Propuesta de Metodología para Generación de Acciones de Mantenimiento Planificado en Tuberías Metálicas Enterradas de Transporte de Hidrocarburos.

Alexander Gastón Rios Ardila

Elisa Milagro Quiñónez Díaz

Escuela de Ingenierías, Universidad del Valle, Cali

Nota del autor

Alexander G. Rios; Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad del Valle, Cali.

Elisa M. Quiñónez; Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad del Valle, Cali.

Este documento cuenta con la dirección de proyecto de profundización del Doctor Ph.D Luis Alberto Mora y el M.Sc Adolfo Gómez.

Trabajo de profundización para optar por el título de Magister en Gestión de Activos y Mantenimiento.

Fecha de publicación: año 2026.

Cualquier mensaje con respecto a este trabajo debe ser enviado a la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad del Valle, Cali, Colombia.

E-mail: alexander.ardila@correounivalle.edu.co

Elisa.quinonez@correounivalle.edu.co

Resumen

Los oleoductos, constituyen el principal medio para el transporte de hidrocarburos en Colombia y en el mundo, ya que permiten una operación eficiente y relativamente segura. Sin embargo, su condición de activo crítico lo expone a amenazas como corrosión, degradación de recubrimientos, esfuerzos mecánicos y eventos externos que, en caso de falla, generan consecuencias económicas, ambientales y sociales de gran magnitud. Esta situación plantea la necesidad de contar con metodologías sólidas para la gestión de integridad que orienten la planificación de actividades de mantenimiento y reduzcan la exposición al riesgo (Kishawy & Gabbar, 2010).

El proyecto de grado propone una metodología para generar acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de crudo. La propuesta integra lineamientos del Pilar 3 del Body of Knowledge de la SMRP, con enfoque en confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad y criticidad y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición, que guía la gestión de integridad a través de la identificación de amenazas, evaluación de riesgos y verificación del desempeño (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

La metodología parte de la identificación de prácticas existentes, el análisis de los marcos normativos internacionales y la definición de un esquema conceptual que incorpora metodologías como Inspección Basada en Riesgo (RBI) e indicadores de desempeño con base en la norma UNE EN 15341:2020 y el SMRP Best Practices 6ta edición, para evaluar resultados y retroalimentar la mejora continua. De esta manera, el proyecto se limita a la fase conceptual, pero establece una base metodológica adaptable a distintos entornos geográficos y regulatorios, que permite en el futuro mejorar la confiabilidad operativa, reducir riesgos y optimizar los costos de mantenimiento (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Palabras clave: oleoductos, transporte de hidrocarburos, gestión de integridad, mantenimiento planificado, confiabilidad, mecanismos de daño, evaluación de riesgos, indicadores de desempeño, mejora continua.

Abstract

Pipelines constitute the main means of hydrocarbon transportation in Colombia and worldwide, as they enable efficient and relatively safe operation. However, their nature as critical assets expose them to threats such as corrosion, coating degradation, mechanical stresses, and external events which, in the event of failure, can lead to significant economic, environmental, and social consequences. This situation highlights the need for robust integrity management methodologies that guide maintenance planning activities and reduce risk exposure (Kishawy & Gabbar, 2010)*.*

The degree project proposes a methodology to generate planned maintenance actions for buried metallic pipelines used in crude oil transportation. The proposal integrates the guidelines of Pillar 3 of the SMRP Body of Knowledge, with a focus on reliability, maintainability, availability, and criticality, as well as the recommended practice API RP 1160, 3rd edition, which guides integrity management through the identification of threats, risk assessment, and performance verification. (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

The methodology begins with the identification of existing practices, the analysis of international regulatory frameworks, and the definition of a conceptual scheme that incorporates methodologies such as Risk-Based Inspection (RBI) and performance indicators based on the UNE EN 15341:2020 standard and the SMRP Best Practices (6th Edition), to evaluate results and support continuous improvement. Thus, the project is limited to the conceptual phase but establishes a methodological foundation adaptable to different geographical and regulatory environments, allowing future improvements in operational reliability, risk reduction, and maintenance cost optimization (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Keywords: *pipelines, hydrocarbon transportation, integrity management, planned maintenance, reliability, damage mechanisms, risk assessment, performance indicators, continuous Improvement.*

Contenido

Resumen ***2***

Abstract ***3***

Contenido ***4***

Ilustraciones ***8***

Ecuaciones ***11***

Introducción y Contexto Operacional ***12***

Planteamiento de Oportunidad ***14***

Justificación ***18***

Viabilidad de la Idea del Trabajo de Profundización **19**

Objetivos ***21***

Objetivo General 22

Objetivos Específicos 22

UNO – Prácticas de Mantenimiento. 22

DOS - Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160. 22

TRES – Metodología. 22

CUATRO – Beneficios. 23

CINCO – Indicadores. 23

SEIS – Conclusiones. 23

Marco teórico ***24***

Antecedentes de la Investigación o del Proyecto **28**

Estado del arte **30**

Marco Metodológico ***37***

Tipo de Estudio y Análisis a Desarrollar **37**

Fases o Etapas del Proyecto **37**

Desarrollo ***40***

Objetivo 1: Prácticas de Mantenimiento.....40

Mantenimiento: Definición y Proceso.....40

Mantenimiento Planificado en Tuberías de Transporte de Crudo. 44

Alineación del Mantenimiento Planificado en Tuberías de Transporte de Crudo con el Pilar 3 del BOK del SMRP 47

Objetivo 2 - Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160. 51

Origen y Fundamentos del Pilar 3 del BOK-SMRP.....51

Aplicación del Pilar 3 del BOK-SMRP en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos.....54

Origen y Fundamentos del API RP 1160.....55

Aplicación del API RP 1160 en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos 58

Integración del Pilar 3 del SMRP-BOK y la Práctica Recomendada API RP 1160 en la generación de acciones de mantenimiento planificado para tuberías metálicas enterradas.....59

Objetivo 3 – Metodología.....62

Fase Planear.....65

Paso 1. Definir Expectativas 67

Paso 2. Caracterizar el Activo.....68

Paso 3. Evaluar de Forma Preliminar el Desempeño Actual del Activo.....69

Paso 4. Definir las Acciones de Mantenimiento Planificado 70

Fase Hacer.....71

Paso 5. Implementar las Acciones de Mantenimiento Planificado.....72

Fase Verificar.....73

Paso 6. Verificar Conformidad de Acciones de Mantenimiento Planificado.....75

Paso 7. Evaluar el Desempeño del Activo.....76

Fase Actuar 77

Paso 8. Desarrollar Actividades de Mejora del Desempeño 78

Objetivo 4 – Beneficios 79

Beneficios Técnicos 80

Beneficios Financieros 80

Beneficios en Cumplimiento Normativo 81

Beneficios en Reducción de Riesgos 82

Beneficios en la Mejora Continua 83

Objetivo 5 – Indicadores. 84

Beneficios de los KPIs 85

Retos Asociados con los KPIs 85

Propuesta de KPIs 86

Proceso de Mejora Basado en KPIs 89

Objetivo 6 – Conclusiones. 91

Objetivo 1- Prácticas de Mantenimiento. 91

Objetivo 2- Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160 91

Objetivo 3- Metodología 92

Objetivo 4- Beneficios 93

Objetivo 5- Indicadores 93

Oportunidades para investigación e implementaciones futuras 94

Descripción de cómo se alcanza el logro de objetivos 96

Objetivo 1- Prácticas de Mantenimiento 96

Objetivo 2- Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160 96

Objetivo 3- Metodología 97

Objetivo 4- Beneficios 97

Objetivo 5- Indicadores 98

Referencias ***99***

Anexo 1. Hoja de Datos ***108***

Anexo 2. Segmentación ***111***

Anexo 3. Identificar Amenazas por Segmento ***114***

Anexo 4. Evaluación del Riesgo ***122***

Anexo 5. Evaluación de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad ***131***

Anexo 6. Definición de Acciones de Mantenimiento Planificado ***137***

Anexo 7. Evaluación de Conformidad de Ejecución de las Acciones de Mantenimiento Planificado ***147***

Anexo 8. Evaluación del Desempeño de la Implementación de la Metodología ***148***

Anexo 9. Definición del Plan de Mejora del Desempeño ***152***

Ilustraciones

Ilustración 1 Redes de oleoductos en Colombia 12

Ilustración 2 Jerarquía taxonómica de los objetivos 21

Ilustración 3 Asignaturas de la Maestría Gestión de Activos y Mantenimiento 24

Ilustración 4 Distribución de incidentes de tuberías de petróleo y gas de PHMSA por causa en el período 2009-2018. 27

Ilustración 5 Publicaciones inspección basada en riesgo y mantenimiento basado en riesgo de oleoductos y gasoductos.....29

Ilustración 6 Evolución de la Gestión de Integridad de Tuberías.....33

Ilustración 7 Procesos de mantenimiento 41

Ilustración 8 Metodología de mantenimiento basado en riesgo (RBM).....43

Ilustración 9 Pilares del SMRP BOK 52

Ilustración 10 Aspectos claves del pilar 3-SMRP BOK.....53

Ilustración 11 Ciclo “Planear – Hacer – Verificar – Actuar” del sistema de gestión de integridad de API RP 1160 57

Ilustración 12 Diagrama básico de metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 64

Ilustración 13 Diagrama fase planear metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.....66

Ilustración 14 Tareas específicas del paso 1 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 67

Ilustración 15 Tareas específicas del paso 2 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 68

Ilustración 16 Tareas específicas del paso 3 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 69

Ilustración 17 Tareas específicas del paso 4 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 70

Ilustración 18 Tareas específicas de la fase Hacer (paso 5) de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 72

Ilustración 19 Diagrama fase verificar metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 74

Ilustración 20 Tareas específicas del paso 6 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 75

Ilustración 21 Tareas específicas del paso 7 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 76

Ilustración 22 Tareas específicas del paso 8 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. 78

Ilustración 23 Beneficios de la implementación de la metodología propuesta. 79

Ilustración 24 Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 1....86

Ilustración 25 Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 2....87

Ilustración 26 Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 3....88

Ilustración 27 Etapas del proceso de mejora continua basado en KPIs. 89

Ilustración A1.1 Hoja de datos de tubería 109

Ilustración A1.2 Códigos amenaza 110

Ilustración A1.3 Tag de tubería.....110

Ilustración A1.4 Ejemplo tag para tuberías 110

Ilustración A2.1 Códigos para clasificación de segmentos.....112

Ilustración A2.2 Ejemplo de uso de la estrategia de segmentación propuesta. 113

Ilustración A3.1 Proceso para definición de amenazas.....117

Ilustración A4.1 Matriz de Evaluación de Riesgo Cualitativo.....124

Ilustración A4.2 Matriz de Clasificación y Aceptabilidad del Riesgo. 124

Ilustración A4.3 Niveles de Probabilidad en la evaluación cualitativa.....125

Ilustración A4.4 Niveles y Categorías de Consecuencia en la evaluación cualitativa. 126

Ilustración A4.5 Niveles y Categorías de Probabilidad para la evaluación cuantitativa 129

Ilustración A4.6 Niveles y categorías de consecuencias para la evaluación cuantitativa. 130

Ilustración A5.1 Modelos de distribución aplicados al análisis de confiabilidad. 132

Ilustración A6.1 Diagrama para definición del tipo de acciones de mantenimiento planificado.....139

Ilustración A6.2 Actividades predictivas por tipo de amenaza – parte 1.....140

Ilustración A6.3 Actividades predictivas por tipo de amenaza – parte 2.....141

Ilustración A6.4 Actividades predictivas por tipo de amenaza – Herramientas ILI.....142

Ilustración A6.5 Actividades preventivas por tipo de amenaza.....143

Ilustración A6.6 Definición de frecuencia para actividades predictivas.....145

Ilustración A6.7 Formato de registro actividades de mantenimiento planificado 146

Ilustración A7.1 Formato de evaluación de implementación de actividades de mantenimiento planificado.....147

Ilustración A9.1 Formato de análisis de no conformidades.....152

Ecuaciones

(A4.1) 127

(A5.1) 131

(A5.2) 131

(A5.3) 134

(A5.4) 134

(A5.5) 134

(A5.6) 134

(A5.7) 135

(A5.8) 136

(A5.9) 136

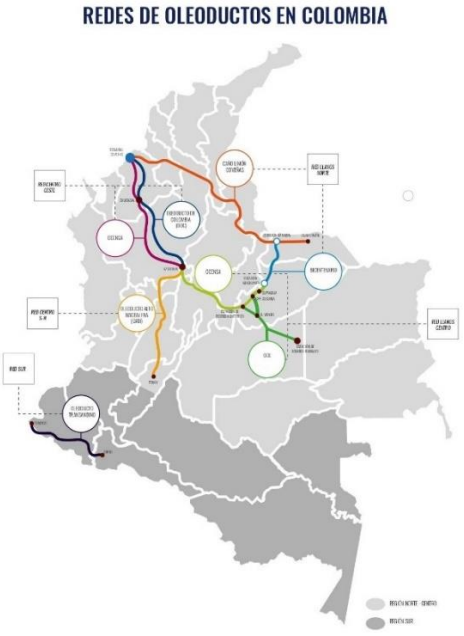
Introducción y Contexto Operacional

La industria de hidrocarburos abarca en la exploración, extracción, producción, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de petróleo, gas y sus derivados. Para asegurar la operación la industria emplea tuberías de diferentes materiales y diámetros que permiten el transporte de los fluidos, de esta forma la cantidad de tubería crece con el incremento de la extracción de hidrocarburos. En el mundo existen 345,119 km de tubería de transporte de crudo operativos a marzo de 2025 y otros 12,313 km de tubería están en construcción. Para el caso de Colombia existen 5,676 km de tubería de transporte de crudo operativos (Global Energy Monitor, 2025).

Los oleoductos de Colombia tienen 77 trayectos y los operan 15 agentes transportadores (Ministerio de Minas y Energía, 2024). La Ilustración 1 muestra de forma general las redes de oleoductos en Colombia.

Ilustración 1

Redes de oleoductos en Colombia



Nota. La ilustración muestra la distribución geográfica de los oleoductos en Colombia que son operados por empresas como Cenit S.A.S., Oleoducto de Colombia S.A., OCENSA, Ecopetrol S.A., Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S., Gran Tierra Energy Colombia y HOCOL S.A. Tomado de *Midstream* (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

La red de oleoductos de Colombia consiste en tuberías de acero con diámetros externos entre 4in y 42in con longitudes de hasta 869 km en su gran mayoría con una instalación de forma enterrada, ya este tipo de instalación permite proteger las tuberías de daños potenciales asociados a terceros ya sean intencionales o no intencionales, así como permitir el uso del suelo circundante para otras actividades productivas (Delvasto y Echeverría y Asociados y Consejeros en Gas y Energía LTDA, 2021).

La instalación de tubería de forma enterrada genera retos importantes para los propietarios de los oleoductos asociados al monitoreo de la condición, la identificación de zonas con condiciones relevantes de integridad y la atención ante eventos de pérdidas de contención. Esta situación propicia que desde los años sesenta entidades como el American Petroleum Institute (API) y la American Society of Mechanical Enginners (ASME) desarrollen una serie de estándares que establecen directrices en cuanto al diseño, la construcción y el mantenimiento de tuberías para el transporte de hidrocarburos (Gaurina-Međimurec et al., 2025).

Los estándares de API y ASME no son de obligatorio cumplimiento en Colombia, sin embargo, su aplicación es frecuente entre los transportadores de hidrocarburos, dado que el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, entidad que reglamenta el transporte de crudo por oleoductos, establece la obligación del transportador de implementar mecanismos de control e inspección necesarios para mantener la integridad de los oleoductos y, con base en ello, programar los mantenimientos y las reparaciones requeridas, lo que promueve el uso de dichos estándares y prácticas recomendadas con el objetivo de garantizar la operación segura de los oleoductos (Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2014).

Planteamiento de Oportunidad

Los oleoductos representan un medio eficiente y seguro para el transporte de crudo; no obstante, las fallas en su operación, aunque poco frecuentes, generan consecuencias económicas, ambientales y sociales de gran magnitud, que incluye en algunos casos la pérdida de vidas humanas. Dentro de este contexto, la inspección de tuberías enterradas representa uno de los mayores retos para la gestión de integridad, debido a la exposición de estas a procesos de corrosión externa, degradación de recubrimientos, esfuerzos mecánicos y amenazas externas, cuya detección temprana resulta compleja (F. Khan et al., 2021; Reyes, 2024).

La gestión de integridad en tuberías enterradas para el transporte de hidrocarburos en Colombia enfrenta desafíos por la falta de metodologías estandarizadas que orienten la estructuración de planes de mantenimiento preventivo y predictivo. Aunque la Norma Técnica Colombiana NTC 5901 Gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos tiene fundamento en códigos y estándares nacionales e internacionales, su alcance se limita a la integridad y la seguridad operacional. En este contexto, los enfoques preventivo y predictivo permiten anticipar fallas y optimizar la disponibilidad de los activos mediante inspecciones programadas y monitoreo de condición (ICONTEC, 2012; Mora Gutiérrez, 2009).

La NTC 5901 no aborda de manera profunda las metodologías de confiabilidad y mantenimiento planificado, lo que genera un vacío de alineación frente a estándares internacionales como el Pilar 3 del Body of Knowledge (BOK) de la SMRP, con orientación a la gestión estructurada de la confiabilidad, la planeación de mantenimiento y el análisis de fallas. En consecuencia, las prácticas actuales en el contexto colombiano tienden a implementarse de forma independiente, lo que dificulta priorizar recursos y medir de manera consistente la efectividad de las intervenciones (ICONTEC, 2012; SMRP BOK, 2020).

El Pilar 3 del Body of Knowledge (BOK) de la SMRP, con enfoque en la confiabilidad de los equipos, plantea lineamientos para analizar la criticidad, la mantenibilidad y los modos de falla, con el fin de seleccionar las estrategias de mantenimiento más adecuadas. Por su parte, la práctica API RP 1160 3ra edición, establece un proceso de gestión de integridad para tuberías que contienen líquidos peligrosos a partir de la identificación de amenazas, la evaluación de riesgos y la verificación del desempeño (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

Aunque ambos referentes son ampliamente reconocidos, su aplicación en el sector de hidrocarburos es de manera independiente. Esto genera una brecha metodológica, ya que no existe una guía integrada que combine el enfoque de confiabilidad del BOK con el ciclo de gestión de integridad de API RP 1160. En esta misma línea, documentos como la NACE SP0502 destacan la necesidad de vincular la gestión de integridad con estrategias de mantenimiento basadas en riesgo y confiabilidad, mientras que la ISO 55001 refuerza la importancia de alinear la gestión de activos con la confiabilidad y la optimización de recursos en el ciclo de vida del activo (BSI ISO 55001, 2024; NACE SP0502, 2025).

Surge la oportunidad de desarrollar una metodología que integre El Pilar 3 del Body of Knowledge (BOK) de la SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición. Dicha metodología permite estructurar acciones de mantenimiento planificado para tuberías enterradas y proporciona una guía clara para la toma de decisiones con base en criterios de riesgo, criticidad y confiabilidad (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

Esta metodología utiliza indicadores de desempeño que permiten medir la efectividad de los planes, evaluar la reducción de riesgos y facilitar la retroalimentación para la mejora continua. Estos indicadores siguen lo que establece la UNE EN 15341, que propone una clasificación de indicadores de mantenimiento en las dimensiones económica, técnica y organizacional, así como en la SMRP Best Practices, 6ta edición, que estandariza métricas de confiabilidad y mantenimiento aceptadas a nivel internacional. Con ello, se genera una

herramienta que fortalece la confiabilidad de los activos, mejora la eficiencia del gasto en mantenimiento y reduce la exposición a riesgos (Kumar et al., 2013; UNE EN 15341, 2020).

Límites de la oportunidad

La oportunidad del proyecto de grado radica en el desarrollo de una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado de tuberías enterradas del sector de hidrocarburos, particularmente en tuberías metálicas destinadas al transporte de crudo. El alcance del proyecto de grado se limita a la construcción conceptual de la propuesta, sin abarcar la fase de implementación práctica. Esto implica que no se incluyen actividades de inspección física en campo, instalación de tecnologías de monitoreo o validación directa en infraestructura existente, ya que el objetivo principal es establecer las bases metodológicas que sirvan de guía para futuros desarrollos.

Adicionalmente, se plantea una posible ruta de adopción de la metodología, que oriente a las organizaciones interesadas en su aplicación progresiva, desde la fase de planeación hasta su eventual integración en programas formales de gestión de integridad.

El proyecto aborda la industria de hidrocarburos en Colombia, sin embargo, la metodología diseñada no se restringe a una región específica. Su aplicabilidad se extiende a cualquier país o zona que presente condiciones operativas y de riesgo similares en la gestión de tuberías metálicas enterradas. De esta forma, la metodología busca constituirse en una herramienta de valor universal, adaptable a distintos entornos geográficos y regulatorios, siempre que se mantengan las condiciones técnicas que justifican su aplicación.

El proyecto delimita su alcance en torno a dos referentes internacionales ampliamente reconocidos: el Pilar 3 del Body of Knowledge (BOK) de la SMRP, que orienta el análisis de criticidad, modos de falla y estrategias de mantenimiento y, la práctica recomendada API RP 1160, para la gestión de integridad de tuberías de líquidos peligrosos mediante la identificación de amenazas, la evaluación de riesgos y la verificación del desempeño. La oportunidad se

limita a la integración de ambos marcos, con lo cual se supera la aplicación fragmentada que actualmente predomina en el sector (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

El límite principal de la oportunidad radica, en la estructuración de una metodología que combine referentes internacionales para orientar la formulación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. La metodología busca proporcionar un esquema que permita priorizar recursos con base en criterios de riesgo y confiabilidad, con el fin de fortalecer la continuidad operacional, reducir la exposición a riesgos ambientales y mejorar la eficiencia en el gasto de mantenimiento (API RP 580, 2023).

Justificación

La ISO 55001:2024 incluye dentro del requisito 4 la necesidad de que las organizaciones identifiquen las condiciones externas e internas relevantes que afecten su capacidad para alcanzar los resultados de su sistema de gestión. Para las organizaciones de transporte de hidrocarburos por ductos enterrados, este reto implica garantizar una operación libre de incidentes y derrames, lo que demanda planes de mantenimiento específicos para cada sistema (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024).

La industria de hidrocarburos fortalece la gestión de integridad mediante normas y prácticas internacionales que buscan prolongar la vida útil, mitigar los riesgos y cumplir con las regulaciones. Sin embargo, este enfoque implica que el desarrollo y la implementación de acciones de mantenimiento conlleve altos costos para asegurar los niveles de seguridad que las regulaciones exigen (El-Akruti et al., 2016).

El principal desafío para el sector, en términos de inspección y mantenimiento, es la definición de intervalos. En las tuberías enterradas, este reto aumenta por la dificultad de acceso, la longitud de los ductos, las interferencias con el entorno y la necesidad de excavaciones costosas. Ante ello, resulta necesario adoptar una metodología con base en principios de gestión basada en riesgo y con foco en la optimización de los recursos disponibles. Este enfoque permite definir acciones de mantenimiento planificado con base en el estado de los defectos, las consecuencias potenciales de una falla, las condiciones operativas de la tubería y los criterios de aceptación del riesgo (Abubakirov et al., 2020; Xie & Tian, 2018).

La relevancia del desarrollo de la metodología radica en la integración de la evaluación de riesgos con la toma de decisiones, la potencial contribución en la reducción de la ocurrencia de incidentes y la incorporación de la selección de acciones de mantenimiento para garantizar que los equipos entreguen su capacidad esperada de manera segura y costo-efectiva (Wang & Duan, 2019).

La metodología propuesta constituye una herramienta que busca fortalecer la integración entre la gestión de integridad y el mantenimiento. En este marco, la función de la gestión de integridad es ofrecer una mayor seguridad mediante las acciones necesarias para minimizar el riesgo de las fallas, mientras que la función del mantenimiento es preservar o restablecer la funcionalidad de las tuberías mediante acciones técnicas, administrativas y de gestión. Esta articulación permite optimizar la asignación de recursos, garantizar el cumplimiento regulatorio, promover la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos en Colombia y reducir las pérdidas económicas por fallas operativas (El-Akruti et al., 2016; UNE EN 16646, 2015).

Viabilidad de la Idea del Trabajo de Profundización

Diversos factores determinan la viabilidad de la metodología propuesta para generar acciones de mantenimiento planificado en tuberías enterradas de transporte de hidrocarburos. La metodología parte de estándares y prácticas de integridad con amplia aplicación en la industria, de esta manera no es necesario un proceso de adherencia adicional. Tal es el caso de los estándares del American Petroleum Institute (API), que sirven como referencia en regulaciones de al menos 26 países y, en algunos casos, incluyen prácticas específicas como API RP 1160 (American Petroleum Institute, 2022).

Las empresas del sector de hidrocarburos son conscientes de la relevancia estratégica de los oleoductos en sus operaciones; sin embargo, los altos costos que conlleva la gestión de integridad y el mantenimiento impulsan la búsqueda de enfoques para optimizar los recursos mientras mitigan los niveles de riesgo. En este contexto resulta clara la necesidad de avanzar en la gestión de activos dentro del transporte de hidrocarburos, lo cual es posible evidenciar en la certificación ISO 55001 del año 2024 por el Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL), que es la primera compañía del segmento en Latinoamérica en alcanzar dicho reconocimiento (Naranjo et al., 2022; ODL, 2024a).

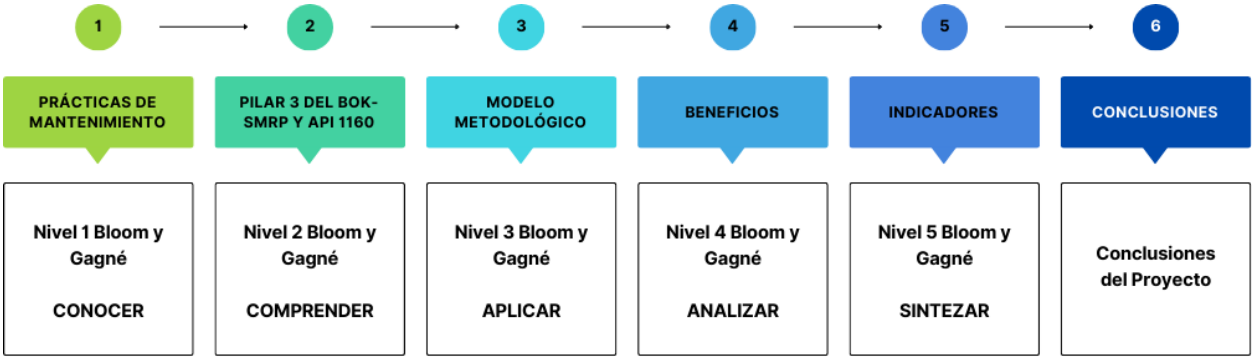
La metodología propuesta articula las exigencias de integridad descritas en API RP 1160 con un enfoque costo-efectivo, en línea con el Pilar 3 del BOK del SMRP. Esto responde a la necesidad alinear las decisiones técnicas de infraestructura con los objetivos de rentabilidad corporativa, para superar la visión limitada de los activos de manera individual (Delvasto y Echeverría y Asociados y Consejeros en Gas y Energía LTDA, 2021).

Objetivos

La definición de los objetivos sigue la estructura de jerarquía de Benjamin Bloom y el modelo de Garret-Briggs y Gagné[1], desde la fase básica de conocimiento hasta la fase de síntesis mediante un proceso secuencial. El uso de esta metodología para la creación de los objetivos permite al lector una comprensión clara de los conceptos, la articulación de estos conceptos y genera una coherencia que facilita la compresión de las conclusiones y beneficios esperados. En la Ilustración 2 se presenta el modelo de objetivos.

Ilustración 2

Jerarquía taxonómica de los objetivos



Nota. Secuencia lógica, niveles y relación de objetivos del proyecto. Fuente: Elaboración propia basado en la estructura de jerarquía de Benjamin Bloom y el modelo de Garret-Briggs y Gagné.

Se incluye adicionalmente un objetivo seis (6) que si bien no se encuentra en la escala de Bloom y en el modelo de Garret-Briggs y Gagné, es relevante para indicar los principales resultados obtenidos a partir del desarrollo del proyecto.

[1]Benjamín Bloom, Robert Gagné, psicólogos norteamericanos destacados por sus publicaciones en el área de aprendizaje.

Objetivo General

Desarrollar una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos en Colombia, mediante la integración de referentes normativos internacionales (pilar 3 del BOK SMRP, API RP 1160 3ra edición), para proporcionar una guía estructurada que facilite la toma de decisiones, apoyada en indicadores de desempeño.

Objetivos Específicos

Se presentan de forma secuencial con el propósito de facilitar la comprensión de la dimensión y el alcance del proyecto.

UNO – Prácticas de Mantenimiento. Identificar las prácticas más relevantes de mantenimiento planificado con implementación en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos y su alineación con el pilar 3 del BOK del SMRP. **Nivel 1 – Conocimiento Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

DOS - Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160. Describir el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición, así como su aplicación para el desarrollo de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos. **Nivel 2 - Comprensión de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

TRES – Metodología. Construir una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, alineado con el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición. **Nivel 3 - Aplicación de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

CUATRO – Beneficios. Analizar los beneficios esperados de la implementación futura de la metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, basado en el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición. **Nivel 4 - Análisis de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

CINCO – Indicadores. Proponer un tablero conceptual de indicadores clave de desempeño (KPI) para el mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, de acuerdo con la UNE EN 15341:2020 y el SMRP Best Practices 6ta edición, como base para su futura aplicación **Nivel 5 - Sintetizar - Escala de Bloom & Gagné.**

SEIS – Conclusiones. Presentar los principales resultados obtenidos de orden técnico, sectorial, académico e industrial.

Marco teórico

El desarrollo del trabajo de profundización tiene como fundamento teórico la revisión bibliográfica que se desarrolla de las diferentes fuentes de consultas de las áreas de conocimiento asociadas. Adicionalmente, considera los conocimientos de las asignaturas del programa de Maestría en Gestión de Activos y Mantenimiento que se describen en la siguiente ilustración.

Ilustración 3

Asignaturas de la Maestría Gestión de Activos y Mantenimiento



Nota. La ilustración muestra algunos de los conceptos claves de aporte de las asignaturas de la maestría de Gestión de Activos y Mantenimiento al desarrollo del trabajo de profundización. Fuente: Elaboración propia basado en el programa académico de la maestría de Gestión de Activos y Mantenimiento de la Universidad del Valle.

La infraestructura mundial de ductos evoluciona de manera progresiva, desde sus primeras aplicaciones hasta los desarrollos modernos en materiales y sistemas de control. Los primeros registros de transporte de fluidos por tuberías corresponden al uso de conductos de madera, que posteriormente se reemplazan por tuberías de plomo y, hacia la década de 1920, por tuberías de acero, lo que permite operar a presiones más altas y consolida su uso en sistemas de transmisión de hidrocarburos (Biezma et al., 2020).

En Estados Unidos operan más de 480.000 km de ductos en la recolección y transporte de gas natural, junto con aproximadamente 3,5 millones de kilómetros de redes de distribución que abastecen a usuarios residenciales, industriales y comerciales. El gas natural se moviliza prácticamente en su totalidad a través de gasoductos, mientras que más del 90 % del petróleo crudo y de los productos refinados también depende de los ductos en alguna fase de su transporte (Gaurina-Međimurec et al., 2025).

A nivel mundial, la infraestructura estratégica para el transporte de hidrocarburos está conformada por grandes sistemas de oleoductos como el Trans-Alaska, Keystone y Bakú-Tiflis-Ceyhan (BTC), además de gasoductos de relevancia internacional como el Nord Stream y el Yamal-Europa, los cuales desempeñan un papel clave en el suministro energético entre países y regiones (Gaurina-Međimurec et al., 2025).

Las compañías de transporte por ductos requieren garantizar su sostenibilidad económica, lo que impulsa la conformación de extensas redes interconectadas a nivel nacional e internacional. Este sistema ofrece claras ventajas frente a alternativas como el ferrocarril o el transporte por carretera, al ser más rentable, confiable, seguro, eficiente en el uso del territorio y ambientalmente más favorable en recorridos extensos. Sin embargo, debido a la elevada inversión que demandan estas infraestructuras y al riesgo que supone su deterioro en términos de seguridad y medio ambiente, resulta indispensable implementar prácticas sólidas de diseño, seguimiento y gestión de la integridad de los ductos (Kishawy & Gabbar, 2010).

El concepto de integridad de tuberías abarca la prevención, inspección y reparación de fallas, así como el conjunto de prácticas, productos y servicios orientados a optimizar la vida útil de los activos. Como gran parte de la economía depende de redes de ductos confiables, su gestión adquiere una relevancia creciente, desde la selección de materiales y diseño estructural hasta la aplicación de tecnologías avanzadas para construcción, modelado, monitoreo y reparación. Este enfoque debe iniciar desde la fase de planificación del proyecto, lo que permite incorporar medidas de mitigación de riesgos y asegurar un desempeño eficiente a largo plazo (Kishawy & Gabbar, 2010).

En este contexto, la corrosión constituye uno de los principales desafíos para la integridad de los ductos. Los costos por pérdidas son de alrededor de 2,2 billones de dólares anuales a nivel mundial, lo que equivale aproximadamente al 3 % del PIB. De este total, cerca de un billón corresponde al sector petrolero, gasífero y petroquímico, que concentra alrededor del 45%. Además, más del 70 % de los yacimientos de petróleo y gas en desarrollo presentan condiciones altamente corrosivas, lo que anticipa un incremento en estos costos, dado que la operación y el mantenimiento en tales entornos resultan significativamente más exigentes y costosos (Ossai et al., 2015).

Causas de Fallas en las Tuberías

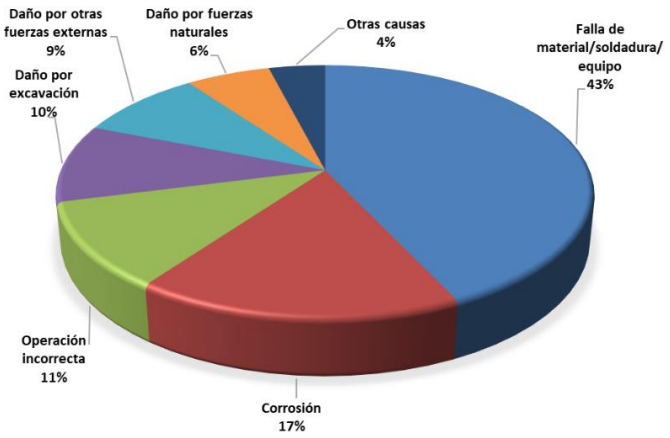
La literatura técnica y las entidades regulatorias presentan diferentes clasificaciones para agrupar las causas de falla en tuberías. Un enfoque simplificado, identifica cuatro categorías principales: daño por terceros, corrosión, errores de diseño y construcción y, condiciones de operación incorrectas; siendo los daños por corrosión y los daños por terceros los que más incrementan la probabilidad de falla en sistemas de transporte de petróleo y gas (Biezma et al., 2020).

La Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) de Estados Unidos propone una clasificación más amplia, con ocho categorías que permiten un análisis detallado

de los incidentes: corrosión, daño por excavación, daños por fuerza natural (inundaciones, terremotos, rayos, entre otros), otros daños por fuerza externa (accidentes de vehículos, vandalismo, sabotaje, terrorismo o eventos que se derivan de otro accidente cercano), falla de material/soldadura, falla de equipo, operación incorrecta y todas las demás causas (Biezma et al., 2020).

Ilustración 4

Distribución de incidentes de tuberías de petróleo y gas de PHMSA por causa en el período 2009-2018.



Nota. La ilustración muestra las causas de los incidentes en tuberías de transporte de hidrocarburos reportados entre 2009 a 2018 en la base de datos PHMSA, se identifica que la falla en materiales/soldaduras/equipos y la corrosión representan el mayor porcentaje de causas. Fuente: elaboración propia, con base en Most fatal oil & gas pipeline accidents through history: A lessons learned approach (Biezma et al., 2020) .

El European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) maneja una clasificación intermedia, con cinco categorías: corrosión, interferencia externa, defecto de construcción/falla de material, movimiento del terreno, otras y desconocidas (Popescu & Gabor, 2021).

En conjunto, estas clasificaciones muestran que, aunque difieren en el nivel de detalle, existe consenso en señalar a la corrosión y a la interferencia externa/daños por terceros como las principales amenazas a la integridad de los ductos. La diversidad en los sistemas de categorización refleja la necesidad de adaptar los criterios de análisis a los diferentes contextos regulatorios, operativos y geográficos.

Antecedentes de la Investigación o del Proyecto

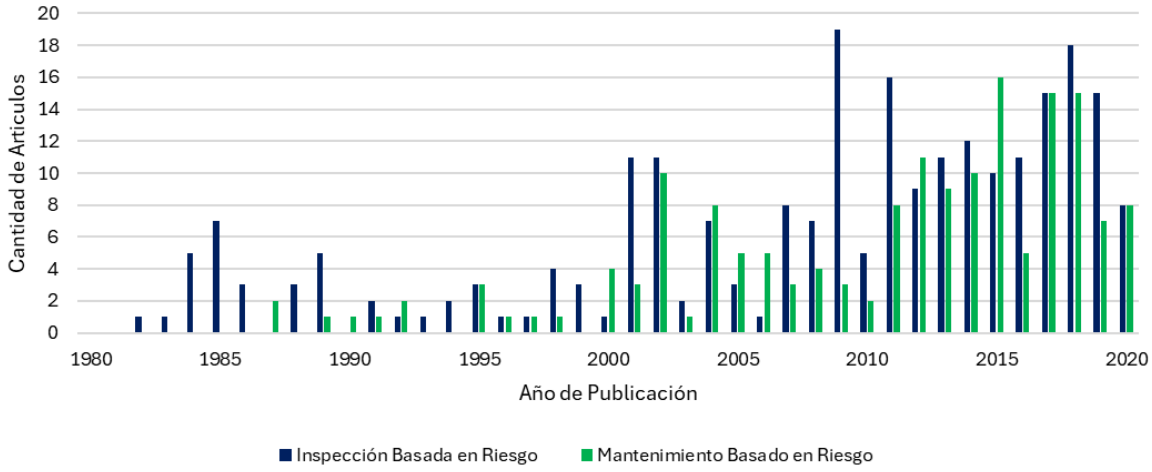
El transporte de crudo a través de tuberías metálicas se considera razonablemente seguro; no obstante, los accidentes que se derivan de eventos de fallas continúan presentándose. Estos incidentes tienen la potencialidad de generar impactos en personas, ambientales, sociales y económicos significativos, por lo que la gestión de este tipo de activos requiere el desarrollo de estrategias que permitan asegurar su operación segura (Biezma et al., 2020).

La gestión de tuberías de transporte de crudo evoluciona en dos líneas paralelas: las estrategias de inspección y las de mantenimiento. Tradicionalmente, la industria de hidrocarburos enfoca los esfuerzos en el conocimiento de la condición de las tuberías mediante inspecciones y pruebas, mientras que el mantenimiento en el caso específico de las tuberías busca principalmente a la corrección de defectos. Esta separación de enfoques puede explicar la limitada existencia de literatura que aborde de forma integral las políticas de inspección y mantenimiento de tuberías de transporte de crudo como una sola unidad (Iqbal et al., 2017).

El desarrollo de metodologías basadas en riesgo busca optimizar recursos al tiempo que fortalece la confiabilidad. A partir del año 2000, la producción académica tiene un notable incremento en publicaciones con relación a las metodologías con el enfoque basado en riesgo. De forma paulatina hay un tránsito de políticas de mantenimiento correctivo de la década de 1940, hacia enfoques de mantenimiento preventivo a mediados del siglo XX y a mantenimiento predictivo con monitoreo de condición en 1970 y 1980, hacia estrategias de inspección y mantenimiento basado en riesgo, con implementación más reciente y que se encuentra en expansión en la industria de hidrocarburos (Iqbal et al., 2017; F. Khan et al., 2021).

Ilustración 5

Publicaciones inspección basada en riesgo y mantenimiento basado en riesgo de oleoductos y gasoductos.



Nota. La ilustración muestra el número de publicaciones relacionadas con inspección basadas en riesgo y mantenimiento basado en riesgo de tuberías con un incremento significativo en publicaciones a partir del año 2000. Fuente: elaboración propia con base en Risk-based pipeline integrity management: A road map for the resilient pipelines (F. Khan et al., 2021).

En Colombia las empresas de transporte de hidrocarburos a través de tuberías emplean diferentes metodologías para aumentar la disponibilidad, mejorar el desempeño operacional y reducir los costos de mantenimiento. Metodologías como el mantenimiento basado en condición, mantenimiento predictivo y mantenimiento basado en criticidad, en combinación con otras para identificar problemas potenciales, apoyar la toma de decisiones, la planificación del mantenimiento y asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable para mantener la integridad de los activos (Delvasto y Echeverría y Asociados y Consejeros en Gas y Energía LTDA, 2021; Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2014).

Los avances en gestión de integridad y mantenimiento basado en riesgo son significativos, sin embargo, se evidencia la ausencia de una metodología que integre de manera estructurada las acciones de inspección y mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos. Esta condición dificulta la toma de

decisiones eficiente y oportuna, la estandarización de prácticas y la generación de planes de mantenimiento soportados en indicadores de desempeño y en criterios de riesgo.

Estado del arte

La gestión de integridad y mantenimiento de tuberías metálicas de transporte de crudo evoluciona en respuesta a la necesidad de garantizar la operación segura y confiable de estos activos, para minimizar los fallos que pueden generar impactos en las personas, el medio ambiente y la continuidad operativa. A lo largo de las últimas décadas, la investigación muestra una evolución en las medidas empleadas para garantizar la confiabilidad de los sistemas de transporte por ductos, desde enfoques correctivos y preventivos tradicionales hacia metodologías más avanzadas de inspección, monitoreo y mantenimiento basado en riesgo (Iqbal et al., 2017).

Esta transición refleja la necesidad de contar con metodologías estructuradas que permitan integrar los procesos de inspección y mantenimiento en una visión única de gestión de activos, en alineación con estándares internacionales como API RP 1160 (3ra edición) y el Body of Knowledge (BOK) del SMRP.

La integridad de activos es la capacidad de un activo físico para cumplir de manera segura y confiable la función para la cual fue diseñado, durante todo su ciclo de vida, sin poner en riesgo a las personas, el medio ambiente ni la operación. El propósito de la gestión de integridad de tuberías es la ejecución, documentación y comunicación efectiva del trabajo técnico a lo largo del ciclo de vida del ducto, para mejorar la seguridad en la operación de estos. La gestión de integridad de tuberías de transporte de crudo es un pilar esencial para las organizaciones por los riesgos de su operación y la necesidad de cumplir con las normativas legales vigentes (API RP 1160, 2019; Wiston, 2015).

La función del mantenimiento es sostener la funcionalidad y el buen estado de los equipos a través del tiempo. Por tanto, el mantenimiento es una combinación de acciones para

sustituir, reparar, mantener o modificar los componentes de una instalación para que continue en operación con la máxima disponibilidad cuando lo requiera el usuario, durante el tiempo solicitado para operar (Kelly & Harris, 1998; Mora Gutiérrez, 2009).

La gestión de integridad en tuberías y el mantenimiento presentan una evolución progresiva desde enfoques reactivos hacia metodologías avanzadas basadas en riesgo y soportadas en tecnologías digitales. En la década de 1940 predomina el mantenimiento correctivo, donde las intervenciones se realizan únicamente después de la ocurrencia de fallas, este tipo de mantenimiento se encuentra vinculado a la primera revolución industrial. Posteriormente, surge el mantenimiento preventivo, que busca anticipar fallas mediante intervenciones periódicas basadas en calendarios o tiempos de operación (Ženíšek et al., 2019).

El avance tecnológico de las décadas 1970 y 1980 consolida el mantenimiento predictivo que utiliza el monitoreo de condición para determinar el momento de intervención. En la década de 1980, los primeros estándares internacionales, como API 570 (1984), introducen lineamientos para la inspección y el mantenimiento de tuberías. En la década de 1990, los programas de Integrity Management Systems (IMS) toman relevancia en Norteamérica, con el respaldo de la norma NACE RP0502 (2000) sobre metodologías de evaluación directa y con el establecimiento de los Pipeline Integrity Management Programs (PIMPs) en cumplimiento de la Pipeline Safety Improvement Act (2001–2002) en Estados Unidos (F. Khan et al., 2021).

El American Petroleum Institute (API, por sus siglas en inglés) publica en 2004 la primera edición de la API RP 1160, mientras que Canadá incorpora en la norma CSA Z662 (2005) requisitos formales para la gestión de integridad en gasoductos y oleoductos. A partir de la década de 2010, la aplicación de metodologías de inspección y mantenimiento basado en riesgo (RBI/RBIM) se expande globalmente, con la promesa de optimizar recursos y priorizar intervenciones de acuerdo con la criticidad de los activos (F. Khan et al., 2021).

Más recientemente, entre 2016 y la actualidad, la gestión de integridad se beneficia del uso de tecnologías avanzadas como inspecciones en línea (ILI) de alta resolución, monitoreo satelital, sistemas de información geográfica (SIG), sensores en tiempo real y, en la última década, herramientas asociadas a la Industria 4.0, tales como big data, machine learning y artificial neural networks, que consolidan un enfoque proactivo e inteligente que aportan a la confiabilidad y sostenibilidad de las tuberías (H. Ma et al., 2023; Q. Ma et al., 2025).

Para el caso de Colombia, la gestión de integridad de tuberías de transporte de crudo no es ajena a la evolución a nivel mundial y se desarrolla de acuerdo con las necesidades, sin embargo, las experiencias muestran que la adopción es más lenta por las particularidades sociales del país. Algunas de las condiciones de mayor reto en Colombia corresponden a la gestión de seguridad debido al conflicto armado, para lo cual el Gobierno Nacional toma medidas que incluyen la incorporación de regulaciones para el transporte de hidrocarburos en el país (Castiblanco et al., 2023).

La administración de tuberías de transporte de crudo en Colombia inicia en 1926 con la construcción del primer oleoducto en Barrancabermeja y evoluciona en 1986 con el proyecto de construcción de un oleoducto entre Boyacá y Sucre. Para la década de los 2000 se identifica la aplicación de sistemas de gestión de integridad con componentes georreferenciados e inspecciones inteligentes (ILI), de gran uso en las décadas siguientes y en la actualidad, por ejemplo, solo en el año 2021 Cenit reporta la inspección mediante ILI en 2362km de sus tuberías y el desarrollo de una plataforma digital para la gestión de integridad con enforque en la amenaza de corrosión (Castiblanco et al., 2023; CENIT, 2021).

Ilustración 6

Evolución de la Gestión de Integridad de Tuberías



Nota. La ilustración muestra el cambio de metodologías de gestión de integridad y mantenimiento de tuberías desde lo correctivo hacia lo proactivo con la incorporación de estándares internacionales y aplicación de tecnologías avanzadas. Fuente: Elaboración propia basado en (F. Khan et al., 2021; H. Ma et al., 2023; Q. Ma et al., 2025; Ženíšek et al., 2019).

La tabla 1 muestra el resumen de los documentos de mayor relevancia para consulta respecto a la temática objetivo de este proyecto.

Tabla 1

Normativa, estándares y códigos de referencia

Tipo	Nombre	Edición / Año	Alcance / Objeto
Internacional	API RP 1160 — Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines	3ª edición	Guía recomendada para el establecimiento y operación de programas de gestión de integridad para oleoductos de líquidos peligrosos (integridad del sistema, inspección, monitoreo y gestión del riesgo).
Internacional	API 570 — Piping Inspection Code: In-service Inspection, Repair, Alteration	5ª edición	Código para inspección en servicio, reparación y alteración de tuberías (aplicable a instalaciones y componentes asociados).

Tipo	Nombre	Edición / Año	Alcance / Objeto
Internacional	API RP 571 — Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment	3ª edición	Describe los mecanismos de daño (corrosión, erosión, fatiga, hidrógeno, etc.) relevantes para equipos y tuberías — importante para programas de integridad.
Internacional	API 580 - Risk Based Inspection	4ª edición	Elementos de un programa de inspección basado en riesgos, proporciona orientación para desarrollar e implementar un programa de inspección basado en riesgos (RBI).
Internacional	API RP 581 - Risk Based Inspection Technology	4ª edición	Esta práctica recomendada, que detalla los procedimientos cuantitativos para la Inspección Basada en Riesgos (RBI), es crucial para mejorar la integridad de los activos y optimizar los programas de inspección de equipos de presión en la industria.
Internacional	ASME B31.4 — Pipeline Transportation Systems for Liquids (crudo y productos)	Edición 2022	Código / requisitos para diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de oleoductos de líquidos y sistemas asociados.
Internacional	ISO 13623 — Pipeline transportation systems (petroleum & natural gas industries)	ISO 13623:2017	Especifica requisitos y recomendaciones para diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de sistemas de transporte por tubería (onshore/offshore).
Internacional	ISO 55001 — Asset management — Management systems — Requirements	ISO 55001:2024	Requisitos para implementar un sistema de gestión de activos (útil como marco para la gestión de integridad/activos a nivel corporativo).
Internacional	SMRP — SMRP Guide / Body of Knowledge (BOK)	Año 2020	Marco de buenas prácticas en mantenimiento y confiabilidad (priorización, planificación, gestión de repuestos, KPIs, RCM, etc.) aplicable en la gestión de mantenimiento de oleoductos.

Tipo	Nombre	Edición / Año	Alcance / Objeto
Nacional Colombia	NTC 5901:2012	Año 2012	Establece los requisitos para la gestión de la integridad de los sistemas de tuberías utilizados para el transporte de líquidos peligrosos.
Nacional Colombia	Resolución MME 72146 de 2014	Año 2014	Define los principios de apertura, transparencia e igualdad de oportunidades para el transporte de combustibles líquidos y GLP, así como el diseño y la difusión de procesos de negociación.
Nacional Colombia	Resolución MME 72145 de 2014	Año 2014	Obliga a los transportadores a implementar y mantener actualizado el Boletín de Transporte por Oleoducto (BTO) para publicar información pública y esencial del sistema.
Nacional Colombia	Resolución MME 72216 de 2014	Año 2014	Por la cual se modifica la Resolución número 72 146 del 7 de mayo de 2014, mediante la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos.
Nacional Colombia	Resolución MME 31123 de 2019	Año 2019	Por la cual se modifica la Resolución número 71 246 de 2014, adopta medidas en relación con la fijación de la tarifa por el transporte de crudo por oleoductos y se dictan otras disposiciones.
Nacional Colombia	Resolución MME 40745 de 2023	Año 2023	Por la cual se reglamenta el transporte por Oleoducto Multifásico y se dictan otras disposiciones.

Nota. La tabla presenta el listado de los códigos, estándares y normativas de referencia tanto a nivel internacional y Colombia relacionados con la gestión de integridad y mantenimiento de tuberías de transporte de hidrocarburos. Se incluye un resumen del objeto de cada uno de los documentos. Fuente: Elaboración propia a partir de diferentes normas nacionales e internacionales.

La normativa descrita en la Tabla 1 es de relevancia para la gestión de integridad y mantenimiento de tuberías de transporte de hidrocarburos, sin embargo, existe una separación entre las publicaciones para gestión de integridad con enfoque en inspecciones, pruebas y

análisis de condición, respecto a la normativa específica para gestión de mantenimiento de oleoductos (Iqbal et al., 2017).

El proyecto cobra relevancia al permitir generar el vínculo entre las metodologías y normativas vigentes, para brindar al personal de integridad y mantenimiento de tuberías de transporte de hidrocarburos herramientas para la generación de acciones de mantenimiento planificado integrales para garantizar la operación segura.

Marco Metodológico

El presente proyecto tiene un enfoque cualitativo–analítico, con base en la investigación documental, el análisis comparativo de referentes normativos y la aplicación de marcos conceptuales reconocidos en gestión de mantenimiento. La metodología se estructura de forma secuencial y coherente con el objetivo general y los objetivos específicos, en alineación con los niveles de la taxonomía de Bloom y Robert Gagné para garantizar un proceso gradual de aprendizaje y análisis (Bloom, 1956; Gagné, 1985).

Tipo de Estudio y Análisis a Desarrollar

El proyecto adopta un estudio descriptivo de tipo documental, con el propósito de construir una metodología que fortalece la gestión de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos en Colombia. El enfoque busca conectar el conocimiento académico con las necesidades operativas de la industria, mediante la integración de referentes normativos internacionales y mejores prácticas en gestión de activos.

El proyecto tiene como base la revisión de literatura técnica, normativa nacional e internacional y considera como principales referentes el pilar 3 del BOK-SMRP, la norma API RP 1160 (3ra edición), la UNE EN 15341:2020 y el SMRP Best Practices (6ta edición). El análisis es de carácter descriptivo, comparativo y constructivo, el cual permite identificar prácticas de mantenimiento relevantes, comprender los marcos normativos, construir un modelo metodológico, analizar los beneficios de su futura implementación y proponer un tablero conceptual de indicadores clave de desempeño (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Fases o Etapas del Proyecto

Con el propósito de dar cumplimiento al objetivo general y a los objetivos específicos del proyecto, se plantean una serie de fases o etapas secuenciales que estructuran el proceso

metodológico. Cada fase integra actividades puntuales y genera resultados concretos que aportan de manera progresiva al desarrollo de una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos. Estas fases buscan garantizar coherencia, solidez técnica y alineación con estándares internacionales, de modo que el proyecto avance de forma ordenada desde la recopilación de información hasta la propuesta final de indicadores de desempeño.

Tabla 2

Fases del proyecto

Fase	Actividades Principales	Resultados Esperados
1. Revisión y recopilación de información	Recopilar y analizar las prácticas más relevantes de mantenimiento planificado aplicadas en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, para evaluar su alineación con el pilar 3 del BOK del SMRP.	Línea base de prácticas relevantes de mantenimiento planificado.
2. Análisis normativo y conceptual	Describir y estudiar el pilar 3 del BOK-SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 (3ra edición), para establecer su aplicabilidad en el desarrollo de acciones de mantenimiento planificado.	Marco normativo y conceptual aplicable al proyecto.
3. Construcción del modelo metodológico	Desarrollar una hoja de ruta para acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas destinadas al transporte de hidrocarburos, de manera que integre el Pilar 3 del Body of Knowledge (BOK) del SMRP, enfocado en la confiabilidad de los equipos, con las directrices establecidas en la práctica recomendada API RP 1160, para la gestión de la integridad de sistemas de transporte por tubería, para garantizar así un marco metodológico sólido, sistemático y coherente con los estándares internacionales.	Propuesta de metodología estructurada.

Fase	Actividades Principales	Resultados Esperados
4. Evaluación de beneficios esperados	Analizar los beneficios técnicos, operativos, económicos y regulatorios que se esperan de la implementación de la metodología en la gestión de integridad de tuberías. Realizar un análisis cualitativo de impacto en confiabilidad, costos y riesgos.	Documento de beneficios proyectados por la aplicación del modelo.
5. Propuesta de indicadores de desempeño (KPI)	Revisar la norma UNE EN 15341:2020 y las SMRP Best Practices (6ª edición) para seleccionar y definir indicadores clave de desempeño (KPI) y a partir de ello diseñar un tablero conceptual de indicadores que permita visualizar, analizar y facilitar la toma de decisiones orientadas a la mejora continua.	Tablero conceptual de KPI para mantenimiento planificado.

Nota. La tabla presenta las fases del proyecto, que se desarrollan de manera progresiva y complementaria, de modo que cada resultado esperado se convierte en el insumo de la etapa siguiente. Fuente: Elaboración propia.

Desarrollo

Objetivo 1: Prácticas de Mantenimiento. Identificar las prácticas más relevantes de mantenimiento planificado con implementación en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos y su alineación con el pilar 3 del BOK del SMRP. **Nivel 1 – Conocimiento Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

Mantenimiento: Definición y Proceso

El mantenimiento se ocupa de mantener un activo en buenas condiciones de funcionamiento para que pueda ser utilizado a su máxima capacidad productiva. La función de mantenimiento es incrementar la confiabilidad de los sistemas de producción a través de actividades planeación, organización, control y ejecución de métodos de conservación de los equipos (Gulati & Smith, 2009; Mora Gutiérrez, 2009).

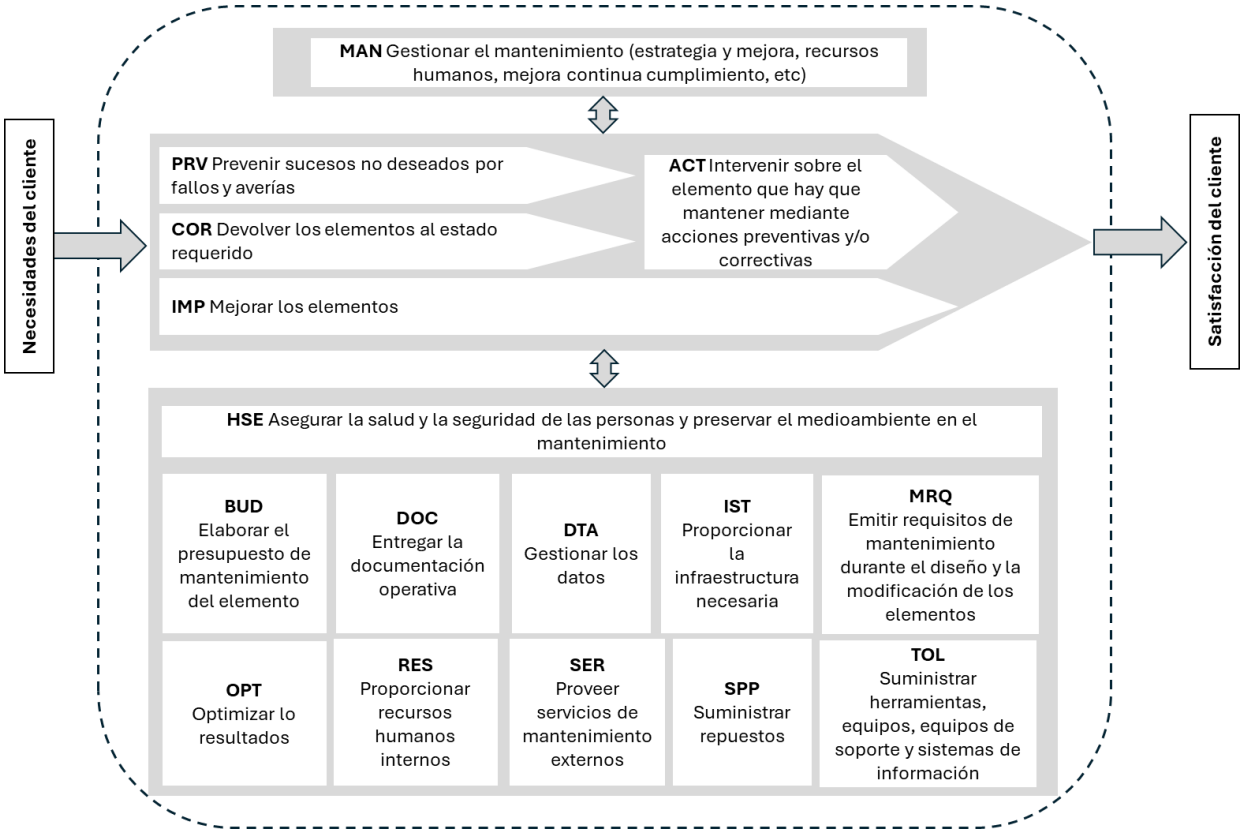
Los requisitos para el mantenimiento surgen de los requisitos del negocio, por lo tanto, la gestión del proceso de mantenimiento se centra en soluciones de gestión de los activos físicos, las políticas, estrategias y planes de gestión de activos que reflejan los objetivos de negocio y de la organización. La UNE EN 17007 describe el proceso de mantenimiento con el propósito de identificar las acciones necesarias para cumplir los objetivos que define la organización en relación con el mantenimiento y delegar las responsabilidades que garanticen la realización de las acciones con los niveles de desempeño requeridos (UNE EN 16646, 2015; UNE EN 17007, 2018).

El proceso de mantenimiento tiene tres procesos que lo integran, que interactúan entre ellos y que tienen en cuenta las necesidades del cliente para buscar satisfacer dichas necesidades. La Ilustración 7 presenta el nivel 1 de los tres procesos que describe la UNE EN 17007: el proceso de gestión que incluye la definición de los objetivos y la política para alcanzarlos; el proceso de realización que contribuye directamente al logro de los resultados y garantizan el cumplimiento de las necesidades del cliente y, el proceso de soporte que

proporciona los recursos necesarios para el funcionamiento de los otros procesos (UNE EN 17007, 2018).

Ilustración 7

Procesos de mantenimiento



Nota. La ilustración muestra los procesos de mantenimiento. El proceso de gestión: MAN; el proceso de realización: PRV COR, IMP y ACT; el proceso de soporte: HSE, BUD, DOC, DTA, IST, MRQ, OPT, RES, SER, SPP y TOL. Fuente: (UNE EN 17007, 2018).

Las acciones preventivas parten del conocimiento de las fallas y su causa raíz para planear en el tiempo cuando debe hacerse la reposición o reconstrucción del elemento, antes de que entre en modo de falla. Estas actividades tienen como base la definición del parámetro de medición para determinar el momento del cambio físico o de la reconstrucción y concluye con la posterior programación e intervención. El mantenimiento preventivo es basado en el tiempo que conduce al mantenimiento preventivo sistemático o basado en la condición de

desgaste que permite maximizar la vida útil del elemento y aporta en la reducción de costos de mantenimiento (Mora Gutiérrez, 2009).

Para el caso específico de la tarea de mantenimiento predictivo el resultado es la información, por tanto, el uso adecuado del mantenimiento predictivo puede identificar los factores que limitan el funcionamiento de una planta. Algunas de las actividades de mantenimiento predictivo son monitoreo de vibraciones, termografía, monitoreo de parámetros de proceso, inspección visual y técnicas de ensayos no destructivos, sin embargo, la identificación por sí sola no genera mejoras, en este sentido la acción posterior a la toma y análisis de los datos es la que permite resolver las desviaciones y los problemas (Higgings & Keith, 2002).

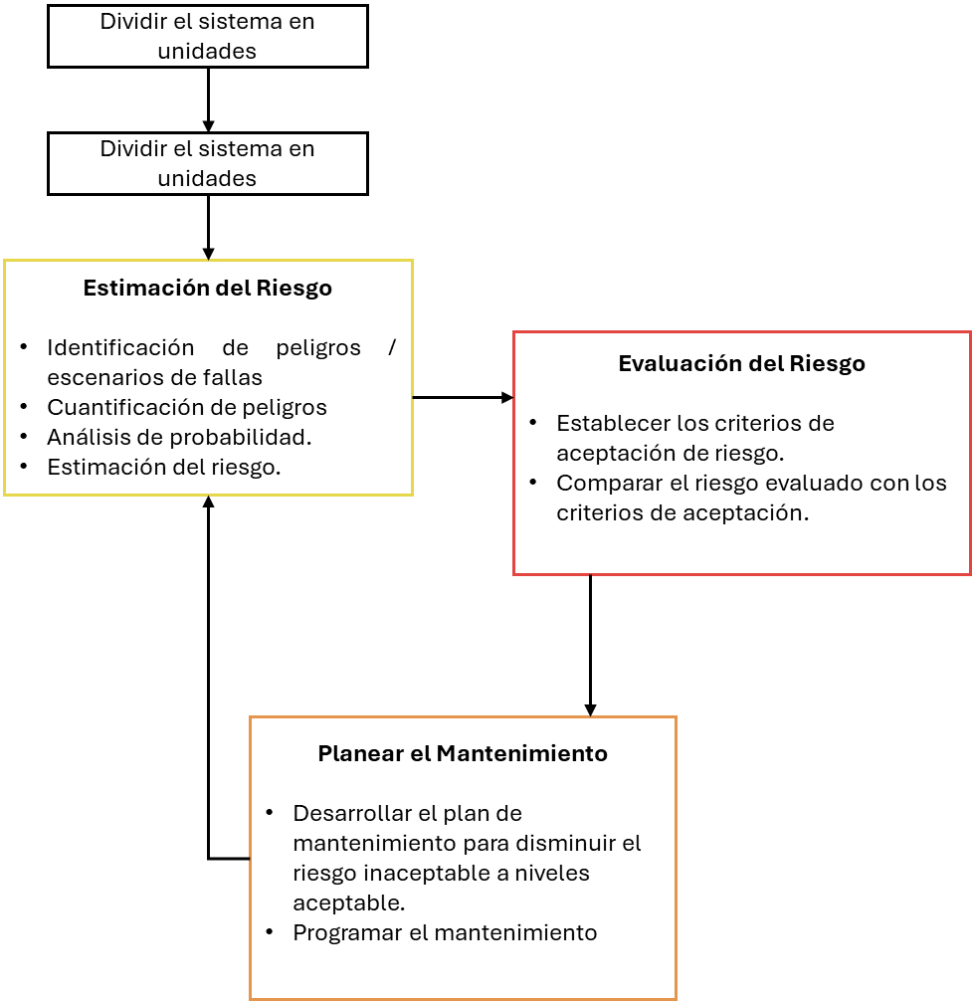
El mantenimiento proactivo busca la detección y corrección de las causas que generan desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria, es decir, es una metodología que emplea acciones de tipo predictivo y preventivo para detectar, analizar y erradicar o controlar las causas de las fallas de las maquinas. La longevidad de los componentes depende de que los parámetros de causas de fallas estén dentro de los límites aceptables, esto es posible mediante la aplicación de un programa proactivo que incluye una práctica de detección y corrección de las desviaciones (Mora Gutiérrez, 2009).

En el desarrollo de los planes de mantenimiento, uno de los enfoques es el uso de políticas basadas en riesgos para definir el plan y las tareas de mantenimiento. Este enfoque busca asegurar el cumplimiento de los objetivos a nivel de seguridad y medio ambiente, así como asegurar la gestión de los activos con un equilibrio entre el costo, el riesgo residual y el desempeño del activo. La metodología de mantenimiento basado en riesgo (RBM por sus siglas en inglés) tiene tres partes importantes, la primera consiste en la identificación y estimación del riesgo, la segunda en evaluar el riesgo y la tercera en planear el mantenimiento considerando los factores del riesgo (F. I. Khan & Haddara, 2003).

La descripción general de la metodología de mantenimiento basado en riesgo está en la Ilustración 8 e incluye las actividades previas y las actividades básicas de cada uno de los pasos para la implementación de esta estrategia de mantenimiento (F. I. Khan & Haddara, 2003).

Ilustración 8

Metodología de mantenimiento basado en riesgo (RBM)



Nota. La ilustración muestra cada una de las etapas del desarrollo del mantenimiento basado en riesgo (RBM) y las actividades a desarrollar, además del ciclo que realimenta de forma continua el proceso. Fuente: (F. I. Khan & Haddara, 2003).

Las organizaciones determinan los datos y la información necesaria para soportar la gestión de activos, además de establecer las especificaciones de los datos y la información como los atributos, las unidades de medida, la calidad y la fuente. En mantenimiento y confiabilidad la recolección de datos es fundamental, en ese sentido la ISO 14224 brinda directrices para la recolección de datos a partir de la definición de los límites de los sistemas y la taxonomía (BSI ISO 55001, 2024; ISO 14224, 2016).

La ISO 14224 clasifica los datos requeridos para mantenimiento y confiabilidad en datos de equipos, datos de fallas y datos de mantenimiento. Los datos de equipos incluyen los datos de clasificación, atributos y datos operacionales. Los datos de fallas incluyen fecha de la falla, ubicación de la falla, caracterización, modos de falla, causas, métodos de detección, tiempos de reparación, acciones de reparación, el personal para la reparación, repuestos, entre otros. Los datos de mantenimiento incluyen el tipo de mantenimiento, las fechas de mantenimiento, los recursos para mantenimiento, tiempos para la actividad de mantenimiento, entre otros datos que aporten al proceso general (ISO 14224, 2016; Smith, 2005).

Los análisis y la búsqueda de información requieren que los datos cuenten con el orden y las características suficientes que faciliten los procesos posteriores, por lo tanto, una recomendación es emplear códigos que permitan estandarizar el registro de la información. Algunos datos que pueden codificarse son los registros del equipo, el tipo de falla, la forma de identificación de la falla y las acciones para reparar la falla; además, es posible incluir campos de texto libre para información adicional (Smith, 2005).

Mantenimiento Planificado en Tuberías de Transporte de Crudo.

El mantenimiento para tuberías de transporte de crudo garantiza que los activos puedan operar bajo las condiciones establecidas ya que con el tiempo presentan deterioro y requieren reparaciones. Típicamente el mantenimiento de las tuberías de transporte de crudo incluye una combinación de tareas preventivas y predictivas. Para estos activos las organizaciones tienen

como objetivo reducir las tareas de mantenimiento reactivo ya que las fallas generan impactos significativos a nivel ambiental, financiero, operativo y de imagen; sin embargo, es relevante para las organizaciones contar con la preparación para la atención de fallas (Iqbal et al., 2017).

En el contexto del mantenimiento preventivo para tuberías de transporte de crudo el foco está en la definición de los periodos y tipos de actividades que incluyen tareas basadas en tiempo, tareas predictivas y tareas de monitoreo de condición. En el enfoque propuesto por API en estándares como API 570, la frecuencia de las inspecciones depende del tipo de fluido transportado y la vida residual de la tubería. En el caso específico del mantenimiento basado en condición (CBM por sus siglas en inglés), los resultados de las inspecciones que se desarrollan en intervalos regulares son el punto de partida para definir acciones de mantenimiento futuras (Gulati & Smith, 2009; Iqbal et al., 2017).

