

Evaluación de la integridad de un ducto de transporte de hidrocarburos, analizando todo el proceso desde la inspección inicial hasta la evaluación RBI

Jesus David Quintanilla Viviescas

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Sandra Judith García Vergara

Doctora en Corrosión

Codirector

Nelson Adolfo Camargo Hernández

Especialista en Gerencia de Mantenimiento y Confiabilidad

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales

Ingeniería Metalúrgica

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Quiero dedicar este logro alcanzado especialmente a mi madre, la persona que siempre creyó en mí incluso en los momentos más difíciles y el ser que más admiración me genera.

A mi padre, mi hermano y mi hermana por siempre estar presentes en mi vida y ofrecerme su apoyo sincero y a mi angelito Juan, que sé que está en el cielo brindándome su amor incondicional, sin ustedes este sueño no se habría alcanzado.

A mis familiares y amigos que siempre me desearon buenos deseos, me dieron palabras de aliento y no se bajaron de este barco a pesar de las dificultades.

Finalmente, a mis compañeros, profesores, colegas de trabajo y a todas esas personas que de alguna u otra forma me ayudaron a completar esta meta.

Jesus David Quintanilla Viviescas

Agradecimientos

A Dios por siempre iluminar mi camino.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales por haberme acogido y formado durante este camino académico, sembrando en mí valores, conocimientos y experiencias que marcarán mi vida profesional y personal.

A la Corporación CIMA que me permitió realizar mis prácticas y me brindó los recursos necesarios y la oportunidad de desarrollar este trabajo, abrirme sus puertas y confiar en mis capacidades para aplicar y fortalecer los conocimientos adquiridos durante mi formación académica.

Al ingeniero Nelson Adolfo Camargo Hernández y el equipo de RBI por su calidez humana, espíritu de colaboración y compromiso en el desarrollo de este proyecto aportando sus orientaciones y conocimientos.

A la profesora Sandra Judith Vergara García, cuya guía y orientación fueron fundamentales a lo largo de este proceso.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Objetivos.....	12
1.1 Objetivo General.....	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Marco teórico	13
2.1 Integridad	13
2.2 Inspección basada en riesgo (RBI)	13
2.3 Corrosión.....	13
2.3.1 Corrosión interna	14
2.3.2 Corrosión externa.....	14
2.4 Probabilidad de falla (POF)	14
2.5 Consecuencia de falla (COF).....	15
2.6 Transductor acústico electromagnético (EMAT).....	15
3. Metodología	16
3.1 Recolección de información	17
3.2 Segmentación.....	17
3.3 Valoración de riesgo	18
3.4 Probabilidad de falla (POF)	18
3.5 Consecuencia de falla (COF).....	18
3.5.1 Consecuencia ambiental.....	19
3.5.2 Consecuencia económica.....	19

3.5.3 Consecuencia personas	19
3.6 Nivel de riesgo	20
3.7 Plan de mitigación de riesgo	21
4. Resultados	22
4.1 Información recolectada.....	22
4.2 Segmentación realizada	23
4.3 Valoración de riesgo	25
4.4 Probabilidad de falla	26
4.4.1 POF Corrosión interna	26
4.4.2 POF Corrosión externa	27
4.4.3 POF Amenazas residentes.....	29
4.4.4 POF Amenazas no dependientes del tiempo.....	30
4.4.5 Máxima POF	31
4.5 Consecuencia de falla (COF).....	32
4.5.1 Consecuencia ambiental.....	32
4.5.2 Consecuencia económica.....	33
4.5.3 Consecuencia personas	34
4.5.4 Máxima COF	36
4.6 Nivel de riesgo	37
4.7 Plan de acción	38
5. Conclusiones.....	40
Referencias Bibliográficas	41

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Amenazas, mecanismos y modos de daño.....	18
Tabla 2. Datos de diseño y operación del ducto	22
Tabla 3. Segmentación del ducto	24
Tabla 4. Amenazas susceptibles evaluadas.....	25
Tabla 5. Datos corrosión interna.....	26
Tabla 6. Datos corrosión externa	28
Tabla 7. Datos amenazas residentes.....	29
Tabla 8. Datos amenazas no dependientes del tiempo.....	30
Tabla 9. Máxima POF.....	31
Tabla 10. Consecuencia ambiental	32
Tabla 11. Costo pérdida de producción	33
Tabla 12. Consecuencia económica.....	33
Tabla 13. Máxima COF	36
Tabla 14. Plan de acción.....	39

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Metodología del proyecto.....	16
Figura 2. Matriz de riesgo API 581	21
Figura 3. Imagen satelital del ducto.....	23
Figura 4. Áreas de impacto piscinas de fuego	34
Figura 5. Áreas de impacto piscinas de fuego segmento 20.....	35
Figura 6. Áreas de impacto piscinas de fuego segmento 26.....	36
Figura 7. Riesgo por segmento	38

Resumen

Título: Evaluación de la integridad de un ducto de transporte de hidrocarburos, analizando todo el proceso desde la inspección inicial hasta la evaluación RBI*

Autor: Jesus David Quintanilla Viviescas**

Palabras Clave: RBI, integridad, probabilidad de falla, consecuencia de falla, amenaza.

Descripción: La evaluación de integridad de activos en la industria constituye un proceso esencial para garantizar la seguridad operacional, la confiabilidad de la infraestructura y la protección del entorno. Bajo esta premisa el presente estudio se enfocó en aplicar la metodología RBI para evaluar la condición de un ducto de transporte de hidrocarburos con el fin de identificar los tramos más críticos y establecer prioridades de inspección y mantenimiento basadas en el riesgo. El proceso inició con la recopilación y análisis de información histórica, operativa y de inspección para determinar la probabilidad de falla (POF) asociada con las amenazas a las cuales era susceptible el ducto. De manera complementaria, se evaluaron las consecuencias de falla (COF), considerando impactos económicos, ambientales y sobre las personas. En esta etapa, el uso del software especializado ALOHA, permitió simular escenarios de fuga y estimar la severidad de los efectos. La integración de los resultados de POF y COF en la matriz de riesgo API 581 permitió clasificar los segmentos del ducto en categorías lo que facilitó priorizar los puntos más críticos. A partir de estos resultados se elaboró un plan de acción enfocado en mitigar los riesgos más grandes. Los resultados mostraron que los tramos con mayor riesgo fueron los segmentos enterrados sin inspección junto aquellos que se encontraban en zonas de alto impacto para las personas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los Materiales. Ingeniería Metalúrgica. Director: Sandra Judith García Vergara. Doctora en Corrosión. Codirector: Nelson Adolfo Camargo Hernández. Especialista en Gerencia de Mantenimiento y Confiabilidad.

Abstract

Title: Assessment of the integrity of a hydrocarbon pipeline, analyzing the entire process from initial inspection to RBI evaluation*

Author(s): Jesus David Quintanilla Viviescas**

Key Words: RBI, integrity, probability of failure, consequence of failure, threat.

Description: Asset integrity assessment in industry is an essential process for ensuring operational safety, infrastructure reliability, and environmental protection. Under this premise, this study focused on applying the RBI methodology to assess the condition of a hydrocarbon transport pipeline in order to identify the most critical sections and establish risk-based inspection and maintenance. The process began with the collection and analysis of historical, operational, and inspection information to determine the probability of failure (POF) associated with the threats to which the pipeline was susceptible. In addition, the consequences of failure (COF) were assessed, considering economic, environmental, and human impacts. At this stage, the use of specialized ALOHA software made it possible to simulate leak scenarios and estimate the severity of the effects. The integration of POF and COF results into the API 581 risk matrix allowed the pipeline segments to be classified into categories, facilitating prioritizing the most critical points. Based on these results, an action plan was developed focused on mitigating the greatest risks. The results showed that the sections most at risk were the uninspected buried segments, along with those located in areas of high impact to people.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Metallurgical Engineering. Director: Sandra Judith García Vergara. PhD in Corrosion. Co-director: Nelson Adolfo Camargo Hernández. Specialist in Maintenance and Reliability Management.

Introducción

En diversas industrias, especialmente en la industria del petróleo y gas, los ductos desempeñan un papel fundamental en el transporte eficiente de fluidos. No obstante, con el transcurso del tiempo y debido a una variedad de factores, como la corrosión, el desgaste, posibles defectos de fabricación o incluso una falta de mantenimiento adecuado, estos ductos pueden experimentar un deterioro progresivo, aumentando así el riesgo de fallos operativos. Por consiguiente, las empresas que se dedican al transporte de hidrocarburos consideran fundamental mantener la integridad de los ductos, siendo una de las principales preocupaciones prevenir la aparición de fugas o la ocurrencia de rupturas de las tuberías (Meléndez-Pertuz et al., 2017).

