte de agua de inyección.....	50
Tabla 17. Estimación referencial de costos asociados al plan de inspección y escenarios de falla	54

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Trazado general y segmentación de la tubería de transporte de agua de inyección	16
Figura 2. Matriz utilizada para la determinación del nivel de riesgo del sistema.....	45

Resumen

Título: Análisis y compilación de la metodología RBI y herramientas de la Industria 4.0 aplicadas a la inspección de tuberías de transporte de agua de inyección en el sector petrolero*.

Autor: José Luis Sampayo Pinto **

Palabras Clave: inspección basada en riesgo (RBI), integridad de ductos, monitoreo de corrosión, transporte de agua de inyección, Industria 4.0.

Descripción:

En el sector petrolero, la integridad de los sistemas de transporte de agua de inyección es fundamental para garantizar la continuidad operativa y la eficiencia en los procesos de recuperación secundaria. Sin embargo, la ausencia de información histórica en sistemas en fase de diseño limita la aplicación de estrategias tradicionales de inspección basadas en condición. En este contexto, el presente trabajo tuvo como objetivo diseñar un plan de inspección para una tubería de transporte de agua de inyección, fundamentado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) e integrado con herramientas de monitoreo asociadas a la Industria 4.0. La metodología se desarrolló mediante un enfoque semicuantitativo que incluyó la identificación de mecanismos de daño, la evaluación de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla, así como la determinación del nivel de riesgo mediante matrices de clasificación. El análisis se aplicó a diferentes segmentos del sistema, incluyendo tramos aéreos, enterrados y cruces acuíferos, lo que permitió establecer estrategias de inspección diferenciadas según su criticidad. Los resultados evidenciaron que la mayoría de los segmentos presentan niveles de riesgo bajos, mientras que los cruces acuíferos alcanzan un nivel de riesgo medio debido a la mayor severidad de las consecuencias ambientales potenciales. A partir de estos resultados, se definió un plan de inspección y monitoreo que incluye inspección base cero mediante ultrasonido, monitoreo de corrosión, inspección en línea (ILI) y sistemas de monitoreo operacional. Se concluye que la aplicación de la metodología RBI en fase de diseño, complementada con herramientas de monitoreo tecnológico, permite fortalecer la gestión de integridad, reducir la incertidumbre en la evaluación de fallas y mejorar la confiabilidad y disponibilidad operativa del ducto.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento . Director: Carlos Fidel Amaris Castilla

Abstract

Title: Analysis and Compilation of the RBI Methodology and Industry 4.0 Tools Applied to the Inspection of Injection Water Transport Pipelines in the Oil Sector*

Author: José Luis Sampayo Pinto**

Key Words: risk-based inspection (RBI), pipeline integrity, corrosion monitoring, injection water transportation, Industry 4.0.

Description:

In the oil sector, the integrity of injection water transportation systems is essential to ensure operational continuity and efficiency in secondary recovery processes. However, the lack of historical information in systems at the design stage limits the application of traditional condition-based inspection strategies. In this context, this study aimed to design an inspection plan for an injection water transport pipeline based on the Risk-Based Inspection (RBI) methodology and integrated with monitoring tools associated with Industry 4.0. The methodology was developed using a semi-quantitative approach that included the identification of damage mechanisms, the assessment of probability of failure and consequence of failure, and the determination of risk level through classification matrices. The analysis was applied to different segments of the system, including aboveground sections, buried sections, and aquifer crossings, which made it possible to establish differentiated inspection strategies according to their criticality. The results showed that most segments present low risk levels, whereas aquifer crossings reach a medium risk level due to the greater severity of potential environmental consequences. Based on these findings, an inspection and monitoring plan was defined, including baseline ultrasonic thickness inspection, corrosion monitoring, in-line inspection (ILI), and operational monitoring systems. It is concluded that applying the RBI methodology at the design stage, complemented by technological monitoring tools, strengthens integrity management, reduces uncertainty in failure assessment, and improves the reliability and operational availability of the pipeline.

* Work of Grade

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Especialización en Gerencia de Mantenimiento . Director: Carlos Fidel Amaris Castilla

Introducción

En el sector petrolero, las tuberías de transporte de fluidos constituyen activos críticos cuya integridad resulta fundamental para garantizar la continuidad operativa, la confiabilidad de los procesos y la eficiencia en la producción de hidrocarburos. En particular, los sistemas de transporte de agua de inyección cumplen un papel estratégico en las operaciones de recuperación secundaria, ya que permiten mantener la presión de los yacimientos y asegurar la sostenibilidad de la producción. Sin embargo, la degradación progresiva de estos sistemas debido a fenómenos de deterioro, condiciones operativas exigentes y factores ambientales puede generar fallas con consecuencias técnicas y económicas significativas, afectando la disponibilidad del activo y la estabilidad de las operaciones, situación ampliamente documentada en los mecanismos de daño que afectan equipos estáticos y sistemas de tuberías industriales (API 571, 2020).

Tradicionalmente, los programas de inspección y mantenimiento en sistemas de tuberías se han basado en frecuencias predefinidas o en recomendaciones generales de operación, sin considerar de manera integral las condiciones reales de deterioro ni el nivel de riesgo asociado a cada componente. Este enfoque puede conducir tanto a inspecciones innecesarias como a la omisión de daños incipientes en zonas críticas, generando ineficiencias en la asignación de recursos y aumentando la probabilidad de fallas inesperadas. Como alternativa, la metodología de Inspección Basada en Riesgo (Risk-Based Inspection, RBI) propone priorizar las actividades de inspección en función de la probabilidad de falla y sus consecuencias, permitiendo una gestión más eficiente de la integridad mecánica de los activos y una mejor toma de decisiones en mantenimiento (API 580, 2023).

De manera complementaria, el avance de las tecnologías digitales ha permitido el desarrollo de herramientas de monitoreo y adquisición de datos que facilitan la evaluación continua del estado de los sistemas industriales. En el contexto de tuberías, el uso de sensores de corrosión, monitoreo de variables operativas y sistemas de adquisición de datos en línea ha demostrado ser útil para mejorar la detección temprana de anomalías y fortalecer la gestión de integridad, contribuyendo a la confiabilidad operacional de los sistemas de transporte de fluidos (Mahmoud & Hasan, 2025). Asimismo, los sistemas de monitoreo aplicados a la industria del petróleo y gas permiten optimizar las estrategias de mantenimiento mediante la integración de información operativa y herramientas tecnológicas, facilitando la identificación de condiciones de riesgo y la toma de decisiones basada en datos (Almheiri et al., 2021).

No obstante, la implementación de estrategias basadas en RBI apoyadas en herramientas de monitoreo tecnológico presenta desafíos en contextos reales de operación, especialmente cuando se dispone de información limitada sobre históricos de fallas o inspecciones previas. Esta situación es común en activos en fase de diseño o próxima instalación, donde aún no existen datos suficientes para desarrollar modelos completamente cuantitativos, lo que hace necesario adoptar enfoques semicuantitativos que integren información de diseño, condiciones operativas previstas y criterios establecidos en normativas técnicas reconocidas (API 580, 2023).

En este contexto, el propósito del presente trabajo es diseñar un plan de inspección para una tubería de transporte de agua de inyección en fase de diseño, destinada a operaciones de extracción de crudo, fundamentado en la metodología RBI e integrado con herramientas de monitoreo tecnológico aplicables, con el fin de optimizar la gestión del mantenimiento, reducir los riesgos operativos y mejorar la confiabilidad y disponibilidad del activo desde etapas tempranas del ciclo de vida. La investigación se desarrolla bajo un enfoque técnico con aplicación práctica

en un caso de estudio representativo basado en condiciones de diseño y parámetros operacionales previstos.

La pregunta de investigación que orienta el estudio es: ¿cómo puede el diseño de un plan de inspección basado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo, integrado con herramientas de monitoreo tecnológico, mejorar la confiabilidad, disponibilidad y eficiencia operativa de una tubería de transporte de agua de inyección en el sector petrolero? Se plantea como hipótesis que la aplicación estructurada de la metodología RBI, complementada con herramientas de monitoreo en línea, permite establecer estrategias de inspección más eficientes que las tradicionales, incrementando la confiabilidad operacional y favoreciendo la toma de decisiones en mantenimiento desde una perspectiva técnica y económica.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar un plan de inspección para una tubería de transporte de agua de inyección en fase de diseño, empleada en operaciones de extracción de crudo en el sector petrolero, fundamentado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) e integrado con herramientas de monitoreo asociadas a la Industria 4.0, con el propósito de optimizar la gestión del mantenimiento, mejorar la confiabilidad y disponibilidad del activo, y evaluar técnica y económicamente su implementación.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los requerimientos técnicos, normativos y operativos necesarios para la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) en una tubería de transporte de agua de inyección en fase de diseño para operaciones del sector petrolero.

Analizar los mecanismos de daño y el nivel de riesgo asociados a la tubería de transporte de agua de inyección, considerando sus condiciones de diseño y operación previstas, mediante un enfoque de evaluación de riesgo basado en criterios técnicos que permita determinar las variables críticas de deterioro y priorizar las actividades de inspección.

Definir un plan de inspección fundamentado en la metodología RBI, incorporando herramientas de monitoreo en línea asociadas a la Industria 4.0 que contribuyan a mejorar la toma de decisiones en la gestión del mantenimiento desde la etapa de diseño del activo.

Realizar un análisis técnico-económico del plan de inspección propuesto, considerando su impacto en la confiabilidad, disponibilidad y costos de mantenimiento, en comparación con las pérdidas potenciales asociadas a eventos de falla.

2. Generalidades del sistema de transporte de agua de inyección

2.1 Definición del objeto de estudio

En la industria petrolera, los sistemas de transporte de fluidos constituyen infraestructuras fundamentales para el desarrollo de las operaciones de producción, inyección y manejo de hidrocarburos, debido a que permiten el desplazamiento continuo de grandes volúmenes de fluidos entre las diferentes facilidades que conforman el proceso productivo. Las tuberías representan uno de los medios más eficientes y seguros para el transporte de fluidos en comparación con otras alternativas logísticas, ya que pueden operar de manera continua con altos caudales y mínima intervención humana, lo cual las convierte en elementos estratégicos dentro de la cadena de valor energética. No obstante, las fallas en estos sistemas pueden generar impactos significativos en términos de seguridad, ambiente y pérdidas económicas, lo que resalta la necesidad de una

adecuada gestión de integridad y mantenimiento a lo largo de su ciclo de vida operativo (Egbumokei et al., 2021).