En las últimas décadas el enfoque basado en riesgo toma relevancia con el objetivo de optimizar los recursos para la atención de tuberías. El mantenimiento basado en riesgo (RBM) y la inspección basada en riesgo (RBI) inician con la identificación de escenarios de falla, el cálculo de probabilidad y consecuencias de falla para definir periodos de inspección y optimizar el mantenimiento, en general a mayor riesgo mayor va a ser la frecuencia e intensidad de ejecución de actividades. El objetivo es enfocar los esfuerzos en los equipos, partes del equipo y los mecanismos de daño que representen el mayor nivel de riesgo para reducir el riesgo a niveles tolerables (API RP 580, 2023; F. I. Khan & Haddara, 2003).

Para tuberías de transporte de hidrocarburo las tareas de mantenimiento predictivo incluyen la aplicación de técnicas de inspección directas mediante ensayos no destructivos como inspección del recubrimiento, inspección visual, partículas magnéticas, ultrasonido, ondas guiadas, inspección en línea (ILI), entre otros. Las inspecciones indirectas incluyen análisis de suelos, monitoreo de sistemas de protección catódica, análisis fisicoquímicos, análisis de muestras de las limpiezas internas, entre otros. Existen tareas de mantenimiento preventivo en

periodos específicos como limpiezas internas con marranos o renovación barreras de protección como el recubrimiento externo (Electrical Power Research Institute, 2020).

La Tabla 3 presenta las técnicas de inspección y técnicas de mantenimiento más comúnmente empleadas para tuberías de transporte de crudo enterradas.

Tabla 3

Técnicas de inspección y mantenimiento para tuberías enterradas

Categoría	Descripción de la Técnica / Actividad	Objetivo	Referencia Normativa
Inspección	Inspección en Línea (ILI), Magnetic Flux Leakage (MFL), Ultrasonic Testing (UT), EMAT, Caliper	Identificar corrosión interna, corrosión externa, grietas, abolladuras	API 1160, API 1163, API 570, API RP 574
Inspección	Inspección externa (ECDA / DCVG / PCM)	Evaluación de corrosión externa y recubrimientos. Monitorear efectividad de protección catódica.	NACE SP0502, ISO 15589-1
Inspección	Cupones, probetas, análisis de fluidos, sensores en línea	Cuantificar tasas de corrosión interna	NACE SP0775
Inspección	Inspección de protección catódica	Medición de potenciales para identificar efectividad de protección contra corrosión externa	ISO 15589-1, API 1632
Mantenimiento	Gestión de reparaciones planificadas	Corregir defectos detectados por las técnicas de inspección mediante excavaciones dirigidas, reparación con camisas soldadas, refuerzos no metálicos o reemplazo de tramos de tubería	API 570, ASME PCC-2
Mantenimiento	Renovación de recubrimiento	Realizar limpieza y preparación de superficie para aplicación de recubrimiento externo.	NACE SP0169
Mantenimiento	Limpieza mediante marranos (cleaning pigging / pipeline cleaning operations)	Realizar limpiezas internas de las tuberías para reducir / controlar sedimentos	NACE SP0106, ASME B31.4

Nota. La tabla presenta un resumen de las actividades de inspección y mantenimiento que se emplean en tuberías enterradas de transporte de hidrocarburo y los documentos de consulta para la definición de frecuencias, análisis de resultados y definición de acciones de reparación. Fuente: Elaboración propia basada en diferentes normas y documento técnicos.

En Colombia las diferentes empresas de transporte implementan las técnicas descritas. Como ejemplos, CENIT reporta la inspección mediante inspección en línea (ILI) de 6642 km de tuberías anuales en promedio entre los años 2021 y 2024 a través de tecnologías como MFL y ultrasonido, inspecciones a partir de las cuales definen los planes de conservación con énfasis en minimizar fallas y garantizar una operación segura y confiable (CENIT, 2024).

Otro ejemplo es el reporte que realiza Oleoducto de Colombia (ODC) que indica que solo en el primer semestre de 2024 el costo en inspección y reparación de anomalías ILI es de 0.62 millones de dólares, además incorpora reparaciones de tramos de tubería mediante métodos no convencionales como el uso de materiales compuestos (Oleoducto de Colombia ODC, 2024).

Las prácticas de mantenimiento de tuberías en Colombia tienen como objetivo reducir los impactos potenciales, por ejemplo, Ecopetrol S.A. reporta que entre 2011 y 2024 existe disminución en el volumen de crudo que se derrama por incidentes de origen operacional como consecuencia de la implementación de la estrategia de integridad, que incluye: mantener actualizado el inventario de líneas, asegurar la cobertura de valoraciones de criticidad y riesgo, elaborar de planes de inspección y mantenimiento preventivos y su cumplimiento, seguimiento al estado de salud de las líneas de alto impacto. Se resalta el reemplazo de más de 200 Km de líneas durante los años 2022 a 2024 (Ecopetrol S.A., 2025).

Alineación del Mantenimiento Planificado en Tuberías de Transporte de Crudo con el Pilar 3 del BOK del SMRP

El Pilar 3 del BOK del SMRP contempla dos tipos de actividades, la primera considera la evaluación de las capacidades de los equipos y la segunda contempla la selección y aplicación de las prácticas de mantenimiento más apropiadas. La Tabla 4 presenta los siete aspectos del Pilar 3 y la relación con las actividades de mantenimiento planificado de tuberías de transporte de crudo. Además, la Tabla 4 incluye ejemplos de Colombia que muestran una potencial

alineación; sin embargo, en ninguno de los casos de los ejemplos expuestos las organizaciones expresan el uso del BOK del SMRP (SMRP BOK, 2020).

Tabla 4

Aspectos del Pilar 3 del BOK del SMRP y actividades de mantenimiento planificado en tuberías

Aspecto Pilar 3 BOK SMRP	Requerimiento	Alineación Mantenimiento Planificado en Tuberías
Determinar las expectativas de confiabilidad del equipo	Se necesita un plan de gestión de activos para determinar las expectativas de confiabilidad del equipo con base en la estrategia corporativa (SMRP BOK, 2020).	La definición del plan de mantenimiento se realiza con base en la estrategia de la organización. *Ejemplo de aplicación:* Ecopetrol S.A. en su estrategia ambiental cuenta con una línea definida como Gestión proactiva del riesgo donde especifica la articulación de los planes y herramientas operativas de integridad de activos (Ecopetrol S.A., 2024).
Evaluar la confiabilidad del equipo e identificar oportunidades de mejora	Se necesita definir dónde, cómo y cuándo medir la confiabilidad. Posteriormente compararse con las expectativas (SMRP BOK, 2020).	La definición del plan de inspección se realiza con base en las amenazas probables, se implementan las inspecciones y se comparan los resultados con los requerimientos definidos. *Ejemplo de aplicación:* CENIT gestiona las amenazas de las tuberías mediante inspecciones y monitoreos que les permiten definir las necesidades de los activos (CENIT, 2024).
Establecer un plan estratégico para asegurar la confiabilidad del equipo existente	Comprende la identificación de técnicas de análisis apropiadas, el desarrollo de estrategias y tácticas de mantenimiento. Incluye la identificación y mitigación del riesgo (SMRP BOK, 2020).	La definición de los planes de inspección y mantenimiento se desarrolla con base en el nivel de riesgo asociado: probabilidad de falla debido a una amenaza específica y consecuencia relacionada. *Ejemplo de aplicación:* Oleoducto de Colombia indica amenaza de geotecnia debido a fenómenos naturales como el fenómeno de la Niña y considera la gestión del riesgo para definir acciones como identificación de zonas con

Aspecto Pilar 3 BOK SMRP	Requerimiento	Alineación Mantenimiento Planificado en Tuberías
		movimientos de tuberías, monitoreo, evaluación de hallazgos y reducción del nivel de riesgo (Oleoducto de Colombia ODC, 2024).
Establecer un plan estratégico para asegurar la confiabilidad del nuevo equipo	La estrategia de confiabilidad del equipo define los requisitos de desempeño, disponibilidad y mantenibilidad necesarios para cumplir con la misión del negocio (SMRP BOK, 2020).	Durante el proceso de incorporación de las tuberías de transporte se desarrollan análisis como RBI para definir los planes de inspección y mantenimiento. *Ejemplo de aplicación:* En 2024 ODL reporta la construcción de un nuevo segmento del oleoducto entre el CPF Centauros de Ecopetrol – Campo Caño Sur y el kilómetro 30 del Oleoducto de los Llanos Orientales e indica que desarrolla su sistema de gestión de activos conforme a la norma ISO 55001:2014.
Justificar el costo de los planes seleccionados para su implementación	Puede ser necesario desarrollar un análisis costo-beneficio para identificar y cuantificar los beneficios y riesgos esperados de la implementación de un plan de confiabilidad (SMRP BOK, 2020).	Definir los planes de inspección, monitoreos y mantenimiento de tuberías requiere el análisis del impacto del costo de implementación respecto a los beneficios esperados. *Ejemplo de aplicación:* Los oleoductos en Colombia son regulados por el Ministerio de Minas y Energía, que establece que la integridad del tubo es responsabilidad del transportador y que las inversiones, costos y gastos para mantener o mejorar la integridad son recuperadas en la tarifa de transporte (Delvasto y Echeverría y Asociados y Consejeros en Gas y Energía LTDA, 2021).
Implementar los planes seleccionados para asegurar la confiabilidad del equipo	La implementación puede incluir el monitoreo, la medición de desempeño, el análisis de datos, la comunicación de resultados y recomendaciones, la toma de acciones apropiadas para cumplir con los requisitos de confiabilidad	La implementación de las actividades de inspección y mantenimiento para tuberías se realiza de acuerdo con los planes establecidos e incluye el uso de diferentes técnicas, métodos y análisis. *Ejemplo de aplicación:* Para la vigencia 2024 reporta no haber desarrollado

Aspecto Pilar 3 BOK SMRP	Requerimiento	Alineación Mantenimiento Planificado en Tuberías
	establecidos (SMRP BOK, 2020).	inspecciones en línea ILI debido a que su plan es cada cinco años, reporta haber desarrollado inspección del derecho de vía de 260km con el objetivo de evaluar geotecnia, hidrotecnia e interferencias externas (ODL, 2024b).
Revisar la confiabilidad del equipo y ajustar la estrategia de confiabilidad	Todo programa de confiabilidad debe evaluarse en función de los objetivos de confiabilidad establecidos y de las expectativas del proceso (SMRP BOK, 2020).	Los planes de mantenimiento se evalúan con base en la estrategia de la organización y tiene en cuenta los indicadores clave de desempeño (KPI) con el objetivo de evaluar su relevancia y aporte. *Ejemplo de aplicación:* ODL reporta en 2024 la medición de la disponibilidad y confiabilidad de sus sistemas críticos, además de medición del cumplimiento del plan anual de mantenimiento y plan de integridad en líneas (ODL, 2024b).

Nota. La tabla incluye cada uno de los aspectos del Pilar 3 del BOK del SMRP, los requerimientos de cada aspecto, como se alinean las actividades de mantenimiento planificado de tuberías con cada uno de los aspectos y ejemplos de empresas de Colombia con potencial alineación. Fuente: Elaboración propia basada en diferentes referencias descritas en el texto de la tabla.

Objetivo 2 - Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160. Describir el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición, así como su aplicación para el desarrollo de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos. **Nivel 2 - Comprensión de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.**

Origen y Fundamentos del Pilar 3 del BOK-SMRP

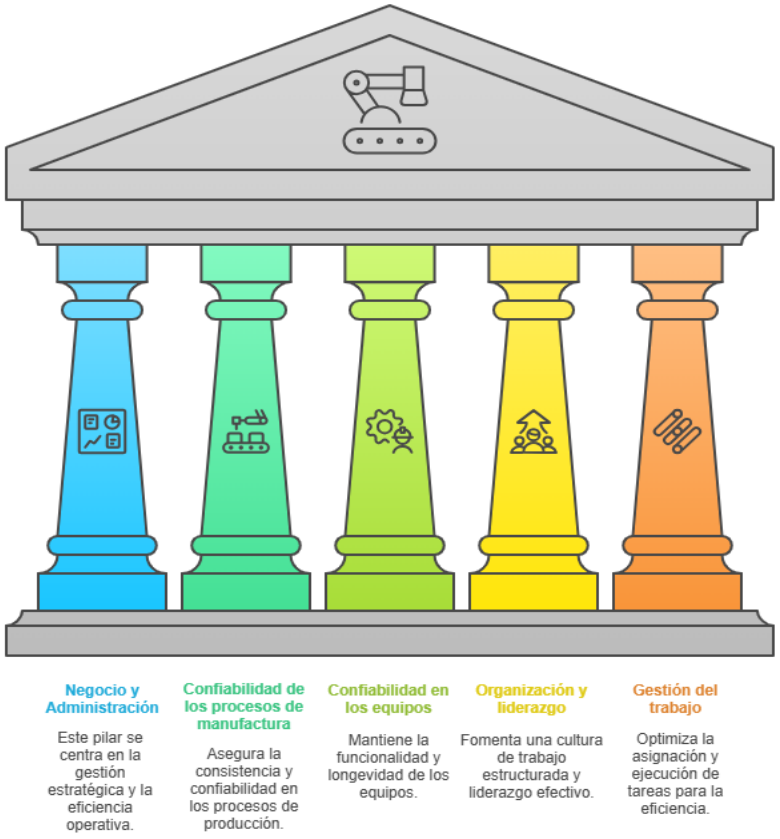
Con el objetivo de fomentar la confiabilidad y el mantenimiento en su sector y frente a la sociedad, en 1992, expertos de dieciocho compañías crean la Sociedad de Profesionales del Mantenimiento y la Confiabilidad (SMRP 27th Annual Conference, 2019).

La primera Conferencia de la Sociedad de Profesionales del Mantenimiento y la Confiabilidad (SMRP) tiene lugar en 1993 en Nashville, donde profesionales del sector participan para fortalecer vínculos, compartir conocimientos y adquirir actualización en las tecnologías y herramientas. Tras varios años de crecimiento, la organización reconoce la necesidad de contar con una certificación que distingue a los especialistas en mantenimiento y confiabilidad, que conduce en 1997 al desarrollo de la Certificación Profesional en Gestión de Mantenimiento y Confiabilidad (CMRP), que evalúa conocimientos y establece parámetros de referencia en mejores prácticas dentro de la industria (SMRP 27th Annual Conference, 2019).

En 1999, la SMRP define la base conceptual de la certificación con el desarrollo de la Guía del Cuerpo de Conocimiento en Mantenimiento y Confiabilidad y tiene como base cinco pilares de conocimiento que constituyen un marco esencial para el ejercicio profesional. La ilustración 9 presenta los cinco pilares del cuerpo de conocimiento (Parra & Crespo, 2021).

Ilustración 9

Pilares del SMRP BOK



Nota. La ilustración muestra los 5 pilares que conforma el Cuerpo del Conocimiento de la SMRP y su alcance, los cuales sustentan las competencias esenciales en la gestión del mantenimiento y la confiabilidad. Fuente: Elaboración propia, con base en Fuzzy multicriteria evaluation and trends of asset management performance: A case study of Spanish buildings (Carnero et al., 2023).

El Pilar 3 del Cuerpo de Conocimiento en Mantenimiento y Confiabilidad enfoca su contenido en establecer los requisitos para determinar las capacidades actuales de los activos y las acciones de mejora con orientación a su confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y criticidad y riesgo. Su propósito principal consiste en garantizar que los equipos y procesos continúen con la entrega del rendimiento previsto de manera segura, confiable y costo-efectiva (Lárez et al., 2014).

El Pilar 3 agrupa dos tipos de actividades fundamentales: por un lado, la evaluación de las capacidades de los activos y de los procesos en términos de confiabilidad, disponibilidad,

mantenibilidad y criticidad; y por otro, la selección y aplicación de prácticas de mantenimiento adecuadas, que permitan a los activos sostener el desempeño esperado a lo largo de su ciclo de vida (Parra, 2017).

La integración de las expectativas del negocio con técnicas de análisis de fallas, planes de mantenimiento y métricas de desempeño garantiza que los equipos operen de manera confiable, eficiente y sostenible. Este enfoque también impulsa el ajuste continuo de las estrategias según los resultados actuales de cada etapa (Lárez et al., 2014; SMRP BOK, 2020).

La ilustración 10 muestra los aspectos clave que conforman el Pilar 3 y resalta las prácticas y enfoques necesarios para gestionar la confiabilidad de los equipos durante todo su ciclo de vida.

Ilustración 10

Aspectos claves del pilar 3-SMRP BOK



Nota. La ilustración muestra los aspectos claves del Pilar 3 del SMRP, enfocados en la gestión integral de la confiabilidad del activo. Fuente: Elaboración propia, adaptada del SMRP Body of Knowledge (SMRP BOK, 2020).

Aplicación del Pilar 3 del BOK-SMRP en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos

Aunque no existen aplicaciones explícitas del Pilar 3 del SMRP-BOK (Equipment Reliability) en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, sí es posible adaptarlo para fortalecer la gestión de integridad a través del mantenimiento planificado. El primer aspecto que incluye definir las expectativas de confiabilidad (3.1), implica establecer objetivos de disponibilidad, vida útil y seguridad de acuerdo con normativas como API RP 1160 y NACE SP0169, así como las consecuencias potenciales de una falla. Esto se logra mediante análisis de criticidad y riesgos por corrosión, fugas o fallas mecánicas (Rodríguez, 2023; SMRP BOK, 2020).

El aspecto 3.2 trata de la evaluación de la confiabilidad y la detección de oportunidades de mejora se fundamentan en el análisis de datos históricos de fallas, inspecciones, acciones correctivas, degradaciones por corrosión y otros eventos adversos, utilizando métodos como inspección interna con herramientas inteligentes (*smart pigs*), ultrasonido, mediciones de espesor, ensayos no destructivos y análisis probabilístico de falla. Estos enfoques permiten cuantificar la confiabilidad actual y, mediante modelos probabilísticos que consideran corrosión y temperatura, predecir la vida útil remanente de las tuberías metálicas bajo condiciones variables (BakerJr, 2008; SMRP BOK, 2020; Kowalczyk et al., 2025).

El tercer y cuarto aspecto, que buscan establecer planes estratégicos de confiabilidad para equipos existentes y nuevos, aplican programas de integridad que incluyen, para tuberías en servicio, mantenimiento basado en condición, monitoreo, protección catódica, recubrimientos e intervenciones puntuales, y, para tuberías nuevas, criterios de confiabilidad en diseño, selección de materiales, calidad de soldaduras, recubrimientos de fábrica, pruebas de aceptación, instalación adecuada y protección catódica, con un análisis del costo del ciclo de vida y los requerimientos de mantenimiento e inspección (API RP 574, 2024; Gulati & Smith, 2009; SMRP BOK, 2020; Toyo, 2024).

El aspecto 3.5 del Pilar 3 del SMRP-BOK trata la medición y justificación del desempeño de los planes de mantenimiento y confiabilidad. Incluye análisis costo-beneficio con costos de materiales, mano de obra, servicios y eficiencia de ejecución, entre otros, para evaluar su impacto financiero y las pérdidas de producción. En la gestión de integridad de tuberías, estos indicadores permiten cuantificar la disponibilidad y confiabilidad de los activos e identificar causas de paradas no programadas (causas de fallas) para optimizar inspecciones y estrategias (El-Reedy, 2016; Kumar et al., 2013; Zerouali et al., 2024).

Los aspectos 3.6 y 3.7 del Pilar 3 del SMRP-BOK tratan la implementación y mejora continua del plan de mantenimiento y confiabilidad. Incluyen la asignación de recursos adecuados, el seguimiento de los resultados y la optimización de la estrategia con base en indicadores de desempeño, con el propósito de mantener la efectividad del plan y asegurar su alineación con los objetivos operativos y de negocio (Huang & Shuai, 2023; SMRP BOK, 2020; F. Khan et al., 2021).

Origen y Fundamentos del API RP 1160

La API RP 1160 propone un proceso para gestionar el riesgo y tomar decisiones en la operación de tuberías de líquidos peligrosos para alcanzar objetivos que incluyen reducir el número y consecuencia de los incidentes de pérdida de contención. La primera edición es en noviembre de 2001 con el propósito de proporcionar una guía para la gestión de la integridad de tuberías y apoyar en el cumplimiento de las regulaciones vigentes. Su emisión inicial considera la publicación, en mayo del mismo año, del Code of Federal Regulations 195.452 Pipeline Integrity Management en los Estados Unidos (API RP 1160, 2019).

El Instituto Americano del Petróleo (API) publica la segunda edición de la práctica en 2013 y la tercera edición en febrero de 2019 y la reafirma en marzo de 2024. Estas actualizaciones incorporan la experiencia reciente de la industria, adoptan un enfoque proactivo e integran referencias de otras publicaciones como el API RP 1175 para detección de fugas en

tuberías, el API RP 1176 para evaluación y gestión de grietas en tuberías, el API 1178 para la gestión e integración de datos de integridad y el API RP 1133 para la gestión de riesgos hidro-técnicos en tuberías terrestres y costeras (API RP 1160, 2019).

Los programas de gestión de integridad de tuberías deben contener la identificación de segmentos, un plan de evaluación de línea base, un análisis que integre la información de la información disponible, los criterios para definir acciones de reparación, un proceso continuo de evaluación para mantener la integridad de la tubería, un proceso de identificación de actividades preventivas y de mitigación para proteger las áreas de alta consecuencia, un método para medir la efectividad del programa y un proceso de revisión de resultados (Gabbar & Kishawy, 2011).

El proceso que propone API RP 1160 ayuda a identificar los eventos reales y potenciales mediante el análisis de la probabilidad y gravedad potencial de los incidentes, proporciona las herramientas para definir el rendimiento del sistema e incrementar la eficiencia, permite incorporar la gestión de integridad desde la fase de diseño y construcción y, proporciona flexibilidad para que los operadores puedan personalizar sus programas de acuerdo con sus condiciones particulares (American Petroleum Institute, 2019).

API RP 1160 expone de manera detallada 16 actividades asociadas al ciclo Planear, Hacer, Verificar y Actuar (PHVA) descritas en la Ilustración 11. Este esquema propone un proceso cíclico y sistemático para mantener y fortalecer la integridad de los activos. En la fase de Planear, se identifican amenazas, se determinan áreas de alta consecuencia, se evalúan riesgos y se desarrolla o actualiza el plan de integridad. La identificación de amenazas es con base en las categorías de defectos de construcción, daños por terceros, operaciones incorrectas, corrosión, mecanismos de agrietamiento, fallas de equipos y fuerzas externas (API RP 1160, 2019; Huang & Shuai, 2023).

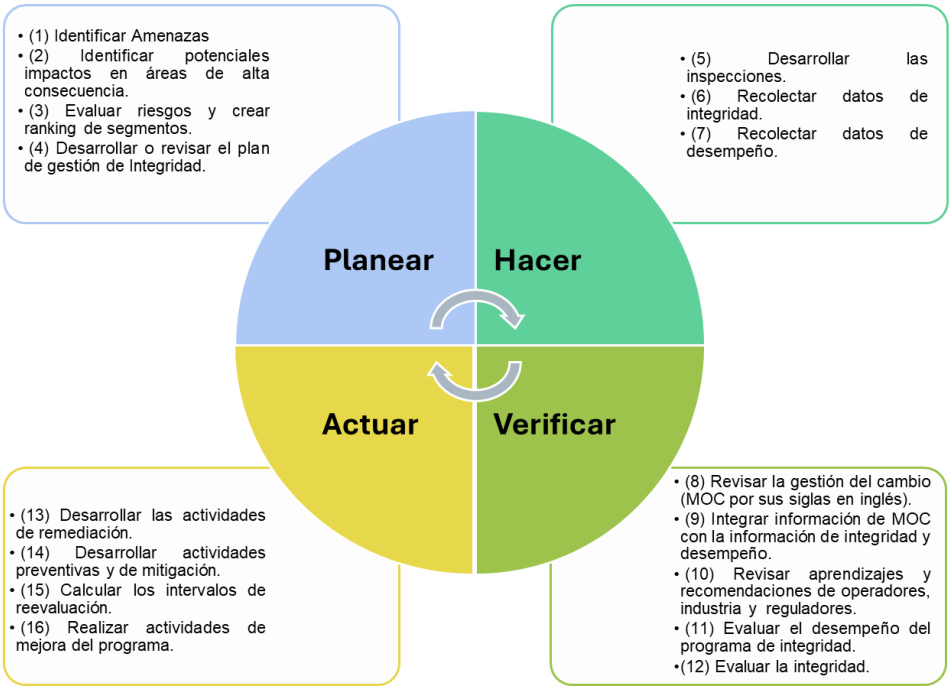
En la etapa de Hacer, se ejecutan las inspecciones y se recolectan datos de integridad y desempeño. Las inspecciones incluyen actividades como inspección visual, partículas

magnéticas, líquidos penetrantes, pruebas de radiografías, inspección por ultrasonido, inspecciones en línea (ILI). Una de las herramientas de inspección de mayor uso es el ILI, que emplea sensores y tecnologías como fuga de flujo magnético (MFL), corrientes de Eddy (ECT) y pruebas de corrientes de Eddy por pulsos (PECT) para identificar indicaciones en las tuberías de pérdidas de espesor, grietas, abolladuras, entre otros (Antaki, 2007; Q. Ma et al., 2025).

La fase de Verificar incluye la revisión de la gestión del cambio (MOC), la integración de información, el análisis de lecciones aprendidas y la evaluación del desempeño e integridad del sistema. Finalmente, la fase de Actuar incluye desarrollar acciones de remediación, prevención y mitigación, estimar los costos de reparación, estimar los recursos para las reparaciones, calcular intervalos de reevaluación y realizar mejoras continuas al programa (API RP 1160, 2019; Kishawy & Gabbar, 2010).

Ilustración 11

Ciclo "Planear – Hacer – Verificar – Actuar" del sistema de gestión de integridad de API RP 1160



Nota. La ilustración muestra las actividades de cada parte del ciclo PHVA propuesto en API RP 1160, este ciclo continuo incluye todas las acciones que permiten asegurar la gestión de integridad para tuberías de transporte de hidrocarburos. Fuente: Elaboración propia, adaptada (API RP 1160, 2019; Huang & Shuai, 2023).

Aplicación del API RP 1160 en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos

API RP 1160 tiene aplicación en la gestión de integridad de tuberías para transporte de líquidos peligrosos. Desde la primera edición en 2001 tiene implementación en Estados Unidos y en otras regiones del mundo. En Latinoamérica la práctica la referencian normativas como la resolución No. 120-E/2017 Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías de Argentina, el decreto 160 de 2020 Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Operaciones de Producción y Refinación, Transporte, Almacenamiento, Distribución de Combustibles Líquidos de Chile y la Norma Oficial Mexicana NOM-009-ASEA-2017 para la Administración de integridad de ductos (American Petroleum Institute, 2022).

Colombia no incluye de forma directa la referencia de uso del API RP 1160 en su legislación actual, sin embargo, existen registros de su aplicación como es el caso de Oleoducto de Colombia ODC que lo incorpora en su proceso de gestión de activos y específicamente en la gestión de integridad mecánica del oleoducto. Adicionalmente, la norma técnica colombiana NTC 5901 para Gestión de Integridad de Sistemas de Tubería para Transporte de Líquidos Peligrosos, incluye una serie de principios, procesos, metodologías que se alinean con API 1160 (ICONTEC, 2012; Oleoducto de Colombia ODC, 2024b).

La aplicación de API RP 1160 en el desarrollo de acciones de mantenimiento es a partir de la implementación de las actividades descritas en la Ilustración 11. Por ejemplo, la actividad cuatro (4) Desarrollar o Revisar el Plan de Gestión de Integridad incluye identificar las técnicas de inspección y tecnologías para evaluar la integridad de la tubería, definir los cronogramas de aplicación de las inspecciones y definir los métodos de reparación para restaurar la condición de la tubería en las zonas con defectos. Para desarrollar los planes la práctica recomienda tipos de monitoreo con base en la susceptibilidad a amenazas dependientes del tiempo e independientes del tiempo (API RP 1160, 2019; Gabbar & Kishawy, 2011).

La actividad trece (13) Desarrollar las Actividades de Remediación describe la forma en que el operador responde a las condiciones de integridad y los métodos de reparación, por lo que divide las condiciones en cuatro tipos, condiciones de respuesta inmediata, condiciones de respuesta a corto plazo, condiciones de respuesta planeada y condiciones para monitorear. Por otro lado, la actividad (15) Calcular los Intervalos de Reevaluación describe la definición de los intervalos de acuerdo con la dependencia del tiempo de la amenaza y considera las tasas de crecimiento de las anomalías (American Petroleum Institute, 2019).

Las actividades descritas en API RP 1160 son una herramienta de soporte para la definición de tareas de mantenimiento ya que aportan en el cumplimiento de los objetivos de las organizaciones en cuanto a seguridad, protección del medio ambiente, balancear el costo y el riesgo residual. De esta forma, es posible aportar para cumplir con los requerimientos de soportar la definición de los planes en hechos, considerar el riesgo, considerar buenas prácticas y cumplir con los requisitos legales (API RP 1160, 2019).

Integración del Pilar 3 del SMRP-BOK y la Práctica Recomendada API RP 1160 en la generación de acciones de mantenimiento planificado para tuberías metálicas enterradas

El Pilar 3 tiene relación con API RP 1160 al orientar el mantenimiento planificado hacia la confiabilidad e integridad de activos. El Pilar 3 orienta el desarrollo de estrategias de mantenimiento fundamentadas en el desempeño del equipo, su criticidad y los riesgos asociados a la falla, mientras que API RP 1160 da directrices técnicas para aplicar dichos principios mediante inspección, monitoreo y control. La integración da origen a actividades de mantenimiento planificado con base en historial de fallas, datos de integridad y priorización de activos críticos, para lograr una gestión con alineación a principios de confiabilidad y seguridad del sistema de transporte (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020; Wahono et al., 2025).

La tabla 5 presenta la integración entre el Pilar 3 del SMRP-BOK y la API RP 1160 y, muestra la relación entre ambos marcos en el desarrollo de acciones de mantenimiento planificado para tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos.

Tabla 5

Integración SMRP-BOK Pilar 3 y API RP 1160 en mantenimiento planificado de tuberías

Etapa/ Aspecto	Pilar 3 del SMRP-BOK	API RP 1160	Integración
Marco conceptual común	Asegura la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y criticidad mediante un enfoque sistemático de análisis, planificación, ejecución y revisión	Define un Sistema de Gestión de Integridad de Tuberías bajo el ciclo PHVA, orientado a la gestión del riesgo y prevención de fallas.	El Pilar 3 aporta el marco estratégico y de desempeño, mientras que API RP 1160 ofrece la estructura operativa y documental para su aplicación en tuberías.
Definición de expectativas y criticidad (Aspecto 3.1 / Fase Planear)	Define expectativas de confiabilidad, seguridad y disponibilidad, con base en un entorno operativo y las metas del negocio.	Incluye la identificación de amenazas, evaluación de riesgos y definición de áreas de alta consecuencia.	Se establecen objetivos de confiabilidad del ducto (por ejemplo, 99.5% de disponibilidad anual) según el riesgo aceptable definido en API 1160.
Evaluación de la condición y detección de oportunidades de mejora (aspecto 3.2 / Fases hacer y verificar)	Recomienda recopilar datos históricos de operación y mantenimiento y la identificación de fallas, así como revisar el desempeño para detectar áreas de mejora.	Requiere la ejecución de inspecciones (ILI, UT), monitoreo de corrosión y análisis estructural de integridad.	Los datos de API RP 1160 alimentan los indicadores de confiabilidad (MTBF, MTTR, MDT) del Pilar 3 y apoyan la toma de decisiones sobre mantenimiento planificado.
Formulación del plan estratégico de confiabilidad (Aspectos 3.3 y 3.4 / Fase Planear)	Define acciones de mantenimiento preventivo, predictivo y basado en condición.	Establece cómo documentar el plan de integridad, a través de la priorización de actividades según riesgo y ciclo de vida.	El plan de mantenimiento se estructura según las amenazas críticas (corrosión, agrietamiento, interferencias), para definir inspecciones, frecuencia y criterios de intervención.

Etapa/ Aspecto	**Pilar 3 del SMRP-BOK**	**API RP 1160**	**Integración**
Medición y justificación del desempeño (Aspecto 3.5 / Fase Verificar)	Propone medir la efectividad mediante indicadores como MTBF, MTTR, MTBM y MDT.	Requiere la evaluación del desempeño, la gestión del cambio (MOC) y el análisis de lecciones aprendidas.	Los indicadores del Pilar 3 actúan como KPIs del Sistema de Gestión de Integridad de Tuberías, mediante la justificación de la efectividad y costo-beneficio del mantenimiento planificado frente al riesgo residual.
Implementación y mejora continua (Aspectos 3.6 y 3.7 / Fase Actuar)	Promueve la asignación de recursos, ejecución de acciones y ajuste de estrategias.	Cierra el ciclo PHVA con acciones de mitigación, reevaluación y optimización del plan.	Los resultados del monitoreo retroalimentan el sistema de confiabilidad, para ajustar las frecuencias, técnicas de inspección o criterios de reemplazo.

Nota. La tabla muestra los puntos de convergencia entre el Pilar 3 del SMRP-BOK y la API RP 1160 en el desarrollo de tácticas de mantenimiento planificado con enfoque en la confiabilidad e integridad de las tuberías metálicas enterradas. Fuente: Elaboración propia basada en el Pilar 3 del SMRP-BOK y la Práctica Recomendada API RP 1160 (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

Objetivo 3 – Metodología. Construir una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, alineado con el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición.

Nivel 3 - Aplicación de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.

El proyecto de grado tiene como propósito desarrollar una metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, con alineación en el Pilar 3 del SMRP BOK y la práctica recomendada API RP 1160 (3ra edición). Este objetivo constituye el eje de aplicación del proyecto, al traducir los fundamentos teóricos y normativos en una guía práctica con orientación a la confiabilidad, mantenibilidad y gestión de riesgos de los sistemas de transporte por ductos (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

El alcance de la metodología abarca la integración de criterios técnicos, de riesgo y de desempeño que permitan priorizar las acciones de mantenimiento, establecer frecuencias óptimas de intervención y garantizar la trazabilidad de las decisiones dentro del ciclo de gestión de integridad (Mora et al., 2016).

La metodología propuesta aplica tanto a tuberías metálicas en operación o nuevas, al integrar la gestión de riesgo y confiabilidad en cualquier fase del ciclo de vida. En sistemas existentes, su aplicación facilita la priorización de acciones preventivas y predictivas a partir de la información histórica de fallas, condiciones de operación y resultados de inspección. En el caso de tuberías nuevas, la metodología puede implementarse desde la etapa de diseño y construcción, con la incorporación de experiencias respecto al mantenimiento, el acceso y los monitoreos que fortalezcan la integridad futura del sistema sin sustituir las metodologías de diseño normativo como ASME B31.4 (API RP 1160, 2019; Mora et al., 2016).