La falta de una gestión adecuada puede llevar a fallas operativas que resulten en escapes de fluidos peligrosos con repercusiones graves, incluyendo derrames, interrupciones en el suministro de servicios esenciales, daños ambientales y amenazas para la seguridad pública. Por esto, es necesario el desarrollo de estrategias eficaces para evaluar y asegurar la integridad de estos ductos, garantizando así su operación segura a lo largo de su ciclo de vida útil.

Un RBI ofrece múltiples beneficios, ya que permite identificar factores de riesgo al detectar mecanismos de daño, modos de deterioro y equipos con historial de inspección insuficiente, así como evaluar las consecuencias de fallas en términos de seguridad y salud, medio ambiente y economía. Además, optimiza los recursos al priorizar inspecciones en equipos de mayor riesgo y reducir las innecesarias en equipos de bajo riesgo, al tiempo que facilita el desarrollo de planes de inspección mediante la definición de técnicas y métodos adecuados para cuantificar daños, la determinación de ubicaciones específicas, el alcance de las inspecciones y los intervalos correspondientes (API, 2025).

La Inspección Basada en Riesgo (RBI) emerge como una herramienta crucial en la industria de los hidrocarburos y otros sectores relacionados porque tiene el potencial de disminuir significativamente el riesgo de fallas graves y, al mismo tiempo, optimizar la eficiencia de los recursos destinados a inspección y mantenimiento, lo que puede resultar en una mejora sustancial de la rentabilidad (Meneses Ramirez et al., 2010).

Por lo tanto, la relevancia de este proyecto radica en la importancia de aplicar correctamente la metodología de RBI en la identificación y evaluación de las amenazas que pueden comprometer la integridad del ducto, así como en la determinación de las posibles consecuencias ante un evento de pérdida de contención. Asimismo, busca establecer planes de prevención y mitigación que garanticen un control efectivo de los riesgos, lo que contribuye a fortalecer la confiabilidad del ducto y a disminuir el desarrollo de incidentes que puedan ocasionar pérdidas humanas, daños materiales y afectaciones al entorno.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar la evaluación de la integridad de un ducto de transporte de hidrocarburos, analizando desde la inspección inicial hasta la posterior evaluación de riesgo (RBI).

1.2 Objetivos Específicos

Recopilar y analizar la información esencial sobre el estado del ducto, incluyendo características del material, historial de inspecciones y condiciones operativas.

Calcular la probabilidad y consecuencia de falla del ducto cumpliendo con los estándares establecidos por las normas API 581 y API 1160.

Generar un plan de acción para mitigar el nivel de riesgo para cada una de las amenazas evaluadas en el ducto.

2. Marco teórico

2.1 Integridad

La integridad en la industria se refiere a la capacidad de las tuberías para mantener su estructura y funcionamiento de manera segura y eficiente a lo largo del tiempo. En el contexto del transporte de hidrocarburos, como el petróleo, la integridad estructural de las tuberías es fundamental para garantizar la seguridad en la operación (González-Estrada et al., 2017). Factores como la resistencia mecánica, la capacidad de soportar cargas externas y la durabilidad son aspectos clave que se deben considerar para asegurar la integridad de las tuberías (Rodríguez et al., 2016).

2.2 Inspección basada en riesgo (RBI)

Se centra en mantener la integridad mecánica de los equipos a presión y minimizar los riesgos asociados con la pérdida de contención debido al deterioro. Un programa RBI bien implementado clasifica los equipos según sus niveles de riesgo, prioriza las inspecciones y ofrece orientación para mitigar estos riesgos, esto puede incluir cambios en los materiales de construcción, la adición de revestimientos protectores y ajustes en las condiciones operativas (API, 2025).

2.3 Corrosión

Representa uno de los factores más críticos que inciden en la integridad de los ductos. Este fenómeno puede manifestarse tanto interna como externamente, y su desarrollo se ve influenciado por una serie de variables, incluyendo la composición del material del ducto, la presencia de impurezas en el fluido transportado y las condiciones ambientales circundantes (Zapata, 2023).

2.3.1 Corrosión interna

Este fenómeno ocurre en la parte interna del ducto, generalmente como resultado de la interacción química entre el material del ducto y el fluido que transporta. Puede ser causada por la presencia de sustancias corrosivas en el fluido, como agua salina o productos químicos que pueden deteriorar el material del ducto con el tiempo (Tramon Illanes, 2020).

2.3.2 Corrosión externa

Ocurre en la superficie externa del ducto y puede ser causada por factores ambientales como la humedad, la exposición a agentes químicos o la presencia de suelos corrosivos (Tramon Illanes, 2020).

2.4 Probabilidad de falla (POF)

La probabilidad de falla $Pof(t)$ es la posibilidad de que ocurra un evento dentro de un intervalo de tiempo, calculada de acuerdo con API 581 es resultado del producto entre la frecuencia genérica de falla λ , el factor de daño $D(t)$ y el factor del sistema de gestión F_{MS} (Ecuación 1).

$$Pof = \lambda * F_{MS} * D(t) \quad (1)$$

La frecuencia genérica de falla representa los datos históricos de la industria o la misma empresa la cual depende del modo de falla (fuga o rotura) y del diámetro de la tubería a evaluar, el factor de gestión indica la probabilidad de que el daño acumulado que puede resultar en que una pérdida de contención se evite antes de que ocurra, es decir que está relacionado con la calidad del programa y la gestión de la integridad mecánica del ducto y el factor de daño es particular de cada mecanismo de daño y depende del material de construcción, la condición física del componente, tipo de servicio y las técnicas de inspección usadas para evaluar y cuantificar el daño (Camargo-Hernández, 2020).

2.5 Consecuencia de falla (COF)

La pérdida de contención de fluidos peligrosos de equipos presurizados puede resultar en lesiones graves a las personas, daños ambientales y pérdidas de producción. La consecuencia de una pérdida de contención se determina utilizando técnicas de análisis establecidas en API 581 y se expresa como un área de impacto afectada o en términos económicos. Las áreas de impacto de los resultados de eventos como incendios tipo piscinas se cuantifican en función de los efectos de la radiación térmica, la sobrepresión en el equipo y sobre el personal circundante (API, 2025).