Las tuberías destinadas al transporte de agua de inyección cumplen un papel fundamental en los procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos, ya que permiten mantener la presión del yacimiento y favorecer el desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores, contribuyendo a incrementar el factor de recobro de los campos petroleros. La implementación de estrategias de inyección de agua se ha consolidado como una de las técnicas más ampliamente utilizadas para la recuperación mejorada de hidrocarburos, especialmente en campos maduros donde la energía natural del yacimiento ha disminuido (Alvarado & Manrique, 2010). En este contexto, la continuidad operativa de los sistemas de transporte asociados a la inyección resulta esencial para garantizar la eficiencia del proceso productivo y evitar interrupciones que puedan afectar el desempeño del campo petrolero (Gómez Sánchez, 2020).

El objeto de estudio del presente trabajo corresponde a una tubería de transporte de agua de inyección en fase de diseño, destinada a operar en un campo petrolero ubicado en un ambiente característico de los llanos petroleros colombianos. La línea tiene como función transportar agua de inyección entre facilidades del sistema de producción, constituyendo un activo relevante para la continuidad del proceso de recuperación secundaria del campo.

La importancia de este tipo de activos radica no solo en su función operativa, sino también en los riesgos asociados a posibles fallas, tales como pérdidas de contención, interrupciones del servicio e impactos económicos derivados de paradas no programadas. En este sentido, la adecuada planificación de estrategias de gestión de integridad y mantenimiento resulta fundamental para garantizar la confiabilidad operacional de los sistemas de transporte de fluidos en la industria del petróleo y gas (IOGP, 2019).

2.2 Descripción general del ducto de transporte de agua de inyección

Con el propósito de caracterizar el sistema y facilitar los análisis posteriores, la línea se divide en cinco segmentos principales definidos en función de las condiciones de instalación y del entorno inmediato. La Figura 1 presenta el trazado general de la tubería entre facilidades, identificando la interconexión del sistema con la línea existente proveniente de la facilidad de origen, fuera del alcance del presente estudio, y el final del sistema dentro de la facilidad de destino. Asimismo, la figura evidencia la segmentación mediante codificación por colores, donde el color verde representa los tramos instalados en condición aérea, el color azul corresponde al segmento aéreo ubicado sobre zona acuífera y el color rojo identifica el tramo enterrado en proximidad a la facilidad de destino.

A partir de la configuración general mostrada en la Figura 1, la Tabla 1 resume la segmentación del sistema, las longitudes aproximadas de cada tramo y los principales accesorios operacionales, de inspección y monitoreo asociados al ducto. Entre estos se incluyen válvulas de seccionamiento en los extremos del sistema, trampas de lanzamiento y recibo de herramientas instrumentadas para actividades de pigging e inspección en línea, así como elementos vinculados al monitoreo operacional y al seguimiento de la condición del activo. La incorporación de estos accesorios dentro de la descripción segmentada del sistema permite representar de manera más precisa la configuración funcional de la línea y las facilidades contempladas desde la etapa de diseño para la ejecución futura de actividades de operación, mantenimiento e inspección.

En particular, la disposición de trampas de lanzamiento y recibo en los extremos del sistema permite garantizar la inspeccionabilidad de la tubería mediante herramientas instrumentadas, facilitando la realización de actividades de pigging operativo e inspección en

línea. De igual manera, la ubicación de válvulas de seccionamiento en los límites del ducto favorece su aislamiento operacional para la ejecución segura de maniobras de mantenimiento, intervención o atención de contingencias. Por su parte, la incorporación de puntos de monitoreo de corrosión hacia el extremo final de la línea permite complementar el seguimiento realizado en la facilidad de origen y obtener información representativa sobre posibles variaciones en las condiciones corrosivas del fluido durante su tránsito a través del sistema.

Figura 1.

Trazado general y segmentación de la tubería de transporte de agua de inyección



Nota. Imagen elaborada a partir de una captura de pantalla de *Google Earth Pro* (Google, 2026).

Tabla 1.

Segmentación de la tubería y longitudes aproximadas de los segmentos

Segmento	Tipo de instalación	Longitud aproximada (m)	Accesorios asociados
SEG-01	Aéreo	600	Trampa de lanzamiento de herramientas instrumentadas (Pig Launcher), válvula de seccionamiento inicial

Segmento	Tipo de instalación	Longitud aproximada (m)	Accesorios asociados
SEG-02	Aéreo - cruce de cuerpo acuífero	300	Soportes tipo Marco H para cruce elevado
SEG-03	Aéreo	800	Sensores de monitoreo operacional (presión/temperatura/caudal)
SEG-04	Enterrado	80	Sistema de protección catódica / puntos de prueba de potencial
SEG-05	Aéreo	20	Trampa de recibo de herramientas instrumentadas (Pig Receiver), válvula de seccionamiento final, punto de monitoreo de corrosión (porta cupón/ER)

Nota. Segmentación del sistema elaborada por el autor con base en los criterios de gestión de integridad establecidos en API 1160, considerando la configuración operativa y los principales accesorios contemplados en el diseño conceptual del sistema.

2.3 Características técnicas de la tubería

La tubería fue concebida bajo criterios de diseño orientados a garantizar la integridad mecánica, la confiabilidad operacional y la eficiencia hidráulica del sistema de transporte de agua de inyección. Las características técnicas seleccionadas responden a las condiciones operativas previstas y a las prácticas comúnmente empleadas en sistemas de transporte de fluidos en la industria petrolera. Las características descritas en la Tabla 2 constituyen la base técnica del sistema analizado y permiten establecer las condiciones iniciales para los análisis de integridad considerados en capítulos posteriores.

Tabla 2.*Características técnicas de la tubería de transporte de agua de inyección*

Parámetro	Valor	Unidad	Observaciones
Material de la tubería	API 5L Grado X65	-	Acero al carbono
Diámetro nominal	24	pulgadas	-
Espesor nominal	0.688	pulgadas	-
Longitud aproximada	1.8	km	-
Presión de diseño	2150	psi	Clase ANSI 900
Temperatura de diseño	60	°C	-
Fluido transportado	Agua de inyección	-	-
Caudal de diseño	450 000	barriles/día	-
Tipo de instalación	Aérea / Enterrada	-	-
Recubrimiento externo	Epóxico FBE	-	-
Recubrimiento interno	Epóxico hidráulico (Valspar 702 G)	-	-
Protección catódica	Corriente impresa	-	-

Nota. Descripción del objeto de estudio, considerando las características de diseño de una tubería de transporte de agua de inyección entre facilidades.

2.4 Condiciones de operación previstas en el diseño

Las condiciones de operación previstas corresponden al transporte continuo de agua de inyección tratada desde la facilidad de origen hacia el sistema de distribución ubicado en la facilidad de destino. El régimen de operación se caracteriza por un flujo estable asociado al funcionamiento permanente de los sistemas de bombeo del campo, condición que exige elevados niveles de confiabilidad debido a la importancia del suministro continuo de fluido para el mantenimiento de la presión del yacimiento.

La presión de operación del sistema se estima cercana a 1500 psi, valor coherente con las necesidades hidráulicas del proceso de inyección. El sistema fue concebido con una presión de

diseño superior, definida por la clasificación de presión de los accesorios y válvulas de seccionamiento empleadas en la línea, correspondientes a una clase ANSI 900, lo cual permite considerar una presión máxima admisible del orden de 2150 psi.

La temperatura de operación del fluido se mantiene aproximadamente en 60 °C, mientras que el caudal de operación previsto corresponde a aproximadamente 450 000 barriles por día, en concordancia con la capacidad de diseño del sistema y los requerimientos operativos del campo.

Debido al carácter continuo del proceso, no se prevén variaciones operativas significativas asociadas a maniobras frecuentes de arranque o parada del sistema, lo cual permite considerar condiciones relativamente estables de presión y flujo durante la operación normal de la tubería.

El fluido transportado corresponde a agua de inyección tratada proveniente de las facilidades de proceso del campo, la cual ha sido sometida a procesos de acondicionamiento orientados a controlar parámetros fisicoquímicos relevantes para la operación, incluyendo la adición de inhibidores de corrosión.

2.5 Consideraciones de integridad e inspección desde el diseño

Desde la etapa de diseño del sistema se contemplaron elementos orientados a garantizar la integridad mecánica de la tubería y facilitar las actividades de inspección y monitoreo durante su vida útil. La incorporación de estas consideraciones desde fases tempranas constituye una práctica fundamental en sistemas de transporte de fluidos de alta presión, ya que permite reducir la probabilidad de deterioro estructural y mejorar la confiabilidad operacional.

Uno de los aspectos principales considerados corresponde a la implementación de sistemas de protección contra la corrosión tanto interna como externa. La tubería cuenta con un

recubrimiento externo epóxico tipo FBE, complementado con un sistema de protección catódica, así como un recubrimiento interno epóxico orientado a disminuir el potencial de corrosión interna y mejorar las condiciones hidráulicas del flujo.

En cuanto a las facilidades de operación e inspección, el diseño del sistema contempla la instalación de trampas de lanzamiento y recibo de herramientas de inspección interna, lo cual permite el tránsito de dispositivos de limpieza y evaluación del estado interno de la tubería durante su operación.

Desde el punto de vista del monitoreo operacional, el sistema contempla la medición de variables relevantes como presión y caudal, permitiendo el seguimiento de las condiciones de operación de la tubería y la identificación temprana de desviaciones que puedan afectar su integridad. La integración de sistemas de supervisión y adquisición de datos contribuye a mejorar la capacidad de gestión del activo y a soportar estrategias de mantenimiento basadas en condición.

Las consideraciones adoptadas desde la fase de diseño constituyen una base adecuada para la implementación de metodologías de gestión de integridad e inspección basada en riesgo, las cuales serán desarrolladas en capítulos posteriores del presente trabajo.