La integración de tuberías nuevas es coherente con la Norma UNE EN 16646:2015, la cual reconoce que el mantenimiento tiene participación en todo el ciclo de vida de los activos.

La norma establece su intervención desde el diseño, para aportar información técnica que permita optimizar la disponibilidad, confiabilidad y costos de ciclo de vida del activo. En este sentido, la metodología contribuye a materializar este principio, al conectar las decisiones de diseño, operación y mantenimiento bajo un enfoque de gestión integral con alineación en el pilar 3 del SMRP BOK y la práctica recomendada API RP 1160 (UNE EN 16646, 2015).

La metodología tiene un enfoque integral basado en criterios de riesgo y confiabilidad que orienta la priorización de intervenciones según la probabilidad y las consecuencias de falla. De este modo, la metodología no se limita a la programación de actividades, sino que establece un proceso analítico y dinámico de planificación, ejecución, verificación y ajuste, coherente con el ciclo PHVA que promueve la API RP 1160 (Wiston, 2015).

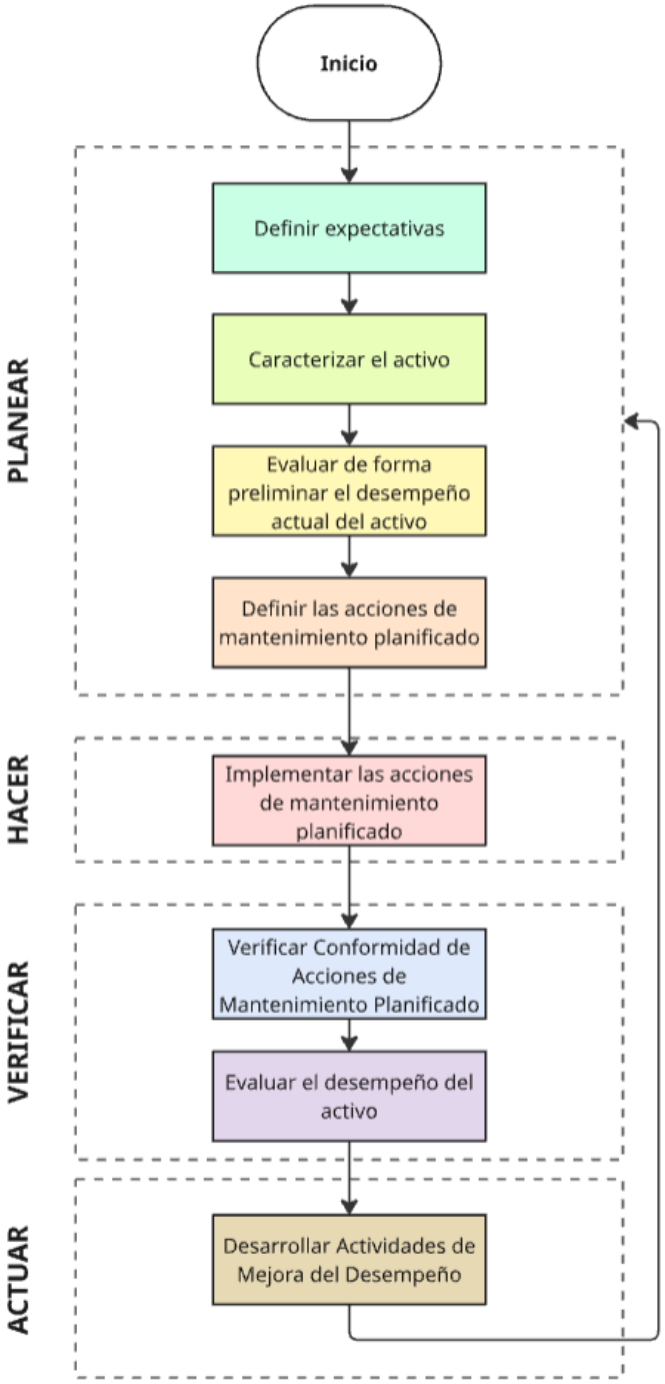
El planteamiento de la metodología es a partir del uso del ciclo Planear-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA), que inicia con Wafter A. Shewhart y que refuerza W. Edwards Deming en la década de 1980 con la intención de contar con un ciclo que permita el aprendizaje y mejora de un producto o proceso. Este procedimiento persigue la mejora mediante la implementación repetida de cuatro (4) pasos y donde los conocimientos de cada fase contribuyen para realizar predicciones que aportan en la planificación (Deming, 1989).

La primera fase del ciclo PHVA es Planear que consiste en establecer los objetivos y los procesos para alcanzar resultados específicos. La fase Hacer consiste en la ejecución de las actividades de la fase de planear. La tercera fase es Verificar que incluye monitorear y evaluar respecto a los objetivos. Finalmente, la fase Actuar consiste en tomar acción para mejorar los resultados y cumplir con las especificaciones (Isniah et al., 2020).

La Ilustración 12 describe de manera general la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos.

Ilustración 12

Diagrama básico de metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.



Nota. La ilustración presenta las cuatro fases básicas de la metodología propuesta con base en el ciclo PHVA y las tareas macro de cada una de las etapas que se describen en detalle en los siguientes apartes del documento. Fuente: Elaboración propia con base en (Mora et al., 2016; Wiston, 2015).

Fase Planear

La fase planear incluye el desarrollo de 4 pasos. El Paso 1 descrito en la Ilustración 14 cuenta con 3 tareas que permiten definir las expectativas. La definición de expectativas del activo se basa en la ISO 55001, que abarca el contexto organizacional, las necesidades de las partes interesadas y la formulación de objetivos medibles coherentes con la política de gestión de activos (BSI ISO 55001, 2024).

La UNE-EN 13306 indica que un activo mantiene su función requerida dentro de límites de desempeño definidos por su confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad (RAM). Según el Pilar 3 del SMRP BOK estas expectativas incluyen niveles de desempeño seguros, confiables y rentables según las condiciones de operación. En conjunto, las expectativas del activo integran el cumplimiento normativo, la función requerida y los objetivos de desempeño que orientan la gestión del ciclo de vida (SMRP BOK, 2020; UNE-EN 13306, 2018).

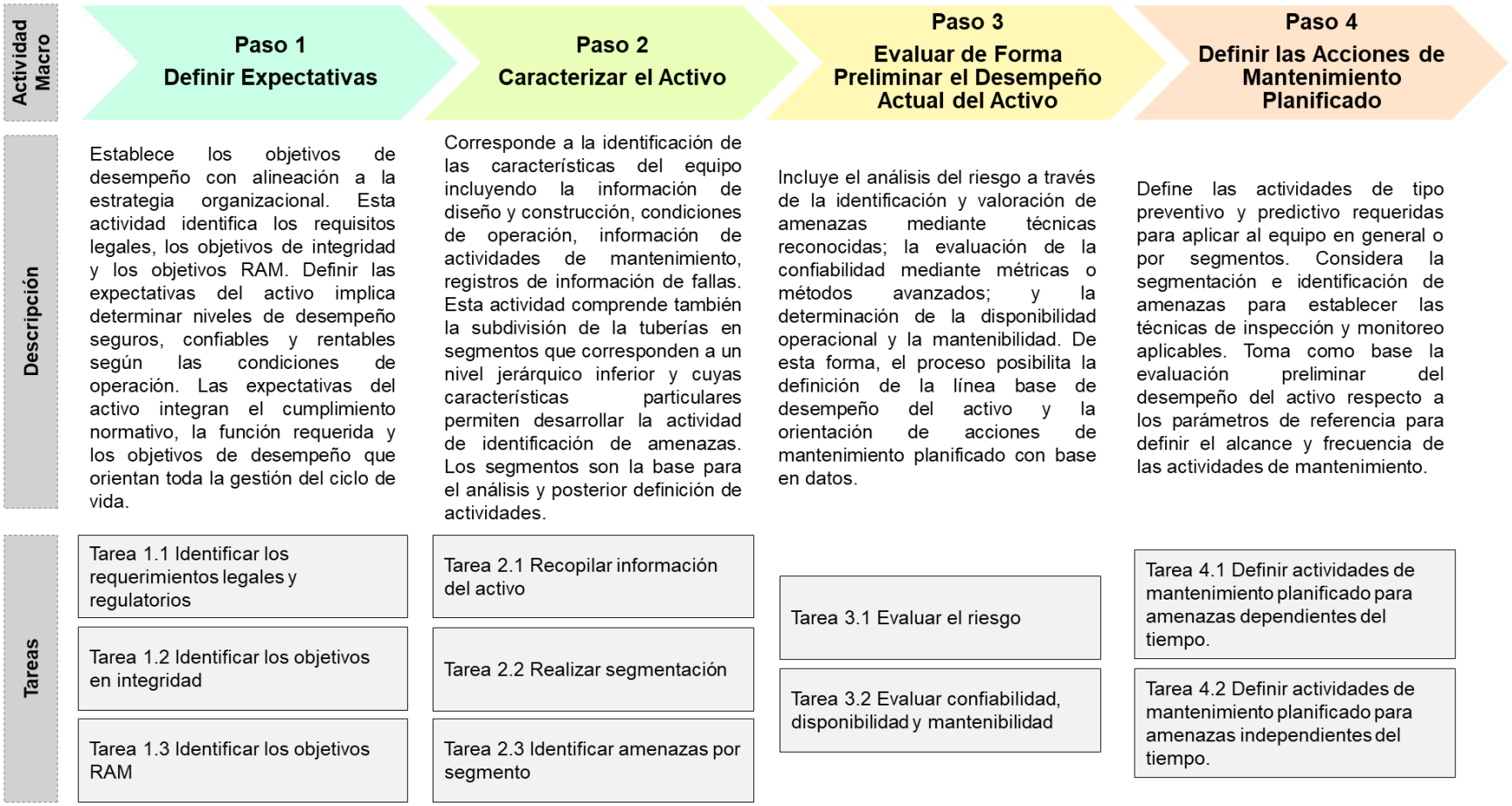
El Paso 2 descrito en la Ilustración 15 cuenta con 3 tareas que permiten caracterizar el activo. Corresponde a la identificación de las características del equipo y sus singularidades. Comprende la subdivisión de las tuberías en un nivel jerárquico inferior, descrito en adelante como segmento, que cuenta con una caracterización particular y es la base para los pasos posteriores, como la identificación de amenazas (API RP 1160, 2019; ISO 14224, 2016).

El Paso 3 descrito en la Ilustración 16 cuenta con 2 tareas que permiten evaluar el desempeño del activo en una forma preliminar a partir de la información disponible. En este paso la evaluación incluye el análisis de riesgo, confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad.

El Paso 4 descrito en la Ilustración 17 cuenta dos tareas. Para desarrollar este paso es relevante definir la palabra falla, cuya definición más general es que un componente o equipo no puede desempeñar su función. Para las tuberías de transporte de hidrocarburo y en el contexto del proyecto la falla es fuga o ruptura de la tubería. Esta definición permite contextualizar la pregunta para la definición de las actividades de mantenimiento planificado, ¿qué puedo hacer para predecir o prevenir cada falla? (Moubray, 1997; Muhlbauer, 2015).

Ilustración 13

Diagrama fase planear metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas



Nota. La ilustración presenta los cuatro pasos de la fase planear y las tareas específicas correspondientes. Las tareas tienen diferentes niveles de implementación de acuerdo con la madurez de cada organización. Fuente: Elaboración propia con base en (BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016; Wiston, 2015).

Paso 1. Definir Expectativas

Ilustración 14

Tareas específicas del paso 1 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 1 Definir Expectativas	Tarea 1.1 Identificar los requerimientos legales y regulatorios	-Hacer un inventario de fuentes normativas nacionales (legislación colombiana, resoluciones, decretos) y sectoriales (regulaciones de hidrocarburos, medio ambiente, seguridad industrial). -Identificar normas internacionales adoptadas en el país o relevantes para el sector y acuerdos contractuales que impongan requisitos adicionales.	ISO 55001 NTC 5901 API RP 1160 ASME B31.4	No Aplica
	Tarea 1.2 Identificar los objetivos en integridad	-Establecer los criterios que determinan la condición de integridad del activo en términos de seguridad operacional, desempeño funcional y extensión de su vida útil. -Establecer objetivos que permitan implementar la estrategia de integridad en el mediano y largo plazo. Se recomienda usar la metodología SMART. -Definir requisitos de inspección y monitoreo necesarios para validar los objetivos (cobertura de inspección, efectividad de inspección, criterios de aceptación). -Definir el nivel de riesgo tolerable para los activos de la organización.	ISO 55001 ISO 55002 API RP 1160 API RP 581	No Aplica
	Tarea 1.3 Identificar los objetivos RAM	Confiabilidad -Definir la confiabilidad del activo mediante la reducción de la frecuencia de fallas, estableciendo metas cuantificables. Disponibilidad -Definir la disponibilidad operativa de los activos dentro de los niveles establecidos por los objetivos de integridad, asegurando la continuidad del servicio y el cumplimiento de las condiciones operacionales y de diseño. Mantenibilidad -Definir tiempos de reparación y de respuesta ante fallas, garantizando la disponibilidad oportuna de recursos humanos, herramientas y repuestos necesarios para la pronta restitución de las condiciones operativas del activo.	SMRP Best Practices UNE EN 60300-3-1 ISO 14224	No Aplica

Nota. La ilustración presenta las tareas específicas correspondientes al Paso 1 de la metodología propuesta, orientadas a establecer los fundamentos normativos, estratégicos y de desempeño que soportan la gestión de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. Fuente: Elaboración propia basada en diferentes normativas nacionales e internacionales.

Paso 2. Caracterizar el Activo

Ilustración 15

Tareas específicas del paso 2 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 2 Caracterizar el Activo	Tarea 2.1 Recopilar información del activo	-Desarrollar la hoja de datos del activo que incluye: -Datos generales de ubicación y límites. -Datos específicos de diseño y construcción. -Datos específicos de variables de operación. -Datos de actividades de mantenimiento. -Datos de fallas.	ISO 14224 API RP 1160	Anexo 1
	Tarea 2.2 Realizar segmentación	-Realizar la subdivisión en niveles inferiores (segmentos). -Caracterizar cada segmento. *Un segmento es una porción de tubería para fines de clasificación del riesgo, con base en similitudes tales como las condiciones de instalación, fabricación o ambientales.* *Considerar para la segmentación usar estrategias como:* *-Enfoque de longitud fija.* *-Enfoque de segmentación manual con base en criterios.* *-Enfoque de segmentación dinámica.*	API RP 1160 ASME B31.8	Anexo 2
	Tarea 2.3 Identificar amenazas por segmento	-Definir las amenazas que aplican de forma general para el equipo y para cada segmento. Considerar la clasificación de amenazas: -Independientes del tiempo. -Dependientes del tiempo. *Evitar la desestimación previa de amenazas. El análisis de riesgo posterior permite identificar las amenazas con bajos niveles de probabilidad.* *Incluir todas las amenazas permite el registro y documentación del análisis.*	API RP 1160 API RP 571 API RP 581	Anexo 3

Nota. La ilustración muestra las tres tareas para el desarrollo del paso 2 de la fase planear. Las tareas descritas se desarrollan de acuerdo con la disponibilidad de información y el nivel de rigurosidad que requiere la organización respecto al activo. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; Muhlbauer, 2015; SMRP BOK, 2020; Wiston, 2015).

Paso 3. Evaluar de Forma Preliminar el Desempeño Actual del Activo

Ilustración 16

Tareas específicas del paso 3 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 3 Evaluar de Forma Preliminar el Desempeño Actual del Activo	Tarea 3.1 Evaluar el riesgo	-Determinar los niveles de riesgo asociados a la integridad de las tuberías considerando probabilidad de falla y consecuencias. *Se recomienda emplear metodologías cualitativas, cuantitativas o semicuantitativas como las descritas en API 580 o en el Apéndice B de la ISO 31010.*	API 580 API 581 ISO 14224 ISO 31000 ISO 31010	Anexo 4
	Tarea 3.2 Evaluar confiabilidad	-Determinar la probabilidad de que la tubería cumpla su función requerida durante un periodo determinado sin fallar, mediante el análisis de tasas de falla, mecanismos de deterioro y registros de inspección.	SMRP Best Practices UNE EN 60300-3-1 ISO 14224	Anexo 5
	Tarea 3.3 Evaluar disponibilidad	-Estimar la capacidad operativa considerando fallas, mantenimientos y tiempos de reparación, dependiendo de la disponibilidad a utilizar y de los requerimientos específicos del cálculo. *La determinación de la disponibilidad más apropiada depende de los datos que se tengan, de las expectativas de la empresa y de los factores que quiera controlar*	SMRP Best Practices UNE EN 60300-3-1 ISO 14224	Anexo 5
	Tarea 3.4 Evaluar mantenibilidad	-Cuantificar la capacidad del activo para ser restaurado a su condición operativa dentro de un tiempo determinado *Analizar la facilidad, rapidez y recursos necesarios para realizar reparaciones o sustituciones en la tubería, incluyendo condiciones de acceso, logística y tiempos de intervención.*	SMRP Best Practices UNE EN 60300-3-1 UNE EN 60300-3-10 ISO 14224	Anexo 5

Nota. La ilustración muestra los atributos de desempeño de las tuberías metálicas enterradas como riesgo, confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad, con el fin de establecer una línea base que permita priorizar acciones de mantenimiento planificado. incluye una descripción y las referencias que sustentan su aplicación. Fuente: Elaboración propia basada en (ISO 14224, 2016; SMRP Best Practices, 2020; UNE-EN 60300-1, 2015).

Paso 4. Definir las Acciones de Mantenimiento Planificado

Ilustración 17

Tareas específicas del paso 4 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 4 Definir las Acciones de Mantenimiento Planificado	Tarea 4.1 Definir actividades de mantenimiento planificado para amenazas dependientes del tiempo.	-Definir las técnicas de inspección por amenaza. -Definir las técnicas de monitoreo por amenaza. *Para las técnicas de inspección y monitoreo considerar cobertura y efectividad requerida de acuerdo con la amenaza, información histórica y desempeño actual del activo.* -Definir las actividades de mantenimiento preventivo. *Considerar actividades de mantenimiento preventivo como limpieza mecánica interna, renovación de recubrimiento, aplicación de tratamiento químico, entre otros.* -Definir frecuencias: -Basado en tiempo. -Basado en riesgo. -Basado en intervalos máximos de inspección, monitoreos y mantenimientos.	API 580 API 581 API RP 1160	Anexo 6
	Tarea 4.2 Definir actividades de mantenimiento planificado para amenazas independientes del tiempo.	-Definir las técnicas de inspección por amenaza. -Definir las técnicas de monitoreo por amenaza. *Para el caso de las amenazas independientes del tiempo el evento de falla es aleatorio, es decir, no predecible.* -Definir de frecuencias: -Basado en riesgo. -Basado en intervalos máximos definidos por la organización y/o normatividad.	API 580 API 581 API RP 1160	Anexo 6

Nota. La ilustración muestra los tipos de actividades de mantenimiento planificado propuestas de acuerdo con la clasificación de amenazas. Se incluyen los enfoques para la definición de las frecuencias y los aspectos para definición de técnicas de inspección y monitoreo. Fuente: Elaboración propia basada en (API 581, 2025; API RP 1160, 2019; Moubray, 1997).

Fase Hacer

El hacer corresponde a la ejecución de las acciones de mantenimiento planificado, definidas en la fase anterior. En este punto, la metodología busca materializar las tareas diseñadas, mediante la realización de las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo que aseguren la continuidad operativa del sistema de transporte por ductos. Este proceso es coherente con el enfoque de gestión de integridad que plantean API RP 1160 y el Pilar 3 del SMRP BOK, que establecen la necesidad de ejecutar las acciones de mantenimiento conforme a la criticidad del activo, las condiciones de operación y los requerimientos de desempeño (API RP 1160, 2019; SMRP BOK, 2020).

En esta fase el objetivo es que las intervenciones sean oportunas, seguras y con orientación a prevenir fallas, siguiendo los lineamientos de gestión integral del mantenimiento establecidos por la UNE EN 16646 y la ISO 55001, que promueven la integración del mantenimiento dentro del ciclo de vida del activo (BSI ISO 55001, 2024; UNE EN 16646, 2015).

La fase hacer que está representada por el Paso 5 (Implementar las acciones de mantenimiento planificado) corresponde a la ejecución de técnicas de inspección y monitoreo, el desarrollo de actividades preventivas y el registro sistemático de la información técnica que respalda la trazabilidad y la verificación posterior del desempeño del activo (API RP 1160, 2019; ISO 14224, 2016; Zhu et al., 2019).

La gestión de la información, que deriva de la ejecución de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo, debe realizarse con criterios de trazabilidad, integridad y disponibilidad de los datos. La información de campo (tipo de actividad, ubicación, recursos utilizados, tiempos de ejecución, datos de inspección y monitoreo, condiciones operativas) se documentan y almacenan en un sistema de gestión de activos que permita su integración con las bases históricas de desempeño. Esta información aporta a la retroalimentación del mantenimiento, al análisis de confiabilidad, a la evaluación de la efectividad de las acciones y al mejoramiento en la toma de decisiones sobre los activos (API 570, 2024; BS ISO 55013, 2024).

Paso 5. Implementar las Acciones de Mantenimiento Planificado

Ilustración 18

Tareas específicas de la fase Hacer (paso 5) de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

Paso 5
Implementar las Acciones de Mantenimiento Planificado

Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Tarea 5.1 Ejecutar las técnicas de inspección y monitoreo	-Ejecutar las técnicas de inspección de acuerdo con frecuencia. -Ejecutar las técnicas de monitoreo de acuerdo con frecuencia. *Para la ejecución considerar la cobertura y efectividad de cada actividad de acuerdo con la definición del Paso 4.*	API 570 API RP 574 API RP 1160 API 1163 API 1632 NACE SP0502 NACE SP0775 ISO 15589-1	No Aplica
Tarea 5.2 Ejecutar las actividades de mantenimiento preventivo	-Ejecutar las actividades de mantenimiento preventivo como limpieza mecánica interna, renovación de recubrimiento, mantenimiento Sistemas de Protección Catódica (SPC), entre otras.	NACE SP0169 API RP 574 API 1632 ISO 15589-1	No Aplica
Tarea 5.3 Registro de datos de ejecución de actividades	-Realizar el registro de datos de cada actividad. Considerar como mínimo: -Tipo de actividad. -Registrar el segmento y ubicación (coordenadas) de la actividad. -Recursos empleados para la actividad (horas hombre, repuestos, etc). -Tiempo de parada en caso de aplicar. *Considerar los requisitos de calidad que defina la organización.* *Considerar los datos mínimos que defina la organización.* *Considerar los datos mínimos para el análisis de desempeño del activo.*	ISO 14224 ISO 55001 BS ISO 55013 API RP 1160 API 570 API RP 574	No Aplica

Nota. La ilustración muestra las tareas de ejecución de actividades de mantenimiento planificado propuestas de acuerdo con la clasificación de amenazas. Se incluye el requerimiento de registro de información de acuerdo con los criterios de calidad y datos mínimos que requiere la organización y para el desarrollo de análisis de desempeño. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; ISO 14224, 2016; Muhlbauer, 2015).

Fase Verificar

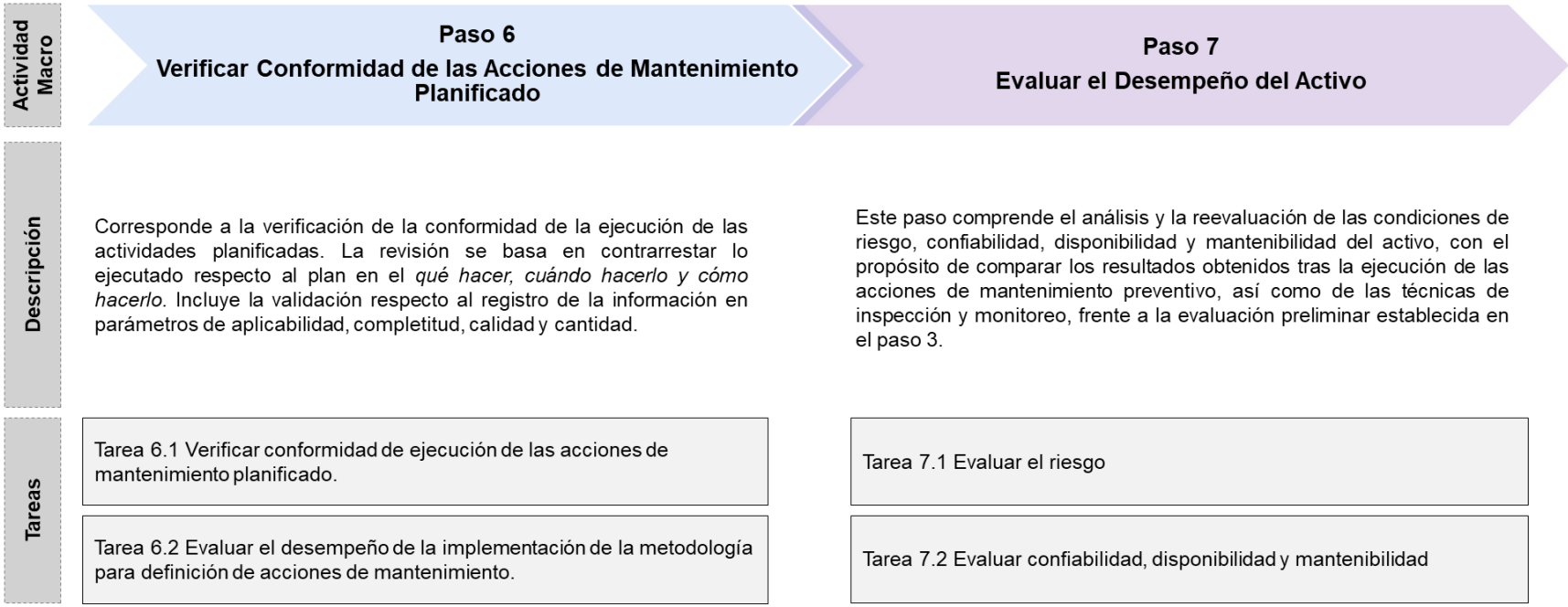
La fase verificar incluye el desarrollo de 2 pasos que consideran una serie de tareas específicas descritas en la Ilustración 19. Esta fase parte de la ejecución de las acciones de mantenimiento del Paso 5 para realizar la medición, análisis y evaluación respecto de las expectativas descritas en el Paso 1, para definir las brechas y el plan de mejora tanto para las acciones de mantenimiento como para el desempeño del activo. De esta forma garantizar la evaluación del desempeño de los activos, el desempeño del plan y su contribución al logro de los objetivos organizacionales. (BSI ISO 55001, 2024).

El Paso 6 corresponde a la verificación de la conformidad en la ejecución de las acciones de mantenimiento del Paso 5 respecto a la definición de las actividades del Paso 4. En esta tarea el objetivo es validar la conformidad, es decir que el qué hacer, cómo hacerlo y cuándo hacerlo esté de acuerdo con los requisitos, estándares, códigos o procedimientos definidos por la empresa. Esta verificación permite establecer las brechas, desarrollar los análisis para identificar las causas de las desviaciones y definir el plan de acción para asegurar la mejora continua (Mora et al., 2016).

El Paso 7 corresponde a la reevaluación del desempeño del activo posterior a la implementación de las acciones de mantenimiento del Paso 5. En este paso la evaluación consiste en determinar el nivel de riesgo, confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad del activo en función de los objetivos de confiabilidad establecidos y las expectativas del proceso. A partir de la evaluación es relevante identificar las brechas y oportunidades para cada activo, para posteriormente definir el plan de acción a implementar (UNE-EN 60300-1, 2015).

Ilustración 19

Diagrama fase verificar metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.



Nota. La ilustración muestra los pasos de la fase de verificación de actividades de mantenimiento planificado. Incluye dos pasos correspondientes a la evaluación de la conformidad en la ejecución de las actividades de mantenimiento planificado e identificación de desviaciones. Incluye un paso de evaluación del desempeño del activo posterior a la implementación de las acciones de mantenimiento planificado y la evaluación de las desviaciones. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016).

Paso 6. Verificar Conformidad de Acciones de Mantenimiento Planificado

Ilustración 20

Tareas específicas del paso 6 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 6 Verificar Conformidad de Acciones de Mantenimiento Planificado	Tarea 6.1 Verificar conformidad de ejecución de las acciones de mantenimiento planificado.	-Verificar ejecución del alcance en cuanto a técnicas de inspección y monitoreo en el *qué hacer, cuándo hacerlo y cómo hacerlo*. -Verificar ejecución del alcance en cuanto a acciones de mantenimiento preventivo en el *qué hacer, cuándo hacerlo y cómo hacerlo*. -Verificar el registro de información de la ejecución de las actividades considerando aplicabilidad, completitud, calidad y cantidad definidas por la organización.	API RP 1160 BS ISO 55013	Anexo 7
	Tarea 6.2 Evaluar el desempeño de la implementación de la metodología para definición de acciones de mantenimiento.	-Realizar evaluación del desempeño de la implementación de la metodología respecto a las expectativas. *Para la evaluación del desempeño considerar responder la siguiente pregunta:* *¿Se cumplieron todos los objetivos de las acciones de mantenimiento planificado?* -Comparar los valores obtenidos con las metas establecidas en la fase planear del mantenimiento.	API RP 1160 ISO 55001 ISO 55002	Anexo 8

Nota. La ilustración muestra las dos (2) tareas del paso 6. Estas tareas permiten verificar que el plan definido en el Paso 4 haya sido ejecutado de forma satisfactoria en el Paso 6. Permite además evaluar las desviaciones que se presenten y genera la información de entrada para la Fase Actuar en relación con la mejora del desempeño de las acciones de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016; SMRP Best Practices, 2020; SMRP BOK, 2020).

Paso 7. Evaluar el Desempeño del Activo

Ilustración 21

Tareas específicas del paso 7 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

	Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Paso 7 Evaluar el Desempeño del Activo	Tarea 7.1 Evaluar el riesgo	-Evaluar y analizar nuevamente los niveles de riesgo asociados a la integridad del activo con base en los resultados obtenidos tras la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo, inspección y monitoreo. -Comparar el riesgo actual con el establecido en la evaluación preliminar (Paso 3). -Identificar variaciones y determinar si las acciones implementadas redujeron la probabilidad o las consecuencias de falla o se mantuvieron dentro de lo permitido o definido por la organización.	API 580 API 581 ISO 31000 ISO 31010	Anexo 4
	Tarea 7.2 Evaluar confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad	-Realizar la evaluación del desempeño del activo con los indicadores de confiabilidad (R), disponibilidad (A) y mantenibilidad (M). -Comparar los valores obtenidos con las metas establecidas en la fase planear del mantenimiento. -Analizar los resultados frente a la información histórica para identificar tendencias o variaciones significativas. *Para la evaluación del desempeño considerar responder la siguiente pregunta:* *¿Se mejoró el desempeño del activo mediante las acciones de mantenimiento planificado?.*	SMRP Best Practices UNE EN 60300-3-1 ISO 14224	Anexo 5

Nota. La ilustración muestra las dos (2) tareas del paso 7. Este paso permite comparar los resultados obtenidos con la evaluación preliminar y genera la información de entrada para la Fase Actuar en relación con la mejora del desempeño del activo. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016; SMRP Best Practices, 2020; SMRP BOK, 2020).

Fase Actuar

Esta fase comprende el desarrollo de las actividades orientadas a la mejora del desempeño del mantenimiento y de los activos, a partir de los resultados obtenidos en la etapa de verificación. Incluye acciones derivadas de la identificación de desviaciones respecto a los objetivos de desempeño y conformidad definidos previamente. Para ello, es recomendable realizar análisis detallados que permitan identificar la causa raíz de las desviaciones, con metodologías reconocidas como análisis de causa raíz, que faciliten comprender las condiciones que propiciaron los hallazgos y definir acciones más efectivas para su mejora (API RP 1160, 2019; BS EN 62740, 2015).

Una vez determinadas las causas, se procede a la definición del plan de acción correspondiente, estableciendo actividades específicas de mejora. Este plan debe estar orientado a cerrar las brechas identificadas y optimizar tanto las prácticas de mantenimiento como el desempeño funcional del activo. Las salidas de la evaluación del desempeño son las entradas para este proceso, para garantizar la trazabilidad y la mejora continua dentro del sistema de gestión de activos (Huang & Shuai, 2023; Mora et al., 2016; Wiston, 2015).

Finalmente, las tareas incluyen la ejecución de las actividades de mejora y la documentación de todas las recomendaciones y cambios implementados, de manera que puedan incorporarse en el siguiente ciclo de gestión. Este enfoque asegura que los aprendizajes derivados del análisis de desempeño contribuyan al fortalecimiento del proceso y al cumplimiento de las expectativas operacionales y objetivos de gestión establecidos por la organización (BSI ISO 55001, 2024; BS ISO 55013, 2024; Wiston, 2015).

Paso 8. Desarrollar Actividades de Mejora del Desempeño

Ilustración 22

Tareas específicas del paso 8 de la metodología propuesta para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas.

Paso 8
Desarrollar Actividades de Mejora del Desempeño

Tarea	Descripción	Referencia	Anexo
Tarea 8.1 Desarrollar el plan de mejora del desempeño de las acciones de mantenimiento.	-Realizar análisis para identificar las causas de las desviaciones. -Definir el plan de acción para corregir las causas de las desviaciones. -Ejecutar las actividades de mejora. *Las salidas de la evaluación del desempeño deben usarse como entradas en el proceso de mejora.* *Todas las recomendaciones de cambios y mejoras deben documentarse y deben implementarse en el siguiente ciclo.*	API RP 1160 ISO 55001 ISO 55002 SMRP Best Practices SMRP BOK BS EN 62740:2015	Anexo 9
Tarea 8.2 Desarrollar el plan de mejora del desempeño del activo.	-Realizar análisis para identificar las causas de las desviaciones. -Definir actividades de mejora orientadas para corregir las causas de las desviaciones -Ejecutar las actividades de mejora definidas.		

Nota. La ilustración muestra las dos (2) tareas del paso 8. Este paso permite identificar las causas de las desviaciones y definir acciones de mejora para optimizar el desempeño del activo. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016; SMRP Best Practices, 2020; SMRP BOK, 2020).

Objetivo 4 – Beneficios. Analizar los beneficios esperados de la implementación futura de la metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, basado en el pilar 3 del BOK del SMRP y la práctica recomendada API RP 1160 3ra edición. Nivel 4 - Análisis de la Escala de Benjamín Bloom y Robert Gagné.

Los beneficios son las salidas de los cambios que se perciben como positivas por la organización. Para la obtención de los beneficios en el contexto del proyecto, la metodología propone usar el ciclo PHVA en la búsqueda de la mejora continua a través del conocimiento mediante la documentación del proceso. En este sentido la mejora continua consiste en cambios planeados, seguidos de la estabilización del sistema y seguidos de más cambios planeados. La mejora continua consta de elementos como el entendimiento y la documentación del proceso, simplificar y mejorar, estandarizar e integrar y monitorear el desempeño (Sapountzis et al., 2008).