2.6 Transductor acústico electromagnético (EMAT)

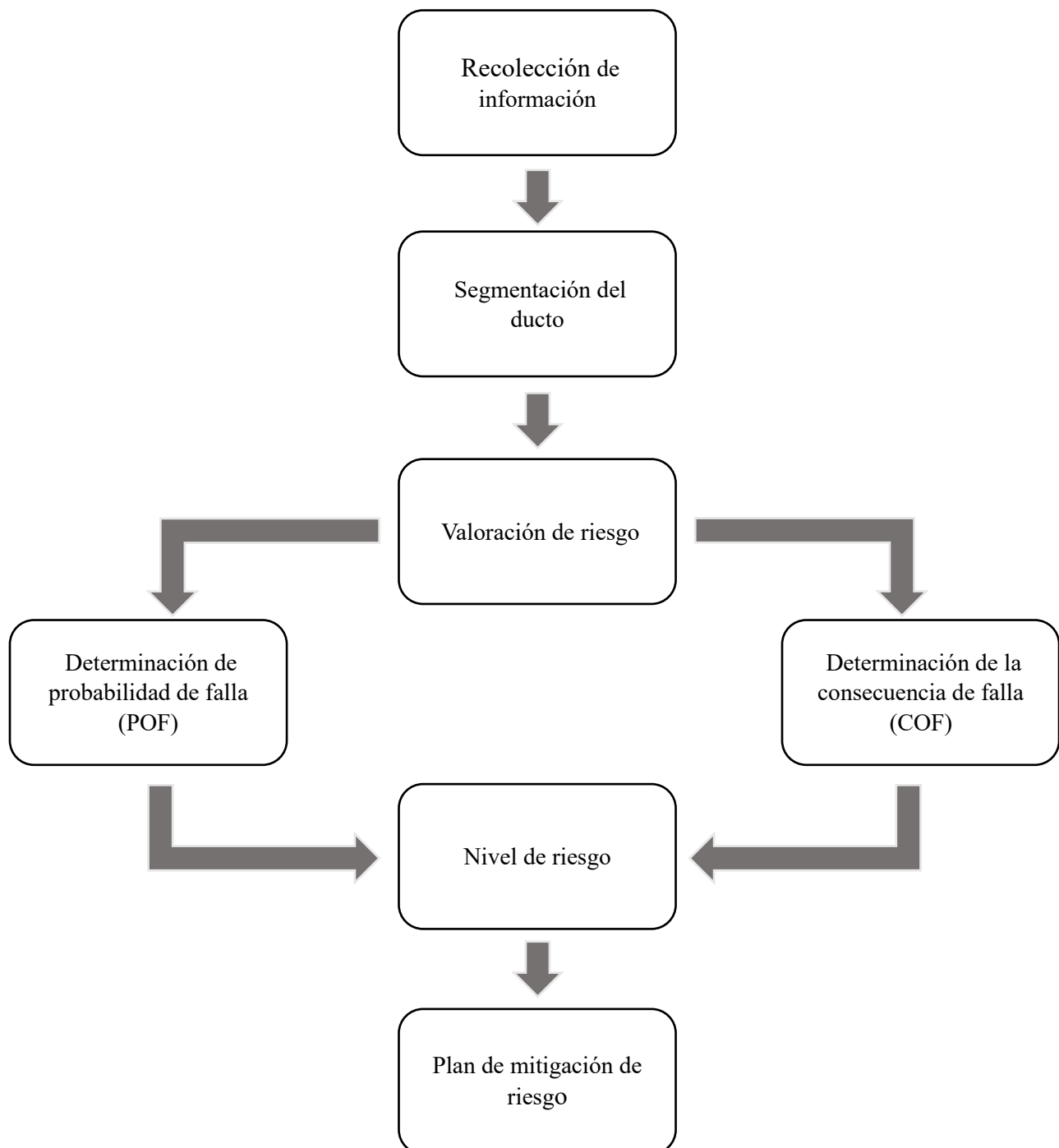
Un equipo EMAT inspecciona materiales mediante ultrasonidos sin necesidad de acoplante físico, usando un campo magnético constante de un imán y un campo magnético variable de una bobina para generar la onda sonora. El equipo se compone de uno o más de estos transductores, junto con elementos auxiliares como generadores de impulsos, procesadores de señal y sistemas de almacenamiento y visualización, para realizar ensayos no destructivos (García Alonso, 2018).

3. Metodología

La Figura 1 muestra la metodología empleada en el presente proyecto para la evaluación de la integridad del ducto.

Figura 1

Metodología del proyecto



3.1 Recolección de información

Se centró en obtener datos preliminares del estado del ducto, con el fin de identificar los factores que comprometían su integridad y comprender las condiciones a las que estuvo expuesto. Para ello, fue fundamental contar con información detallada, incluyendo el material de fabricación (propiedades mecánicas y métodos de construcción), las condiciones operativas como presión, temperatura y caudal del fluido transportado, así como el diseño del sistema (planos y dimensiones). También fue necesario conocer las características del entorno en el que se encontraba instalado, como el tipo de suelo, presencia de cuerpos de agua, condiciones climáticas y posibles amenazas externas. Además, se requirió disponer del historial de inspecciones, monitoreos por cupones y fisicoquímicos, mantenimientos y reparaciones realizadas.

3.2 Segmentación

Consistió en dividir el sistema en segmentos o tramos con características similares, con el objetivo de facilitar la evaluación, el monitoreo y la gestión de los riesgos asociados a la integridad del ducto. Esta segmentación permitió un análisis más preciso al considerar que cada tramo podía estar expuesto a diferentes amenazas, condiciones operativas o ambientales. La segmentación se llevó a cabo conforme a los lineamientos de la norma API 1160, considerando diversos criterios técnicos y geográficos, entre ellos:

Diámetro de la tubería

Límites de equipos, como válvulas de bloqueo

Límites geográficos, como cruces de ríos

Presencia de ambientes o poblaciones sensibles (escuelas, viviendas, cuerpos de agua)

Condición de instalación, como tramos de tubería aérea o enterrada

3.3 Valoración de riesgo

Para la valoración de riesgo se analizaron las amenazas potenciales que se contemplan en la norma API 1160, junto con los mecanismos y modos de daño. Las amenazas fueron clasificadas en 3 categorías: dependientes del tiempo, residentes y no dependientes del tiempo como se observa en la Tabla 1. Posterior a ello se evaluaron aquellas amenazas a las que era susceptible el ducto.

Tabla 1

Amenazas, mecanismos y modos de daño

Dependientes del tiempo		Residentes		No dependientes del tiempo	
Amenaza	Mecanismo de daño	Amenaza	Modo de daño	Amenaza	Modo de daño
Corrosión externa	Corrosión por bacterias, corrosión galvánica, corrosión bajo aislamiento	Defectos de fabricación	Grietas, laminaciones	Daños mecánicos por terceros	Grietas, perforaciones, abolladuras, entallas
Corrosión interna	Corrosión por bacterias, corrosión por CO ₂	Soldadura y ensamble	Grietas, arrugas, abolladuras	Operaciones incorrectas	Fatiga, grietas
Agrietamiento asistido ambientalmente (EAC)	H ₂ S húmedo	Equipo	Degradación de empaquetaduras, corrosión	Clima y fuerzas externas	Grietas, arrugas, abolladuras

3.4 Probabilidad de falla (POF)

Para el cálculo de probabilidad de falla de las amenazas evaluadas se utilizó un software especializado que evalúa cuantitativamente las amenazas dependientes del tiempo mediante la metodología API 581 y evalúa cualitativamente las amenazas residentes y no dependientes del tiempo. Una vez obtenida la probabilidad de falla de cada amenaza se procedió a determinar la máxima POF para cada segmento del ducto.

3.5 Consecuencia de falla (COF)

La evaluación y clasificación de las consecuencias se hizo con base en un evento potencial (consecuencias potenciales estimadas) de acuerdo con API 581. Fueron evaluadas 3 categorías de

consecuencia: consecuencia ambiental, consecuencia económica y consecuencia a personas. Una vez obtenidas las consecuencias de falla de cada categoría se procedió a determinar la máxima COF para cada segmento del ducto.

3.5.1 Consecuencia ambiental

La consecuencia ambiental fue calculada para los acuíferos debido a que estos segmentos representan zonas sensibles. Las consideraciones que se tuvieron para la clasificación de la consecuencia ambiental fueron los barriles derramados sobre cuerpos de agua. Las categorías de consecuencia ambiental establecidas fueron: consecuencia A para volumen derramado menor a 1 barril, consecuencia B para volumen derramado entre 1 y 10 barriles, consecuencia C para volumen derramado entre 10 y 100 barriles, consecuencia D para volumen derramado entre 100 y 1.000 barriles y consecuencia E para volumen derramado mayor a 1.000 barriles.

3.5.2 Consecuencia económica

Para la determinación de la consecuencia económica se tuvieron en cuenta los tiempos y costos de reparación, el impacto del volumen derramado y la pérdida de producción por parada del ducto. Las categorías de consecuencia económica establecidas fueron: consecuencia A para costos inferiores a 10.000 USD, consecuencia B para costos entre 10.000 y 100.000 USD, consecuencia C para costos entre 100.000 y 1.000.000 USD, consecuencia D para costos entre 1.000.000 y 10.000.000 USD y consecuencia E para costos superiores a 10.000.000 USD.

3.5.3 Consecuencia personas

Para el cálculo de consecuencia personas se utilizó el software ALOHA que permite determinar el área de impacto en escenarios de piscinas de fuego e incendios. Las piscinas de fuego ocurren cuando un líquido inflamable forma un charco en el suelo y se produce un incendio, donde la radiación térmica es el principal riesgo asociado, otros peligros potenciales incluyen humo,

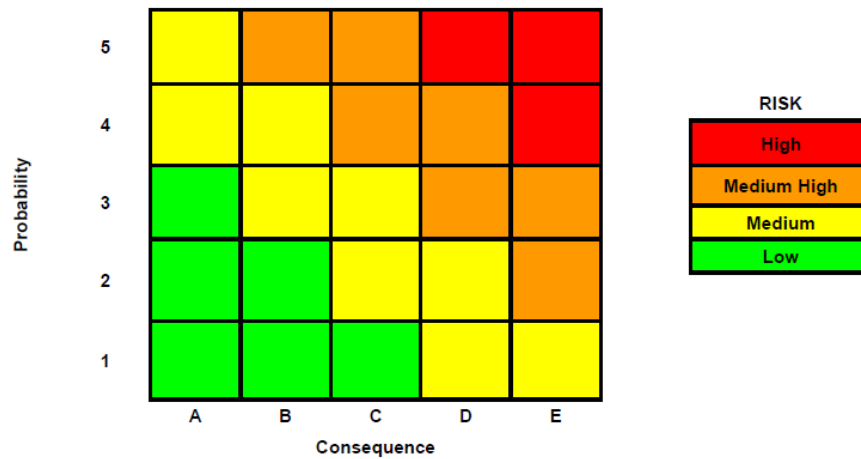
subproductos tóxicos del fuego, incendios y explosiones secundarias en el área circundante. Para referenciar de manera cuantitativa la afectación a la salud humana generada por un incendio, se mide la radiación térmica emitida por la fuente de emisión.