3. Fundamentos y requerimientos para la implementación del RBI

3.1 Enfoques de gestión de integridad en sistemas de tuberías

Los sistemas de tuberías utilizados en la industria del petróleo y gas constituyen activos críticos para la continuidad de las operaciones debido a su función en el transporte de grandes volúmenes de fluidos bajo condiciones controladas de presión y temperatura. La integridad de estos sistemas resulta fundamental para garantizar la seguridad operacional, la protección del medio ambiente y la sostenibilidad económica de las actividades productivas, considerando que las fallas pueden generar pérdidas de contención, interrupciones del servicio y afectaciones a la infraestructura y al entorno.

Tradicionalmente, los programas de inspección y mantenimiento en sistemas de tuberías se han basado en estrategias preventivas sustentadas en intervalos de tiempo predefinidos o en recomendaciones generales de fabricantes y estándares industriales. Si bien estos enfoques permiten establecer rutinas sistemáticas de inspección, presentan limitaciones importantes, ya que no consideran de manera explícita la probabilidad real de falla ni las consecuencias asociadas a los diferentes modos de deterioro. Como resultado, pueden generarse inspecciones innecesarias en componentes de bajo riesgo o intervalos insuficientes en elementos críticos, afectando la eficiencia de la gestión del mantenimiento y la confiabilidad operacional del sistema.

Con el propósito de optimizar la asignación de recursos y mejorar la gestión de integridad, han surgido enfoques basados en riesgo que incorporan el análisis de la probabilidad de falla y las consecuencias potenciales para priorizar las actividades de inspección y mantenimiento. Este

enfoque permite dirigir los esfuerzos hacia los elementos con mayor nivel de riesgo, contribuyendo a una gestión más eficiente y técnicamente sustentada de los activos industriales. En este contexto, la metodología de Inspección Basada en Riesgo se ha consolidado como una herramienta ampliamente utilizada en la industria energética para la planificación de programas de inspección en equipos y sistemas de transporte de fluidos (API 580, 2025).

3.2 Fundamentos de la metodología inspección basada en riesgo (RBI)

Esta metodología constituye un enfoque sistemático para la planificación de inspecciones basado en la evaluación del riesgo asociado a los equipos o sistemas analizados. El riesgo se define como la combinación de la probabilidad de ocurrencia de una falla y las consecuencias derivadas de dicha falla, lo cual permite establecer criterios de priorización en función del impacto potencial sobre la seguridad, el ambiente y la operación (API 580, 2025).

El enfoque RBI se fundamenta en la identificación de amenazas, mecanismos de daño y modos de falla que pueden afectar la integridad de los activos, así como en la evaluación de las consecuencias asociadas a eventos de pérdida de contención. A partir de esta información se determinan niveles de riesgo que permiten definir estrategias de inspección y monitoreo acordes con la criticidad de los componentes evaluados.

Una de las principales ventajas de la metodología RBI consiste en la optimización de los recursos de inspección, ya que permite concentrar los esfuerzos en los elementos con mayor probabilidad de falla o mayores consecuencias potenciales, evitando inspecciones innecesarias en componentes de bajo riesgo. Adicionalmente, este enfoque contribuye a mejorar la confiabilidad

operacional, reducir costos asociados al mantenimiento y fortalecer la gestión de integridad de los activos a lo largo de su ciclo de vida.

En sistemas de tuberías, la aplicación de RBI resulta particularmente relevante debido a la extensión de estos activos, la variabilidad de condiciones de operación y exposición ambiental, así como la diversidad de mecanismos de deterioro que pueden presentarse durante la vida útil del sistema. La identificación de estos mecanismos constituye un elemento fundamental para la evaluación de la probabilidad de falla, siendo ampliamente documentados en estándares técnicos aplicables a equipos y sistemas industriales (API 571, 2020).

3.3 Referentes normativos y técnicos para la implementación de la metodología RBI

La implementación de metodologías de inspección basada en riesgo en la industria del petróleo y gas se encuentra soportada por diferentes estándares técnicos y documentos de referencia desarrollados por organismos internacionales, los cuales proporcionan lineamientos conceptuales, criterios de análisis y recomendaciones técnicas que permiten estructurar metodologías de evaluación de riesgo aplicables a equipos y sistemas industriales.

Entre los principales referentes se encuentran los documentos desarrollados por el instituto americano del petróleo, los cuales establecen principios generales de la metodología RBI, criterios para la evaluación de probabilidad y consecuencias de falla, así como prácticas recomendadas para la inspección de sistemas de tuberías. Documentos como API 580 proporcionan los fundamentos conceptuales del enfoque basado en riesgo, mientras que otros estándares complementarios aportan lineamientos para la inspección y evaluación de integridad en sistemas de tuberías y equipos industriales (API 580, 2025).

Asimismo, existen estándares que abordan la identificación de mecanismos de daño, prácticas de inspección en servicio y metodologías de evaluación cuantitativa del riesgo, los cuales contribuyen al desarrollo de análisis estructurados en la gestión de integridad de activos industriales. Estos documentos constituyen una base técnica ampliamente reconocida en la industria energética y permiten establecer criterios consistentes para la planificación de inspecciones y la evaluación del estado de los sistemas.

Las normas y documentos técnicos mencionados en el presente capítulo se utilizan como referentes conceptuales para la estructuración metodológica del análisis desarrollado en esta investigación, sin que ello implique la aplicación integral de dichas normas ni procesos de certificación asociados.

3.4 requerimientos para la implementación de RBI

La aplicación de la metodología RBI requiere la recopilación y análisis de información técnica relacionada con el diseño, operación y condiciones de servicio de los sistemas evaluados. Entre los principales requerimientos se encuentran las características geométricas y materiales del sistema, las condiciones de operación previstas, las variables ambientales, la identificación de posibles mecanismos de daño y la información disponible sobre condiciones de monitoreo e inspección.

Un aspecto fundamental corresponde a la segmentación del sistema en unidades de análisis que presenten condiciones homogéneas de operación y exposición, lo cual permite evaluar de manera diferenciada los niveles de riesgo y establecer estrategias de inspección acordes con las

características específicas de cada tramo o componente. Esta segmentación facilita la identificación de variables críticas y contribuye a mejorar la precisión de la evaluación de riesgo.

En sistemas en fase de diseño, la disponibilidad de datos históricos puede ser limitada, por lo que resulta necesario utilizar criterios de ingeniería, información de referencia y supuestos técnicamente sustentados para la estimación de variables relacionadas con la probabilidad de falla. En estos casos, los enfoques semicuantitativos permiten realizar evaluaciones de riesgo utilizando escalas categóricas y criterios de clasificación que facilitan la priorización de los elementos analizados (API 580, 2025).

3.5 Aplicación de RBI en fase de diseño

La aplicación de metodologías RBI en sistemas en fase de diseño presenta ventajas importantes, ya que permite incorporar criterios de integridad desde etapas tempranas del ciclo de vida del activo, facilitando la toma de decisiones relacionadas con estrategias de inspección, monitoreo y mantenimiento antes de la entrada en operación del sistema. Este enfoque permite anticipar condiciones de riesgo potenciales y establecer planes de gestión más eficientes que los enfoques tradicionales basados exclusivamente en intervalos de tiempo.

No obstante, la ausencia de información histórica de operación implica la necesidad de adoptar supuestos de ingeniería y utilizar información de referencia para la estimación de variables relacionadas con la probabilidad de falla y las consecuencias potenciales. En este contexto, los enfoques semicuantitativos resultan adecuados para realizar evaluaciones preliminares de riesgo que permitan orientar la planificación de inspecciones y la definición de estrategias de monitoreo.

La aplicación de RBI en fase de diseño contribuye a optimizar la gestión del mantenimiento futuro del sistema, mejorar la confiabilidad operacional y reducir los riesgos asociados a fallas durante la vida útil del activo, especialmente en sistemas críticos para la continuidad de los procesos productivos.

4. Análisis RBI y plan de inspección

4.1 Metodología general para el análisis de riesgo

El análisis de riesgo desarrollado en esta investigación se fundamentó en los lineamientos establecidos por la metodología RBI, la cual define el riesgo como la combinación entre la probabilidad de falla y las consecuencias asociadas a dicha falla. Matemáticamente, el riesgo puede expresarse como el producto entre ambas variables, permitiendo su comparación relativa entre diferentes componentes o segmentos de un sistema (API 581, 2025).

La metodología RBI contempla diferentes niveles de análisis, desde enfoques cualitativos hasta evaluaciones totalmente cuantitativas. Para el presente trabajo se adoptó un enfoque semicuantitativo, el cual permitió integrar información técnica del sistema, criterios de ingeniería y clasificaciones de riesgo mediante matrices de evaluación, manteniendo un nivel adecuado de precisión para sistemas en fase de diseño (API 580, 2025). Las etapas principales consideradas en el proceso de evaluación incluyeron:

- Definición del sistema y segmentación

- Identificación de mecanismos de daño potenciales
- Evaluación de probabilidad de falla
- Evaluación de consecuencias de falla
- Determinación del nivel de riesgo
- Análisis de resultados para la planificación de inspección

Este enfoque es consistente con los procesos recomendados para la implementación de programas RBI en equipos a presión y sistemas de tuberías en la industria de hidrocarburos (API 580, 2025).

4.2 Segmentación del sistema para la evaluación de riesgo

La segmentación del sistema constituye una etapa fundamental dentro de la metodología RBI, ya que permitió dividir el activo en secciones homogéneas desde el punto de vista de condiciones operativas, mecanismos de daño potenciales y consecuencias asociadas, facilitando una evaluación más precisa del riesgo (API 580, 2025). En el caso del sistema analizado, la segmentación se realizó considerando:

- Condiciones de instalación (tramos enterrados y tramos aéreos)
- Condiciones ambientales
- Posibles variaciones en exposición a amenazas externas
- Configuración geométrica y funcional del sistema

La segmentación adoptada mantiene coherencia con la descripción técnica del sistema presentada en el Capítulo 1 y permite evaluar el comportamiento del riesgo de manera diferenciada para cada segmento, conforme a los lineamientos de evaluación RBI.