Ilustración 23

Beneficios de la implementación de la metodología propuesta.



Nota. La ilustración incluye cinco beneficios generales en relación con el desarrollo de la metodología propuesta. Fuente: elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; Mora et al., 2016; Omoya et al., 2019; SMRP Best Practices, 2020; SMRP BOK, 2020).

La Ilustración 23 muestra el planteamiento de los beneficios potenciales de forma conceptual de acuerdo con los límites del proyecto, es decir, incluye la descripción cualitativa de los parámetros en los que la implementación de la metodología puede tener impactos positivos pero cuya verificación dependerá del grado de implementación y del adecuado proceso de mejora continua.

Beneficios Técnicos

En el ámbito técnico los beneficios incluyen el fortalecimiento de la confiabilidad, es decir, incrementar la probabilidad de que el activo opere el mayor tiempo posible sin fallas o reparaciones a través de la implementación de acciones que apoyan en el control de las amenazas y por tanto en la capacidad para resistir al daño. Como consecuencia existe un aumento en la vida útil del activo lo que garantiza la continuidad operativa (Mora et al., 2016).

La confiabilidad y disponibilidad de las tuberías metálicas enterradas constituyen factores determinantes para garantizar la estabilidad operativa del sistema y mantener un control eficiente de los costos a lo largo del ciclo de vida del activo. A medida que se incrementa la confiabilidad, el costo inicial tiende a elevarse debido a las inversiones requeridas en materiales de mayor calidad, tecnologías avanzadas y acciones de mantenimiento preventivo más robustos. Dicha inversión inicial se ve compensada por una disminución significativa de los costos posteriores a la implementación, al reducirse la frecuencia de fallas, los tiempos de indisponibilidad y las intervenciones correctivas (Omoya et al., 2019).

Beneficios Financieros

La relación entre costo y confiabilidad presenta un punto de equilibrio representado por el mínimo de la curva de costo total, donde se optimiza la inversión inicial frente a los costos de operación y mantenimiento. La confiabilidad óptima, por tanto, no necesariamente coincide con

el valor máximo alcanzable, sino con aquel nivel que ofrece una combinación eficiente entre desempeño, seguridad, mantenibilidad y rentabilidad. En el caso de tuberías enterradas, alcanzar este equilibrio permite maximizar la disponibilidad operativa y la vida útil, al tiempo que se minimizan los gastos asociados a fallas, reparaciones y paradas no programadas, consolidando así una gestión sostenible del ciclo de vida del activo (Omoya et al., 2019).

El transporte de hidrocarburos en tuberías exige altos estándares en la gestión del riesgo y en el cumplimiento de regulaciones, lo que demanda recursos significativos para controlar las amenazas y reducir la probabilidad de fallas. Estas exigencias inciden directamente en el costo total del ciclo de vida del activo. La metodología propuesta optimiza los costos operativos mediante la priorización relativa de los segmentos con base en el riesgo. Dicha priorización apoya la toma de decisiones y la planificación de actividades de mantenimiento para operar en niveles de riesgo tolerables y evitar costos adicionales por implementación de medidas genéricas o sobreestimación del riesgo (Khan & Haddara, 2003).

Beneficios en Cumplimiento Normativo

El cumplimiento normativo representa uno de los beneficios más relevantes de la metodología para la generación de acciones de mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas. Dicha metodología promueve la alineación con marcos regulatorios nacionales e internacionales como API RP 1160, la ISO 55001 y la UNE EN 16646, los cuales establecen lineamientos para la gestión de integridad, el mantenimiento y la administración de activos físicos (API RP 1160, 2019; BSI ISO 55001, 2024; UNE EN 16646, 2015).

Desde su primera fase (revisión y recopilación de información) se garantiza la trazabilidad documental y la alineación con los requisitos regulatorios del Ministerio de Minas y Energía y la NTC 5901, asegurando que las prácticas de mantenimiento planificado respondan a estándares técnicos reconocidos (ICONTEC, 2012). La metodología propuesta, al incorporar estos referentes, permite fortalecer el cumplimiento de los requerimientos regulatorios,

garantizando la operación segura de los sistemas y la trazabilidad de las acciones conforme a las exigencias de organismos de control.

El enfoque metodológico facilita la demostración del cumplimiento normativo mediante la documentación de los procesos de mantenimiento, la evaluación de desempeño y la mejora continua bajo el ciclo PHVA (Planear-Hacer-Verificar-Actuar) propuesto en la API RP 1160. Este ciclo promueve la revisión periódica de los resultados y la actualización de acciones de mantenimiento preventivo y predictivo. En consecuencia, la metodología no solo responde a los requerimientos legales, sino que contribuye a consolidar una cultura de cumplimiento técnico y de responsabilidad social y ambiental dentro de la operación de transporte de hidrocarburos (API RP 1160, 2019; Huang & Shuai, 2023; SMRP BOK, 2020).

Beneficios en Reducción de Riesgos

Otro beneficio de la metodología es la contribución a la reducción de riesgos ambientales, sociales y operativos asociados a la operación de ductos. Al integrar API RP 1160 y el Pilar 3 del SMRP BOK, se establece un marco estructurado para evaluar probabilidades de falla y definir acciones preventivas y predictivas con base en los resultados del nivel de riesgo y las amenazas predominantes para cada activo. Este enfoque disminuye la ocurrencia de incidentes operativos con la priorización de actividades de mantenimiento que atienden los puntos más críticos del activo, reduciendo la probabilidad de fugas, derrames o eventos de falla (Abubakirov et al., 2020; API RP 1160, 2019; F. Khan et al., 2021; Mora et al., 2016).

El uso de metodologías como la Inspección Basada en Riesgo y la aplicación de indicadores de desempeño de la norma UNE EN 15341 y la SMRP Best Practices permiten evaluar de manera continua la efectividad de las intervenciones, fortaleciendo la trazabilidad de los resultados y la toma de decisiones orientada a la mejora continua. Con ello, la metodología no solo mitiga los riesgos inherentes a la operación de tuberías enterradas, sino que también optimiza la asignación de recursos, promueve la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos

y asegura el cumplimiento de los estándares internacionales de seguridad e integridad (API RP 580, 2023; BSI ISO 55001, 2024; SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Beneficios en la Mejora Continua

La metodología propuesta impulsa la mejora continua de los programas de gestión de integridad, al establecer un ciclo sistemático de evaluación, retroalimentación y optimización de resultados. Con el enfoque del ciclo PHVA definido en API RP 1160, permite revisar periódicamente los planes de mantenimiento con base en hallazgos operativos, resultados obtenidos en campo, indicadores de desempeño y efectividad de las acciones implementadas. De esta forma, las organizaciones pueden identificar brechas, corregir desviaciones y fortalecer las estrategias de inspección y mantenimiento para reducir la ocurrencia de fallas y asegurar la sostenibilidad operativa (API RP 1160, 2019; Mora et al., 2016).

La metodología basada en el pilar 3 del SMRP BOK y la API RP 1160 es un instrumento estratégico para optimizar la gestión de integridad de tuberías metálicas enterradas, al integrar principios de confiabilidad, cumplimiento normativo, control del riesgo y mejora continua. Su aplicación promueve una cultura orientada al conocimiento técnico y a la toma de decisiones fundamentadas en la evidencia, garantizando la sostenibilidad y eficiencia operativa de los sistemas de transporte de hidrocarburos. La metodología no solo contribuye a la reducción de fallas, costos y riesgos, sino que también fortalece el compromiso de la organización con la excelencia operativa y la gestión responsable de los activos a lo largo de su ciclo de vida.

Objetivo 5 – Indicadores. Proponer un tablero conceptual de indicadores clave de desempeño (KPI) para el mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas de transporte de hidrocarburos, de acuerdo con la UNE EN 15341:2020 y el SMRP Best Practices 6ta edición, como base para su futura aplicación Nivel 5 - Sintetizar - Escala de Bloom & Gagné.

La adecuada gestión del mantenimiento requiere traducir sus actividades en información objetiva, medible y alineada con los objetivos estratégicos de la organización. En este contexto, la UNE EN 15341.2020 y las SMRP Best Practices (6.ª edición) ofrecen marcos de referencia sólidos para estructurar un sistema jerárquico y equilibrado de indicadores clave de desempeño (KPI) que permitan evaluar la eficacia, eficiencia y sostenibilidad del mantenimiento (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

El mantenimiento ya no se percibe como un gasto inevitable, sino como una función estratégica que agrega valor a la organización al mejorar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de los activos. Para ello, la medición del desempeño del mantenimiento (MPM por sus siglas en inglés) se define como un proceso multidisciplinario orientado a cuantificar el valor generado por la inversión en mantenimiento, mediante el uso de indicadores líderes (leading) y rezagados (lagging) que vinculen las acciones operativas con los resultados globales de negocio (Kumar et al., 2013).

La norma UNE EN 15341:2020 clasifica los indicadores de mantenimiento dentro de una gestión de activos físicos, las seis subfunciones de mantenimiento y las tecnologías de la información y la comunicación, abarcando tanto los resultados técnicos, el uso de recursos y costos, los factores humanos y organizacionales. A su vez, el SMRP propone un modelo de jerarquía de indicadores (estratégico, operativo y táctico) que integra dimensiones financieras, de procesos internos, clientes y aprendizaje (Lukens & Naik, 2019; UNE EN 15341, 2020).

Beneficios de los KPIs

La implementación de KPIs en la gestión de integridad y mantenimiento genera beneficios que incluyen la posibilidad de realizar seguimiento y evaluación eficaces del rendimiento, lo que permite a los operadores realizar un seguimiento del progreso, identificar áreas de mejora y tomar decisiones basadas en datos. Adicionalmente permite promover la rendición de cuentas y fomentar una cultura de mejora continua (API 592, 2025).

La relevancia de los KPIs radica en la información que generan y en las decisiones que se pueden tomar a partir de ellos, lo anterior si se logra asegurar el registro, análisis e interpretación adecuados. Contar con indicadores permite actuar de forma rápida y precisa sobre los equipos que presentan desviaciones en las tendencias, reducir los riesgos, obtener mejoras en confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad, optimizar costos, monitorear procesos y gestionar el cambio (González, 2024).

Retos Asociados con los KPIs

La definición de KPIs en una organización puede representar desafíos como lograr alinear los KPIs con objetivos estratégicos y claves que no están claros o están desequilibrados, lo que da como resultado KPIs sin sentido o centrados únicamente en los resultados. Otro reto es lograr contar con KPIs relevantes ya que depender excesivamente de un solo tipo de KPI puede ofrecer una visión muy desequilibrada e incompleta del estado general de un programa (API 592, 2025).

Otro reto radica en no usar KPIs de forma genérica, ya que los que son considerados importantes por la industria pueden no se aplicables a la operación específica de una organización. Por lo tanto, la definición de los KPIs requiere la participación de diversas partes interesadas, por ejemplo, para el caso de la definición para tuberías de transporte se requiere la participación de especialistas en equipos, inspectores, especialistas de corrosión y los líderes de la organización (González, 2024).

Propuesta de KPIs

Las ilustraciones 24 a 26 presentan la propuesta de un tablero conceptual de KPIs para el mantenimiento planificado en tuberías metálicas enterradas, con base en la UNE EN 15341:2020 y las SMRP Best Practices, para una futura aplicación en tuberías de transporte de hidrocarburos.

Ilustración 24

Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 1.

Indicador	Descripción	Unidad de Medida	Frecuencia Sugerida	Fórmula	Descripción de Variable	Indicador SMRP	Indicador UNE EN 15341
Cobertura de Criticidad	Relación entre el número de activos para los que se ha realizado un análisis de criticidad dividido por el número total de activos.	%	Mensual	$Cobertura\ criticidad = \frac{\#\ de\ activos\ criticos}{\#\ total\ de\ activos}$	**Activo crítico**: Indispensable para la continuidad operativa, cuya falla afecta la producción o implica riesgos para la seguridad del personal o el medio ambiente.	3.1	E3
Tiempo de Inactividad Total	Tiempo durante el cual un activo no puede funcionar. Es la suma del tiempo de inactividad programado y el tiempo de inactividad no programado.	Horas	Mensual	$TDT = TIP + TINP$	**TIT:** Tiempo de Inactividad Total **TIP:** Tiempo de Inactividad Programada **TINP:** Tiempo de Inactividad No Programada	3.2	No Aplica
Tiempo de Inactividad Programada	Tiempo durante el cual un activo no puede funcionar debido a trabajos programados (por ejemplo, trabajos que están en el cronograma mensual).	Horas	Mensual	$TIP = \begin{matrix} Suma\ del\ tiempo\ de\ inactividad\ de \\ los\ activos\ identificados\ en\ el \\ programa\ mensual \end{matrix}$	**TIP:** Tiempo de Inactividad Programada	3.3	No Aplica
Tiempo de Inactividad No Programada	Tiempo que un activo no puede funcionar debido a reparaciones no programadas (por ejemplo, reparaciones que no están en el programa de mantenimiento mensual).	Horas	Mensual	$TINP = \begin{matrix} Suma\ del\ tiempo\ de\ inactividad\ de \\ los\ activos\ no\ identificados\ en \\ el\ programa\ mensual \end{matrix}$	**TINP:** Tiempo de Inactividad No Programada	3.4	No Aplica

Fuente: elaboración propia basado en (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Ilustración 25

Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 2.

Indicador	Descripción	Unidad de Medida	Frecuencia Sugerida	Fórmula	Descripción de Variable	Indicador SMRP	Indicador UNE EN 15341
Tiempo Medio Entre Fallas	Tiempo promedio de funcionamiento entre fallas de un activo. El tiempo medio entre fallas se utiliza generalmente para activos reparables del mismo tipo. Se emplean como medida de la confiabilidad de los activos.	Horas	Trimestral	MTBF= $\frac{Tiempos\ Operacionales\ (horas)}{Numero\ de\ Fallas}$	**MTBF:** Tiempo Medio Entre Fallas **Tiempos Operacionales:** Intervalo de tiempo durante el cual el activo está realizando la función requerida.	3.5.1	E5
Tiempo Medio Para Reparar	Tiempo promedio necesario para que un activo recupere su plena capacidad operativa tras una pérdida de función. El tiempo medio de reparación es una medida de la mantenibilidad de los activos.	Horas	Trimestral	MTTR= $\frac{Tiempos\ de\ Reparación\ (horas)}{Numero\ de\ Fallas}$	**MTTR:** Tiempo Medio Para Reparar **Tiempos de Reparación:** tiempo total necesario para restaurar un activo a un estado disponible después de que haya quedado indisponible para las operaciones debido a una falla o condición degradada.	3.5.2	O&S16
Tiempo Medio de Inactividad	Tiempo promedio de inactividad necesario para que un activo o componente recupere su plena capacidad operativa. El tiempo medio de inactividad incluye el tiempo transcurrido desde la falla hasta la restauración del activo, incluidas actividades operativas como el bloqueo y la limpieza de equipos.	Horas	Trimestral	MDT= $\frac{TDT}{NDE}$	**MDT:** Tiempo Medio de Inactividad **TDT:** Tiempo de Inactividad Total (horas) **NDE:** Numero de Eventos de Inactividad. Eventos en el que el activo está fuera de servicio y no es capaz de realizar su función prevista.	3.5.4	No Aplica
Disponibilidad Inherente	Considera únicamente el tiempo de operación y el tiempo de reparación correctiva, excluyendo los mantenimientos preventivos, los retrasos logísticos o administrativos y los tiempos de demora en suministros. Representa la capacidad teórica del equipo para estar operativo bajo condiciones ideales	%	Trimestral	$A_i = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR}$	**Ai:** Disponibilidad Inherente **MTBF:** Tiempo Medio Entre Fallas **MTTR:** Tiempo Medio Para Reparar	Guia SMRP 6.0	No Aplica

Fuente: elaboración propia basado en (SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Ilustración 26

Propuesta de indicadores clave de desempeño - parte 3.

Indicador	Descripción	Unidad de Medida	Frecuencia Sugerida	Fórmula	Descripción de Variable	Indicador SMRP	Indicador UNE EN 15341
Costo de Mantenimiento Preventivo	Costo de mantenimiento empleado para realizar tareas de mantenimiento a intervalos fijos, independientemente del estado del equipo en ese momento.	%	Mensual	PMC= $\frac{Costo\ de\ Mantenimiento\ Preventivo\ (\$)}{Costo\ Total\ de\ Mantenimiento\ (\$)} x100$	**PMC:** Costo de Mantenimiento Preventivo	5.1.3	A&S15
Costo de Mantenimiento Predictivo	Costo de mantenimiento utilizado para medir, analizar y comparar las condiciones de los equipos con estándares conocidos para detectar, analizar y corregir problemas antes de que causen fallas funcionales.	%	Mensual	PDMC= $\frac{Costo\ de\ Mantenimiento\ Predictivo\ (\$)}{Costo\ Total\ de\ Mantenimiento\ (\$)} x100$	**PDMC:** Costo de Mantenimiento Predictivo	5.1.5	A&S14
Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo	Mide el cumplimiento de las tareas o acciones de mantenimiento preventivo ejecutadas con respecto a las programadas.	%	Mensual	CPM= $\frac{Tareas\ de\ Mantenimiento\ Preventivo\ Ejecutadas}{Tareas\ de\ Mantenimiento\ Preventivo\ Programadas} x100$	**CPM:** Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo	No Aplica	No Aplica
Cumplimiento de Mantenimiento Predictivo	Mide el cumplimiento de las tareas o acciones de mantenimiento predictivo ejecutadas con respecto a las programadas.	%	Mensual	CPDM= $\frac{Tareas\ de\ Mantenimiento\ Predictivo\ Ejecutadas}{Tareas\ de\ Mantenimiento\ Predictivo\ Programadas} x100$	**CPDM:** Cumplimiento de Mantenimiento Predictivo	No Aplica	No Aplica
Número de Incidentes por Amenaza(s)	Mide la cantidad de eventos de falla (Pérdidas de contención) en el activo asociado a alguna(s) de las amenazas. Este indicador se puede medir de manera general o diferenciarse por amenaza.	Unidad	Mensual	NIA= $Numero\ de\ Incidentes\ x\ Amenaza\ (s)$	**NIA:** Número de Incidentes por Amenaza(s). Para el tipo de Amenaza(s) ver **Tabla A3.1**	No Aplica	No Aplica

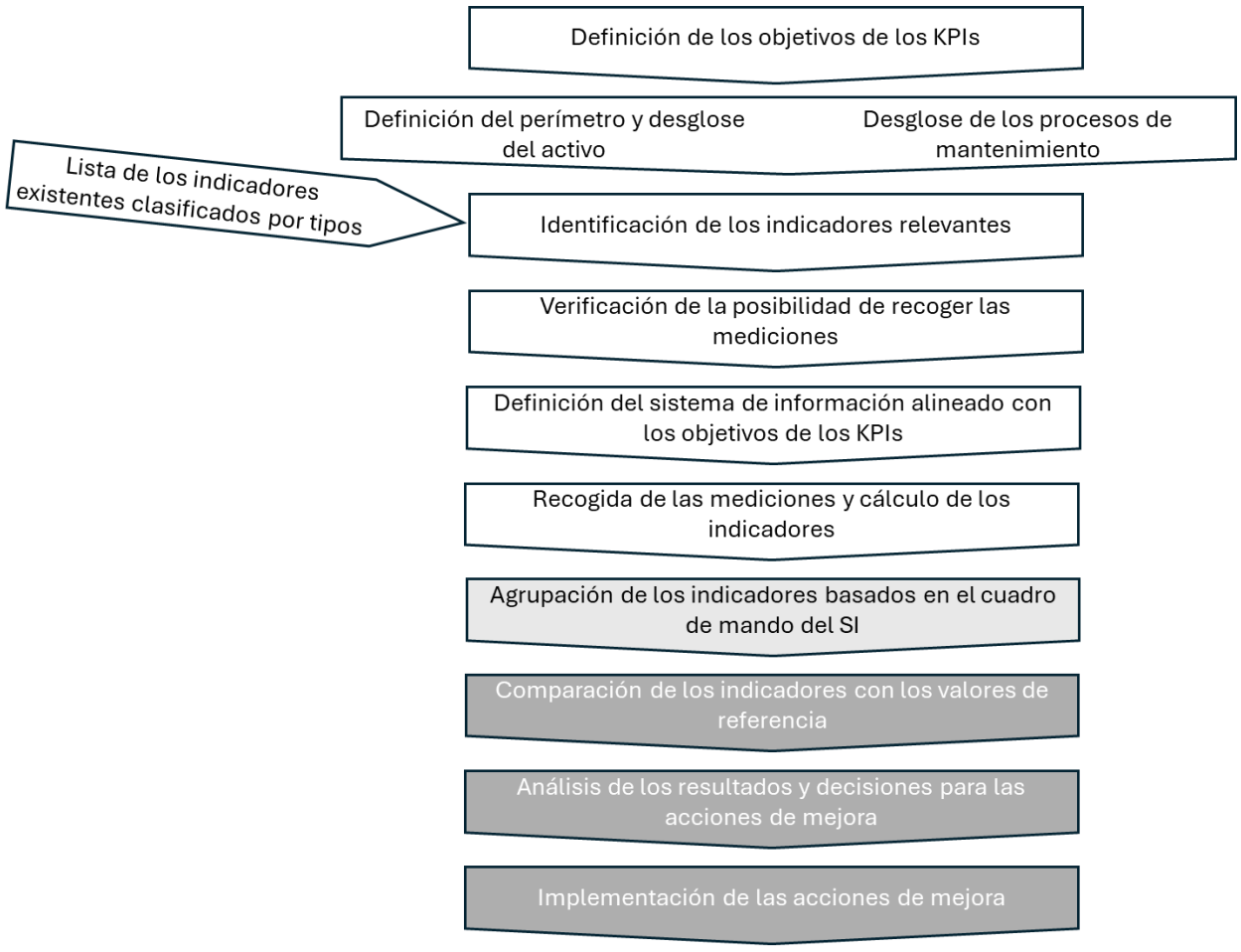
Fuente: elaboración propia basado en (API 592, 2025; González, 2024; SMRP Best Practices, 2020; UNE EN 15341, 2020).

Proceso de Mejora Basado en KPIs

La mejora continua basada en KPIs sigue un proceso estructurado. La UNE EN 15341 propone un proceso de 10 pasos que se presentan en la Ilustración 27.

Ilustración 27

Etapas del proceso de mejora continua basado en KPIs.



Nota. La ilustración incluye los diez (10) pasos definidos para realizar el proceso de mejora continua con base en la definición, cálculo y monitoreo de los indicadores clave de desempeño (KPI). Fuente: Tomado de (UNE EN 15341, 2020).

Los pasos 1, 2 y 3 corresponden a la fase Planear, que inicia con la definición de los objetivos de los KPIs, para luego realizar el desglose de los elementos incluidos en la

evaluación y los procesos de mantenimiento involucrados. Esta fase finaliza con la identificación de los indicadores relevantes (UNE EN 15341, 2020).

Los pasos 4, 5 y 6 corresponde a la fase Hacer que incluye verificar la disponibilidad de datos y desarrollar un sistema de visualización de datos acorde con los objetivos de los KPIs. El último paso de esta fase es calcular los indicadores y diseñar un cuadro de mando. Los pasos 7 y 8 corresponde a la fase Verificar que comprende la agrupación de los indicadores con base en el tablero y la comparación de los resultados obtenidos respecto de los valores de referencia. Finalmente, los pasos 9 y 10 constituyen la fase Actuar donde el objetivo es realizar el análisis de resultados y definir e implementar acciones de mejora (González, 2024).

Objetivo 6 – Conclusiones. Presentar los principales resultados obtenidos de orden técnico, sectorial, académico e industrial.

Objetivo 1- Prácticas de Mantenimiento.

El análisis evidencia que las prácticas de mantenimiento en tuberías enterradas presentan un énfasis significativo en inspecciones basadas en riesgo, evaluación de corrosión y monitoreo mediante técnicas de inspección como herramientas ILI. Sin embargo, también se observa la ausencia de una integración formal entre estas actividades y modelos estructurados de confiabilidad. Se identifica además que muchas organizaciones aplican prácticas de manera fragmentada, sin un marco metodológico unificado que las articule en un ciclo continuo de mejora.

El trabajo aporta una caracterización organizada de las prácticas de mantenimiento, que permiten a las empresas contar con un referente técnico con base en estándares internacionales y literatura especializada que soporten la gestión de los activos. Esta caracterización facilita la identificación de brechas operativas y fomenta la adopción de modelos proactivos que contribuyen al fortalecimiento de la gestión de activos en el sector.

Objetivo 2- Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160

El trabajo revela que el BOK del SMRP y API RP 1160 comparten fundamentos comunes, como la importancia de la evaluación del desempeño, la gestión de la confiabilidad, la identificación de amenazas y la priorización basada en riesgo. Se identifica también que el Pilar 3 del BOK-SMRP enfatiza la estructura conceptual del mantenimiento y la confiabilidad, mientras que la API RP 1160 desarrolla la aplicación operativa de la gestión de integridad en tuberías. Esta complementariedad confirma la viabilidad de construir una metodología integral que aproveche las fortalezas de ambos marcos.

La articulación entre el Pilar 3 del SMPR BOK y la API RP 1160 constituye un aporte para la industria, al ofrecer un enfoque unificado que alinea criterios de confiabilidad con procesos de integridad. Esta integración facilita la adopción de metodologías para generación de acciones de mantenimiento basadas en buenas prácticas, que favorecen la estandarización, la coherencia metodológica y la toma de decisiones con criterios objetivos.

Objetivo 3- Metodología

El análisis metodológico demuestra que es posible integrar procesos de confiabilidad, gestión del riesgo e integridad de tuberías dentro de una misma estructura operativa, superando la fragmentación entre disciplinas. Esta integración se sustenta en la articulación entre la evaluación detallada de amenazas, el entendimiento del desempeño histórico del activo y la caracterización de sus condiciones físicas, operativas y ambientales, lo que permite establecer relaciones causales entre el comportamiento del activo y los modos de falla que lo afectan.

A lo largo del desarrollo metodológico se evidencia que la información proveniente de inspecciones ILI, registros de corrosión, historial de intervenciones, desempeño de recubrimientos, fallas previas y comportamiento de las condiciones de operación constituye insumos esenciales para alimentar un proceso de toma de decisiones basado en evidencia.

Se identifica relación entre la evaluación de amenazas, los parámetros de degradación, la confiabilidad operativa, la condición actual del activo y los indicadores seleccionados para medir su desempeño. Estas interdependencias revelan que ninguna de estas variables puede analizarse de manera aislada sin comprometer la coherencia de la metodología, lo que confirma la necesidad de un enfoque integral que abarque desde la planeación de intervenciones hasta la verificación de resultados. Este hallazgo, alineado con los principios del ciclo PHVA y con los marcos normativos revisados, respalda la coherencia y pertinencia de la metodología propuesta.

La metodología construida ofrece a la industria una herramienta clara, replicable y adaptable a las necesidades del sector de transporte de hidrocarburos. Su diseño ordenado y fundamentado en buenas prácticas permite estandarizar procesos, mejorar la trazabilidad y fortalecer los mecanismos de planificación, lo que traduce en decisiones de mantenimiento más eficientes y objetivas.

Objetivo 4- Beneficios

Los hallazgos muestran que la metodología contribuye a mejorar la confiabilidad del activo, optimizar la asignación de recursos, reducir la probabilidad de fallas asociadas a las amenazas de integridad y fortalecer la capacidad de planificación estratégica. Se evidencia que integrar mantenimiento e integridad dentro de un mismo marco metodológico reduce la variabilidad técnica y mejora los tiempos de respuesta ante condiciones anómalas.

El análisis de beneficios genera un aporte relevante al proporcionar una justificación técnica para la adopción de enfoques integrados de mantenimiento. Este aporte facilita la toma de decisiones gerenciales y fomenta la inversión en prácticas sistemáticas de planificación que impulse la sostenibilidad operativa del sistema de transporte de hidrocarburos.

Objetivo 5- Indicadores

El análisis muestra que los indicadores constituyen un mecanismo indispensable para evaluar la efectividad del mantenimiento, identificar desviaciones y detallar las acciones necesarias para ajustar el plan. Se observa que el uso sistemático de indicadores permite cerrar el ciclo de gestión, con la generación de información objetiva que respalda la toma de decisiones y la mejora continua.

El tablero de indicadores aporta a la industria un marco cuantitativo que mejora el conocimiento de la condición del equipo y la gobernanza de la gestión de activos. Además,

fortalece la cultura de decisiones basadas en datos y apoya el conocimiento técnico de las organizaciones que buscan optimizar sus programas de mantenimiento.

Oportunidades para investigación e implementaciones futuras

El proyecto establece una base conceptual para la integración entre mantenimiento planificado, gestión de confiabilidad e integridad de tuberías metálicas enterradas; sin embargo, su desarrollo abre posibilidades de avance. El estudio puede avanzar mediante la validación empírica de la metodología en un caso real de operación, lo que permite contrastar sus fases, ajustar sus criterios de decisión y evaluar su aplicabilidad en contextos con diferentes niveles de madurez técnica y disponibilidad de datos.

Si bien la metodología propuesta se orienta principalmente a tuberías en operación, su alcance puede ampliarse hacia otras fases del ciclo de vida del activo. De acuerdo con la norma UNE EN 16646, el mantenimiento debe participar activamente en todas las etapas del ciclo de vida, aportando roles, criterios y requisitos que garanticen la mantenibilidad, la confiabilidad y la disponibilidad desde su concepción. Esto implica que la función de mantenimiento no debe limitarse a la fase operativa, sino involucrarse desde el diseño, construcción y puesta en marcha, con el fin de influir en decisiones que afectan el desempeño futuro del activo.

Incorporar la metodología desde las fases tempranas permite anticipar escenarios de riesgo, optimizar la selección de materiales y sistemas de protección, definir criterios de inspección y mantenimiento futuros, y asegurar que las decisiones de ingeniería sean coherentes con una visión integral de ciclo de vida, reduciendo costos posteriores asociados a fallas y contribuyendo a una operación más segura y eficiente.

La metodología puede complementarse con herramientas cuantitativas de priorización, tales como modelos probabilísticos o técnicas de optimización que fortalezcan la asignación de recursos y la estimación del riesgo residual.

El proyecto ofrece oportunidades para incorporar sistemas de información, analítica avanzada y monitoreo en línea, elementos que potencian la automatización de indicadores, la detección temprana de amenazas y la toma de decisiones basada en datos. También resulta pertinente ampliar el análisis hacia entornos geotécnicos, hidrológicos y socioambientales más complejos, integrando variables que afectan de manera significativa el comportamiento de los ductos.

Finalmente, este estudio puede servir como punto de partida para desarrollar modelos sectoriales de referencia, guías corporativas o estándares internos que permitan a las organizaciones evaluar su madurez en gestión de activos y avanzar hacia prácticas más consistentes y medibles.

Descripción de cómo se alcanza el logro de objetivos

Objetivo 1- Prácticas de Mantenimiento.

El objetivo se alcanza mediante una revisión detallada y comparativa de normas técnicas, literatura especializada, guías industriales y marcos regulatorios aplicables al mantenimiento de tuberías de transporte de hidrocarburos. El desarrollo del objetivo incluye la descripción de la clasificación de los tipos de acciones de mantenimiento y una recopilación de las actividades de mantenimiento más comunes en tuberías de transporte de hidrocarburos.

Este proceso se complementa con el análisis estructurado de prácticas de operadores nacionales y ejemplos de aplicación, lo que permite establecer un contexto de las prácticas de mantenimiento preventivo y predictivo. A través de este proceso, se consolida una comprensión integral de las prácticas vigentes y su grado de alineación con estándares internacionales.

Objetivo 2- Pilar 3 del BOK-SMRP y API RP 1160

El objetivo se alcanza mediante un análisis comparativo entre el Pilar 3 del BOK del SMRP y la API RP 1160, en el cual se examinan para cada uno sus principios, definiciones, requisitos técnicos y ciclos de gestión. El desarrollo del objetivo parte de entender de forma independiente cada uno de los documentos para lograr identificar los puntos de encuentro entre ambos referentes con enfoque en la generación de acciones de mantenimiento en tuberías de transporte de hidrocarburos.

Este análisis se desarrolla a través de un cuadro comparativo de correspondencias temáticas que permite establecer paralelismos conceptuales y operativos entre ambos marcos. De esta forma, se identifican las conexiones que habilitan su integración dentro de una misma metodología de mantenimiento e integridad.

Objetivo 3- Metodología

El objetivo se alcanza con el desarrollo de una metodología estructurada en fases encadenadas, que se sustenta en principios del ciclo PHVA y en la gestión de activos de la ISO 55001. Cada fase se diseña con actividades definidas, criterios de entrada, tareas específicas y resultados esperados, lo que permite construir un proceso lógico y trazable para la generación de acciones de mantenimiento planificado. La metodología se fundamenta tanto en la evidencia técnica recopilada como en la alineación entre los marcos normativos estudiados.

La metodología se complementa con el desarrollo de los anexos del 1 a 9 que brindan una guía para la implementación con soporte en documentos de referencia y en buenas prácticas de la industria de hidrocarburos. Cada anexo fue concebido para ser una base que pueda ser adaptada por una organización teniendo en cuenta sus particularidades operativas y como guía para que los profesionales de mantenimiento e integridad puedan realizar un vínculo que garantice la gestión adecuada de las tuberías de transporte de hidrocarburos.

Objetivo 4- Beneficios

El logro del objetivo 4 se alcanza mediante un análisis integral que permite identificar y estructurar los beneficios técnicos, financieros, regulatorios, operativos y de mejora continua asociados a la futura implementación de la metodología. Para ello, se revisan estándares internacionales como API RP 1160, ISO 55001, UNE EN 16646 y UNE EN 15341, junto con literatura especializada, lo que proporciona un marco conceptual sólido para comprender el impacto esperado de la integración entre mantenimiento e integridad.

Los contenidos normativos y técnicos se contrastan con los componentes de la metodología propuesta, identificando cómo cada fase del ciclo PHVA aporta al control de amenazas, la optimización de costos, la reducción de riesgos y el fortalecimiento del cumplimiento regulatorio. A partir de este análisis comparativo se estructuran los cinco grupos

de beneficios, los cuales constituyen salidas positivas esperadas, cuya verificación dependerá del nivel de implementación y de la eficacia del proceso de mejora continua.

El objetivo se aborda mediante la presentación de la evidencia técnica y documental que respalda el valor agregado que la metodología puede aportar a la gestión de tuberías metálicas enterradas. Este análisis permite fundamentar los beneficios potenciales y establecer una base sólida para su futura verificación durante procesos de implementación y mejora continua.

Objetivo 5- Indicadores

El objetivo se cumple mediante el diseño de un tablero de indicadores con base en estándares internacionales como la UNE EN 15341:2020 y las Best Practices del SMRP. El proceso incluye la selección y definición de indicadores que permiten medir el desempeño del ciclo de mantenimiento planificado.