Los valores encontrados se utilizan para generar un nivel de preocupación de radiación térmica, estos niveles son valores por encima de los cuales puede existir una amenaza para las personas que se encuentran cerca al equipo o tubería evaluada. Para la determinación de la consecuencia, ALOHA relaciona tres niveles de radiación en las áreas de afectación, que pueden afectar la integridad de las personas incluso con consecuencias fatales.

Las categorías de consecuencia a personas establecidas fueron: consecuencia E para áreas potencialmente letales en 60 segundos en zonas con presencia de viviendas cercanas, consecuencia D para áreas que generen quemaduras de segundo grado en 60 segundos en zonas con presencia de viviendas cercanas, consecuencia C para áreas que generen dolor en 60 segundos en zonas con presencia de viviendas cercanas, consecuencia B para segmentos aéreos alejados de zonas pobladas y sin presencia de viviendas cercanas y consecuencia A para segmentos enterrados alejados de zonas pobladas y sin presencia de viviendas cercanas.

3.6 Nivel de riesgo

Una vez establecidas las máximas POF y COF se determinó el nivel de riesgo para cada segmento evaluado en la matriz de riesgo API 581. En la Figura 2 se observa la matriz de riesgo para el cálculo de integridad del ducto, situando la probabilidad de falla sobre el eje de las ordenadas, siendo la menor probabilidad el nivel 1 y la máxima probabilidad el nivel 5, mientras que la consecuencia se sitúa sobre el eje las abscisas, siendo la menor consecuencia el nivel A y la máxima consecuencia el nivel E. Se pueden establecer 4 niveles de riesgo en la matriz, siendo estos Bajo, Medio, Medio-Alto y Alto.

Figura 2*Matriz de riesgo API 581*

3.7 Plan de mitigación de riesgo

Una vez establecidos los niveles de riesgo asociados a la probabilidad y la consecuencia de falla, se estableció el plan de inspección y mitigación de riesgo para cada uno de los tipos de segmentos evaluados.

4. Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo del proyecto.

4.1 Información recolectada

Para la evaluación de integridad fue necesario recopilar toda la información disponible del ducto incluyendo datos de diseño y operación. La información obtenida presente en la Tabla 2 mostró que el ducto fue construido en el año 2011, cuenta con un diámetro representativo de 30 pulgadas, se encuentra ubicado en el departamento del Meta y cumple con la función de transportar emulsión de crudo, el cual presenta un alto contenido de agua (90%). Además, en la Figura 3 se observa la imagen satelital del trazado del ducto

Tabla 2

Datos de diseño y operación del ducto

Diámetro nominal	30 in
Tipo de tubo	Con costura helicoidal
Material	API 5L grado B
Espesor nominal	0,375 in
Temperatura operación	140 °F
Presión de diseño	260 PSI
Longitud	13.500 m
Año de construcción	2011
Fluido transportado	Emulsión de crudo
Recubrimiento	FBE
BFPD	430.000
BSW	90%
Espesor de retiro	0,180 in

El espesor mínimo de retiro fue calculado basado en la norma ASME B31.4 usando la Ecuación 2.

$$\text{espesor de retiro} = \frac{P * D}{2 * S_y * F * E * T} \quad (2)$$

Donde:

D = diámetro exterior nominal de la tubería (in).

P = presión de diseño (psi).

E = factor de junta longitudinal.

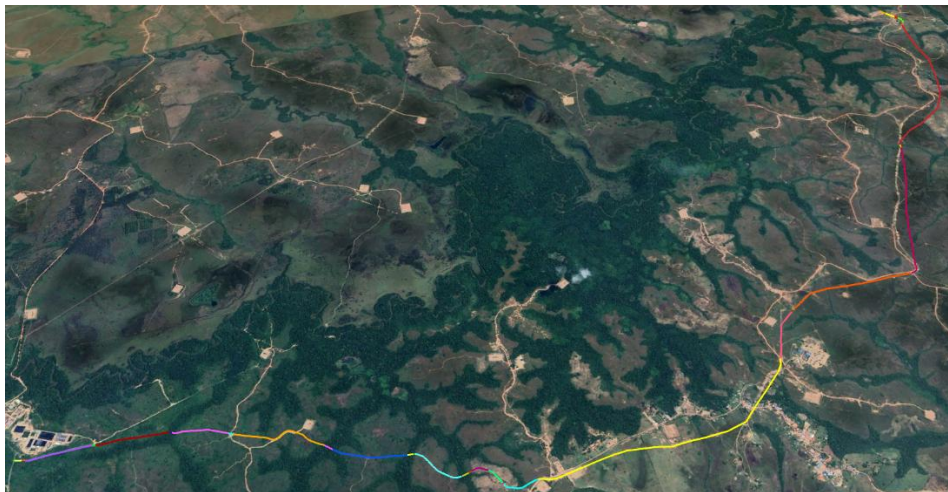
F= factor de diseño que depende del “Class Location” en ductos de gas y un valor de 0,72 en ductos que transportan líquidos.

Sy = esfuerzo mínimo de fluencia del material (psi), 35.000 para el material del ducto.

T = Factor de reducción que depende de la temperatura con valores entre 1 y 0,867 en ductos de gas y un valor de 1 para ductos que transportan líquidos.

Figura 3

Imagen satelital del ducto



4.2 Segmentación realizada

La segmentación del ducto se realizó teniendo en cuenta los siguientes criterios de acuerdo con la norma API 1160: zonas de alta consecuencia como acuíferos, tubería aérea y tubería

enterrada. En la Tabla 3 se observa la segmentación del ducto donde se encontraron 5 acuíferos, 11 tramos enterrados y 15 tramos aéreos para un total de 31 segmentos.

Tabla 3

Segmentación del ducto

Segmento	Longitud (m)	Abscisa (m)	Tipo de tramo	Observaciones
1	78,2	78,2	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia con válvula de compuerta 30"X150#, hasta antes de inicio de enterramiento
2	23,3	101,5	Enterrado	Segmento enterrado, inicia después de tramo aéreo hasta antes de tramo aéreo
3	493	594,5	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento sobre zona boscosa hasta inicio de enterramiento
4	25,4	619,9	Enterrado	Segmento enterrado, inicia después de tramo aéreo
5	556	1175,9	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta acuífero 1
6	14,9	1190,8	Acuífero	Segmento aéreo sobre marco H, cruce de acuífero 1
7	536	1726,8	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de acuífero 1 hasta inicio de enterramiento
8	40,4	1767,2	Enterrado	Segmento enterrado, inicia después de tramo aéreo
9	782	2549,2	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de tramo enterrado hasta acuífero 2
10	74,1	2623,3	Acuífero	Segmento aéreo sobre marco H, cruce de acuífero 2
11	589	3212,3	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, después de cruce de acuífero 2, hasta inicio de acuífero 3
12	50,4	3262,7	Acuífero	Segmento aéreo sobre marco H, cruce de acuífero 3
13	444	3706,7	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de cruce de acuífero 3, hasta inicio del acuífero 4
14	56,7	3763,4	Acuífero	Segmento aéreo sobre marco H, cruce de acuífero 4
15	28,1	3791,5	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de cruce de acuífero 4, hasta inicio de enterramiento
16	132	3923,5	Enterrado	Segmento enterrado dentro de área de finca
17	158	4081,5	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado
18	13,7	4095,2	Enterrado	Segmento con enterramiento dentro de área de finca
19	286	4381,2	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado
20	2465	6846,2	Enterrado	Segmento enterrado incluye cruce de vía
21	565	7411,2	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado

Segmento	Longitud (m)	Abscisa (m)	Tipo de tramo	Observaciones
22	28,5	7439,7	Enterrado	Segmento enterrado hasta inicio tramo aéreo
23	1257	8696,7	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado
24	1836	10532,7	Enterrado	Segmento enterrado incluye cruce de vía y área de finca
25	42,8	10575,5	Acuífero	Segmento aéreo sobre marco H, cruce de acuífero 5
26	2516	13091,5	Enterrado	Segmento enterrado por áreas de fincas
27	46	13137,5	Aéreo	Segmento aéreo sobre marco H, inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado, incluye válvula de compuerta de 30"X 150#
28	124	13261,5	Enterrado	Segmento enterrado en área de finca, incluye válvula de compuerta 30"x150# que sobresale a la superficie
29	37,3	13298,8	Aéreo	Segmento aéreo inicia después de enterramiento hasta inicio de tramo enterrado
30	119	13417,8	Enterrado	Segmento enterrado hasta inicio tramo aéreo
31	82	13499,8	Aéreo	Segmento aéreo inicia después de enterramiento hasta finalización en válvula de compuerta 30"x150#

4.3 Valoración de riesgo

Para la evaluación de riesgo se analizaron las amenazas potenciales que se contemplan en la norma API 1160 y se evaluaron aquellas a las cuales era susceptible el ducto. En la Tabla 4 se muestran las amenazas que fueron evaluadas clasificadas en dependientes del tiempo, residentes y no dependientes del tiempo, a su vez se determinó que el modo de falla para la mayoría de las amenazas es fuga.

Tabla 4

Amenazas susceptibles evaluadas

Amenaza	Tipo	Modo de falla
Corrosión interna	Dependiente del tiempo	Fuga
Corrosión externa	Dependiente del tiempo	Fuga
Defectos de fabricación	Residente	Fuga
Relacionada con soldadura y ensamble	Residente	Fuga
Equipos	Residente	Fuga
Daños mecánicos por terceros	No dependiente del tiempo	Fuga

Amenaza	Tipo	Modo de falla
Operaciones incorrectas	No dependiente del tiempo	Fuga
Relacionada con el clima y fuerzas externas	No dependiente del tiempo	Rotura

4.4 Probabilidad de falla

La probabilidad de falla para las amenazas de corrosión interna y externa se valoró cuantitativamente de acuerdo con la metodología de la norma API 581, mientras que las amenazas residentes y no dependientes del tiempo fueron evaluadas cualitativamente de acuerdo con la norma API 1160.

4.4.1 POF Corrosión interna

Las velocidades de corrosión interna se calcularon teniendo en cuenta las inspecciones mediante EMAT en los respectivos sitios de verificación con Scan A/B determinados por la técnica, para todos los segmentos aéreos y en el área de instalación del anillo de transductores de ondas guiadas para los segmentos acuíferos. En el caso de la tubería enterrada se tomaron los datos de inspección de la Evaluación Directa de Tramo Enterrado (EDTE). Para los segmentos evaluados sin datos de inspección se asumió la velocidad de corrosión que se encontró en el segmento anterior, la fecha de inspección se tomó como la fecha de construcción del ducto y el espesor medido se asumió igual que el espesor nominal. En la Tabla 5 se muestran los datos necesarios para la evaluación de la amenaza de corrosión interna junto a la probabilidad de falla obtenida por cada segmento.

Tabla 5

Datos corrosión interna

Segmento	Tipo de segmento	Espesor nominal (in)	Fecha de inspección	Tipo de inspección	Espesor mínimo medido (in)	Velocidad de corrosión (mpy)	POF
Segmento 1	Aéreo	0,375	2/05/2021	EMAT	0,277	9,48	2
Segmento 2	Enterrado	0,375	1/01/2011	Sin inspección	0,375	2,12	2
Segmento 3	Aéreo	0,375	3/05/2021	EMAT	0,277	9,48	2
Segmento 4	Enterrado	0,375	21/09/2023	EDTE	0,348	2,12	1
Segmento 5	Aéreo	0,375	7/05/2021	EMAT	0,301	7,15	2
Segmento 6	Acuífero	0,375	14/06/2023	Ondas guiadas	0,310	5,22	1
Segmento 7	Aéreo	0,375	12/05/2021	EMAT	0,320	5,31	1
Segmento 8	Enterrado	0,375	15/01/2022	EDTE	0,361	1,27	1
Segmento 9	Aéreo	0,375	13/05/2021	EMAT	0,305	6,75	2
Segmento 10	Acuífero	0,375	13/05/2021	EMAT	0,328	4,53	1
Segmento 11	Aéreo	0,375	19/05/2021	EMAT	0,305	6,74	2
Segmento 12	Acuífero	0,375	21/05/2021	EMAT	0,322	5,10	1
Segmento 13	Aéreo	0,375	23/05/2021	EMAT	0,299	7,31	2
Segmento 14	Acuífero	0,375	17/05/2023	Ondas guiadas	0,330	3,63	1
Segmento 15	Aéreo	0,375	21/05/2021	EMAT	0,322	5,10	1
Segmento 16	Enterrado	0,375	26/10/2023	EDTE	0,341	2,65	1
Segmento 17	Aéreo	0,375	12/06/2021	EMAT	0,311	6,12	2
Segmento 18	Enterrado	0,375	1/01/2011	Sin inspección	0,375	2,65	2
Segmento 19	Aéreo	0,375	13/06/2021	EMAT	0,305	6,70	2
Segmento 20	Enterrado	0,375	26/09/2023	EDTE	0,284	7,14	2
Segmento 21	Aéreo	0,375	16/06/2021	EMAT	0,305	6,69	2
Segmento 22	Enterrado	0,375	9/11/2020	EDTE	0,342	3,35	1
Segmento 23	Aéreo	0,375	21/05/2021	EMAT	0,293	7,89	2
Segmento 24	Enterrado	0,375	21/07/2023	EDTE	0,349	2,07	1
Segmento 25	Acuífero	0,375	12/05/2023	Ondas guiadas	0,330	3,64	1
Segmento 26	Enterrado	0,375	2/08/2023	EDTE	0,320	4,37	1
Segmento 27	Aéreo	0,375	23/11/2021	EMAT	0,354	1,93	1
Segmento 28	Enterrado	0,375	2/08/2023	EDTE	0,315	4,77	2
Segmento 29	Aéreo	0,375	1/01/2011	Sin inspección	0,375	1,93	2
Segmento 30	Enterrado	0,375	1/01/2011	Sin inspección	0,375	4,77	3
Segmento 31	Aéreo	0,500	24/06/2021	EMAT	0,435	6,20	1

4.4.2 POF Corrosión externa

Para los segmentos aéreos, acuíferos y enterrados, se asumieron velocidades de corrosión externa teórica por modelo de API 581. La velocidad de corrosión para los tramos aéreos y

acuíferos se tomaron basados en la Tabla 2.D.2.2 —Corrosion Rates for Calculation of the DF— External Corrosion de API 581 - 2025, asumiendo que en la zona el ducto se expone a condiciones atmosféricas severas (niveles de alta pluviosidad y épocas secas de alta intensidad). La velocidad de corrosión para los segmentos enterrados se asumió basados en la Tabla 2.B.12.2—Base Corrosion Rate de API 581 - 2025, considerando el suelo arcilloso. Para aquellos tramos que no presentaron inspección la fecha de inspección se tomó como la fecha de construcción del ducto y el espesor medido se asumió igual que el espesor nominal. Los tramos que tuvieron inspección visual no presentaron focos de corrosión externa como picaduras por lo tanto el espesor medido se mantuvo como el espesor nominal. En la Tabla 6 se muestran los datos necesarios para la evaluación de la amenaza de corrosión externa junto a la probabilidad de falla obtenida por cada segmento.