4.3 Identificación y selección de mecanismos de daño

La identificación de mecanismos de daño potenciales se desarrolló siguiendo los lineamientos de API 571, considerando el principio fundamental de interacción entre material, medio y condiciones operativas, el cual establece que un mecanismo de daño solo puede desarrollarse cuando existe compatibilidad entre estos tres factores (API 571, 2020).

Inicialmente se consideraron cinco amenazas potenciales generales para sistemas de tuberías de transporte de fluidos:

- Corrosión interna
- Corrosión externa
- Daño mecánico externo (terceros)
- Defectos de fabricación o instalación
- Operación incorrecta

Sin embargo, conforme a los principios de gestión de integridad de ductos, las amenazas dependientes del tiempo asociadas a deterioro del material suelen representar los principales contribuyentes al riesgo en sistemas en operación, mientras que otras amenazas pueden considerarse de menor probabilidad bajo condiciones de diseño controladas (API 1160, 2019).

Por lo tanto, el análisis posterior se enfoca en las amenazas con mayor relevancia técnica para el sistema estudiado:

- Daño mecánico externo
- Corrosión interna
- Corrosión externa

El daño mecánico externo se considera asociado principalmente a actividades de terceros, como excavaciones o intervenciones no autorizadas, siendo una amenaza reconocida en sistemas de transporte de fluidos. Este tipo de daño no depende del deterioro del material en el tiempo, sino de eventos externos, pero puede generar modos de falla severos como fugas o rupturas, motivo por el cual se incluye dentro del análisis (API 1160, 2019).

4.3.1 Selección del mecanismo de daño por corrosión interna

Para la amenaza de corrosión interna se analizaron los posibles mecanismos de daño asociados al transporte de agua de inyección en tuberías de acero al carbono con recubrimiento interno de alta calidad y uso de inhibidores de corrosión. Bajo estas condiciones, la corrosión uniforme generalizada presenta baja probabilidad debido a la presencia de barreras de protección internas que limitan el contacto directo entre el fluido y el material metálico.

De igual manera, mecanismos como erosión-corrosión o incrustaciones severas resultan poco probables considerando el régimen de flujo continuo y las altas presiones de operación del sistema, condiciones que reducen la acumulación de depósitos y la formación de zonas de estancamiento. Sin embargo, en sistemas de transporte de agua pueden desarrollarse fenómenos de corrosión localizada cuando se generan celdas electroquímicas diferenciales sobre la superficie metálica. Este tipo de daño puede originarse por factores como deterioro o discontinuidades del recubrimiento interno, variaciones en la química del agua, presencia de oxígeno disuelto, formación de depósitos, así como procesos de corrosión microbiológicamente inducida (API 571, 2020).

En consecuencia, el mecanismo de daño potencial más representativo para la amenaza de corrosión interna corresponde a corrosión localizada asociada al deterioro del recubrimiento interno. Aunque la probabilidad de ocurrencia es reducida debido a las medidas de control implementadas, este mecanismo resulta técnicamente plausible a lo largo del tiempo y, por lo tanto, debe considerarse dentro del análisis de riesgo del sistema.

4.3.2 Selección de mecanismos de daño por corrosión externa

Para la amenaza de corrosión externa se identificaron dos mecanismos de daño potenciales: corrosión atmosférica en los tramos aéreos y corrosión en suelo en los tramos enterrados. La selección de estos mecanismos se fundamenta en las condiciones ambientales características de los campos petroleros de los Llanos Orientales de Colombia, así como en los criterios establecidos en las normas API 571 y API 581 para la identificación de mecanismos de deterioro en equipos metálicos expuestos a ambientes naturales.

Un estudio ambiental realizado en el Campo Rubiales, uno de los principales desarrollos petroleros de la región de los Llanos Orientales, describe la presencia de humedales, morichales, lagunas y otros cuerpos de agua superficiales, así como suelos finos asociados a planicies aluviales con baja permeabilidad y alta interacción del suelo con el agua (Consultoría Colombiana S.A.–WSP, 2019). Estas condiciones favorecen la retención de humedad, la saturación del suelo y la persistencia de ambientes húmedos en el entorno superficial, características que son consistentes con entornos dominados por suelos arcillosos o de baja capacidad de drenaje. De acuerdo con los criterios establecidos en API 581, este tipo de condiciones ambientales constituye un entorno propicio para el desarrollo de procesos de corrosión externa en estructuras metálicas enterradas.

Estas mismas condiciones ambientales descritas para la región, caracterizadas por elevada humedad ambiental, presencia frecuente de precipitación y proximidad a cuerpos de agua superficiales, también favorecen la formación de películas de humedad sobre superficies metálicas expuestas. Según lo descrito en API 571, la presencia recurrente de humedad en la atmósfera circundante puede promover el desarrollo de procesos de corrosión atmosférica en aceros al carbono. En consecuencia, ambos mecanismos de daño fueron considerados dentro del análisis de riesgo del sistema.

4.4 Modos de falla asociados

De acuerdo con la metodología RBI, la falla de un sistema de tuberías se define como una pérdida de contención del fluido transportado, la cual puede manifestarse mediante diferentes modos de liberación dependiendo del tipo y la severidad del mecanismo de daño presente (API 581, 2025). En sistemas de transporte de fluidos, los modos de falla típicamente considerados corresponden a fuga y ruptura.

Estos modos de falla representan distintos tamaños de liberación y niveles de severidad, los cuales influyen directamente en la evaluación de las consecuencias dentro del análisis de riesgo.

4.5 Determinación de la probabilidad de falla (PoF)

La probabilidad de falla (PoF) representa la probabilidad relativa de que un componente o segmento del sistema experimente una pérdida de contención del fluido como consecuencia de la acción de uno o varios mecanismos de daño. Dentro de la metodología de Inspección Basada en

Riesgo, la probabilidad de falla constituye uno de los parámetros fundamentales para la determinación del nivel de riesgo, el cual se obtiene mediante la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento y las consecuencias asociadas a dicho evento (API 581, 2025).

En el presente estudio, la probabilidad de falla se estimó mediante un enfoque semicuantitativo, basado en la evaluación de variables que influyen en la susceptibilidad del sistema frente a las amenazas identificadas. Este enfoque resulta apropiado para sistemas en fase de diseño, donde no se dispone de información histórica de inspección o monitoreo, pero sí se cuenta con información técnica suficiente para realizar evaluaciones fundamentadas en las condiciones de diseño, operación y control del sistema (API 581, 2025).

El método consiste en asignar valores relativos a diferentes factores que influyen en la probabilidad de ocurrencia de cada amenaza (Tabla 3). La suma de los puntajes asignados a cada factor permite obtener un indicador de probabilidad relativa que posteriormente se clasifica en categorías ordinales de probabilidad (Tabla 4).

Tabla 3.

Escala de puntuación relativa adoptada

Puntaje	Nivel de susceptibilidad
1	Baja probabilidad
3	Probabilidad moderada
5	Alta probabilidad

Nota. La escala de puntuación relativa permite asignar valores ordinales a los factores que influyen en la probabilidad de falla del sistema.

Tabla 4.*Clasificación del nivel de probabilidad de falla*

Puntaje total	Nivel de probabilidad
7 – 10	Muy baja
11 – 16	Baja
17 – 23	Media
24 – 29	Alta
30 – 35	Muy alta

Nota. Clasificación utilizada para establecer los niveles relativos de probabilidad en el análisis RBI (API 581, 2025).

4.5.1 Probabilidad de falla asociada a daño por terceros

La amenaza de daño por terceros corresponde a eventos asociados a actividades humanas que pueden generar interferencias sobre el ducto, tales como excavaciones, actividades agrícolas o desarrollo de infraestructura cercana a la línea (Tabla 5). De acuerdo con las recomendaciones de gestión de integridad de ductos establecidas en API 1160, este tipo de amenaza se encuentra estrechamente relacionada con factores como el uso del suelo, la accesibilidad del ducto, la profundidad de enterramiento y las medidas de control implementadas para la protección de la infraestructura (API 1160, 2019). En esta parte se evaluaron dos tipos de segmentos identificados en la línea, aéreos y enterrados, debido a que los segmentos aéreos y el segmento asociado al tramo de tubería que realiza un cruce acuífero poseen el mismo nivel de susceptibilidad a la amenaza de daño mecánico por terceros (Tabla 6).

Tabla 5.*Evaluación de susceptibilidad a daño por terceros*

Factor	Criterio de evaluación	Baja susceptibilidad	Moderada	Alta
Uso del suelo	Tipo de actividad presente en el área	Zona sin intervención	Actividad agrícola	Zona urbana
Accesibilidad al ducto	Facilidad de acceso al derecho de vía	Acceso restringido	Acceso moderado	Acceso libre
Profundidad de enterramiento	Profundidad de instalación del ducto	Alta profundidad (tubería enterrada)	Profundidad media	Baja profundidad/ tubería aérea
Señalización y demarcación	Presencia de señalización del ducto	Señalización completa	Señalización parcial	Sin señalización
Control de servidumbre	Gestión del derecho de vía	Control permanente	Control ocasional	Sin control
Monitoreo del derecho de vía	Frecuencia de inspección del corredor	Inspección periódica	Inspección limitada	Sin monitoreo
Actividad humana cercana	Nivel de intervención humana	Baja actividad	Actividad moderada	Alta actividad

Nota. Los factores de susceptibilidad considerados para la evaluación de daño por terceros se establecieron tomando como referencia criterios de gestión de integridad de ductos descritos en la metodología RBI para ductos (API 1160, 2019).

Tabla 6.*Resultados evaluación de susceptibilidad a daño por terceros*

Factor evaluado	Segmento aéreo	Segmento enterrado
Uso del suelo	3	1
Accesibilidad	3	1
Profundidad de enterramiento	5	1

Factor evaluado	Segmento aéreo	Segmento enterrado
Señalización	1	1
Control de servidumbre	1	1
Monitoreo del derecho de vía	1	1
Actividad humana cercana	1	1

Nota. La evaluación se realizó considerando las condiciones de instalación del sistema y las medidas de control previstas para la gestión del derecho de vía.