La inclusión del tablero de indicadores es fundamental para consolidar un sistema de mejora continua. Su diseño no solo permite evaluar el cumplimiento del mantenimiento planificado, sino también relacionar la condición del activo con la efectividad de las intervenciones, el uso de recursos y los resultados operativos. Este enfoque integral facilita identificar brechas, ajustar frecuencias, priorizar actividades y orientar decisiones tácticas y estratégicas. El tablero de indicadores integrado con el ciclo PHVA y las buenas prácticas del SMRP, se convierte en una herramienta que fortalece la gobernanza de la gestión de activos y promueve decisiones basadas en datos.

Referencias

Abubakirov, R., Yang, M., & Khakzad, N. (2020). A risk-based approach to determination of optimal inspection intervals for buried oil pipelines. *Process Safety and Environmental Protection*, *134*, 95–107. https://doi.org/10.1016/J.PSEP.2019.11.031

American Petroleum Institute. (2019). *API RP 1160 Pipeline Fact Sheet*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.api.org/~/media/apiwebsite/products-and-services/api_pipeline%20fact%20sheet_rv8.pdf

American Petroleum Institute. (2022). *API STANDARDS: INTERNATIONAL USAGE AND DEPLOYMENT*. https://www.api.org/products-and-services/standards/important-standards-announcements/internationalusagedeployment

Antaki, G. A. . (2007). *Piping and pipeline engineering : design, construction, maintenance, integrity, and repair*. Ebrary.

API 570. (2024). *Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems*.

API 581. (2025). *Risk-Based Inspection Methodology*.

API 592. (2025). *Elements of a Fixed Equipment Mechanical Integrity (FE MI) Program*.

API RP 574. (2024). *Inspection Practices for Piping System Components*.

API RP 580. (2023). *API Recommended Practice 580, Elements of a Risk-Based Inspection Program*.

API RP 1160. (2019). *API RP 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. Massachusetts: API Publishing Services.

ASME B31.4. (2022). *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries ASME Code for Pressure Piping, B31*. https://go.asme.org/B31committee.

BakerJr, M. (2008). *Pipeline Corrosion FINAL REPORT*.

Biezma, M. V., Andrés, M. A., Agudo, D., & Briz, E. (2020). Most fatal oil & gas pipeline accidents through history: A lessons learned approach. *Engineering Failure Analysis*, *110*. https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104446

Bloom, B. (1956). *Taxonomy of Educational Objectives: The Classification of Educational Goals.* (B. Bloom, Ed.).

BS EN 60300-3-1. (2004). *Dependability management. Application guide. Part 3-1, Analysis techniques for dependability. Guide on methodology*. British Standards Institution.

BSI ISO 55001. (2024). *BS ISO 55001 Asset management-Asset management system-Requirements*. British Standards Institution.

BS ISO 55013. (2024). *Asset management — Guidance on the management of data assets*.

Carnero, M. C., Martínez-Corral, A., & Cárcel-Carrasco, J. (2023). Fuzzy multicriteria evaluation and trends of asset management performance: A case study of Spanish buildings. *Case Studies in Construction Materials*, *19*. https://doi.org/10.1016/j.cscm.2023.e02660

Castiblanco, O., Cárdenas, D. J., & Castiblanco J Cárdenas, O. D. (2023). *Importancia del transporte de hidrocarburos y su realidad en Colombia*. *18*, 79–89. https://doi.org/10.26620/uniminuto.inventum.18.34

CENIT. (2021). *Informe Integrado de Gestión Sostenible 2021*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2022/12/Informe-integrado-gestion-sostenible-2021.pdf

CENIT. (2024). *INFORME SOSTENIBILIDAD CENIT 2024*.

Delvasto y Echeverría y Asociados y Consejeros en Gas y Energía LTDA. (2021). *Estudio Acerca de La Metodología para La Fijación de Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos*. https://www.minenergia.gov.co/documents/3134/Informe_P%C3%BAblico_Consultor%C3%ADa_Metodologia_Tarifaria_Oleoductos_vp.pdf

Deming, W. (1989). *CALIDAD, PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD LA SALIDA DE LA CRISIS* (Cambridge University Press, Ed.).

Ecopetrol S.A. (2024, June 28). *Ambiental Líneas estratégicas*. https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/prevencion-remediacion/prevencion-remediacion

Ecopetrol S.A. (2025, September 10). *Histórico de incidentes con afectación al medio ambiente*. https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/prevencion-remediacion/historico-incidentes

El-Akruti, K. O., Zhang, T., & Dwight, R. (2016). *Maintaining pipeline integrity through holistic asset management*. https://ro.uow.edu.au/eispapers

Electrical Power Research Institute. (2020). *Recommendations for an Effective Program to Control the Degradation of Buried and Underground Piping and Tanks (1016456, Revision 2)*. www.epri.com

El-Reedy, M. A. (2016). *Project Management in the Oil and Gas Industry*.

Frederick Stapelberg, R. (2009). Handbook of Reliability, Availability, Maintainability and Safety in Engineering Design. In *Handbook of Reliability, Availability, Maintainability and Safety in Engineering Design*. Springer London. https://doi.org/10.1007/978-1-84800-175-6

Gabbar, H. A., & Kishawy, H. A. (2011). Framework of pipeline integrity management. *International Journal of Process Systems Engineering*, *1*(3/4), 215. https://doi.org/10.1504/ijpse.2011.041560

Gagné, R. M. (1985). *The Conditions of Learning and Theory of Instruction* (4th ed.).

Gaurina-Međimurec, N., Novak Mavar, K., Simon, K., & Djerdji, F. (2025). Accidents in Oil and Gas Pipeline Transportation Systems. *Energies*, *18*(15), 4056. https://doi.org/10.3390/en18154056

Global Energy Monitor. (2025, March 30). *Global Oil Infrastructure Tracker*. https://globalenergymonitor.org/projects/global-oil-infrastructure-tracker/

González, A. (2024, August 28). *Indicadores clave de desempeño (KPIs)*. https://predyc.com/blog/indicadores-claves-desempeno

Gulati, Ramesh., & Smith, Ricky. (2009). *Maintenance and reliability best practices*. Industrial Press.

Higgings, L., & Keith, R. (2002). *Maintenance Engineering Handbook*. https://doi.org/10.1036/0071394524

Huang, Z., & Shuai, J. (2023). Performance evaluation method of oil and gas pipeline integrity management. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, *84*. https://doi.org/10.1016/j.jlp.2023.105099

ICONTEC. (2012). *NTC 5901 Gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos*.

Iqbal, H., Tesfamariam, S., Haider, H., & Sadiq, R. (2017). Inspection and maintenance of oil & gas pipelines: a review of policies. *Structure and Infrastructure Engineering*, *13*(6), 794–815. https://doi.org/10.1080/15732479.2016.1187632

Isniah, S., Hardi Purba, H., & Debora, F. (2020). Plan do check action (PDCA) method: literature review and research issues. *Jurnal Sistem Dan Manajemen Industri*, *4*(1), 72–81. https://doi.org/10.30656/jsmi.v4i1.2186

ISO 14224. (2016). *ISO 14224 Petroleum, petrochemical and natural gas industries-Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. www.iso.org

ISO 31000. (2018). *ISO 31000 Administración/Gestión de riesgos — Lineamientos guía*.

ISO 31010. (2019). *Risk management- risk assessment techniques*. International Electrotechnical Commission.

Kelly, A., & Harris, M. J. (1998). *Gestión del Mantenimiento Industrial*.

Khan, F. I., & Haddara, M. M. (2003). Risk-based maintenance (RBM): a quantitative approach for maintenance/inspection scheduling and planning. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, *16*(6), 561–573. https://doi.org/10.1016/J.JLP.2003.08.011

Khan, F., Yarveisy, R., & Abbassi, R. (2021). Risk-based pipeline integrity management: A road map for the resilient pipelines. In *Journal of Pipeline Science and Engineering* (Vol. 1, Issue 1, pp. 74–87). KeAi Communications Co. https://doi.org/10.1016/j.jpse.2021.02.001

Kishawy, H. A., & Gabbar, H. A. (2010). Review of pipeline integrity management practices. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, *87*(7), 373–380. https://doi.org/10.1016/J.IJPVP.2010.04.003

Kowalczyk, M., Andruszko, J., Stefanek, P., & Mazur, R. (2025). Failure and Degradation Mechanisms of Steel Pipelines: Analysis and Development of Effective Preventive Strategies. *Materials*, *18*(1). https://doi.org/10.3390/ma18010134

Kumar, U., Galar, D., Parida, A., Stenström, C., & Berges, L. (2013). Maintenance Performance Metrics: A State of the Art Review. *ResearchGate*. https://doi.org/10.1108/JQME-05-2013-0029

Lalli, V. R., Henry, O., Malec, A., & Packard, M. H. (2000). *Reliability and Maintainability (RAM) Training*. http://www.sti.nasa.gov

Lárez, A., Amendola, L., & Depool, T. (2014, June). Los 5 pilares del cuerpo de conocimiento de la SMRP. Body of knowledge SMRP (SMRP BoK). *PMM Institute for Learning*, *31*, 7. www.pmm-bs.com

Lukens, S., & Naik, M. (2019). Overcoming data quality constraints to improve the accuracy in evaluation of SMRP metrics. *ResearchGate*. https://www.researchgate.net/publication/336217775

Ma, H., Zhang, W., Wang, Y., Ai, Y., & Zheng, W. (2023). Advances in corrosion growth modeling for oil and gas pipelines: A review. In *Process Safety and Environmental Protection* (Vol. 171, pp. 71–86). Institution of Chemical Engineers. https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.12.054

Ma, Q., Liang, W., & Zhou, P. (2025). A Review on Pipeline In-Line Inspection Technologies. In *Sensors* (Vol. 25, Issue 15). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). https://doi.org/10.3390/s25154873

Ministerio de Minas y Energía. (2024, April 19). *Ministerio de Minas y Energía Midstream*. https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/midstream/

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2014). *Resolucion-72145-de-2014-Minminas*. *Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto.*

Mora Gutiérrez, L. Alberto. (2009). *Mantenimiento: planeación, ejecución y control*. Alfaomega Grupo Editor.

Mora, R. G. ., Hopkins, Phil., Cote, E. I. ., & Shie, Taylor. (2016). *Pipeline integrity management systems : a practical approach*. ASME Press.

Moubray, J. (1997). *Reliability Centered Maintenance*.

Muhlbauer, W. (2015). *PIPELINE RISK ASSESSMENT The Definitive Approach and Its Role in Risk Management*.

NACE SP0204. (2015). *NACE SP0204 Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology*.

NACE SP0502. (2025). *NACE SP0502 Metodología para la Valoración Directa de Corrosión Externa en Tuberías*.

Naranjo, J. E., Caiza, G., Velastegui, R., Castro, M., Alarcon-Ortiz, A., & Garcia, M. V. (2022). A Scoping Review of Pipeline Maintenance Methodologies Based on Industry 4.0. In *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 14, Issue 24). MDPI. https://doi.org/10.3390/su142416723

ODL. (2024a). *Comunicado Certificación ISO-55001*.

ODL. (2024b). *Reporte Integrado de Gestión Sostenible ODL*. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.odl.com.co/wp-content/uploads/2025/05/RIGS_ODL_2024_2504.pdf

Oleoducto de Colombia ODC. (2024). *Informe de Gestión*.

Omoya, O. A., Papadopoulou, K. A., & Lou, E. (2019). Reliability engineering application to pipeline design. *International Journal of Quality and Reliability Management*, *36*(9), 1644–1662. https://doi.org/10.1108/IJQRM-09-2017-0197

Ossai, C. I., Boswell, B., & Davies, I. J. (2015). Pipeline failures in corrosive environments – A conceptual analysis of trends and effects. *Engineering Failure Analysis*, *53*, 36–58. https://doi.org/10.1016/J.ENGFAILANAL.2015.03.004

Parra, C. (2017). Model of a Performance Measurement System for Maintenance Management. *ResearchGate*. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.32941.92646

Parra, C., & Crespo, A. (2021). *Modelo integral de Gestión del Mantenimiento (MGM), alineado con los pilares del conocimiento de la certificación CMRP (Certified Maintenance & Reliability Professional) y con el proceso de Gestión de Activos (ISO 55000)*. https://doi.org/10.13140/RG.2.2.12220.56963

Parra Márquez, C. A., & Crespo Márquez, A. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos* (INGEMAN, Ed.). www.mgeman.net

Popescu, C., & Gabor, M. R. (2021). Quantitative analysis regarding the incidents to the pipelines of petroleum products for an efficient use of the specific transportation infrastructure. *Processes*, *9*(9). https://doi.org/10.3390/pr9091535

Reyes, Y. (2024, July 11). *Corrosion in buried pipelines: Causes, effects and solutions*. Inspenet.

Sapountzis, S., Harris, K., & Kagioglou, M. (2008). *Benefits Management & Benefits Realisation-A Literature Report Benefits Management & Benefits Realisation A LITERATURE REVIEW*.

Smith, D. J. (2005). *Reliability, Maintainability and Risk* (7th ed.). Elsevier.

SMRP 27th Annual Conference. (2019). *SMRP 27th Annual Conference 2019 Exhibitor Handbook and Prospectus*.

SMRP Best Practices. (2020). *SMRP Best Practices 6th Edition*.

SMRP BOK. (2020). *SMRP Body of Knowledge*. Society for Maintenance & Reliability Professionals.

Toyo, M. (2024, April 2). *Risk analysis in pipeline construction and operations*. Inspenet. https://inspenet.com/en/articulo/pipeline-construction-and-operations/

UNE-EN 13306. (2018). *UNE-EN 13306-2018 Terminología del mantenimiento*.

UNE EN 15341. (2020). *UNE-EN 15341 Mantenimiento Indicadores claves de rendimiento del mantenimiento*.

UNE EN 16646. (2015). *UNE-EN 16646 Mantenimiento en la gestión de los activos físicos*. www.aenor.es

UNE EN 17007. (2018). *UNE-EN 17007 Proceso de mantenimiento e indicadores asociados*. www.une.org

UNE-EN 60300-1. (2015). *Gestión de la confiabilidad Parte 1: Directrices para su gestión y aplicación*. www.aenor.es

U.S. Dept. of Defense. (1998). *ELECTRONIC RELIABILITY DESIGN HANDBOOK*.

Wahono, T., Purniawan, A., Mukhlash, I., & Putri, E. R. M. (2025). Risk-based asset integrity management in the oil and gas industry from traditional to machine learning approaches: A systematic review. In *Results in Engineering* (Vol. 28). Elsevier B.V. https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.107287

Wang, X., & Duan, Q. (2019). Improved AHP–TOPSIS model for the comprehensive risk evaluation of oil and gas pipelines. *Petroleum Science*, *16*(6), 1479–1492. https://doi.org/10.1007/s12182-019-00365-5

Wiston, R. (2015). *Oil and Gas Pipelines Integrity and Safety Handbook*.

Xie, M., & Tian, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, *92*, 222–239. https://doi.org/10.1016/J.ENGFAILANAL.2018.05.010

Ženíšek, D., Basl, J., & Poór, P. (2019, July 26). *Historical Overview of Maintenance Management Strategies: Development from Breakdown Maintenance to Predictive Maintenance in Accordance with Four Industrial Revolutions*. https://www.researchgate.net/publication/335444202

Zerouali, B., Sahraoui, Y., Nahal, M., & Chateauneuf, A. (2024). Reliability-based maintenance optimization of long-distance oil and gas transmission pipeline networks. *Reliability Engineering and System Safety*, *249*. https://doi.org/10.1016/j.ress.2024.110236

Zhu, T., Ran, Y., Zhou, X., & Wen, Y. (2019). A Survey of Predictive Maintenance: Systems, Purposes and Approaches. *ResearchGate*. https://doi.org/10.1109/COMST.2025.3567802

Anexo 1. Hoja de Datos

El Anexo 1 proporciona un ejemplo de hoja de datos para tuberías que puede ser aplicado para el registro de la información de diseño, construcción, operación, mantenimiento y fallas. La hoja de datos contempla la información básica con base en lo descrito en ISO 14224 y API 1160. La hoja de datos puede ser modificada por el usuario de acuerdo con las condiciones particulares de la organización.

La primera sección de la hoja de datos corresponde a los datos generales que incluye la información básica que permite identificar el equipo respecto a otros de su misma clase y tipo. La segunda sección de la hoja de datos corresponde a la información de diseño y construcción que incluye lo referente a los materiales de construcción, consideraciones de diseño como la presión de diseño, las clases de los accesorios y otros datos relevantes como tratamientos térmicos, recubrimientos y aislamiento térmico (ASME B31.4, 2022; ISO 14224, 2016).

La tercera sección de la hoja de datos corresponde a la información de información e incluye valores de referencia para operación en condición normal, así como los valores de las ventanas de integridad críticas para variables como presión, temperatura y velocidad de flujo que tienen influencia en las amenazas. La cuarta sección de la hoja brinda información de otros ítems mantenibles asociados como las válvulas y elementos de monitoreo y control (ISO 14224, 2016).

La quinta sección de la hoja busca contar con el registro de las fallas de la tubería, incluye la información básica y se sugiere el uso de codificación para lograr la organización adecuada de los datos que permita análisis posteriores. Para la codificación se sugiere el uso de ISO 14224 y sus tablas de acuerdo como se indica en la hoja, pero el usuario puede emplear códigos que defina la organización o de otras referencias que apliquen. Esta sección incluye datos como la amenaza que propicia la falla, además de otros datos como las consecuencias reales y potenciales (API RP 1160, 2019; ISO 14224, 2016).

Finalmente, la última sección incluye la información referente a las actividades de mantenimiento e incluye información que permite clasificar los tipos de actividades y la información mínima requerida para los análisis posteriores (ISO 14224, 2016).

Ilustración A1.1

Hoja de datos de tubería

HOJA DE DATOS TUBERÍA				
DATOS GENERALES DE EQUIPO				
Clase	Corresponde al Nivel 6 de ISO 14224. Ver Tabla 1			
Tipo	Ver Tabla A1.1			
Identificación	Diligencie el número único de identificación			
Descripción	Diligencie la descripción única de la tubería			
Ubicación	Indique el (los) lugares geográfico de ubicación de la tubería			
Origen	Indique la ubicación geográfica donde se encuentra el punto del flujo de entrada			
Destino	Indique la ubicación geográfica donde se encuentra el punto del flujo de salida			
DATOS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN				
Fecha Construcción	Indique la fecha de construcción			
Material de Construcción	Indique el material de construcción			
Norma de Construcción	Indique la norma de construcción			
Tipo de Construcción	Indique el tipo de construcción. Ej. seamless, con costura, etc. Ver norma de construcción para referencia.			
Eficiencia de la Junta	Indique la eficiencia de la junta. Ver norma de construcción para referencia.			
Esfuerzo Máximo Permisible	Unidades	Unidades del diámetro nominal	Valor	Valor del diámetro nominal
Diámetro	Unidades	Unidades del diámetro nominal	Valor	Valor del diámetro nominal
Schedule	Tipo	Tipo de schedule	Valor	Valor del schedule
Espesor de Pared Nominal	Unidades	Unidades del espesor de pared	Valor	Valor del espesor de pared
Espesor de Pared Requerido	Unidades	Unidades del espesor de pared	Valor	Valor del espesor de pared
Tolerancia a la Corrosión	Unidades	Unidades de la tolerancia a la corrosión	Valor	Valor de la tolerancia a la corrosión
Longitud	Unidades	Unidades de longitud	Valor	Valor de longitud
Presión de Diseño	Unidades	Unidades de la presión de diseño	Valor	Valor de la presión de diseño
Clase de Accesorios	Indique la clase de los accesorios de acuerdo con ASME B16.5			
Fluido	Indique el fluido que se transporta			
Recubrimiento Externo	Aplica	Indique Si o No	Tipo	Indique el tipo de recubrimiento
Recubrimiento Interno	Aplica	Indique Si o No	Tipo	Indique el tipo de recubrimiento
Tratamiento Térmico	Aplica	Indique Si o No	Tipo	Indique el tipo de tratamiento térmico
Aislamiento Térmico	Aplica	Indique Si o No	Tipo	Indique el tipo de aislamiento
DATOS DE OPERACIÓN				
Fecha Puesta en Operación	Indique la fecha de puesta en servicio			
Presión de Operación Normal	Unidades	Unidades de la presión de operación	Valor	Valor de la presión de operación
Ventana Crítica de Presión de Operación Alta	Unidades	Unidades de la ventana crítica	Valor	Valor de la presión crítica
Temperatura de Operación Normal	Unidades	Unidades de la temperatura de operación	Valor	Valor de la temperatura de operación
Ventana Crítica de Temperatura Alta	Unidades	Unidades de la ventana crítica	Valor	Valor de la temperatura crítica
Ventana Crítica de Temperatura Baja	Unidades	Unidades de la ventana crítica	Valor	Valor de la temperatura crítica
Velocidad de Flujo Normal	Unidades	Unidades de la velocidad de flujo	Valor	Valor de la velocidad de flujo
Ventana Crítica de Velocidad de Flujo Alta	Unidades	Unidades de la velocidad de flujo	Valor	Valor de la velocidad de flujo
Ventana Crítica de Velocidad de Flujo Baja	Unidades	Unidades de la velocidad de flujo	Valor	Valor de la velocidad de flujo
EQUIPOS ASOCIADOS				
Válvulas				
Válvula 1	Tipo	Especificar tipo de válvula	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
Válvula 2	Tipo	Especificar tipo de válvula	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
Válvula 3	Tipo	Especificar tipo de válvula	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
Control y Monitoreo				
Dispositivo 1	Tipo	Especificar tipo de dispositivo	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
Dispositivo 2	Tipo	Especificar tipo de dispositivo	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
Dispositivo 3	Tipo	Especificar tipo de dispositivo	Ubicación	Especificar ubicación (Coordenadas, Pk, etc)
FALLAS				
Fecha de Falla	Indique la fecha de falla			
Ubicación de la Falla	Indique la ubicación (Coordenadas, Pk, etc) y la posición en la tubería			
Mecanismo de falla	Indique el código de mecanismo de falla. Ver Tabla B.2 de ISO 14224			
Modo de Falla	Indique el código de modo de falla. Ver Tabla B.7 de ISO 14224			
Causa de Falla	Indique el código de la causa de Falla. Ver Tabla B.3 de ISO 14224			
Amenaza que Propicia la Falla	Indique la amenaza que genera la falla. Ver Tabla A1.2			
Método de Detección	Indique el código del método de detección de la falla. Ver Tabla B.4 de ISO 14224			
Actividad de Mantenimiento Posterior a Falla	Indique el código del método de mantenimiento. Ver Tabla B.5 de ISO 14224			
Consecuencia Real de la Falla	Describa la consecuencia real de la falla en los términos de la matriz de riesgos de la organización. Ver Anexo 4			
Consecuencia Potencial de la Falla	Describa la consecuencia potencial de la falla en los términos de la matriz de riesgos de la organización. Ver Anexo 4			
ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO				
Fecha de Mantenimiento	Indique la fecha de la actividad de mantenimiento			
Ubicación del Mantenimiento	Indique la ubicación (Coordenadas, Pk, etc)			
Actividad de Mantenimiento	Indique el código del método de mantenimiento. Ver Tabla B.5 de ISO 14224			
Descripción de Actividad de Mantenimiento	Describa la actividad realizada			
Duración de la Actividad de Mantenimiento	Unidades	Unidades de la duración	Valor	Valor de la duración
Parada por Mantenimiento	Requirió Parada	Indicar Si / No	Duración Parada	Indique duración de la parada
Costos de Mantenimiento	Unidades	Unidades de la duración	Valor	Valor de la duración

Nota. La ilustración muestra la información mínima propuesta para el registro de datos de diseño, construcción, operación, actividades de mantenimiento y fallas para una tubería de transporte de hidrocarburos. Fuente: Elaboración propia basa en (API RP 1160, 2019; ASME B31.4, 2022; ISO 14224, 2016; ISO 31000, 2018).

Ilustración A1.2

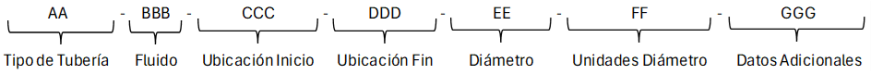
Códigos amenaza

Amenaza API 1160	Código Propuesto
Corrosión Externa	TECP
Corrosión Interna	TICP
Corrosión Selectiva de la Soldadura (SSWC)	TSWC
Agrietamiento Asistido por el Ambiente	TEAC
Defectos de Manufactura	TMDF
Defectos de Construcción y Fabricación	TCFD
Fallas de Equipos	TEFL
Daños Mecánicos	TMDM
Operaciones Incorrectas	TIOP
Clima y Fuerzas Externas	TWOF

Nota. La ilustración muestra un listado de códigos propuestos para el registro de la amenaza que propicia la falla en la tubería. Los códigos son una propuesta con base en el nombre de la amenaza. La organización podrá definir su codificación de tipo numérico, alfabético o alfanumérico. Fuente: Elaboración propia basa en (API RP 1160, 2019).

Ilustración A1.3

Tag de tubería



Tipo de Tubería	
Código	**Descripción**
OL	Oleoducto
PL	Poliducto
Fluido	
CRU	Crudo
GAS	Gasolina
DIE	Diesel
GLP	Gas licuado de petroleo
Unidades Diámetro	
IN	Pulgadas
MT	Metros
Datos Adicionales	
AIS	Aislada térmicamente
RIA	Con presencia de recubrimiento interno
TNM	Tubería no metálica

Nota. La ilustración muestra una propuesta para el registro de tag de la tubería. La organización podrá definir su codificación de tipo numérico, alfabético o alfanumérico. Fuente: Elaboración propia.

Se presenta a continuación un ejemplo de uso de la nomenclatura para tag propuesta en la Ilustración A1.3. El ejemplo corresponde al oleoducto Caño Limón – Coveñas que transporta crudo entre los campos Caño Limón en Arauca (Colombia) y Coveñas (Colombia).

Ilustración A1.4

Ejemplo tag para tuberías



Nota. Ejemplo de uso de la nomenclatura para definición de tag único de tubería aplicado al caso del Oleoducto Caño Limón Coveñas. Fuente: Elaboración propia.

Anexo 2. Segmentación

Las condiciones a través de la longitud de la tubería son variables ya que se pueden presentar cambios en las características de construcción e instalación, características del terreno donde se encuentran, diferencias en los elementos vulnerables expuestos, entre otras. Los cambios en las condiciones inciden en el análisis de riesgo, de confiabilidad y de mantenibilidad. Por lo anterior se hace necesario realizar la segmentación del activo que consiste en dividirlo en partes de igual o diferente tamaño que puedan ser evaluadas en conjunto (Muhlbauer, 2015).

Para el proceso de segmentación existen las estrategias que se mencionan a continuación.

Segmentación de Longitud Fija: consiste en dividir la tubería en longitudes fijas preestablecidas, es decir, un nuevo segmento es creado cada vez que se alcanza cierta longitud independientemente de las características de este. Este método tiene como ventajas la facilidad para desarrollar la segmentación y como desventajas que reduce la exactitud para los análisis posteriores (API RP 1160, 2019).

Segmentación Manual: consiste en definir una lista de criterios bajo os cuales se realiza la división de la tubería. Estos criterios están asociados a factores que pueden influir en la evaluación a nivel de consecuencias o de probabilidad de falla. Esta metodología es de tipo subjetivo y se basa en la experiencia del usuario y definición de la organización (Muhlbauer, 2015).

Segmentación Dinámica: es la estrategia más robusta y consiste en crear un nuevo segmento cada vez que una característica cambia. La longitud de cada segmento depende de la frecuencia con la que cambien las condiciones (API RP 1160, 2019).

En este proyecto se propone como estrategia para la segmentación un método con segmentación manual considerando las variables que mayor incidencia pueden generar en la gestión del riesgo, susceptibilidad a amenazas y actividades de mantenimiento. La propuesta

consiste en crear un nuevo segmento cada vez que una de estas características cambie. Con el método propuesto existen 540 tipos de segmentos que se pueden generar de acuerdo con la combinación de cada una de las variables.

Ilustración A2.1

Códigos para clasificación de segmentos.

Tipo de Característica	**Material**				
Característica	Acero al carbono	No metálica reforzada		No metálica PEAD	
Código	SM1	SM2		SM3	
Descripción	Todos los tipo de acero al carbono	Tubería RTP o RLP		Tubería PEAD y sus variaciones	
Uso	Selección Única				
Tipo de Característica	**Tipo de Instalación**				
Característica	Áereo	Enterrado	Aéreo en contacto con suelo	Cruce de vía enterrado	
Código	SI1	SI2	SI3	SI4	
Descripción	Sregmentos aéreos o con cruce de vía en box culvert soportado	Segmentos enterrados	Segmentos aéreos soportados directamente sobre el suelo	Segmentos con cruces de vía enterrados	
Uso	Selección Única				
Tipo de Característica	**Elementos Vulnerables Ambientales**				
Característica	Sin elementos vulnerables	Cruce cuerpo de agua permanente		Cruce de cuerpo de agua intermitente	
Código	SE0	SE1		SE2	
Descripción	No presenta cruces de agua	Cruces de cuerpo de agua que se mantienen a lo largo del año		Cruces de cuerpos de agua que son por teporadas de lluvia o estaciones	
Uso	Selección Única				
Tipo de Característica	**Elementos Vulnerables Personas**				
Característica	Sin elementos vulnerables	Cruce zona poblada clase 1	Cruce zona poblada clase 2	Cruce zona poblada clase 3	Cruce zona poblada clase 4
Código	SP0	SP1	SP2	SP3	SP4
Descripción	Sin personas en área cercana	Cer sección 840.2.2 de ASME B31.8	Cer sección 840.2.2 de ASME B31.8	Cer sección 840.2.2 de ASME B31.8	Cer sección 840.2.2 de ASME B31.8
Uso	Selección Única				
Tipo de Característica	**Otros**				
Característica	Con recubrimiento interno		Cruce zona agricola		No Aplica
Código	SO1		SO2		SO3
Descripción	Segmento con recubriminto interno aplicado		Zona con uso agricola		No Aplica
Uso	Selección Multiple o Sin Selección				

Nota. La ilustración muestra las alternativas para las diferentes variables que se proponen para la definición de los segmentos. Fuente: Elaboración propia basado en (Muhlbauer, 2015).

De acuerdo con lo descrito, se presenta a continuación un ejemplo de segmentación para un oleoducto con una longitud de 16.4 km, un diámetro nominal de 12 in, construido en acero al carbono, con un cruce sobre un cuerpo de agua permanente, cruce en cuatro zonas pobladas y cruce en tres zonas de uso agrícola.

Ilustración A2.2

Ejemplo de uso de la estrategia de segmentación propuesta.

TAG TUBERÍA: OL-CRU-CAS-DOR-12-IN										
Identificación Segmento	**PK Inicio Segmento**	**PK Fin Segmento**	**Diámetro Segmento (in)**	**Longitud Segmento (m)**	**Material**	**Tipo de Instalación**	**Elementos Vulnerables Ambientales**	**Elementos Vulnerables Personas**	**Otros**	**Código de clasificación del segmento**
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG001	0+000,0	0+250,0	12	250	Acero al carbono	Aéreo	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI1-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG002	0+250,0	1+256,0	12	1006	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG003	1+256,0	2+850,0	12	1594	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	Cruce zona agricola	SM1-SI2-SE0-SP0-SO2
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG004	2+850,0	3+942,0	12	1092	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG005	3+942,0	4+200,0	12	258	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Cruce zona poblada clase 2	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP2-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG006	4+200,0	5+680,0	12	1480	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG007	5+680,0	6+580,0	12	900	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Cruce zona poblada clase 2	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP2-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG008	6+580,0	9+830,0	12	3250	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG009	9+830,0	10+250,0	12	420	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	Cruce zona agricola	SM1-SI2-SE0-SP0-SO2
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG010	10+250,0	12+300,0	12	2050	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG011	12+300,0	12+520,0	12	220	Acero al carbono	Aéreo	Cruce cuerpo de agua permanente	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI1-SE1-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG012	12+520,0	13+200,0	12	680	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	Cruce zona agricola	SM1-SI2-SE0-SP0-SO2
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG013	13+200,0	14+350,0	12	1150	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG014	14+350,0	14+800,0	12	450	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Cruce zona poblada clase 3	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP3-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG015	14+800,0	15+860,0	12	1060	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP0-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG016	15+860,0	16+050,0	12	190	Acero al carbono	Enterrado	Sin elementos vulnerables	Cruce zona poblada clase 2	No Aplica	SM1-SI2-SE0-SP2-SO3
OL-CRU-CAS-DOR-12-IN-SEG017	16+050,0	16+400,0	12	350	Acero al carbono	Aéreo	Sin elementos vulnerables	Sin elementos vulnerables	No Aplica	SM1-SI1-SE0-SP0-SO3

Nota. La ilustración muestra un ejemplo de definición de segmentos de un oleoducto. Los datos empleados no son reales, únicamente se incluyen con el fin de ejemplificar el uso de la propuesta de segmentación. Fuente: Elaboración propia

Anexo 3. Identificar Amenazas por Segmento

La identificación de amenazas corresponde a la asignación de las amenazas que aplican para cada segmento de acuerdo con las condiciones de instalación y construcción particulares. Para esta actividad la recomendación es no desestimar ninguna amenaza de forma inicial y posteriormente en el análisis de riesgo se definirán las amenazas con niveles muy bajas de probabilidad.

Para el desarrollo de esta actividad es importante diferenciar los conceptos de mecanismo de daño, modo de falla y amenaza. El mecanismo de daño corresponde a al proceso que induce cambios en el material a nivel micro o macro y que afectan negativamente la condición del material o sus propiedades mecánicas, algunos ejemplos de mecanismos de daño son corrosión, erosión y fatiga. El modo de falla corresponde a la manera en que se manifiesta la falla, algunos ejemplos para el caso de tuberías son pequeños agujeros, grietas o ruptura (API RP 580, 2023).

Las amenazas corresponden a todas aquellas condiciones que pueden afectar la integridad de la tubería tanto asociada a mecanismos de daño como la corrosión y el agrietamiento asistido por el ambiente, pero además incluye otras condiciones como los daños por terceros, operaciones incorrectas, daños mecánicos por terceros (API RP 1160, 2019).

Para el proyecto se propone la identificación de amenazas de acuerdo con el listado propuesto por API RP 1160 que se describen en la Tabla A3.1.

Tabla A3.1

Descripción de Amenazas API RP 1160

Amenaza	Descripción
Corrosión Externa	Deterioro de un material en su pared externa, generalmente un metal, que resulta de una reacción con su entorno. La velocidad a la que un metal se deteriora (corroe) está determinada principalmente por el entorno en el que se encuentra y por la naturaleza y la intensidad de las medidas implementadas para mitigar dicha reacción.