Tabla 6*Datos corrosión externa*

Segmento	Tipo de segmento	Fecha de inspección	Tipo de inspección	Espesor mínimo medido (in)	Calidad del recubrimiento	Velocidad de corrosión (mpy)	POF
Segmento 1	Aéreo	2/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 2	Enterrado	1/01/2011	Sin inspección	0,375	Alto	10	4
Segmento 3	Aéreo	3/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 4	Enterrado	21/09/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 5	Aéreo	7/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 6	Acuífero	14/06/2023	Visual	0,375	Alto	10	1
Segmento 7	Aéreo	12/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 8	Enterrado	5/09/2022	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 9	Aéreo	13/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 10	Acuífero	13/06/2023	Visual	0,375	Alto	10	1
Segmento 11	Aéreo	19/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 12	Acuífero	12/06/2023	Visual	0,375	Alto	10	1
Segmento 13	Aéreo	23/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 14	Acuífero	17/05/2023	Visual	0,375	Alto	10	1
Segmento 15	Aéreo	21/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2

Segmento	Tipo de segmento	Fecha de inspección	Tipo de inspección	Espesor mínimo medido (in)	Calidad del recubrimiento	Velocidad de corrosión (mpy)	POF
Segmento 16	Enterrado	26/10/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 17	Aéreo	12/06/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 18	Enterrado	1/01/2011	Sin inspección	0,375	Alto	10	4
Segmento 19	Aéreo	13/06/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 20	Enterrado	26/09/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 21	Aéreo	16/06/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 22	Enterrado	9/11/2020	Visual	0,375	Alto	10	3
Segmento 23	Aéreo	21/05/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 24	Enterrado	21/07/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 25	Acuífero	12/05/2023	Visual	0,375	Alto	10	1
Segmento 26	Enterrado	2/08/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 27	Aéreo	23/11/2021	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 28	Enterrado	2/08/2023	Visual	0,375	Alto	10	2
Segmento 29	Aéreo	1/01/2011	Sin inspección	0,375	Alto	10	4
Segmento 30	Enterrado	1/01/2011	Sin inspección	0,375	Alto	10	4
Segmento 31	Aéreo	24/06/2021	Visual	0,500	Alto	10	1

4.4.3 POF Amenazas residentes

Las amenazas de Defectos de fabricación y Relacionada con soldadura y ensamble fueron evaluadas para todos los segmentos del ducto teniendo en cuenta las consideraciones de la Tabla 7, mientras que la amenaza de Equipos solo fue evaluada para aquellos segmentos que presentaron válvulas (segmentos 1, 27, 28 y 31).

Tabla 7

Datos amenazas residentes

Amenaza	Consideraciones	POF
Defectos de fabricación	Material de acero al carbono	2
	Fabricación por costura helicoidal	
	Edad del ducto de 14 años	
	Sin fallas previas del ducto por defectos de fabricación	
	Presenta inspección de toda la zona circunferencial del ducto	

Amenaza	Consideraciones	POF
Relacionada con soldadura y ensamble	Se cuenta con registro de calificación de procedimientos de soldadura y soldadores empleados durante fabricación	2
	No se cuenta con actualización de los registros de diseño, construcción y pruebas del ducto	
	Sin evidencia de fallas por defectos de fabricación en las soldaduras	
	Se cuenta con registro de resultados de END a soldaduras, ejecutados durante actividades de construcción, pero no se tiene acceso a la documentación	
No se han realizado corridas ILI		
Equipos	No existe un plan de mantenimiento de las válvulas	3
	Tiempo desde la última inspección menor a cinco años	
	Presencia de una fuga en uniones bridadas en los últimos 5 años	

4.4.4 POF Amenazas no dependientes del tiempo

Las amenazas de Daño mecánico por terceros, Operaciones incorrectas y Clima y fuerzas externas fueron evaluadas para todos los segmentos del ducto teniendo en cuenta las consideraciones de la Tabla 8.

Tabla 8

Datos amenazas no dependientes del tiempo

Amenaza	Consideraciones	POF
Daño mecánico por terceros	Sin señalización preventiva e informativa	2
	Puntos GPS actualizados	
	Sin evidencia de daños mecánicos, atentados o ilícitos por terceros	
	Se cumple protocolo de derecho de vía compartido Ejecución de recomendaciones derivadas de patrullaje	
Operaciones incorrectas	Sistema de control manual	2
	Capacitación a empleados	
	Existe manual de funciones del personal	
	Cumplimiento de procedimientos e instructivos de gestión y control de cambios Sin registro de fallas por operaciones incorrectas	
Clima y fuerzas externas	Baja probabilidad de incendios que puedan afectar el ducto	2
	Realización de actividades de rocería alrededor del ducto	
	Sin protección contra descargas eléctricas	
	Sin registro de fallas por clima o fuerzas externas	

4.4.5 Máxima POF

Una vez obtenidas las probabilidades de falla para cada amenaza se procedió a seleccionar la más crítica para cada tramo evaluado. En la Tabla 9 se observa la máxima POF obtenida para cada segmento del ducto.

Tabla 9

Máxima POF

Segmento	Tipo de segmento	Corrosión interna	Corrosión externa	Defectos de fabricación	Soldadura y ensamble	Equipo	Daño mecánico por terceros	Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas	Máxima POF
1	Aéreo	2	2	2	2	3	2	2	2	3
2	Enterrado	2	4	2	2	-	2	2	2	4
3	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
4	Enterrado	1	2	2	2	-	2	2	2	2
5	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
6	Acuífero	1	1	2	2	-	2	2	2	2
7	Aéreo	1	2	2	2	-	2	2	2	2
8	Enterrado	1	2	2	2	-	2	2	2	2
9	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
10	Acuífero	1	1	2	2	-	2	2	2	2
11	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
12	Acuífero	1	1	2	2	-	2	2	2	2
13	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
14	Acuífero	1	1	2	2	-	2	2	2	2
15	Aéreo	1	2	2	2	-	2	2	2	2
16	Enterrado	1	2	2	2	-	2	2	2	2
17	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
18	Enterrado	2	4	2	2	-	2	2	2	4
19	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
20	Enterrado	2	2	2	2	-	2	2	2	2
21	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
22	Enterrado	1	3	2	2	-	2	2	2	3
23	Aéreo	2	2	2	2	-	2	2	2	2
24	Enterrado	1	2	2	2	-	2	2	2	2
25	Acuífero	1	1	2	2	-	2	2	2	2
26	Enterrado	1	2	2	2	-	2	2	2	2
27	Aéreo	1	2	2	2	3	2	2	2	3
28	Enterrado	2	2	2	2	3	2	2	2	3

Segmento	Tipo de segmento	Corrosión interna	Corrosión externa	Defectos de fabricación	Soldadura y ensamble	Equipo	Daño mecánico por terceros	Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas	Máxima POF
29	Aéreo	2	4	2	2	-	2	2	2	4
30	Enterrado	3	4	2	2	-	2	2	2	4
31	Aéreo	1	1	2	2	3	2	2	2	3

4.5 Consecuencia de falla (COF)

Para el cálculo de las consecuencias fue necesario conocer los tiempos de detección y contención en caso de que se presente una falla en el ducto. Los tiempos estimados de detección fueron de 4 horas para tramos aéreos y 8 horas para tramos enterrados mientras que los tiempos de contención fueron de 8 horas para tramos aéreos y 16 horas para tramos enterrados.

4.5.1 Consecuencia ambiental

El cálculo se realizó considerando un diámetro de agujero de 0,25 pulgadas que corresponde al orificio de liberación pequeño. Se consideró que este es el iniciador probable debido a que las amenazas y mecanismos de daño actuales y probables para el ducto evaluado generarían una falla tipo fuga. El volumen derramado fue calculado para los acuíferos de acuerdo con la metodología API 581 considerando la cantidad de fluido transportado, el orificio de liberación, el tiempo de detección de la fuga y la densidad del fluido. Como se observa en la Tabla 10 la cantidad de barriles derramados sobre cuerpos de agua está entre 10 y 100, por consiguiente, la consecuencia para acuíferos se determinó en la categoría C, los costos de remediación ambiental calculados fueron considerados en la consecuencia económica. La consecuencia ambiental para segmentos aéreos y enterrados se determinó en la categoría A, debido a que no derramaban fluido en cuerpos de agua.