4.5.2 Probabilidad de falla asociada a corrosión interna

La probabilidad de falla asociada a corrosión interna se evaluó considerando el mecanismo de daño previamente identificado en la Sección 4.3, correspondiente a adelgazamiento interno con corrosión localizada. De acuerdo con la norma API 571, los procesos de corrosión en sistemas acuosos pueden verse influenciados por variables como la calidad del fluido, la presencia de oxígeno disuelto, la temperatura de operación y las condiciones hidrodinámicas del flujo (API 571, 2020). Los factores o variables consideradas para la evaluación de la susceptibilidad del sistema se presentan en la Tabla 7, mientras que los resultados de la evaluación de probabilidad de falla obtenidos para dichas variables se muestran en la Tabla 8.

Tabla 7.

Factores de susceptibilidad para corrosión interna

Factor	Criterio de evaluación	Baja susceptibilidad	Moderada	Alta
Calidad del fluido	Condiciones químicas del agua	Agua tratada	Agua parcialmente tratada	Agua corrosiva
Control químico	Aplicación de inhibidores	Inhibidor continuo	Control parcial	Sin inhibidor

Factor	Criterio de evaluación	Baja susceptibilidad	Moderada	Alta
Protección interna	Tipo de recubrimiento interno	Recubrimiento epóxico	Recubrimiento parcial	Sin recubrimiento
Oxígeno disuelto	Nivel de oxígeno en el fluido	Controlado	Control parcial	Presencia significativa
Temperatura de operación	Temperatura del fluido	< 40 °C	40 – 80 °C	> 80 °C
Condiciones hidrodinámicas	Régimen de flujo	Flujo estable	Moderado	Alta turbulencia
Capacidad de monitoreo	Programas de monitoreo	Monitoreo periódico	Monitoreo limitado	Sin monitoreo

Nota. Los factores evaluados corresponden a variables operativas y químicas que influyen en el desarrollo de procesos de corrosión en sistemas de transporte de agua (API 571, 2020).

Tabla 8.

Evaluación de susceptibilidad a corrosión interna

Factor evaluado	Puntaje segmentos 1-5
Calidad del fluido	1
Control químico	1
Protección interna	1
Oxígeno disuelto	1
Temperatura de operación	3
Condiciones hidrodinámicas	1
Capacidad de monitoreo	1
Total	9
Nivel de probabilidad	Muy Baja

Nota. La evaluación indica una probabilidad muy baja de falla por corrosión interna debido a la presencia de recubrimiento interno, control químico del fluido y programas de monitoreo contemplados para el sistema.

4.5.3 Probabilidad de falla asociada a corrosión externa

La probabilidad de falla asociada a la amenaza de corrosión externa se evaluó considerando los mecanismos de daño previamente identificados en la Sección 4.3, correspondientes a corrosión atmosférica en los tramos aéreos y corrosión en suelo en los tramos enterrados.

La susceptibilidad del sistema frente a estos mecanismos depende de diversos factores relacionados con el entorno de exposición del ducto, las barreras de protección implementadas y las condiciones de operación y monitoreo del sistema. De acuerdo con las normas API 571 y API 581, la corrosión externa puede verse influenciada por variables como las condiciones ambientales, las características del suelo, la calidad y el estado de los recubrimientos protectores, las condiciones de drenaje, la exposición del ducto y la capacidad de monitoreo del sistema (API 571, 2020; API 581, 2025). Los factores o variables considerados para la evaluación de la susceptibilidad del sistema se presentan en la Tabla 9, mientras que los resultados de la evaluación de probabilidad de falla obtenidos para dichas variables se muestran en la Tabla 10.

Tabla 9.

Factores de susceptibilidad para corrosión externa

Factor	Criterio de evaluación	Baja susceptibilidad	Moderada	Alta
Calidad del fluido	Condiciones químicas del agua	Agua tratada	Agua parcialmente tratada	Agua corrosiva
Control químico	Aplicación de inhibidores	Inhibidor continuo	Control parcial	Sin inhibidor
Protección interna	Tipo de recubrimiento interno	Recubrimiento epóxico	Recubrimiento parcial	Sin recubrimiento

Factor	Criterio de evaluación	Baja susceptibilidad	Moderada	Alta
Oxígeno disuelto	Nivel de oxígeno en el fluido	Controlado	Control parcial	Presencia significativa
Temperatura de operación	Temperatura del fluido	< 40 °C	40 – 80 °C	> 80 °C
Condiciones hidrodinámicas	Régimen de flujo	Flujo estable	Moderado	Alta turbulencia
Capacidad de monitoreo	Programas de monitoreo	Monitoreo periódico	Monitoreo limitado	Sin monitoreo

Nota. Los factores considerados para la evaluación de corrosión externa se basan en variables ambientales, condiciones del suelo y estado del sistema de protección anticorrosiva (API 571, 2020; API 581, 2025).

Tabla 10

Evaluación de susceptibilidad a corrosión externa

Factor evaluado	Segmento aéreo	Segmento enterrado
Condiciones ambientales y del suelo	5	5
Sistema de recubrimiento externo	1	1
Integridad del recubrimiento	1	1
Condiciones de drenaje	1	3
Exposición del ducto	3	3
Configuración geométrica	1	1
Capacidad de monitoreo	1	1
Total	13	15
Nivel de probabilidad	Baja	Baja

Nota. La evaluación indica un nivel de probabilidad bajo para todos los segmentos del sistema, considerando la presencia de recubrimientos protectores, protección catódica y programas de monitoreo contemplados para la gestión de integridad del ducto.

4.6 Determinación de la consecuencia de falla (CoF)

La consecuencia de falla (CoF) representa el impacto potencial que podría generarse como resultado de un evento de pérdida de contención en el sistema evaluado. Dentro de la metodología de inspección basada en riesgo (Risk-Based Inspection, RBI), la consecuencia se analiza de manera independiente de la probabilidad de ocurrencia con el fin de estimar la magnitud de los efectos que un evento de falla podría producir sobre las personas, el ambiente y la operación del sistema (API 581, 2025).

En el caso del sistema objeto de estudio, correspondiente a una tubería de transporte de agua de inyección, las consecuencias potenciales asociadas a una pérdida de contención se relacionan principalmente con efectos sobre las personas, posibles impactos ambientales y pérdidas económicas derivadas de la interrupción del servicio, la reparación del sistema y las acciones de respuesta necesarias para atender el incidente. En este tipo de sistemas, el riesgo no está dominado por fenómenos asociados a incendios o explosiones, sino por impactos operacionales, ambientales y económicos derivados de la interrupción de la operación y de las actividades necesarias para restablecer la integridad del sistema.

Con el fin de evaluar la magnitud del impacto potencial asociado a un evento de pérdida de contención, la consecuencia de falla se determinó mediante un método semicuantitativo basado en puntuación, consistente con el enfoque utilizado previamente para la estimación de la probabilidad de falla. En este método, los niveles de consecuencia se clasifican en una escala ordinal de cinco categorías identificadas como A, B, C, D y E, donde A representa el nivel de consecuencia más bajo y E el más alto.

Las categorías de consecuencia se asociaron a valores ordinales equivalentes con el fin de permitir la integración de los diferentes factores evaluados mediante un método de puntuación. Estos valores representan niveles relativos de severidad y no corresponden a montos económicos reales, sino que permiten comparar la magnitud de los impactos potenciales asociados a los diferentes escenarios evaluados. La escala utilizada para la clasificación de la consecuencia se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11.

Escala de clasificación de la consecuencia de falla

Categoría	Interpretación general	Valor ordinal
A	Consecuencia muy baja con impactos limitados sobre la operación, el ambiente o el personal	1
B	Consecuencia baja con impactos económicos y operacionales menores	2
C	Consecuencia media con impactos moderados que requieren intervenciones relevantes del sistema	3
D	Consecuencia alta con impactos significativos sobre la operación o el entorno	4
E	Consecuencia muy alta con impactos críticos sobre la operación, el ambiente o las personas	5

Nota. Escala utilizada para clasificar los niveles relativos de consecuencia en el análisis RBI (API 580; API 581).

Con el fin de integrar los diferentes tipos de impacto asociados a un evento de pérdida de contención, la consecuencia de falla se evaluó considerando la contribución relativa de varios factores que representan los principales efectos potenciales sobre las personas, el ambiente y la operación del sistema. Cada uno de estos factores puede aportar en distinto grado al impacto total del evento, por lo que su influencia se estimó mediante una escala ordinal de cinco niveles de

severidad. Este enfoque permite cuantificar de manera relativa la magnitud de los impactos potenciales y obtener una estimación integrada de la consecuencia mediante la suma de los valores asignados a cada factor evaluado, en concordancia con metodologías semicuantitativas de evaluación de riesgo utilizadas en análisis RBI (API 580, 2025; API 581, 2025).

Para representar de manera integral los posibles impactos asociados a una falla en el sistema, la consecuencia se evaluó considerando cinco factores principales de impacto: afectación a personas y respuesta a emergencias, remediación ambiental, pérdida de producción, reparación e intervención del sistema y costos institucionales, regulatorios y contractuales. Los criterios utilizados para la evaluación de estos factores se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12.
Criterios de evaluación de los factores de consecuencia

Factor de consecuencia	1	2	3	4	5
Afectación a personas	Exposición menor sin lesiones	Lesiones leves	Lesiones con atención médica	Lesiones graves	Fatalidad
Remediación ambiental	Impacto localizado	Afectación de suelo o vegetación	Afectación de cuerpo acuífero	Afectación de cuerpo acuífero con soporte de especies	Impacto extenso en ecosistema
Pérdida de producción	Pérdida mínima	Reducción limitada	Reducción significativa	Interrupción temporal del sistema	Parada prolongada
Reparación e intervención del sistema	Reparación menor con aislamiento	Reparación localizada del tramo afectado	Reemplazo de sección de tubería	Reparación compleja con excavación o equipos especializados	Reemplazo mayor del sistema

Factor de consecuencia	1	2	3	4	5
Costos institucionales y contractuales	Registro y revisión interna	Acciones correctivas	Auditoría interna	Sanciones contractuales	Sanciones regulatorias significativas

Nota. Factores utilizados para estimar la magnitud de los impactos potenciales en el análisis de consecuencia (API 580, 2025; API 581, 2025).