Amenaza	Descripción
Corrosión Interna	Deterioro de un material en su pared interna, generalmente un metal, que resulta de una reacción con el ambiente a que está expuesta la superficie interna.
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Es la pérdida de metal causada por la corrosión, ya sea interna o externa, en o a lo largo de una junta ERW o FW. El proceso de corrosión ataca la zona de unión de la junta a mayor velocidad que el resto de la tubería, lo que da como resultado una grieta o surco de corrosión alineado con la línea de unión.
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Existen diferentes tipos de mecanismos de daño asociados a esta amenaza, el más recurrente es el Stress Corrosion Cracking (SCC) donde se forman pequeñas grietas que a menudo se alargan y profundizan con el tiempo, si las grietas siguen creciendo, con frecuencia se superponen o se unen, o ambas cosas, de tal manera que equivalen a una sola grieta grande en cuanto a su efecto sobre la capacidad de carga de la tubería. Existen otros mecanismos de daño como Sulfide Stress Cracking (SSC), Hydrogen-induced cracking (HIC) o Stress-oriented Hydrogen-induced cracking (SOHIC). Para más detalle consultar API RP 571.
Defectos de Manufactura	Corresponde a costuras de tubería defectuosas, incluidas las zonas endurecidas por el calor, y tuberías defectuosas, incluidos los puntos duros en el cuerpo de la tubería. La integridad de las juntas de las tuberías de línea con una junta longitudinal realizada mediante soldadura por arco sumergido doble (DSAW), soldadura por arco sumergido doble con junta helicoidal (HSAW) o soldadura por resistencia eléctrica de alta frecuencia (HF-ERW) fabricadas después de aproximadamente 1980 no suele ser una preocupación más importante que la integridad general del oleoducto.
Defectos de Construcción y Fabricación	Los defectos de construcción incluyen defectos en las soldaduras circunferenciales, abolladuras por impacto de rocas, daños durante la instalación, fallas en los accesorios fabricados o en las conexiones de las derivaciones, marcas de mandril de doblado, ondulaciones, deformaciones y dobleces arrugados.
Fallas de Equipos	Corresponde a la falla de bombas, válvulas, juntas, medidores, trampas de raspado, filtros, etc. Estos componentes están sujetos a fallas o averías ocasionales, y en ciertos casos pueden provocar fugas accidentales.
Daños Mecánicos	Esta amenaza surge de actividades de excavación, perforación, agricultura u otras labores de movimiento o remoción de tierra, donde la maquinaria utilizada entra en contacto con una tubería enterrada, provocando fugas o roturas. También se han registrado fallas cuando se ejerce una carga excesiva sobre el suelo que cubre la tubería. Asimismo, se han producido fallas inmediatas como resultado de actos vandálicos.

Amenaza	Descripción
Operaciones Incorrectas	Incluyen, entre otras, la sobre presurización accidental; la falta de diseño adecuado para las sobretensiones o su limitación; el cierre o apertura inadecuados de válvulas; el llenado excesivo de tanques; la aplicación de medidas de control de corrosión inadecuadas o incorrectas; la mala interpretación de alarmas o indicaciones de fugas; y el mantenimiento, la reparación o la calibración inadecuados de tuberías, accesorios o equipos.
Clima y Fuerzas Externas	Las bajas temperaturas, los rayos, las inundaciones, los deslizamientos de tierra, los hundimientos, los terremotos, etc., son causas conocidas de fallas en oleoductos y gasoductos. Dado que se trata de eventos aleatorios y, a menudo, impredecibles, el operador debe establecer un programa preventivo y de mitigación para minimizar el riesgo de fallas en los oleoductos y gasoductos debido a estos fenómenos. Se recomienda consultar la norma API RP 1133 para conocer las mejores prácticas del sector.

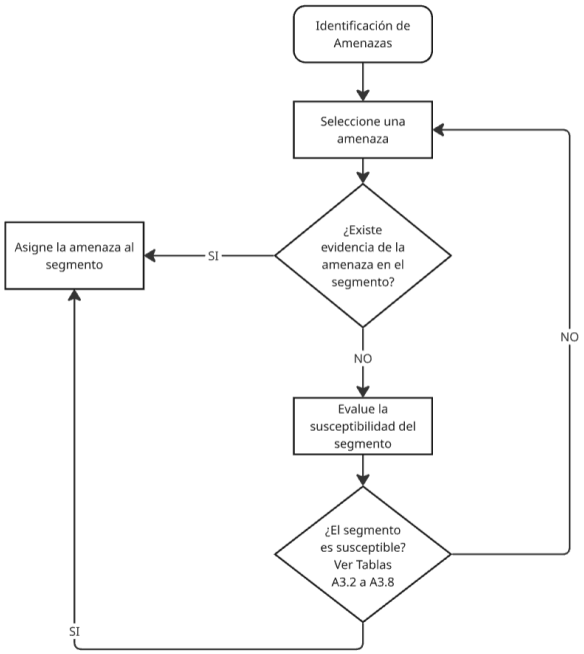
Nota. La tabla describe las diferentes amenazas que pueden aplicar a una tubería y las características particulares de cada amenaza. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019).

Para la identificación de las amenazas que aplican a cada segmento existen diferentes técnicas como lluvia de ideas, cuestionarios, análisis comparativo de la industria, análisis de escenarios basados en riesgo, talleres de evaluación de riesgos, investigación de incidentes, análisis de árbol de fallas / eventos, análisis de modos y efectos de fallas (FMEA), entre otros (Mora et al., 2016).

Para el proyecto se propone el proceso mostrado en Ilustración A3.1 para definir la susceptibilidad a la amenaza.

Ilustración A3.1

Proceso para definición de amenazas



Nota. La ilustración describe el proceso propuesto para la definición de amenazas para cada segmento de tubería. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019; Mora et al., 2016).

Tabla A3.2

Definición de amenaza por material de construcción

Amenaza	Material			Notas
	Acero al carbono	No metálica reforzada	No metálica PEAD	
Corrosión Externa	Aplica	No aplica	No aplica	Ver Tabla A3.3
Corrosión Interna	Aplica	No aplica	No aplica	Ver Tabla A3.4
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Aplica	No aplica	No aplica	Ver Tabla A3.5
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Aplica	No aplica	No aplica	Ver Tabla A3.6
Defectos de Manufactura	Aplica	Aplica	Aplica	Ver Tabla A3.7
Defectos de Construcción y Fabricación	Aplica	Aplica	Aplica	Siempre evaluar
Fallas de Equipos	Aplica	Aplica	Aplica	Ver Tabla A3.7

Amenaza	Material			Notas
	Acero al carbono	No metálica reforzada	No metálica PEAD	
Daños Mecánicos	Aplica	Aplica	Aplica	Siempre evaluar
Operaciones Incorrectas	Aplica	Aplica	Aplica	Siempre evaluar
Clima y Fuerzas Externas	Aplica	Aplica	Aplica	Siempre evaluar

Nota. La tabla describe las diferentes amenazas que pueden aplicar a una tubería de acuerdo con el material de construcción. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019).

Tabla A3.3

Definición de susceptibilidad a corrosión externa

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
Corrosión por suelo 1. ¿El equipo está en contacto con el suelo (enterrado o parcialmente enterrado)? 2. ¿El material de construcción es acero al carbono?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.12
Corrosión Atmosférica 1. ¿El equipo es aéreo? 2. ¿El material de construcción es acero?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 571 Sección 3.8

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a corrosión externa. Fuente: Elaboración propia basado en (API 581, 2025)

Tabla A3.4

Definición de susceptibilidad a corrosión interna

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
Corrosión por HCl 1. ¿El proceso contiene HCl? 2. ¿Hay agua libre presente en la corriente del proceso (incluida la condición inicial de condensación)? 3. ¿El pH es < 7?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.2
Corrosión por ácido sulfhídrico/nafténico a alta temperatura 1. ¿El proceso contiene aceite con compuestos de azufre? 2. ¿La temperatura de operación es > 400 °F (204 °C)?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.3

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
Corrosión por H_2S/H_2 a alta temperatura 1. ¿El proceso contiene H_2S e hidrógeno? 2. ¿La temperatura de operación es > 400 °F (204 °C)?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.4
Corrosión por ácido sulfúrico (H_2SO_4) ¿El proceso contiene H_2SO_4?	Si la respuesta es Sí, proceda a la Sección 2.B.5	API RP 581 Sección 2.B.5
Corrosión por HF ¿La corriente del proceso contiene HF?	SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.6
Corrosión por agua ácida ¿Hay agua libre con H_2S presente?	SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.7
Agua ácida con ácido 1. ¿Hay agua libre con H_2S presente y pH < 7? 2. ¿El proceso contiene < 50 ppm de cloruros?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.10
Corrosión por CO_2 1. ¿Hay agua libre con CO_2 presente (incluyendo condensación por punto de rocío)? 2. ¿El material de construcción es acero al carbono o tiene < 13% Cr?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.B.13

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a corrosión interna. Fuente: Elaboración propia basado en (API 581, 2025)

Tabla A3.5

Definición de susceptibilidad a SSWC

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
¿El material es acero? ¿La tubería es con costura longitudinal?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 1160 Sección A.4

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a SSWC. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019)

Tabla A3.6

Definición de susceptibilidad a EAC

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
Agrietamiento por ACSCC 1. ¿Acero al carbono o de baja aleación? 2. ¿Hay agua libre presente en la corriente del proceso (incluyendo condición inicial de condensación)? 3. ¿El pH es > 7.5?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.2
Ácido fluorhídrico – HIC/SOHIC-HF 1. ¿Acero al carbono o de baja aleación? 2. ¿El proceso contiene HF?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.6

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
Ácido fluorhídrico – HSC 1. ¿Acero al carbono o de baja aleación? 2. ¿El proceso contiene HF?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.7
Agrietamiento por PASCC 1. ¿Acero inoxidable austenítico o aleación a base de níquel? 2. ¿El proceso está expuesto a compuestos que contienen azufre?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.8
Agrietamiento por H_2S húmedo – HIC/SOHIC-H_2S 1. ¿Acero al carbono o de baja aleación? 2. ¿El proceso contiene H_2S? 3. ¿La presión es > 0.05 psia (0.3 MPa)? 4. ¿Hay agua libre presente (incluyendo consideración de condensación por punto de rocío)?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.9
Agrietamiento por H_2S húmedo – Agrietamiento por esfuerzo de sulfuro (SSC) 1. ¿Acero al carbono o de baja aleación? 2. ¿El proceso contiene H_2S? 3. ¿La presión es > 0.05 psia (0.3 MPa)? 4. ¿Hay agua libre presente (incluyendo consideración de condensación por punto de rocío)?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 581 Sección 2.C.10
Agrietamiento SCC por suelos 1. ¿El esfuerzo de operación excede el 60% del SMYS? 2. ¿La temperatura de operación excede los 100°F? 3. ¿El segmento está ubicado a menos de 32 km de una estación? 4. ¿La edad de la tubería es mayor a 10 años? 5. ¿El recubrimiento es diferente a recubrimiento epoxi fusionado?	Si todos SI entonces Susceptible	NACE SP0204

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a EAC. Fuente: Elaboración propia basado en (API 581, 2025; API RP 1160, 2019; NACE SP0204, 2015).

Tabla A3.7

Definición de susceptibilidad a defectos de manufactura

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
¿El material es acero? ¿La tubería es con costura longitudinal?	Si todos SI entonces Susceptible	API RP 1160 Sección A.6

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a defectos de manufactura. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019).

Tabla A3.8

Definición de susceptibilidad a fallas de equipos

Preguntas de evaluación	Susceptibilidad	Documento Guía
¿En el segmento hay equipos diferentes a la tubería como bombas, válvulas, medidores, trampas de raspado, filtros, etc?	SI entonces Susceptible	API RP 1160 Sección A.8

Nota. Cuestionario para definición de susceptibilidad a fallas de equipos. Fuente: Elaboración propia basado en (API RP 1160, 2019).

Anexo 4. Evaluación del Riesgo

Definición de Riesgo

La definición del riesgo según la norma ISO 31000 es el *efecto de incertidumbre sobre los objetivos* (ISO 31000, 2018), mientras que la norma API RP 580 lo define como la *Combinación de la probabilidad de que ocurra algún evento durante un período de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con ese evento* (API RP 580, 2023). Ambas definiciones coinciden en que el riesgo no solo implica la posibilidad de que ocurra un evento, sino también el impacto que este puede tener sobre el cumplimiento de los objetivos, lo que refuerza la necesidad de una gestión sistemática y proactiva para su control.

Tipos de Evaluación del Riesgo

La selección del método depende de diversos factores que determinan su alcance y nivel de detalle. Entre ellos se encuentran el propósito específico de la evaluación (priorización de segmentos de tubería, análisis de alternativas costo-efectivas para la reducción del riesgo o la definición de acciones de mitigación). También influyen el objetivo del Plan de Gestión de Integridad, los recursos disponibles y la cantidad de segmentos a evaluar, el nivel de esfuerzo para recopilar y procesar la información, la complejidad del análisis y el tiempo para realizar la evaluación, así como la calidad, disponibilidad y naturaleza de los datos e información (Mora et al., 2016).

Las evaluaciones de riesgo pueden llevarse a cabo mediante tres enfoques principales, dependiendo del nivel de detalle y la disponibilidad de datos. Estos son Cualitativo, Semicuantitativo y Cuantitativo.

De acuerdo con la metodología seleccionada, existen diversas técnicas que pueden emplearse para respaldar el análisis de riesgos, entre las que se incluyen los árboles de eventos, utilizados para representar las posibles consecuencias a partir de una falla o suceso inicial; los árboles de fallos, que permiten identificar las causas que pueden originar un evento

no deseado; los métodos de puntuación o indexación, que asignan valores o índices a los factores de riesgo para priorizarlos según su nivel relativo; y los enfoques probabilísticos, que aplican modelos matemáticos y estadísticos para estimar la probabilidad y el impacto de los eventos de riesgo (ISO 31010, 2019).

Evaluación de Riesgo Cualitativo

Este enfoque utiliza información descriptiva basada en el criterio técnico, la experiencia y el conocimiento especializado del personal para estimar la probabilidad y consecuencia de falla. Los datos se expresan en rangos y los resultados se presentan en niveles cualitativos como muy alto, alto, medio o bajo, con posibilidad de asignar valores numéricos. Su ventaja es que permite realizar una evaluación de riesgos aun cuando no se dispone de datos cuantitativos precisos. No obstante, la confiabilidad de los resultados depende en gran medida de la capacitación y experiencia de los analistas y del equipo encargado del proceso (API RP 580, 2023; Mora et al., 2016).

En comparación con las evaluaciones cuantitativas, las cualitativas suelen ser menos reproducibles. Este tipo de análisis es aplicable en cada fase del desarrollo del plan de inspección, aunque al establecer las medidas de mitigación y las decisiones finales del plan es fundamental tener en cuenta el enfoque conservador que suele caracterizarlo (API RP 580, 2023).

La ilustración A4.1 muestra un ejemplo de matriz de riesgo cualitativo, en la cual se representa la relación entre la probabilidad de ocurrencia y la severidad de las consecuencias. La matriz presentada es de carácter referencial y puede adaptarse según los criterios, umbrales y categorías de riesgo definidos por cada organización o normativa aplicable.

Ilustración A4.1

Matriz de Evaluación de Riesgo Cualitativo

Probabilidad					
	Cierto	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
	Probable	Bajo	Alto	Muy Alto	Muy Alto
	Posible	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto
	Improbable	Bajo	Bajo	Medio	Alto
	Raro	Bajo	Bajo	Medio	Medio
		Insignificante	Moderado	Crítico	Catastrófico
		Consecuencia			

Nota. La matriz de evaluación de riesgo cualitativo permite clasificar los riesgos en niveles que van desde bajo hasta muy alto, que facilita la priorización de acciones de mitigación y la toma de decisiones dentro del proceso de gestión del riesgo. Fuente: Elaboración propia basada en (Mora et al., 2016).

La Ilustración A4.2 presenta las categorías del riesgo y define las acciones requeridas según la gravedad de este. Muestra cuatro categorías, desde Muy Alto (inaceptable, que requiere mitigación inmediata hasta alcanzar riesgo bajo), hasta Bajo (aceptable, donde solo se requiere monitoreo continuo).

Ilustración A4.2

Matriz de Clasificación y Aceptabilidad del Riesgo.

Categoria del Riesgo	Descripción de la Categoria	Aceptabilidad del Riesgo
Muy Alto	Debe mitigarse de forma inmediata mediante controles administrativos y/o de ingenieria hasta alcanzar una clasificación de riesgo baja.	Inaceptable
Alto	Debe mitigarse mediante controles administrativos y/o de ingenieria hasta alcanzar una clasificación de riesgo baja dentro de un periodo específico, generalmente entre seis meses y un año.	Tolerable bajo control
Medio	Debe mitigarse mediante controles administrativos y/o de ingenieria hasta alcanzar una clasificación de riesgo baja dentro de un periodo específico, generalmente entre 1 y 3 años, según la complejidad de las acciones de mitigación.	Tolerable con medidas de control
Bajo	Debe ser monitoreado y verificado de forma continua para asegurar que los procedimientos o controles establecidos se mantengan en funcionamiento. No se requiere implementar medidas de mitigación adicionales para reducir el riesgo. Pueden considerarse acciones preventivas orientadas a mejorar los procesos.	Aceptable

Nota. Esta clasificación es fundamental para establecer la aceptabilidad del riesgo e implementar los controles administrativos y/o de ingeniería necesarios, definiendo plazos de mitigación que varían desde la inmediatez hasta periodos de uno a tres años, dependiendo de la complejidad y el nivel de riesgo. Fuente: Elaboración propia basada en (Mora et al., 2016).

La ilustración A4.3 muestra la definición de los niveles de probabilidad para cualquier evento de riesgo. Esta escala, que va desde Cierto hasta Raro, permite a las organizaciones clasificar la frecuencia de ocurrencia esperada (Mora et al., 2016).

Ilustración A4.3

Niveles de Probabilidad en la evaluación cualitativa.

Probabilidad	
Nivel	Descripción
Cierto	El evento de riesgo sucederá o se espera que suceda en el periodo de tiempo analizado. Hay evidencia histórica o un alto grado de certeza de su ocurrencia.
Probable	El evento de riesgo tiene una alta probabilidad de ocurrir (frecuencia alta) en el periodo de tiempo analizado. Puede haber sucedido antes y es muy factible que se repita.
Posible	El evento de riesgo podría ocurrir (frecuencia moderada) en el periodo de tiempo analizado. Hay alguna posibilidad de que suceda, pero no es lo más esperado.
Improbable	El evento de riesgo es poco probable que ocurra (frecuencia baja) en el periodo de tiempo analizado, aunque no se puede descartar por completo.
Raro	El evento de riesgo es casi imposible que ocurra o se espera que suceda solo en circunstancias excepcionales (frecuencia muy baja).

Nota. Los niveles superiores, como Cierto y Probable, se tienen para eventos con alta certeza o alta frecuencia de repetición, mientras que los niveles inferiores se aplican a riesgos que son poco probables o casi imposibles de materializarse en el periodo analizado. Fuente: Elaboración propia basada en (Mora et al., 2016).

La ilustración A4.4 muestra cómo se evalúa la consecuencia de manera multidimensional, abarcando el impacto en Seguridad, Medio Ambiente, Producción y Operaciones y con niveles que van desde Insignificante hasta Catastrófico. Esta clasificación es fundamental para las organizaciones que buscan una visión integral del riesgo, ya que un mismo evento (como una falla de equipo) puede tener un impacto Catastrófico en la producción, pero insignificante en el medio ambiente. Es necesario definir los límites aceptables para cada aplicación específica, por lo que estos niveles son relativos a los umbrales de la organización (ISO 14224, 2016) .

Ilustración A4.4

Niveles y Categorías de Consecuencia en la evaluación cualitativa.

Consecuencia				
Nivel	Categoria			
	Seguridad	Ambiental	Producción	Operacional
Catastrófico	Pérdida de vidas y sistemas vitales de seguridad inoperables.	Contaminación mayor.	Parada extensa de la producción u operación.	Costo de mantenimiento muy alto.
Critico	Lesiones serias al personal y potencial de pérdida de funciones de seguridad.	Contaminación significativa.	Parada de producción superior al límite aceptable.	Costo de mantenimiento superior al límite aceptable.
Moderado	Lesiones que requieren tratamiento médico y efecto limitado en funciones de seguridad.	Algo de contaminación.	Parada de producción por debajo del límite aceptable.	Costo de mantenimiento en o por debajo del límite aceptable.
Insignificante	Lesiones que no requieren tratamiento médico y un efecto menor en funciones de seguridad.	Ninguna o contaminación insignificante.	Parada menor de producción.	Costo de mantenimiento bajo.

Nota. La ilustración presenta los niveles y categorías de consecuencia, permitiendo adaptar los criterios y umbrales según las necesidades y características específicas de cada organización. Fuente: Elaboración adaptada de (ISO 14224, 2016).

Evaluación de Riesgo Cuantitativo

Es una metodología formal y sistemática utilizada para identificar eventos potencialmente peligrosos, estimar su probabilidad y sus consecuencias, y expresar los resultados en términos del riesgo que representan para las personas, el medio ambiente y las operaciones del negocio. Este enfoque, de carácter probabilístico, se fundamenta en métodos científicos, estadísticos y técnicos, buscando la objetividad mediante el uso de datos cuantitativos. Idealmente, la evaluación se apoya en tasas de falla obtenidas de registros históricos y modelos teóricos, permitiendo una estimación más precisa y verificable del riesgo (Mora et al., 2016).

Esta evaluación presenta un carácter más estructurado, uniforme y respaldado documentalmente en comparación con los cualitativos, lo que también facilita su actualización con base en los resultados de las inspecciones. Este tipo de metodología suele emplear software que permite estimar el riesgo y emitir recomendaciones para las acciones de mantenimiento planificado. Si bien su implementación demanda una considerable cantidad de

información inicial, el uso de modelos cuantitativos contribuye a reducir el trabajo repetitivo y detallado, mejorando la eficiencia y precisión de las acciones de mantenimiento preventivo y predictivo (API RP 580, 2023).

El riesgo se define como la combinación entre la probabilidad de que ocurra un determinado evento durante un período de tiempo específico y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas a dicho evento. El riesgo se calcula multiplicando la Probabilidad de Falla por la Consecuencia del Falla (API RP 580, 2023; Mora et al., 2016).

$$Riesgo = Probabilidad\ (POF)\ x\ Consecuencia\ (COF) \quad \text{(A4.1)}$$

Cálculo de la Probabilidad de Falla. Se pueden emplear diversas metodologías para calcular la probabilidad de que una amenaza particular (como la corrosión) falle. La simulación de Monte Carlo es una de las más empleadas; a través de varias simulaciones, permite calcular la probabilidad de que ocurra una falla, así como los rangos de posibles resultados. Este método es frecuentemente utilizado para amenazas como la corrosión, agrietamiento por esfuerzos, los defectos tipo grieta o deformaciones en la tubería (ISO 14224, 2016; Mora et al., 2016).

Otra técnica empleada para estimar la probabilidad de falla y la confiabilidad de un sistema de tuberías es el Análisis del Árbol de Fallas (FTA, por sus siglas en inglés), recomendado especialmente para amenazas independientes del tiempo, como daños mecánicos, fenómenos geotécnicos o fuerzas externas. Por su parte, el método de Probabilidad de Excedencia (POE) se utiliza para clasificar las anomalías de pérdida metálica detectadas mediante inspección interna, según la presión de falla predicha (modo de ruptura) y la profundidad del defecto (modo de fuga), con base en los datos proporcionados por el proveedor de la herramienta de inspección (Mora et al., 2016).

API RP 581 también propone otros enfoques para estimar la probabilidad de falla (POF), entre los cuales se encuentran el método de Frecuencia de Falla Genérica (GFF, por sus siglas en inglés) y el modelo de distribución de Weibull de dos parámetros. El método GFF se aplica para estimar la probabilidad de pérdida de contención en equipos sujetos a presión, mientras que la distribución de Weibull se utiliza para evaluar la probabilidad de falla en dispositivos de alivio de presión y haces tubulares de intercambiadores de calor, permitiendo modelar el comportamiento de falla en función del tiempo y las condiciones operativas (API 581, 2025).

La selección de la metodología más adecuada dependerá de las necesidades del análisis, la disponibilidad y calidad de los datos, así como del nivel de detalle requerido. Cada técnica ofrece ventajas particulares según el tipo de amenaza evaluada y la información disponible, por lo que su aplicación debe ajustarse al contexto operativo y a los objetivos específicos del estudio de riesgo.

La probabilidad de falla (POF) suele expresarse en términos de frecuencia, como el número de eventos que ocurren durante un periodo de tiempo determinado. En los análisis probabilísticos, este periodo suele definirse como un intervalo fijo (por ejemplo, un año), y la frecuencia se expresa como el número de fallas por intervalo (por ejemplo 0.0002 fallas por año). En algunos casos, el intervalo puede representarse por una ocasión específica, como una corrida operativa, expresándose entonces la frecuencia en fallas por ocasión, por ejemplo 0.03 fallas por corrida (API RP 580, 2023).

Es recomendable asociar una frecuencia estimada a cada categoría de probabilidad, de manera que sirva como referencia para quienes realizan la evaluación del riesgo. Estas categorías pueden diferenciarse por uno o más órdenes de magnitud, u otros criterios que permitan distinguir adecuadamente los distintos niveles de probabilidad de falla. La ilustración A4.5 presenta un modelo de niveles de POF basados en la propuesta de la norma API RP 580, en la cual se indican los rangos de frecuencia anual correspondientes a cada nivel de probabilidad de falla (API RP 580, 2023).

Ilustración A4.5

Niveles y Categorías de Probabilidad para la evaluación cuantitativa.

Nivel	Probabilidad de falla anual o Frecuencia
Cierto	>0.01
Probable	0.001 a 0.01
Posible	0.0001 a 0.001
Improbable	0.00001 a 0.0001
Raro	<0.00001

Nota. La ilustración presenta los niveles y rangos de probabilidad, lo que permite estandarizar la evaluación del riesgo y facilitar la asignación coherente de la probabilidad en los diferentes escenarios analizados. Fuente: Elaboración adaptada de (API RP 580, 2023).

Cálculo de la Consecuencia de Falla. La liberación no controlada de fluidos peligrosos provenientes de equipos de proceso presurizados puede generar daños en los equipos cercanos, riesgos significativos para el personal, pérdidas en la producción y afectaciones al medio ambiente. Las consecuencias asociadas a este tipo de eventos se evalúan mediante técnicas de análisis de consecuencias reconocidas, y sus resultados suelen expresarse como el área de impacto estimada o en valores económicos que reflejan la magnitud del daño potencial (API 581, 2025).

La magnitud de las consecuencias puede ser expresada cuantitativamente como un valor puntual o como una distribución, una distribución puede ser adecuada cuando el valor de la consecuencia es incierto, cuando la consecuencia varía dependiendo de la circunstancia o cuando los parámetros pueden afectar la consecuencia (ISO 31010, 2019).

Los análisis de consecuencias cuantitativos evalúan diferentes escenarios a partir de la falla de la tubería, entendida la falla como la pérdida de contención del fluido peligroso. Algunos de los escenarios son nubes tóxicas o asfixiantes, escenarios de fuego / ignición, nubes explosivas y piscinas de fuego. El desarrollo de uno u otro escenario depende del producto que

se transporte, las condiciones operativas de transporte y las condiciones ambientales (Muhlbauer, 2015).

El resultado del análisis de consecuencias se expresa de forma numérica y típicamente se relaciona en unidades de área de afectación, fatalidades o impacto financiero. En la Ilustración A4.6 se presentan los niveles y categorías de consecuencias propuestos por API 581.

Ilustración A4.6

Niveles y categorías de consecuencias para la evaluación cuantitativa.

Categoría	Consecuencia Salud y Seguridad Cf (Área Escenario Inflamabilidad)	Consecuencia Salud y Seguridad Cf_inj (Fatalidades)	Consecuencia Financiera Cf_fin (USD)
Nivel	Rango (ft2)	Rango (Fatalidades)	Rango (USD)
Catastrófico	Cf > 10000	Cf_inj> 3.27E-02	Cf_fin > 1,000,000
Crítico	1000 < Cf <= 10000	3.27E-03 < Cf_inj <= 3.27E-02	100,000 < Cf_fin <= 1,000,000
Moderado	100 < Cf <= 1000	3.27E-04 < Cf_inj <= 3.27E-03	10,000 < Cf_fin <= 100,000
Insignificante	Cf <= 1000	Cf_inj <= 3.27E-04	Cf_fin <= 10,000

Nota. La ilustración presenta los niveles y rangos de consecuencia, lo que permite estandarizar la evaluación del riesgo y facilitar la asignación coherente de la consecuencia en los diferentes escenarios analizados. Fuente: Elaboración adaptada de (API 581, 2025).

Evaluación de Riesgo Semicuantitativo

El término semicuantitativo se refiere a cualquier enfoque que cuente con aspectos tanto de los métodos cualitativos como de los cuantitativos. Generalmente permite obtener beneficios de los dos enfoques preliminares ya que brinda la rapidez del enfoque cualitativo y puede acercase al rigor de los métodos cuantitativos sin requerir el mismo nivel de detalle en los datos. El resultado de consecuencias y probabilidad se entregan de forma numérica, pero los valores numéricos pueden asociarse a categorías lo que permite el cálculo del riesgo y la aplicación de los criterios de aceptación (API RP 580, 2023).

Los enfoques semicuantitativos se incluyen cuando un parámetro (usualmente la probabilidad) es expresado en términos cuantitativos y el otro es descrito o expresado en términos de escalas; las escalas están divididas en bandas; se añaden descriptores numéricos a los puntos de la escala, cuyos significados se describen cualitativamente. Los enfoques semicuantitativos deben validarse y utilizarse con precaución (ISO 31010, 2019).

Anexo 5. Evaluación de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad

La evaluación del desempeño actual de los activos constituye un paso esencial dentro de los procesos de gestión de integridad y mantenimiento, ya que permite establecer el nivel de confiabilidad operativa y el grado de exposición al riesgo de falla. De acuerdo con las mejores prácticas establecidas en el SMRP Body of Knowledge y las normas internacionales UNE EN 60300-3-1 e ISO 14224, esta etapa implica el análisis sistemático de los datos históricos de operación, mantenimiento e inspección para cuantificar los indicadores de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (BS EN 60300-3-1, 2004; ISO 14224, 2016; SMRP BOK, 2020).

Confiabilidad (R)

La confiabilidad se entiende como la probabilidad de que un equipo cumpla correctamente la función para la cual fue diseñado, manteniendo su desempeño dentro de los parámetros esperados durante un periodo de tiempo determinado y bajo condiciones normales de operación y entorno (Mora Gutiérrez, 2009).

La confiabilidad está directamente vinculada con la tasa de falla (número de fallas ocurridas) y con el tiempo medio de operación o tiempo de funcionamiento (TPO o TO). A medida que aumenta la cantidad de fallas en un equipo o que el tiempo medio de operación se reduce, la confiabilidad del mismo tiende a disminuir. En este sentido, la confiabilidad se considera una variable dependiente de los tiempos operativos (Parra Márquez & Crespo Márquez, 2012).

La confiabilidad se relaciona como:

Confiabilidad = 1- Probabilidad de falla (A5.1)

En términos de ecuación la confiabilidad se expresa como:

$$R_{(t)} = 1 - P_{(f)} \quad \text{(A5.2)}$$

Siendo:

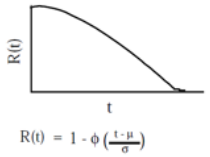
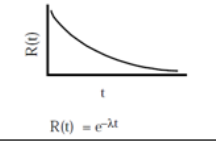
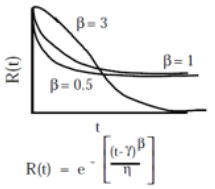
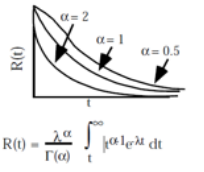
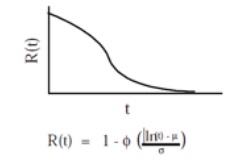
$R_{(t)}$: Probabilidad de confiabilidad o de éxito en un tiempo t.

$P_{(f)}$: Probabilidad de falla en el mismo tiempo t.

Existen diferentes modelos de confiabilidad que permiten describir y predecir el comportamiento de falla de un equipo o sistema a lo largo del tiempo. Cada modelo se ajusta a un patrón de fallas distinto (constante, creciente o decreciente) y se utiliza según la naturaleza del componente y la etapa de su ciclo de vida (Mora Gutiérrez, 2009).

Ilustración A5.1

Modelos de distribución aplicados al análisis de confiabilidad.

Modelo	Criterios	Función
Normal	- Describe fenómenos de envejecimiento de equipos. - Describe fenómenos de modelos de fatiga. - Describe fenómenos naturales. - Los componentes son afectados desde un comienzo por el desgaste.	
Exponencial	- Fallas aleatorias y que no dependan del tiempo que lleve en funcionamiento. - Describe situaciones de función de tasa de falla constante. - El componente usado que aún no ha fallado, es estadísticamente tan bueno como un componente nuevo. - Modelar componentes electrónicos. Es un caso particular de la Gamma cuando β = 1.	
Weibull	- Es la única función de probabilidad que puede utilizarse para representar cualquier tipo de distribución. - Representar la vida de los componentes. - Vida de servicio de tubos y equipos electrónicos.	
Gamma	- Conveniente para caracterizar los tiempos de fallas de equipos durante períodos de rodaje. - Adecuada para representar sistemas con componentes stand-by.	
Log normal	- Describe bien cuando la mayor parte de las intervenciones son de corta duración. - Aplicada para equipos electrónicos y electromecánicos. - Se aproxima a la distribución exponencial, y siendo esta mucho más sencilla de manejar, es esta última la que más se utiliza.	

Nota. La ilustración muestra los principales modelos estadísticos utilizados para representar el comportamiento de fallas de los equipos. Cada distribución describe distintos patrones de fallas y ofrece una función matemática que permite estimar la probabilidad de supervivencia o confiabilidad en función del tiempo. Fuente: Elaboración propia tomada de (Mora Gutiérrez, 2009; U.S. Dept. of Defense, 1998).

La selección del modelo de distribución depende de las necesidades de la organización, de las características del activo que se desea analizar y del comportamiento observado en su historial de fallas. Asimismo, influye la cantidad y calidad de la información disponible. Por ello, se elige el modelo que mejor se ajuste a los datos reales y que permita representar de manera más precisa la tendencia de fallas y la confiabilidad del activo a lo largo del tiempo.

Disponibilidad (A)

La disponibilidad se define como la probabilidad de que un equipo esté en condiciones operativas y sea capaz de ejecutar su tarea de manera satisfactoria cuando se le necesite, tras haber comenzado a funcionar y bajo condiciones estables. Este indicador considera el tiempo total, el cual incluye los tiempos de operación, reparación activa, inactividad, mantenimiento preventivo (cuando aplica), administrativo, tiempos sin producción y demoras logísticas (Mora Gutiérrez, 2009).