Tabla 10

Consecuencia ambiental

Segmento	Tiempo de detección (h)	Volumen total derramado (bbl)	Costo remediación por m3 (USD)	Relación remediación por barril derramado	Volumen por remediar (m3)	Costo remediación (USD)	COF
Acuífero 1	4	98,44	55	20	1968,8	108.284	C
Acuífero 2	4	98,44	55	20	1968,8	108.284	C
Acuífero 3	4	98,44	55	20	1968,8	108.284	C
Acuífero 4	4	98,44	55	20	1968,8	108.284	C
Acuífero 5	4	98,44	55	20	1968,8	108.284	C

4.5.2 Consecuencia económica

Para determinar la consecuencia económica se tuvieron en cuenta los tiempos y costos de reparación, el impacto del volumen derramado en cuerpos de agua y la pérdida de producción por parada del ducto. La Tabla 11 registra los costos asociados a la pérdida de producción debido a la parada del ducto para efectuar la reparación, mientras que la Tabla 12 registra los costos totales en caso de que el ducto presentara una falla tipo fuga. De acuerdo a las categorías establecidas para consecuencia económica se determinó una consecuencia C para los segmentos aéreos y acuíferos al presentar costos entre 100.000 y 1.000.000 USD, y consecuencia D para los segmentos enterrados al presentar costos entre 1.000.000 y 10.000.000 USD.

Tabla 11

Costo pérdida de producción

Tipo de tramo	Tiempo de parada del ducto (h)	Barriles de fluido transportados por día	Barriles de crudo transportados por día	Barriles de crudo sin transportar	Precio por barril de crudo (USD)	Costo pérdida de producción (USD)
Acuíferos	8	430.000	43.000	14.333,33	40	573.333
Aéreos	8	430.000	43.000	14.333,33	40	573.333
Enterrados	16	430.000	43.000	28.666,67	40	1.146.667

Tabla 12

Consecuencia económica

Tipo de tramo	Costo pérdida de producción (USD)	Costos de reparación (USD)	Costo remediación (USD)	Costo total (USD)	COF
Acuíferos	573.333	6.250	108.284	687.867	C
Aéreos	573.333	6.250	0	579.583	C
Enterrados	1.146.667	6.250	0	1.152.917	D

4.5.3 Consecuencia personas

Para el cálculo de consecuencia a personas se utilizó el software ALOHA para medir el área de impacto en zonas pobladas. De acuerdo con el trazado del ducto en Google Earth solo se encontraron 2 segmentos que presentaron viviendas cercanas, los segmentos 20 y 26, ambos enterrados. En la Figura 4 se muestran las áreas de impactos calculadas por el software ALOHA para el modo de falla tipo fuga donde cada color representa un tipo de criticidad en caso de una piscina de fuego.

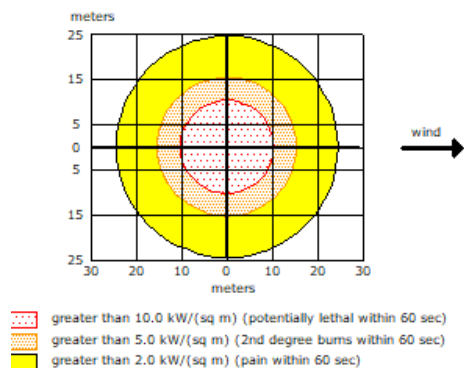
Rojo: radio 10 metros ($10,0 \text{ kW/m}^2$) = potencialmente letal en 60 segundos

Naranja: radio 15 metros ($5,0 \text{ kW/m}^2$) = quemaduras de segundo grado en 60 segundos

Amarillo: radio 25 metros ($2,0 \text{ kW/m}^2$) = dolor en 60 segundos

Figura 4

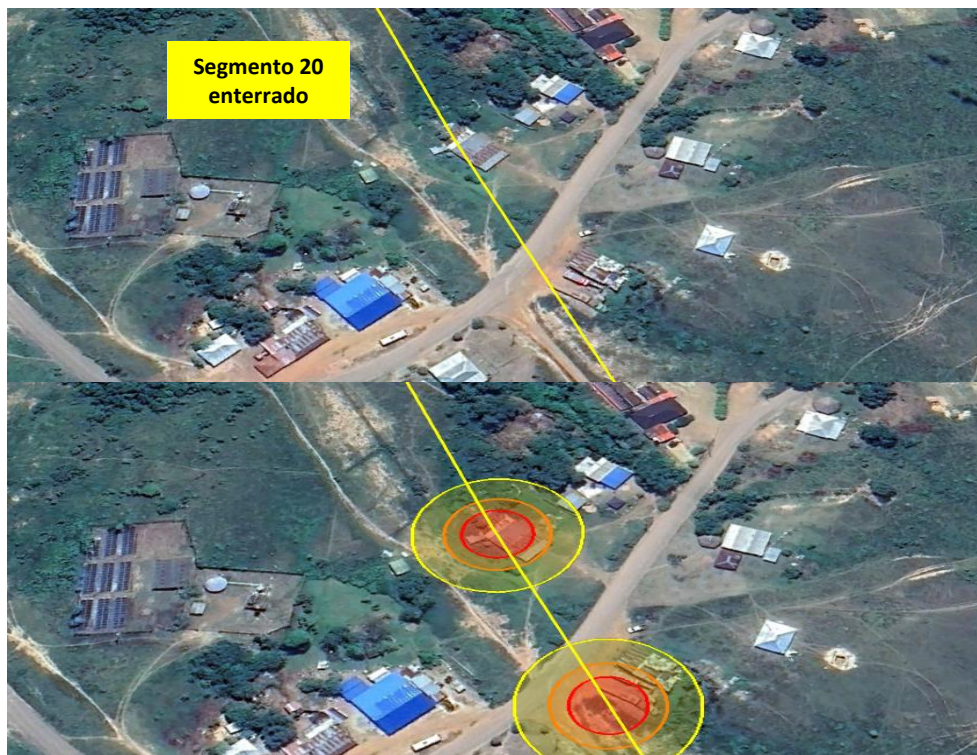
Áreas de impacto piscinas de fuego



En la Figura 5 se observan zonas pobladas cercanas al segmento 20, donde 2 viviendas están dentro de las áreas de impacto calculadas, especialmente 1 vivienda que está dentro del rango de fatalidad en caso de fuga, por consiguiente, la consecuencia personas del segmento 20 es categoría E.

Figura 5

Áreas de impacto piscinas de fuego segmento 20



En la Figura 6 se observan zonas pobladas cercanas al segmento 26, donde ninguna vivienda está dentro de las áreas de impacto calculadas en caso de fuga, por consiguiente, la consecuencia personas del segmento 26 es categoría A, debido a que el segmento es enterrado. Para los demás tramos enterrados que no presentaron zonas pobladas cercanas obtuvieron la categoría de consecuencia A, mientras que los tramos aéreos y acuíferos que no presentaron zonas pobladas cercanas obtuvieron categoría de consecuencia B.

Figura 6*Áreas de impacto piscinas de fuego segmento 26*

4.5.4 Máxima COF

Una vez obtenidas las diferentes consecuencias de falla se procedió a seleccionar la más crítica para cada tramo evaluado. En la Tabla 13 se observa la máxima consecuencia para cada segmento en caso de que el ducto presentara una fuga.

Tabla 13*Máxima COF*

Tramo	Tipo de segmento	Consecuencia ambiental	Consecuencia económica	Consecuencia personas	Máxima COF
Segmento 1	Aéreo	A	C	B	C

Tramo	Tipo de segmento	Consecuencia ambiental	Consecuencia económica	Consecuencia personas	Máxima COF
Segmento 2	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 3	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 4	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 5	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 6	Acuífero	C	C	B	C
Segmento 7	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 8	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 9	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 10	Acuífero	C	C	B	C
Segmento 11	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 12	Acuífero	C	C	B	C
Segmento 13	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 14	Acuífero	C	C	B	C
Segmento 15	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 16	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 17	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 18	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 19	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 20	Enterrado	A	D	E	E
Segmento 21	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 22	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 23	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 24	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 25	Acuífero	C	C	B	C
Segmento 26	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 27	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 28	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 29	Aéreo	A	C	B	C
Segmento 30	Enterrado	A	D	A	D
Segmento 31	Aéreo	A	C	B	C

4.6 Nivel de riesgo

Después de obtener los resultados de máxima POF y COF se procedió a determinar el nivel de riesgo para cada segmento en la matriz de API 581. En la Figura 7 se observa el resumen de la matriz de riesgo con la totalidad de los segmentos evaluados y su respectivo nivel de probabilidad y consecuencia. Se observó que 24 segmentos presentaron un riesgo Medio y los 7 segmentos

restantes presentaron un riesgo Medio Alto, debido a que estos segmentos representaron tramos de alta consecuencia combinado con altas probabilidades de falla debido a altas velocidades de corrosión o la ausencia de inspección.