Debido a que las condiciones operacionales y de acceso pueden variar a lo largo del sistema de transporte, la evaluación de la consecuencia se realizó de manera diferenciada para cada tipo de segmento del ducto, considerando tramos aéreos, cruce acuífero y el segmento enterrado. Para cada tipo de segmento se evaluó el nivel de consecuencia de los cinco factores descritos anteriormente y posteriormente se realizó la suma de los valores ordinales correspondientes, obteniendo una puntuación total de consecuencia. Con el fin de interpretar el resultado obtenido, se establecieron rangos de clasificación que permiten asociar la puntuación total con las categorías de severidad previamente definidas. La clasificación final de la consecuencia se determinó utilizando los rangos de puntuación establecidos en la Tabla 13, mientras que los resultados de la evaluación de los factores de consecuencia para cada segmento del sistema se presentan en la Tabla 14.

Tabla 13.

Clasificación de consecuencia según puntuación total

Suma de factores	Categoría de consecuencia
5 – 8	A
9 – 12	B
13 – 16	C
17 – 20	D

Suma de factores	Categoría de consecuencia
21 – 25	E

Nota. La categoría de consecuencia se determina a partir de la suma de los valores asignados a cada factor evaluado.

Tabla 14.

Evaluación de factores de consecuencia por segmento

Factor	Aéreo	Acuífero	Enterrado
Afectación a personas	2	2	1
Remediación ambiental	2	3	2
Pérdida de producción	3	3	3
Reparación e intervención del sistema	3	3	4
Costos institucionales	2	2	2
Total	12	13	12

Nota. Los resultados indican consecuencia B para los segmentos aéreo y enterrado, y C para el segmento acuífero.

4.7 Determinación del nivel de riesgo

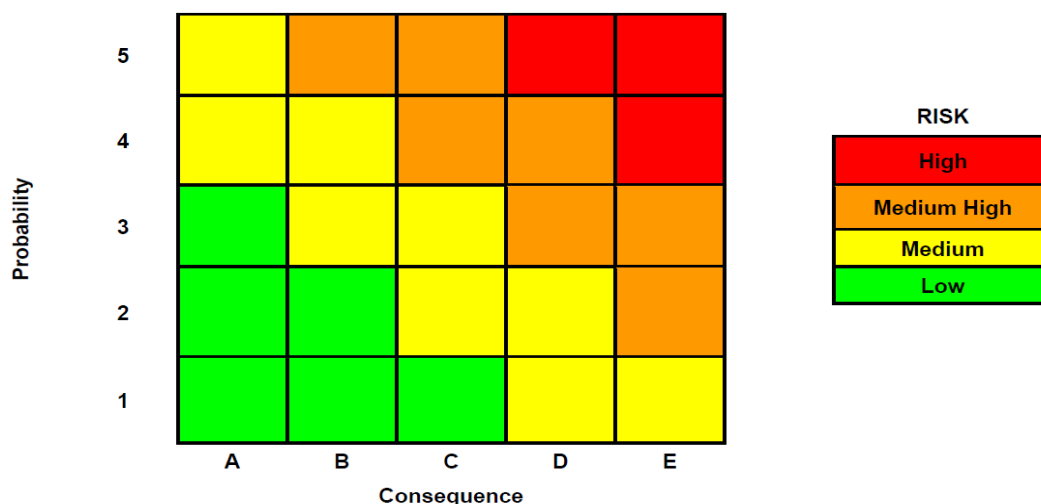
La determinación del nivel de riesgo se realizó mediante la integración de los resultados obtenidos para la probabilidad de falla (PoF) y la consecuencia de falla (CoF) desarrollados en las secciones anteriores. En la metodología de Inspección Basada en Riesgo (Risk Based Inspection, RBI), el riesgo se define como la combinación entre la probabilidad de ocurrencia de un evento de falla y la magnitud de las consecuencias asociadas a dicho evento, lo cual permite evaluar la criticidad relativa de los diferentes componentes o segmentos de un sistema (API 580, 2025; API 581, 2025).

Para el presente estudio se adoptó un enfoque semi cuantitativo en el cual la probabilidad y la consecuencia se integran mediante una matriz cualitativa de riesgo. Esta matriz permite representar gráficamente la relación entre ambas variables, ubicando la probabilidad de falla en el eje vertical y la consecuencia de falla en el eje horizontal. Cada combinación de estas variables se ubica dentro de una zona de la matriz que permite clasificar el riesgo en niveles relativos de criticidad.

El análisis se realizó considerando las amenazas identificadas previamente, correspondientes a daño por terceros, corrosión interna y corrosión externa, así como los diferentes segmentos del sistema evaluado, los cuales incluyen tramos aéreos, cruces acuíferos y tramos enterrados. A partir de la combinación de las categorías de probabilidad y consecuencia obtenidas en las secciones anteriores se determinó el nivel de riesgo correspondiente para cada combinación amenaza–segmento, permitiendo clasificar los distintos escenarios evaluados dentro del análisis de riesgo del sistema. La matriz de riesgo utilizada para la clasificación de estos escenarios se presenta en la Figura 2.

Figura 2.

Matriz utilizada para la determinación del nivel de riesgo del sistema



Nota. Adaptado de la matriz de riesgo presentada en API 581 Risk-Based Inspection Methodology (API, 2025).

Con el fin de integrar los resultados obtenidos en la evaluación de la probabilidad de falla y la consecuencia de falla, se determinó el nivel de riesgo correspondiente para cada combinación de amenaza y segmento del sistema. Este análisis permite identificar las condiciones en las cuales el sistema presenta mayor o menor exposición al riesgo, considerando las amenazas previamente identificadas y las características operacionales de cada tramo evaluado. Los resultados de la determinación del nivel de riesgo para cada escenario analizado se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15.

Determinación del nivel de riesgo por amenaza y por segmento

Amenaza	Segmento	PoF	CoF	Nivel de riesgo
Daño por terceros	Aéreo	2	B	Bajo
Daño por terceros	Acuífero	2	C	Medio

Amenaza	Segmento	PoF	CoF	Nivel de riesgo
Daño por terceros	Enterrado	2	B	Bajo
Corrosión interna	Aéreo	2	B	Bajo
Corrosión interna	Acuífero	2	C	Medio
Corrosión interna	Enterrado	2	B	Bajo
Corrosión externa	Aéreo	2	B	Bajo
Corrosión externa	Acuífero	2	C	Medio
Corrosión externa	Enterrado	2	B	Bajo

Nota. El nivel de riesgo se determinó combinando las categorías de probabilidad de falla (PoF) y consecuencia de falla (CoF) mediante una matriz de riesgo basada en la metodología RBI (API 581, 2025).

Los resultados muestran que los tramos aéreos y enterrados presentan niveles de riesgo bajo, mientras que los cruces acuíferos se ubican en un nivel de riesgo medio debido a la mayor severidad de las consecuencias asociadas a posibles eventos de pérdida de contención en entornos ambientalmente sensibles. En términos generales, el análisis evidencia que la variación del riesgo está influenciada principalmente por el tipo de segmento evaluado, mientras que las probabilidades de falla estimadas para las amenazas consideradas se mantienen dentro de una misma categoría.

4.8 Resultados del análisis RBI y definición del plan de inspección y monitoreo

Los resultados obtenidos a partir del análisis de riesgo indican que las amenazas evaluadas presentan niveles de riesgo bajos en los tramos aéreos y enterrados, mientras que el segmento correspondiente al cruce acuífero presenta un nivel de riesgo medio, debido al incremento en la severidad de las consecuencias potenciales asociadas a un evento de pérdida de contención en entornos ambientalmente sensibles. En términos generales, las diferencias observadas en el nivel de riesgo están principalmente influenciadas por las consecuencias asociadas a cada tipo de

segmento, más que por variaciones significativas en la probabilidad de falla entre las amenazas analizadas.

Es importante destacar que el presente estudio corresponde a un análisis de inspección basada en riesgo (RBI) desarrollado en fase de diseño, por lo que la evaluación se fundamenta principalmente en información de ingeniería, criterios normativos y supuestos operacionales esperados para el sistema. En este contexto, aún no se dispone de datos reales de condición del ducto derivados de inspecciones o monitoreo en operación, lo cual introduce un cierto grado de incertidumbre en la estimación de la probabilidad de falla. Por esta razón, los resultados obtenidos deben considerarse como una base inicial para la planificación de las estrategias de inspección y monitoreo que serán implementadas durante la operación del sistema.

En relación con la amenaza de daño por terceros, el análisis RBI identifica un nivel de riesgo medio en el segmento correspondiente al cruce acuífero, donde la presencia de actividades humanas cercanas al corredor del ducto puede incrementar la probabilidad de interferencia externa con la infraestructura. Este tipo de amenaza corresponde a un mecanismo de deterioro no dependiente del tiempo, cuya ocurrencia está asociada principalmente a excavaciones, intervenciones no autorizadas o actividades desarrolladas en proximidad al derecho de vía del ducto.

Con el fin de mitigar esta amenaza, se propone la implementación de patrullajes periódicos del derecho de vía del ducto, cuya frecuencia deberá ser definida por la empresa operadora de acuerdo con sus procedimientos de gestión de integridad. Estas actividades tienen como objetivo verificar las condiciones del corredor del ducto, identificar oportunamente actividades de excavación, intervenciones de terceros o cualquier situación que pueda representar un riesgo para la integridad de la línea. Este tipo de monitoreo constituye una práctica común dentro de los

programas de gestión de integridad de ductos, en los cuales la vigilancia del derecho de vía forma parte de las medidas preventivas orientadas a reducir la probabilidad de daño por interferencia externa (API 1160, 2019).

En el caso de la corrosión interna, aunque el nivel de riesgo obtenido se clasifica dentro de la categoría de riesgo bajo, existe la posibilidad de que durante la operación del sistema se desarrollen mecanismos de deterioro asociados a procesos de corrosión localizada. Estos mecanismos pueden manifestarse como resultado de la degradación del recubrimiento interno, la presencia de oxígeno disuelto en el fluido transportado, la acumulación de sólidos o variaciones en la efectividad del tratamiento químico aplicado al sistema.