La disponibilidad puede calcularse como la razón entre el tiempo operativo y el tiempo total, donde este último se compone del tiempo de funcionamiento (uptime) y el tiempo de inactividad (downtime). La disponibilidad del sistema depende de cualquier factor que contribuya al tiempo de inactividad (Lalli et al., 2000).

La disponibilidad más apropiada debe seleccionarse según la información disponible, las expectativas de la organización y los aspectos que se deseen gestionar. Cada tipo de disponibilidad presenta diferencias y ofrece distintos beneficios (Mora Gutiérrez, 2009).

Disponibilidad Inherente (A_i)

Considera únicamente el tiempo de operación y el tiempo de reparación correctiva, excluyendo los mantenimientos preventivos, los retrasos logísticos o administrativos y los tiempos de demora en suministros. Representa la capacidad teórica del equipo para estar operativo bajo condiciones ideales (Mora Gutiérrez, 2009).

$$A_{(i)} = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \quad \text{(A5.3)}$$

Donde:

MTBF (Mean Time Between Failures) es el Tiempo medio entre fallas y se calcula de la siguiente forma:

$$MTBF = \frac{Tiempos\ operacionales}{Numero\ de\ fallas} \quad \text{(A5.4)}$$

MTTR (Mean Time To Repair) es el Tiempo medio de reparación y para su cálculo se utiliza la ecuación (5).

$$MTTR = \frac{Tiempos\ de\ reparación}{Numero\ de\ fallas} \quad \text{(A5.5)}$$

Disponibilidad Alcanzada (A_a)

Es útil cuando se busca gestionar de forma independiente las tareas programadas de mantenimiento proactivo (preventivo o predictivo) y las tareas correctivas. No contempla los retrasos logísticos o administrativos y los tiempos de demora en suministros (Mora Gutiérrez, 2009).

$$A_{(a)} = \frac{MTTMA}{MTTMA+MMT} \quad \text{(A5.6)}$$

El MTTMA representa el promedio de tiempo transcurrido hasta que se realiza una acción de mantenimiento, ya sea correctiva, preventiva o por sustitución de elementos cuya vida útil está restringida. Por su parte, el MMT indica el promedio del tiempo activo invertido en ejecutar dichas actividades de mantenimiento. La disponibilidad alcanzada no solo contempla la disponibilidad inherente del activo, sino que además considera el tiempo adicional destinado a

las labores de mantenimiento preventivo y al reemplazo programado de componentes con vida útil limitada (Lalli et al., 2000).

Disponibilidad Operacional (A_o)

Este tipo de disponibilidad es apropiada cuando se requiere un seguimiento detallado de los tiempos asociados a demoras administrativas, logísticas o por limitaciones de recursos físicos y humanos. Considera de manera conjunta las actividades de mantenimiento planificadas y no planificadas, ofreciendo una visión integral del desempeño real del activo (Mora Gutiérrez, 2009).

$$A_{(a)} = \frac{MTTMA}{MTTMA+MMT+MLDT+MADT} \quad \text{(A5.7)}$$

El MLDT representa el promedio del tiempo perdido por retrasos logísticos, es decir, el tiempo en que un sistema permanece inactivo mientras se espera la llegada de repuestos, equipos o materiales necesarios para ejecutar el mantenimiento. Dichos retrasos abarcan también la espera por herramientas o transporte para trasladar los componentes a las áreas donde se realizará la intervención. Sin embargo, no se considera parte de este tiempo el traslado local rutinario de piezas entre el almacén y el sitio de trabajo (Lalli et al., 2000).

El MADT, por su parte, se refiere al tiempo promedio perdido por demoras administrativas, como la espera de aprobación de órdenes de trabajo, disponibilidad del personal técnico, reasignaciones de personal, y la realización de trámites o documentación (Lalli et al., 2000).

Mantenibilidad (M)

La mantenibilidad se define como la probabilidad de que un componente, equipo o sistema pueda ser restablecido a su condición operativa normal después de una avería, falla o

interrupción del servicio. Este restablecimiento se logra mediante la ejecución de tareas de mantenimiento orientadas a corregir las causas inmediatas del problema. La recuperación de la normalidad del sistema implica tanto la restitución de su estructura física como la de su función operativa (Mora Gutiérrez, 2009).

La función de mantenibilidad puede representarse mediante diversas funciones de distribución, según las características estadísticas de los datos y los parámetros de la función. La distribución exponencial resulta especialmente útil para describir los tiempos de mantenimiento que presentan una duración aleatoria (Frederick Stapelberg, 2009).

$$M_{(t)} = 1 - e^{-\mu t} \quad \text{(A5.8)}$$

Donde:

$M_{(t)}$= Mantenibilidad

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad \text{(A5.9)}$$

Anexo 6. Definición de Acciones de Mantenimiento Planificado

La definición de acciones de mantenimiento para el caso de tuberías de transporte de hidrocarburos enterradas parte de la definición de la caracterización del activo, la función, así como la forma en que el equipo falla en cumplir la función. En el enfoque del proyecto con base en API RP 1160 la falla de las tuberías está asociada a rotura (de cualquier tamaño) que genera la pérdida de contención del fluido peligroso que se transporta. Además, se consideran las amenazas que pueden generar la falla tanto aquellas dependientes del tiempo como las independientes del tiempo (API RP 1160, 2019).

La definición de las acciones para las amenazas dependientes del tiempo parte de asumir que en algún punto del tiempo el riesgo (u otro parámetro de referencia) alcanzará o excederá el límite que establece la organización como tolerable. La organización puede definir diferentes parámetros, a continuación, se presentan algunos ejemplos (API 581, 2025).

- Riesgo: la organización establece un nivel de riesgo tolerable. Las acciones de mantenimiento se establecen de tal forma que no se supere el nivel de riesgo o que se retorne a las condiciones tolerables.
- Probabilidad de falla: la organización establece una probabilidad de falla tolerable independientemente de las consecuencias de la falla. Las acciones de mantenimiento se establecen de tal forma que no se supere el nivel de probabilidad o que se retorne a las condiciones tolerables.
- Espesor de pared: la organización establece un valor de espesor de pared mínimo o pérdida de espesor máxima que se emplea para definir las acciones de mantenimiento que se deben desarrollar.
- Intervalo máximo. La organización establece una frecuencia máxima para las actividades de mantenimiento con base en criterios propios o de documentos de referencia. Un ejemplo son los intervalos máximos de la Tabla 1 de API 570.

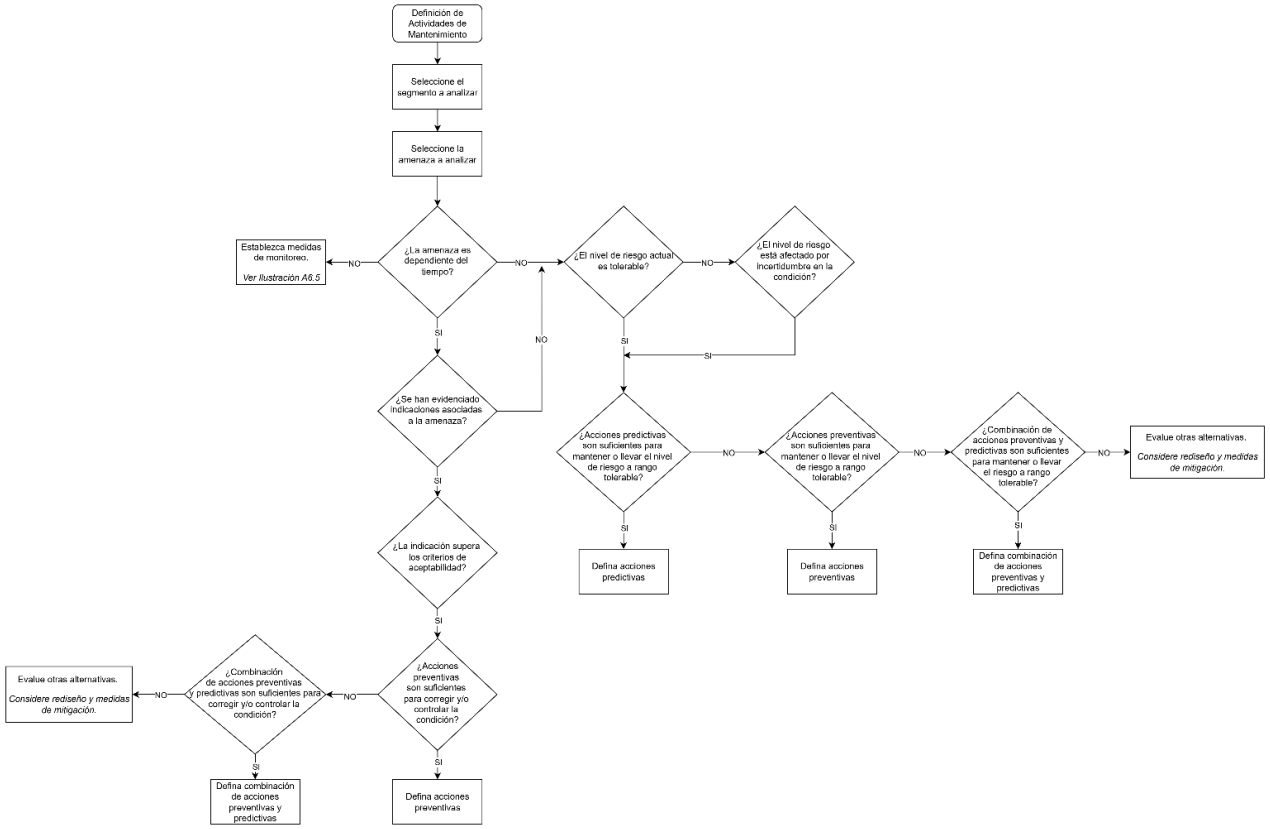
El proyecto propone el uso del parámetro riesgo para la definición de la frecuencia de las acciones de mantenimiento. Se considera además la definición de acciones de tipo predictivo, preventivo y otras acciones de monitoreo con base en el tipo de amenaza y en las capacidades de detección de las diferentes técnicas y normativas aplicables. En las siguientes secciones se presenta el paso a paso.

Pasos para Definición de Acciones de Mantenimiento Planificado

Paso 1 – Defina el tipo de actividad de mantenimiento requerida. Ver Ilustración A6.1.

Ilustración A6.1

Diagrama para definición del tipo de acciones de mantenimiento planificado



Nota. Definición de acciones de mantenimiento con base en su capacidad para control de condición y riesgo del segmento. Parte de actividades predictivas, preventivas y una combinación de estas, propone buscar alternativas en caso de no ser suficientes para control del riesgo o la condición. Fuente: Elaboración propia basada en (API 581, 2025; Moubray, 1997).

Paso 2 – Seleccione las técnicas de inspección y monitoreo de acuerdo con la amenaza y capacidad de detección de la técnica. Ver Ilustración A6.2, Ilustración A6.3, Ilustración A6.4 e Ilustración A6.5.

Ilustración A6.2

Actividades predictivas por tipo de amenaza – parte 1

Amenaza			Actividades Predictivas: Técnicas de Monitoreo e Inspección							
			Evaluación Directa (DA)			Técnicas de Monitoreo				
Amenaza	Modo de Daño / Condición	ILI	Evaluación Directa de Corrosión Externa (ECDA)	Evaluación Directa de Corrosión Interna (ICDA)	Evaluación Directa de Stress Corrosión Cracking (SCCDA)	Cupones de Corrosión	Probetas de Resistencia Eléctrica	Cupones de Protección Catódica	Análisis Fisicoquímico (Fluidos)	Análisis Fisicoquímico (Suelos)
			NACE SP0502-2010	NACE SP0206-2006	NACE SP0204-2008	NACE SP0775-2013	NACE SP0775-2013	NACE SP0104-2014		
Corrosión Externa	Adelgazamiento	a (Preferible)	o	N/A	N/A	N/A	N/A	o	N/A	a
Corrosión Interna	Adelgazamiento	a (Preferible)	N/A	o	N/A	a	a	N/A	a	N/A
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Adelgazamiento	a	o	o	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Agrietamiento orientado axialmente	a	N/A	N/A	o	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Agrietamiento por fatiga por tensión orientada axialmente	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Agrietamiento orientado circunferencialmente	a	N/A	N/A	o	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Defectos de Manufactura	Defectos de costura con forma de grieta orientados axialmente (es decir, grietas en forma de gancho, soldaduras frías)	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Puntos duros	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Laminaciones	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Defectos de Construcción y Fabricación	Soldadura circunferencial defectuosa	b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Soldadura de fabricación defectuosa	b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Arrugas en curvas	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Fallas de Equipos		b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Daños Mecánicos	Falla inmediata	c	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Falla retrasada	a (Preferible)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tomas ilegales (vandalismo)	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Operaciones Incorrectas		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Clima y Fuerzas Externas	Vibración inducida por vórtices	b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Inundación	b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Movimiento de tierra	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Vientos fuertes	b	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

a Representa prácticas industriales de uso común.
b Representa prácticas de evaluación que generalmente no se recomiendan debido a su limitada eficacia, aunque en ciertas circunstancias los operadores pueden haberlas encontrado eficaces.
N/A No aplicable
o Otros métodos aplicables

Nota. La ilustración muestra un resumen de actividades de tipo predictivo comúnmente empleadas en tuberías de hidrocarburos clasificadas de acuerdo con su capacidad para detección del modo de daño asociado a la amenaza. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019).

Ilustración A6.3

Actividades predictivas por tipo de amenaza – parte 2

Amenaza		Actividades Predictivas: Técnicas de Monitoreo e Inspección								
		Ensayos No Destructivos								
Amenaza	**Modo de Daño / Condición**	**Inspección Visual (VT)**	**Tintas Penetrantes**	**Inspección DCVG**	**Inspección CIPS**	**Inspección PCM**	**Partículas Magnéticas**	**Fuga de Flujo Magnético (MFL)**	**Métodos de Ultrasonido (espesor de pared)**	**Método de Ondas Guiadas Ultrasónicas (GWUT)**
		ASME BPVC Sección V, Artículo 9	ASTM E165 / E165M	NACE SP0169 NACE TM0497	NACE SP0169 NACE TM0497	NACE SP0169 NACE TM0497	ASTM E1444 / E1444M	ASTM E570	ASTM E114 ASTM E797 / E797M	ISO 18211:2016
Corrosión Externa	Adelgazamiento	a	N/A	a	a	a	N/A	a	a	a
Corrosión Interna	Adelgazamiento	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	a	a	a
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Adelgazamiento	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Agrietamiento orientado axialmente	N/A	a	N/A	N/A	N/A	a	b	N/A	N/A
	Agrietamiento por fatiga por tensión orientada axialmente	N/A	a	N/A	N/A	N/A	a	b	N/A	N/A
	Agrietamiento orientado circunferencialmente	N/A	a	N/A	N/A	N/A	a	N/A	N/A	N/A
Defectos de Manufactura	Defectos de costura con forma de grieta orientados axialmente (es decir, grietas en forma de gancho, soldaduras frías)	N/A	a	N/A	N/A	N/A	a	b	N/A	N/A
	Puntos duros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	b	N/A	N/A
	Laminaciones	N/A	b	N/A	N/A	N/A	b	b	a	N/A
Defectos de Construcción y Fabricación	Soldadura circunferencial defectuosa	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Soldadura de fabricación defectuosa	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Arrugas en curvas	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	b	N/A	N/A
Fallas de Equipos		a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Daños Mecánicos	Falla inmediata	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Falla retrasada	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	b	N/A	N/A
	Tomas ilegales (vandalismo)	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Operaciones Incorrectas		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Clima y Fuerzas Externas	Vibración inducida por vórtices	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Inundación	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Movimiento de tierra	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	b	N/A	N/A
	Vientos fuertes	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

a Representa prácticas industriales de uso común.
b Representa prácticas de evaluación que generalmente no se recomiendan debido a su limitada eficacia, aunque en ciertas circunstancias los operadores pueden haberlas encontrado eficaces.
N/A No aplicable
o Otros métodos aplicables

Nota. La ilustración muestra un resumen de actividades de tipo predictivo comúnmente empleadas en tuberías de hidrocarburos clasificadas de acuerdo con su capacidad para detección del modo de daño asociado a la amenaza. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019).

Ilustración A6.4

Actividades predictivas por tipo de amenaza – Herramientas ILI

Amenaza		ILI									
		Herramientas de MFL				Herramientas de Ultrasonido (UT)			Herramientas Geométricas		Herramientas de Perfilado y Alineación de Tuberías
Amenaza	Modo de Daño / Condición	MFL Axial	MFL Circunferencial	MFL Helicoidal	MFL de campo residual o baja intensidad	UT de haz normal (espesor de pared)	UT de onda cortante con haz angular (detección de grietas)	EMAT UT (detección de grietas)	Caliper	Alta Resolución	Mapeo Inercial
Corrosión Externa	Adelgazamiento	S	S	S		S	D	D			
Corrosión Interna	Adelgazamiento	S	S	S		S	D	D		D	
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Adelgazamiento						S	S			
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Agrietamiento orientado axialmente		D	D			S	S			
	Agrietamiento por fatiga por tensión orientada axialmente		D	D			S	S			
	Agrietamiento orientado circunferencialmente						S	S			
Defectos de Manufactura	Defectos de costura con forma de grieta orientados axialmente (es decir, grietas en forma de gancho, soldaduras frías)		D	D			S	S			
	Puntos duros				D						
	Laminaciones	D	D	D		S	D	D			
Defectos de Construcción y Fabricación	Soldadura circunferencial defectuosa										
	Soldadura de fabricación defectuosa										
	Arrugas en curvas	D	D	D	D	D	D	D	D	S	
Fallas de Equipos											
Daños Mecánicos	Falla inmediata										
	Falla retrasada	D	D	D	D	D	D	D	D	S	S
	Tomas ilegales (vandalismo)										
Operaciones Incorrectas											
Clima y Fuerzas Externas	Vibración inducida por vórtices										
	Inundación										
	Movimiento de tierra	D	D	D	D	D	D	D	D	S	S
	Vientos fuertes										

S es la capacidad de detección y dimensionamiento según lo especificado por el proveedor.
D Es capacidad de detección con capacidad de dimensionamiento limitada o nula, según lo especificado por el proveedor.

Nota. La ilustración muestra un resumen de las técnicas de inspección en línea (ILI) y su aplicabilidad de acuerdo con la amenaza. Fuente: Elaboración propia tomado de (API RP 1160, 2019).

Ilustración A6.5

Actividades preventivas por tipo de amenaza

Amenaza		Acciones Preventivas						
Amenaza	**Modo de Daño / Condición**	**Limpieza Mecánica Interna (Marraneo)**	**Programa de Tratamiento Químico para Control de Corrosión**	**Instalación / Repotenciación de Sistemas de Protección Catódica**	**Patrullaje de Derecho de Vía**	**Batimetría**	**Acciones de Geotecnia**	**Reemplazo de Empaques y Retorque de Juntas**
Corrosión Externa	Adelgazamiento	N/A	N/A	a	b	N/A	N/A	N/A
Corrosión Interna	Adelgazamiento	a	a	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Corrosión Preferencial en Soldaduras (SSWC)	Adelgazamiento	N/A	b	a	N/A	N/A	N/A	N/A
Agrietamiento Inducido por el Ambiente (EAC)	Agrietamiento orientado axialmente	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Agrietamiento por fatiga por tensión orientada axialmente	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Agrietamiento orientado circunferencialmente	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Defectos de Manufactura	Defectos de costura con forma de grieta orientados axialmente (es decir, grietas en forma de gancho, soldaduras frías)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Puntos duros	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Laminaciones	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Defectos de Construcción y Fabricación	Soldadura circunferencial defectuosa	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Soldadura de fabricación defectuosa	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Arrugas en curvas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Fallas de Equipos		N/A	N/A	N/A	a	N/A	N/A	a
Daños Mecánicos	Falla inmediata	N/A	N/A	N/A	a	N/A	N/A	N/A
	Falla retrasada	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Tomas ilegales (vandalismo)	N/A	N/A	N/A	a	N/A	N/A	N/A
Operaciones Incorrectas		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Clima y Fuerzas Externas	Vibración inducida por vórtices	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Inundación	N/A	N/A	N/A	b	a	N/A	N/A
	Movimiento de tierra	N/A	N/A	N/A	b	N/A	a	N/A
	Vientos fuertes	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

a Representa prácticas industriales de uso común.
b Representa prácticas de evaluación que generalmente no se recomiendan debido a su limitada eficacia, aunque en ciertas circunstancias los operadores pueden haberlas encontrado eficaces.
N/A No aplicable
o Otros métodos aplicables

Nota. La ilustración muestra un resumen de algunas actividades de tipo preventivo y su aplicabilidad de acuerdo con la amenaza. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019).

Paso 3 – Defina la frecuencia de implementación de las acciones.

Para la definición de las frecuencias o intervalos para el desarrollo de actividades de mantenimiento planificado existen diferentes métodos, algunos de estos son el uso de curvas P-F que permite identificar como comienza la falla, como se deteriora el equipo o componente al punto en que la falla puede ser detectada (Punto “P”) y luego, si no es detectada o corregida, continúa el deterioro hasta que llega al punto de la falla funcional (Punto “F”). Este método permite definir intervalos para desarrollo de acciones predictivas de tal forma que se logre tener una seguridad razonable de que la falla puede ser detectada antes de que ocurra (Moubray, 1997).

Otro método es el descrito en API 581 Parte 4 que define una serie de pasos a partir de la definición de un periodo para ejecución del plan y posteriormente evalúa los niveles de probabilidad, factor de daño y riesgo en ese periodo para determinar si los parámetros superan o no los límites establecidos en el periodo. En caso de que los valores de los parámetros no se superen en dicho periodo la fecha del plan será la misma del periodo, en caso de superarse se establecen un periodo menor para el desarrollo de las actividades (API 581, 2025).

API RP 1160 Sección 10 presenta un método para definir el periodo de reevaluación con base en el crecimiento de las anomalías ya sean de crecimiento de tipo lineal o no. El método emplea el concepto de presión de falla, es decir parte de calcular la presión de falla del defecto más grave que persiste en el segmento tras una evaluación inicial, para luego determinar el tiempo que tardará dicho defecto en alcanzar un tamaño que provoque una falla en el punto de la presión máxima de operación MOP (API RP 1160, 2019).

API 570 presenta un método adicional en el que la tubería se clasifica de acuerdo con una clase que se relaciona con el tipo de fluido que transporta y la ubicación. El método propuesto considera la vida remanente, la velocidad de corrosión, el juicio de expertos y la clase de tubería. De acuerdo con la clase se definen las frecuencias máximas para técnicas de inspección visual y monitoreo de espesores (API 570, 2024).

El proyecto propone un paso a paso para definir la frecuencia de las actividades predictivas para las amenazas dependientes del tiempo que contempla algunas de los criterios de los documentos anteriormente expuestos.

Ilustración A6.6

Definición de frecuencia para actividades predictivas

a. Defina el nivel de control actual de la amenaza

Criterio	Descripción	Alto	Medio	Bajo
Nivel de control de la amenaza	Se refiere a que tanto control se tiene actualmente de la amenaza, compare respecto a criterios como velocidad de corrosión, cumplimiento de cirterios de protección de catódica, etc.	2	1	0

b. Defina el nivel de efectividad de las inspecciones

Criterio	Descripción	Alto	Medio	Bajo
Nivel de efectividad de las inspecciones desarrolladas a la fecha	Se refiere a si se han desarrollado inspecciones y monitoreos que tiene la capacidad para detectar los modos de daño de la amenaza. Consulte documentos de referencia como API 581 Parte 2.	2	1	0

c. Calcule el nivel de efectividad de monitoreo y control mediante la suma de los parámetros anteriores

Nivel de efectividad de monitoreo y control	
Alto	4
Medio	3
Bajo	2
Muy Bajo	0 y 1

d. Defina el factor de intervalo de frecuencia de inspección (*FIF*) considerando el nivel de riesgo y el nivel de efectividad de monitoreo y control

	Nivel de efectividad de monitoreo y control			
Riesgo	**Alto**	**Medio**	**Bajo**	**Muy Bajo**
Muy Alto	0	0	0	0
Alto	0,5	0,4	0,3	0
Medio	0,6	0,5	0,4	0,3
Bajo	0,7	0,6	0,5	0,4

e. Calcule el intervalo de inspección (*IIM*) así:

$$IIM = VR \times FIF$$

Donde:
IIM: Intervalo de inspección y monitoreo
VR: Vida Remanente
FIF: Factor de intervalo de frecuencia de inspección

Nota. La ilustración muestra el paso a paso propuesto para la definición de frecuencias para las actividades predictivas en tuberías metálicas enterradas para las amenazas dependientes del tiempo. Fuente: Elaboración propia.

Paso 4 – Registre las acciones y frecuencias. Defina si la acción se realiza para el activo en general o por segmento. Como propuesta usar la tabla de registro de la Ilustración A6.7.

Ilustración A6.7

Formato de registro actividades de mantenimiento planificado

FORMATO DE REGISTRO DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PLANIFICADO													
TAG TUBERÍA:													
Identificación Segmento	PK Inicio Segmento	PK Fin Segmento	Diámetro Segmento (in)	Código de clasificación del segmento	Amenaza	Identificación de la Actividad	Tipo de Actividad		Frecuencia	Fecha Limite para Ejecución	Alcance de la Actividad	Nivel de Efectividad Esperado	Responsable
							Predictiva	Preventiva					

Nota. La ilustración muestra una propuesta de formato para el registro del plan de actividades de mantenimiento planificado para tuberías de transporte de hidrocarburo. Fuente: Elaboración propia.

Anexo 7. Evaluación de Conformidad de Ejecución de las Acciones de Mantenimiento Planificado

La evaluación de la conformidad de ejecución de las acciones de mantenimiento planificado busca verificar el cumplimiento considerando la implementación de la actividad en su frecuencia, fecha límite, alcance y efectividad para identificar la amenaza. Esta evaluación permite definir si el programa de actividades se desarrolla tal como se planea, pero además muestra si las actividades tienen la capacidad para detectar y monitorear la amenaza en cuestión. Lo anterior es insumo para la siguiente fase de planeación y aporta al proceso de mejora continua. La Ilustración A7.1 muestra un ejemplo de formato de evaluación.

Ilustración A7.1

Formato de evaluación de implementación de actividades de mantenimiento planificado

FORMATO DE EVALUACIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PLANIFICADO																		
TAG TUBERÍA:																		
Identificación Segmento	Identificación de la Actividad	Tipo de Actividad		Frecuencia Plan	Fecha Limite para Ejecución	Alcance de la Actividad	Nivel de Efectividad Esperado	Responsable	Actividad Implementada		Se Cumplió la Frecuencia		Se Cumplió en la Fecha Planeada		% Cumplimiento del Alcance de la Actividad	Nivel de Efectividad Alcanzado	Causa de la Desviación
		Predictiva	Preventiva						Si	No	Si	No	Si	No			

Nota. La ilustración muestra una propuesta de formato para la evaluación del cumplimiento de las actividades de mantenimiento planificado para tuberías de transporte de hidrocarburo. Fuente: Elaboración propia.

Anexo 8. Evaluación del Desempeño de la Implementación de la Metodología

El objetivo es evaluar si la implementación de la metodología para definir acciones de mantenimiento planificado cumplió con las expectativas técnicas, operativas y de confiabilidad definidas, identificando desviaciones, oportunidades de mejora y acciones correctivas.

El desarrollo de este proceso permitirá realizar un análisis de brechas y causas que identifique los factores que han limitado el logro de los resultados esperados. A partir de dichos hallazgos, será posible formular un plan de mejora y revisar la estrategia de mantenimiento, con el propósito de optimizar la efectividad de las acciones planificadas y fortalecer la gestión integral del mantenimiento.

La tabla A8.1 presenta una propuesta de formato para evaluar el desempeño. Cada pregunta de evaluación busca verificar la coherencia entre la planificación, la ejecución y los resultados de las acciones de mantenimiento, abordando aspectos como la identificación de amenazas, la efectividad de las inspecciones, la disminución del riesgo, la incorporación de cambios operacionales, la gestión del conocimiento y la aplicación de lecciones aprendidas. La valoración se realiza mediante una escala porcentual de cumplimiento (0 %, 25 %, 50 %, 75 %, 100 %), donde cada nivel refleja el grado de avance o conformidad respecto a los estándares esperados.

Tabla A.8.1

Evaluación del desempeño de la implementación de la metodología

Pregunta de evaluación	Porcentaje de evaluación (%)				
	0	25	50	75	100
¿Las amenazas identificadas para los segmentos del ducto son precisas, completas y están actualizadas?					
¿Se identifican correctamente las zonas pobladas y ambientalmente sensibles?					
¿Las evaluaciones de riesgo reflejan adecuadamente los datos de amenaza y consecuencia?					

Pregunta de evaluación	**Porcentaje de evaluación (%)**				
	0	**25**	**50**	**75**	**100**
¿Los segmentos priorizados se clasificaron correctamente según los resultados de la evaluación de integridad?					
¿Se cumplieron los plazos programados para cada actividad?					
¿El personal y los recursos fueron adecuados y certificados?					
¿El tipo de inspecciones reflejan el plan de evaluación?					
¿Con la implementación de las acciones de mantenimiento planificado, disminuyó el nivel de riesgo o severidad de las amenazas priorizadas?					
¿Se documentaron correctamente los resultados, condiciones y hallazgos?					
¿Disminuyó la tasa de fallas o se incrementó el tiempo medio entre fallas (MTBF)?					
¿Aumentó el porcentaje de disponibilidad del activo (A%)?					
¿Se redujo el tiempo medio de reparación (MTTR)?					
¿Se identificaron y evaluaron los cambios en el diseño, operación o mantenimiento del activo?					
¿Se incorporaron los cambios de diseño, operación o mantenimiento del activo en las evaluaciones de riesgo?					
¿Existe un proceso para revisar y actualizar el programa en respuesta a cambios en las características del oleoducto, en las condiciones operativas, en la tecnología y en los códigos o requisitos reglamentarios?					
¿Se identificaron los aprendizajes y recomendaciones de la organización, la industria y entes reguladores?					
¿Se incorporaron los aprendizajes y recomendaciones en las evaluaciones de riesgo o en las generaciones de acciones de mantenimiento planificado?					

Pregunta de evaluación	Porcentaje de evaluación (%)				
	0	25	50	75	100
¿Se evaluaron los resultados y la efectividad de las acciones de mantenimiento planificado?					
¿Se integraron los resultados de las acciones de mantenimiento planificado en el desarrollo del plan y la evaluación de riesgos?					
¿Son adecuados los criterios para las medidas preventivas y de mitigación?					
¿Los intervalos de reevaluación fueron apropiados?					
¿Se implementaron acciones de mejora en respuesta a los hallazgos de la evaluación del plan de mantenimiento planificado?					
¿Son adecuados los criterios para evaluar y corregir anomalías?					
¿Son adecuados los criterios para establecer las frecuencias de reevaluación?					
¿Existen procesos para auditorías internas y externas?					
¿Se están reduciendo los incidentes?					
¿Se están actualizando las acciones de mantenimiento planificados con base en nuevos conocimientos (eventos importantes, nuevas regulaciones, nuevos avisos, nuevas investigaciones)?					
¿Se comparte el conocimiento en toda la organización?					
¿Los costos de mantenimiento fueron coherentes con las mejoras logradas?					
¿Se actualizaron las estrategias o frecuencias según los resultados?					

Nota. La tabla permite obtener una visión integral del desempeño de las acciones de mantenimiento planificado, identificar brechas frente a los objetivos de confiabilidad e integridad, y orientar la implementación de acciones correctivas y de mejora continua. Fuente: Elaboración propia basada en (API RP 1160, 2019).

La siguiente escala define los niveles de cumplimiento utilizados en la tabla A8.1 de evaluación del desempeño. Cada porcentaje representa el grado de conformidad de la implementación de la metodología respecto a los criterios técnicos, operativos y normativos establecidos. Esta escala facilita la interpretación de los resultados y la comparación entre periodos de evaluación, de acuerdo con los principios de seguimiento y mejora.

Tabla A.8.2 *Escala de Valoración del Desempeño*

Porcentaje de evaluación	Nombre del nivel	Descripción del desempeño
0%	**No cumple / No implementado**	No existe evidencia del cumplimiento o la actividad no fue realizada.
25%	**Cumplimiento bajo / Parcial inicial**	Existe evidencia mínima o parcial del cumplimiento; la actividad fue iniciada pero no completada o no cumple los criterios técnicos.
50%	**Cumplimiento medio / En desarrollo**	La actividad se implementó parcialmente y cumple algunos criterios, pero presenta desviaciones o falta documentación completa.
75%	**Cumplimiento alto / Sustancial**	La actividad está implementada, cumple con la mayoría de los requisitos y evidencia adecuada; requiere pocos ajustes.
100%	**Cumple totalmente / Óptimo**	Cumplimiento total de los criterios definidos; evidencia completa, actualizada y verificada.

Nota. Los resultados obtenidos mediante esta escala deben registrarse junto con la evidencia documental correspondiente (informes, registros o auditorías), asegurando la trazabilidad de la información y el soporte técnico de las decisiones derivadas del proceso de evaluación. Fuente: Elaboración propia.

Anexo 9. Definición del Plan de Mejora del Desempeño

La evaluación del desempeño incluye la identificación de no conformidades o de hallazgos que requieren una reacción por parte de la organización para controlar y corregir las desviaciones detectadas. Este proceso implica revisar cada no conformidad, definir las causas y determinar la posibilidad de que ocurran eventos similares. Una vez identificadas, la organización debe implementar las acciones, revisar la eficacia de las acciones y realizar los cambios en el activo o en el programa según corresponda (BSI ISO 55001, 2024).

El proyecto propone el desarrollo del análisis de la no conformidad empleando un cuestionario que parte de las desviaciones identificadas en la Fase Verificar mediante el uso del cuestionario propuesto en el Anexo 8. Una vez identificadas las desviaciones se procede a analizar la causa que origina la desviación mediante el uso del método de Cinco ¿Por qué?, para finalmente definir las acciones que permita corregir la causa de la desviación y realimentar el proceso. En la Ilustración A8.1 se muestra el formulario propuesto.

Ilustración A9.1

Formato de análisis de no conformidades

Fecha del Hallazgo	Pregunta de Evaluación Asociada	No Conformidad: Descripción del hallazgo	Análisis de Causa de Hallazgo					Criticidad Hallazgo	Acción para Cierre del Hallazgo	Entregable	Área Responsable para Cierre de la Acción	Responsable para Cierre de la Acción	Fecha de Inicio	Fecha de Terminación
			¿Por qué?	¿Por qué?	¿Por qué?	¿Por qué?	¿Por qué?							

Nota. La ilustración muestra un formato propuesto para analizar no conformidades identificadas durante la evaluación de desempeño de la metodología. Fuente: Elaboración propia.