Figura 7

Riesgo por segmento

		CONSECUENCIA				
		A	B	C	D	E
PROBABILIDAD	5					
	4			29	2-18-30	
	3			1-27-31	22-28	
	2			3-5-6-7-9-10-11-12-13-14-15-17-19-21-23-25	4-8-16-24-26	20
	1					

4.7 Plan de acción

De acuerdo con el análisis de riesgo realizado se generó un plan de acción para cada una de las amenazas evaluadas como se observa en la Tabla 14. Las frecuencias asignadas fueron establecidas de acuerdo con el riesgo determinado, además de los valores de velocidad de corrosión y espesor medido encontrados en las inspecciones realizadas.

Tabla 14

Plan de acción

Recomendación	Amenaza	Frecuencia
Segmentos aéreos		
Realizar inspección mediante las técnicas no destructivas EMAT para tramos rectos con verificación de UT Scan B en zonas de alertas e inspeccionar con UT Scan B en cambios de dirección y accesorios (codos, reducciones, tee). Se recomienda priorizar los segmentos sin registros de inspección, dado que la ausencia de información sobre su estado incrementa la incertidumbre y el riesgo asociado.	Corrosión interna	5 años
Realizar inspección visual del 100% del área con verificación del estado del recubrimiento.	Corrosión externa	5 años
Ejecutar plan de rocería y patrullaje del ducto.	Clima y fuerzas externas	1 año
Para los segmentos que posean válvulas de seccionamiento se recomienda realizar inspección visual de válvulas y bridas para verificar el estado de las mismas, identificando condición de espárragos, tuercas, bridas, sellos, entre otros, con el fin de realizar un plan de mantenimiento preventivo y/o correctivo.	Equipos	5 años
Gestionar la disponibilidad del dossier de construcción de la línea.	Soldadura y ensamble	NA
Realizar análisis fisicoquímico y microbiológico para la determinación de la agresividad del fluido de la línea, evaluando su potencial de corrosión, incrustación y biocorrosión.	Corrosión interna	Trimestral
Realizar monitoreo de cupones gravimétricos para la determinación de la agresividad del fluido de la línea, en función de los resultados de la velocidad de corrosión.	Corrosión interna	Trimestral
Segmentos enterrados		
Realizar inspección directa en las interfases aéreo-enterradas.	Corrosión interna y externa	5 años
Realizar DCVG/PCM para identificar anomalías del recubrimiento. Si se detectan anomalías, realizar excavaciones para inspección. Evaluar mediante EDTE (evaluación directa de tubería enterrada) el 100% del área disponible (inspección visual de la tubería, toma de espesores de la línea expuesta, verificación del estado del recubrimiento). Se recomienda priorizar los segmentos sin registros de inspección, dado que la ausencia de información sobre su estado incrementa la incertidumbre y el riesgo asociado.	Corrosión interna y externa	3 años
Gestionar la disponibilidad del dossier de construcción de la línea.	Soldadura y ensamble	NA
Acuíferos		
Realizar disparo de Ondas Guiadas para determinar el estado del segmento.	Corrosión interna	2 años
Evaluación del estado del recubrimiento para determinar si se requiere restaurarlo.	Corrosión externa	NA
Ejecutar plan de rocería y patrullaje del ducto.	Clima y fuerzas externas	1 año
Gestionar la disponibilidad del dossier de construcción de la línea.	Soldadura y ensamble	NA

5. Conclusiones

La aplicación de la metodología RBI al ducto evaluado permitió identificar los segmentos más críticos en términos de probabilidad de falla. Los resultados mostraron que las mayores POF se encontraron en los segmentos sin registro de inspección, seguidos por los segmentos que tenían presencia de válvulas.

Para el análisis de consecuencia a personas, se utilizó el software ALOHA, lo que permitió modelar escenarios de fuga y dispersión del fluido con resultados ajustados a las condiciones operativas y ambientales de la zona. Los resultados evidenciaron que la máxima consecuencia a personas se presentó en el segmento 20, dado que este se encuentra cercano a viviendas y zonas pobladas.

La mayor consecuencia económica se observó en los segmentos enterrados debido a los altos tiempos de detección y reparación que presentaron en caso de una pérdida de contención, mientras que la mayor consecuencia ambiental fue encontrada en los acuíferos ya que representan zonas sensibles que incrementan significativamente el impacto en caso de un derrame.

La evaluación RBI aplicada al ducto integró la información operativa, histórica y de inspección en una matriz de riesgo que permitió relacionar la probabilidad de falla con las consecuencias potenciales. Este enfoque evidenció con claridad los tramos más vulnerables, identificando aquellos segmentos que presentaron los mayores riesgos para la integridad del ducto.

A partir de la evaluación RBI se definió un plan de acción que estableció medidas según el tipo de segmento. Esta estrategia aseguró una gestión eficiente de la integridad, alineada con el nivel de riesgo y las condiciones particulares de cada entorno.

Referencias Bibliográficas

American Petroleum Institute. (2019). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines* (API 1160). <https://www.apiwebstore.org/standards/1160>

American Petroleum Institute. (2025). *Elements of a Risk-Based Inspection Program (API 580)*. <https://www.apiwebstore.org/standards/580>

American Petroleum Institute. (2025). *Risk-Based Inspection Methodology (API 581)*. <https://www.apiwebstore.org/standards/581>

American Society of Mechanical Engineers. (2022). *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries* (ASME B 31.4). <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-4-pipeline-transportation-systems-liquids-slurries>

Camargo-Hernández, N. A. (2020). *Metodología para cálculo de probabilidad de falla en amenazas dependientes del tiempo para ductos de transporte de hidrocarburos* (Tesis de especialización). Universidad Pontificia Bolivariana, Bucaramanga, Colombia. https://www.researchgate.net/publication/351059600_Metodologia_para_calculo_de_probabilidad_de_falla_en_amenazas_dependientes_del_tiempo_para_ductos_de_transporte_de_hidrocarburos

Dueñez Jaimes, J. S. (2015). *Evaluación de RBI (Inspección Basada en Riesgo) de equipos estáticos del Departamento Servicios Industriales balance en la Refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol SA*. (Tesis de pregrado). Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. <https://repository.upb.edu.co/handle/20.500.11912/10391>

- García Alonso, P. (2018). *Simulación y evaluación de un transductor ultrasónico basado en tecnología EMAT* (Tesis de Maestría). Universidad de Oviedo. <https://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/handle/10651/47929/TFMPabloGarciaAlonsoRUO.pdf?sequence=3>
- González-Estrada, O. A., Leal-Enciso, J., & Reyes-Herrera, J. D. (2016, junio). Análisis de integridad estructural de tuberías de material compuesto para el transporte de hidrocarburos por elementos finitos. *UIS Ingenierías*, 15(2), 105-116. <https://doi.org/10.18273/revuin.v15n2-2016009>
- Meléndez-Pertuz, F., Gonzalez Coeno, J., Comas-Gonzalez, Z., Nuñez-Perez, B., & Vilorio Molinares, P. V. (2017). Integridad estructural de tuberías de transporte de hidrocarburos: Panorama actual. *Revista Espacios*, 38(17). <https://www.revistaespacios.com/a17v38n17/a17v38n17p01.pdf>
- Meneses Ramirez, E., More Palacios, K., Siccha Jara, U., Verastegui Cuba, G., & Espinoza Cruz, A. (2010). Inspección basada en el riesgo (IBR-API RP 580). *Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Minas, Metalurgia y Ciencias Geográficas*, 13(26). <https://revistasinvestigacion.unmsm.edu.pe/index.php/iigeo/article/view/346/304>
- Rodríguez, N. H., Neira, N. O., & Torres, A. (2016, abril). Identificación de factores de tipo categórico relacionados con la condición estructural de tuberías de alcantarillado de Bogotá a partir de conceptos de entropía de la información. *Ingeniería Solidaria*, 12(19), 63-71. <https://doi.org/10.16925/in.v12i19.1194>

Tramon Illanes, C. (2020). *Gestión de integridad de ductos de la planta desaladora EWS de Minera Escondida limitada* (Tesis de pregrado). Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. <http://repositorio.ucv.cl/handle/10.4151/64490>

Zapata, D. R. (2023). *Sistema para la gestión de la integridad de ductos para el transporte de hidrocarburos. Corrosión y medidas preventivas* (Proyecto integrador profesional). Universidad Nacional del Comahue. <https://rdi.uncoma.edu.ar/bitstream/handle/uncomaid/17631/PIP%20-%20Zapata%2c%20Daisi%20Romina.pdf?sequence=1&isAllowed=y>