Considerando que la corrosión interna y la corrosión externa corresponden a amenazas dependientes del tiempo, la probabilidad de que estos mecanismos se desarrollen aumenta a medida que transcurre la vida operativa del ducto. En los programas de gestión de integridad de ductos, estas amenazas son evaluadas mediante procesos de inspección periódica que permiten identificar el crecimiento de defectos asociados a pérdida de metal y establecer estrategias de mitigación adecuadas (ASME B31.8S, 2020).

Con el fin de reducir la incertidumbre asociada al espesor nominal real de la tubería con el cual fue instalada, se propone la realización de una inspección base cero al momento de la puesta en operación del ducto, mediante la aplicación de técnicas de medición de espesor por ultrasonido (UT). El propósito de esta inspección es verificar el espesor efectivo de la pared del material recién instalado y establecer una línea base de condición inicial del ducto, que sirva como referencia para la comparación de futuras mediciones de espesor durante la operación del sistema. Este enfoque es consistente con las prácticas recomendadas para la inspección de sistemas de tuberías, en las cuales se establece la necesidad de definir puntos de monitoreo de condición (CML) y realizar

mediciones de espesor que permitan evaluar la evolución de los mecanismos de deterioro del material a lo largo del tiempo (API 574, 2025).

adicionalmente, durante la operación del sistema se contempla la implementación de actividades de monitoreo orientadas a identificar oportunamente posibles condiciones que puedan favorecer el desarrollo de corrosión interna. Entre estas actividades se incluyen el monitoreo mediante sensores de resistencia eléctrica (ER), el uso de cupones de corrosión y la realización de análisis fisicoquímicos periódicos del agua de inyección, con el fin de evaluar parámetros operacionales que puedan influir en los procesos corrosivos del sistema.

Como complemento al programa de inspección propuesto, se incorporan herramientas avanzadas de monitoreo e inspección asociadas a tecnologías de digitalización y adquisición de datos, entre las cuales se contempla la integración de sensores electrónicos de corrosión, sensores de variables operacionales conectados a sistemas SCADA y herramientas instrumentadas de inspección en línea (ILI). La incorporación de estas tecnologías permite la recopilación sistemática de información sobre la condición estructural y operacional del ducto, favoreciendo el almacenamiento de datos históricos, el análisis de tendencias operativas y la detección temprana de anomalías potencialmente asociadas a eventos de falla.

Particularmente, la integración de sensores de temperatura, presión y caudal en un sistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) permite supervisar continuamente variables críticas de operación en tiempo real, mientras que el monitoreo mediante sensores ER facilita el seguimiento continuo de la velocidad de corrosión del sistema. De manera complementaria, la inspección en línea mediante herramientas ILI permite obtener información detallada sobre la condición geométrica y estructural de la tubería mediante técnicas instrumentadas de alta precisión. En conjunto, la incorporación de estas tecnologías avanzadas de

inspección y monitoreo dentro del plan propuesto permite fortalecer la capacidad de seguimiento de la condición del activo, mejorar la disponibilidad de información técnica para la toma de decisiones y favorecer la transición hacia estrategias de mantenimiento predictivo soportadas en datos de condición reales del sistema, en concordancia con las tendencias actuales en monitoreo inteligente de ductos (Mahmoud & Hasan, 2025).

En conjunto, las actividades de inspección, monitoreo de corrosión y monitoreo operacional propuestas están orientadas a controlar los distintos mecanismos de daño que pueden estar presentes en la línea, contribuyendo así a fortalecer el programa de gestión de integridad del ducto durante su vida operativa.

Con base en los resultados del análisis RBI y en las estrategias de inspección y monitoreo planteadas, se establece el plan de inspección y monitoreo recomendado, el cual se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 16.

Plan de inspección y monitoreo recomendado para el sistema de transporte de agua de inyección

Amenaza	Nivel de riesgo	Segmento	Tipo de actividad	Acción propuesta	Frecuencia recomendada
Daño por terceros / corrosión externa	Medio	Segmentos aéreos y cruce acuífero	Monitoreo operacional	Patrullajes periódicos del derecho de vía para verificar condiciones del ducto, detectar actividades de terceros y evidencias de deterioro externo	Mensual
Corrosión interna	Bajo	Toda la línea	Inspección inicial	Inspección base cero mediante medición de espesores por ultrasonido (UT) al momento de la	Inicio de operación

Amenaza	Nivel de riesgo	Segmento	Tipo de actividad	Acción propuesta	Frecuencia recomendada
				puesta en operación para establecer la condición inicial del ducto.	
Corrosión interna	Bajo	Toda la línea	Monitoreo de corrosión	Monitoreo mediante sensores de resistencia eléctrica (ER), cupones de corrosión y análisis fisicoquímicos del agua de inyección	Monitoreo continuo (ER) y análisis trimestral
Corrosión interna	Bajo	Toda la línea	Evaluación de integridad	Evaluación de la integridad mecánica de la línea mediante inspección en línea (ILI) para la detección de defectos asociados a pérdida de metal	5 años
Corrosión externa	Bajo	Tramos enterrados	Evaluación de integridad	Evaluación del estado del recubrimiento externo e inspección del sistema de protección catódica	5 años

Nota. El plan de inspección y monitoreo fue establecido con base en los resultados del análisis de inspección basada en riesgo (RBI) desarrollado en fase de diseño, considerando las amenazas identificadas para el sistema y las prácticas recomendadas para la gestión de integridad de ductos (API 1160, 2019; ASME B31.8S, 2020).

5. Evaluación Técnico-Económica Del Plan De Inspección

5.1 Análisis técnico-económico del plan de inspección y monitoreo

La implementación de programas de inspección y monitoreo en sistemas de transporte de fluidos representa una inversión necesaria dentro de la gestión de integridad de ductos, orientada a reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas y minimizar las consecuencias operacionales, ambientales y económicas derivadas de eventos de pérdida de contención. En este contexto, la evaluación técnico-económica del plan de inspección propuesto permite analizar la relación existente entre la inversión requerida para la ejecución de actividades preventivas y los costos potenciales asociados a escenarios de falla del sistema.

De acuerdo con API 1160, la implementación de programas de gestión de integridad en ductos debe fundamentarse en estrategias técnica y económicamente justificables, orientadas a reducir la exposición al riesgo mediante la aplicación de actividades de inspección, monitoreo y mitigación proporcionales al nivel de criticidad del activo (API 1160, 2019). Bajo este enfoque, la inversión en actividades preventivas constituye una medida orientada no solo a preservar la integridad estructural del sistema, sino también a disminuir la exposición económica de la organización frente a eventos de falla.

En términos generales, una falla en un ducto de transporte puede generar costos directos e indirectos asociados a reparación de emergencia, reposición de componentes, interrupción de la operación, pérdidas de producción, atención de contingencias, remediación ambiental y afectaciones regulatorias. En este sentido, la Administración de Seguridad en Materiales

Peligrosos y Oleoductos de los Estados Unidos (PHMSA) reporta que los costos sociales asociados a incidentes en ductos ubicados en áreas de alta consecuencia pueden alcanzar valores promedio del orden de USD 1,7 millones por evento, evidenciando el impacto económico significativo que puede derivarse de una pérdida de integridad operacional (PHMSA, 2019).

De manera complementaria, dentro de los costos asociados a la implementación de estrategias de inspección avanzada, una de las actividades que representa mayor inversión económica corresponde a la inspección en línea mediante herramientas instrumentadas (ILI), debido a los costos asociados a logística operativa, corridas de limpieza, operación de herramientas inteligentes y análisis especializado de datos. En este sentido, APA Group reporta que el costo promedio de una inspección en línea tipo MFL para ductos de transporte de gran escala puede alcanzar valores aproximados de USD 600 000 por campaña de inspección, incluyendo actividades de limpieza y operación de herramientas instrumentadas (APA Group, 2021).

Considerando que el sistema objeto de estudio corresponde a una línea de menor longitud y complejidad operativa respecto a ductos troncales de transporte, los costos económicos empleados en el presente análisis fueron estimados mediante un enfoque de escalamiento proporcional basado en benchmarking industrial, tomando como referencia valores reportados en literatura técnica y ajustándolos de manera conservadora a la dimensión y alcance operativo del sistema evaluado. Este enfoque permite desarrollar una estimación económica conceptual coherente con la fase de diseño del proyecto, manteniendo proporcionalidad respecto a costos de referencia reales y garantizando consistencia técnica en la comparación económica planteada.

on base en este criterio metodológico, se realizó una estimación referencial de costos asociados a la implementación de las principales actividades contempladas dentro del plan de

inspección y monitoreo propuesto, así como de los costos potencialmente asociados a un evento de falla representativo del sistema. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17.

Estimación referencial de costos asociados al plan de inspección y escenarios de falla

Concepto	Costo estimado (USD)
Inspección base cero mediante UT	3 000
Monitoreo mediante ER y cupones	5 000
Implementación de sensores y sistema SCADA	15 000
Inspección en línea (ILI)	50 000
Evaluación de protección catódica / recubrimiento	5 000
Costo estimado total de implementación inicial del plan	78 000
Reparación de emergencia por fuga/falla localizada	100 000
Evento de falla mayor con afectación ambiental	500 000
Evento severo de pérdida de contención	>1 000 000

Nota. Valores económicos estimados mediante escalamiento proporcional y benchmarking industrial con base en referencias de mercado reportadas para actividades de inspección especializada e incidentes en sistemas de transporte de fluidos (APA Group, 2021; PHMSA, 2019).

Continuando con el análisis, se observa que el costo estimado de implementación inicial del plan de inspección y monitoreo representa una inversión considerablemente inferior respecto a los costos potenciales asociados a escenarios de falla moderados o severos del sistema. Particularmente, el costo de implementación integral del plan propuesto equivale aproximadamente al 15,6 % del costo estimado de un evento de falla mayor con afectación ambiental y a menos del 8 % del costo potencial asociado a un evento severo de pérdida de contención.

Estos resultados evidencian que la ejecución de actividades preventivas de inspección y monitoreo resulta económicamente favorable frente a la materialización de eventos de falla que

comprometan la integridad del ducto, especialmente considerando que una única falla significativa podría representar costos superiores a múltiples ciclos de implementación del programa de inspección propuesto.

En consecuencia, desde una perspectiva técnico-económica, la implementación del plan de inspección y monitoreo propuesto resulta justificable, dado que la inversión requerida para su ejecución representa un costo sustancialmente inferior frente al impacto económico potencial derivado de un evento de falla, permitiendo reducir la exposición financiera de la organización y fortalecer simultáneamente la confiabilidad, disponibilidad e integridad operacional del activo.

5.2 Impacto en la confiabilidad y gestión de integridad

La implementación del plan de inspección y monitoreo definido en el presente estudio tiene implicaciones relevantes en términos de confiabilidad operacional y gestión de integridad del sistema de transporte de agua de inyección. La adopción de estrategias de inspección basadas en riesgo permite mejorar la capacidad de las organizaciones para identificar, evaluar y controlar los mecanismos de deterioro que pueden afectar la integridad del ducto durante su vida útil (ASME B31.8, 2018).

El uso de herramientas avanzadas de inspección, como la inspección en línea (ILI), contribuye significativamente a mejorar la efectividad de las actividades de evaluación de integridad. Estas herramientas permiten identificar defectos a lo largo de toda la longitud del ducto, proporcionando información detallada sobre la condición estructural de la tubería. La mayor efectividad de inspección asociada al uso de tecnologías ILI permite reducir la incertidumbre en

la evaluación del estado del ducto, lo cual fortalece la confiabilidad de los análisis utilizados para estimar la probabilidad de falla dentro de los modelos de evaluación de riesgo.

De manera complementaria, la integración de tecnologías de monitoreo continuo, como sensores operacionales y sistemas de supervisión tipo SCADA, permite mejorar la vigilancia operacional del sistema y detectar desviaciones en las condiciones de operación de manera temprana. El desarrollo de tecnologías avanzadas de monitoreo y detección de fugas ha demostrado contribuir significativamente a mejorar la confiabilidad de los sistemas de transporte de fluidos, permitiendo identificar anomalías con mayor rapidez y reducir los riesgos asociados a eventos de fuga o falla estructural (Egbumokei et al., 2021).

De esta manera, la combinación de inspecciones internas avanzadas, monitoreo de corrosión, evaluación del sistema de protección catódica y vigilancia operacional del derecho de vía permite fortalecer el programa de gestión de integridad del ducto, proporcionando información más confiable para la toma de decisiones en materia de mantenimiento y operación.

En consecuencia, los resultados obtenidos en el presente estudio permiten evidenciar que el diseño de un plan de inspección basado en la metodología RBI, integrado con herramientas de monitoreo tecnológico, contribuye significativamente a mejorar la confiabilidad, disponibilidad y eficiencia operativa de una tubería de transporte de agua de inyección en el sector petrolero. La aplicación del enfoque RBI permite priorizar las actividades de inspección en función del nivel de riesgo asociado a cada segmento del sistema, optimizando la asignación de recursos y orientando los esfuerzos de monitoreo hacia los mecanismos de deterioro con mayor potencial de impacto sobre la integridad del ducto (API 580, 2025; API 581, 2025).

La integración de tecnologías de inspección avanzada, como las herramientas ILI, junto con sistemas de monitoreo de corrosión y sensores operacionales integrados a plataformas de

supervisión, incrementa la efectividad de las actividades de inspección en comparación con métodos tradicionales basados únicamente en inspecciones puntuales. La mayor disponibilidad de información sobre el estado real del ducto permite reducir la incertidumbre en la estimación de la probabilidad de falla y mejorar la confiabilidad de los análisis de riesgo aplicados al sistema.

Como resultado, la implementación de un programa de inspección estructurado bajo el enfoque RBI, complementado con herramientas de monitoreo tecnológico, permite fortalecer la gestión de integridad del ducto, mejorar la capacidad de detección temprana de anomalías y optimizar la toma de decisiones operacionales, incrementando la confiabilidad del sistema, reduciendo el riesgo de fallas no planificadas y mejorando la eficiencia operativa del transporte de agua de inyección en la industria petrolera.

6. Conclusiones

El plan de inspección propuesto, fundamentado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo e integrado con herramientas de monitoreo asociadas a la Industria 4.0, constituye un aporte relevante para la gestión de integridad de sistemas de transporte de agua de inyección. La incorporación de técnicas de monitoreo continuo, sensores operacionales y herramientas de inspección avanzadas permite mejorar la eficiencia de las actividades de inspección, optimizar la detección temprana de anomalías y reducir la incertidumbre asociada a la evolución de los mecanismos de deterioro del ducto. Asimismo, la disponibilidad de información operativa y de condición generada por estos sistemas facilitará la actualización de futuros análisis RBI del activo

con datos reales de operación, fortaleciendo la confiabilidad operacional y la toma de decisiones en la gestión del mantenimiento.

El segmento correspondiente al cruce acuífero presentó el nivel de riesgo relativo más alto dentro del sistema evaluado, debido a la mayor severidad de las consecuencias ambientales asociadas a una posible pérdida de contención en este tipo de entorno. Este resultado evidencia la importancia de considerar las condiciones ambientales y la sensibilidad del entorno dentro de los análisis de riesgo aplicados a sistemas de transporte de fluidos, ya que la presencia de cuerpos de agua o ecosistemas vulnerables puede incrementar significativamente la criticidad de determinados segmentos del ducto, incluso cuando las probabilidades de falla estimadas para las amenazas evaluadas se mantienen dentro de niveles similares.

El control de los mecanismos asociados al desarrollo de corrosión localizada constituye un aspecto fundamental para la gestión de integridad en sistemas de transporte de agua de inyección, debido a que este tipo de deterioro puede manifestarse de manera discreta sobre la superficie metálica y evolucionar progresivamente hasta generar pérdida de contención del fluido. Fenómenos como el deterioro del recubrimiento interno, la presencia de oxígeno disuelto, la formación de depósitos o la corrosión microbiológicamente inducida pueden favorecer la iniciación y propagación de este mecanismo de daño. En este contexto, las acciones propuestas dentro del plan de inspección y monitoreo, tales como el uso de sensores de resistencia eléctrica, cupones de corrosión, análisis fisicoquímicos del agua de inyección e inspecciones periódicas de integridad, desempeñan un papel relevante en la detección temprana de condiciones que puedan favorecer el desarrollo de corrosión localizada. La integración de estas herramientas permite mejorar la capacidad de diagnóstico del sistema y contribuye a la predicción temprana de posibles fallas asociadas a este mecanismo de deterioro.

Desde el punto de vista económico, el análisis realizado evidencia que la implementación del programa de inspección y monitoreo propuesto representa una inversión técnicamente justificable frente a los costos potenciales asociados a eventos de falla en el sistema. La estimación económica desarrollada permitió identificar que el costo de implementación integral del plan resulta significativamente inferior respecto a los costos potenciales derivados de escenarios de falla moderados o severos, los cuales pueden incluir actividades de reparación de emergencia, interrupciones operacionales, remediación ambiental y sanciones regulatorias. En este sentido, se determinó que la inversión requerida para la ejecución del programa preventivo corresponde únicamente a una fracción del impacto económico potencial asociado a un evento de pérdida de contención relevante, evidenciando la conveniencia financiera de adoptar estrategias preventivas frente a esquemas de mantenimiento reactivo. Lo anterior respalda la aplicación de enfoques de gestión de integridad basados en riesgo como alternativa técnica y económicamente viable para la administración de este tipo de infraestructura crítica.

Referencias Bibliográficas

- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*, 3, 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- American Petroleum Institute. (2019). *Managing system integrity for hazardous liquid pipelines* (API Recommended Practice 1160, 3rd ed.). American Petroleum Institute.
- American Petroleum Institute. (2020). *Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry* (ANSI/API Recommended Practice 571, 3rd ed.). American Petroleum Institute.
- American Petroleum Institute. (2023). *Elements of a risk-based inspection program* (API Recommended Practice 580, 4th ed., Addendum 1, March 2025). American Petroleum Institute.
- American Petroleum Institute. (2024). *Inspection practices for piping system components* (API Recommended Practice 574, 5th ed., Addendum 1, March 2025). American Petroleum Institute.
- American Petroleum Institute. (2025). *Risk-based inspection methodology* (API Recommended Practice 581, 4th ed.). American Petroleum Institute.
- APA Group. (2021). *Pipeline integrity business case*. Australian Energy Regulator. <https://www.aer.gov.au/system/files/APA%20VTS%20%20Access%20Arrangement%202023-27%20-%20Business%20Case%20258%20-%20Pipeline%20Integrity%20%20December%202021.pdf>

- Consultoría Colombiana S.A.–WSP. (2019). *Estudio de impacto ambiental para la modificación de la licencia ambiental del Campo Rubiales: Resumen ejecutivo*. Ecopetrol S.A.https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/dfddf385-4d37-4db1-8381-f8fd8e49b514/Resumen+Ejecutivo+EIA+Rubiales_.pdf
- Gómez Sánchez, E. M. (2020). *Gestión y control de corrosión en sistemas de agua de inyección* [Trabajo de especialización, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia]. <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/3171>
- International Association of Oil & Gas Producers. (2019). *Risk assessment data directory: Riser & pipeline release frequencies*. Report 434-04. <https://www.iogp.org/bookstore/product/risk-assessment-data-directory-riser-pipeline-release-frequencies/>
- Mahmoud, A. A. K., & Hasan, R. (2025). A comprehensive survey on pipeline monitoring technologies: Advancements, challenges, market opportunities and future directions. *Journal of Pipeline Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jpse.2025.100353>
- Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). (2019). *Pipeline safety: Safety of hazardous liquid pipelines*. Federal Register. <https://www.federalregister.gov/documents/2019/10/01/2019-20458/pipeline-safety-safety-of-hazardous-liquid-pipelines>
- Srinithi, P., Sree Varshini, S., Dhanush, G., Gokulavaasan, S., & Gowtham, K. (2024). Oil and gas pipeline integrity monitoring and alert system. *Journal of Ubiquitous Computing and Communication Technologies*, 6(2), 150–163.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2018). *Managing system integrity of gas pipelines* (ASME B31.8S-2018). ASME