

Análisis de integridad mecánica a una línea transportadora de gas mediante inspección basada en riesgo (RBI) en base a las normas API 580 Y API 581

Natalia González Donado

Ronaldo Ovalle Vega

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingenieros Mecánicos

Director

William Pinto Hernández

Ingeniero Mecánico

PhD. Ingeniería mecánica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

Año 2025

### **Dedicatoria**

Dedicamos este trabajo con todo nuestro esfuerzo y dedicación a nuestras familias, quienes han sido nuestro pilar incondicional a lo largo de este camino académico. Su amor, apoyo y sacrificios nos han inspirado a seguir adelante, y sin ellos este logro no habría sido posible.

También dedicamos este proyecto a nuestros profesores y tutores, quienes con su guía y conocimiento nos ayudaron a crecer no solo como estudiantes, sino también como personas.

Finalmente, a todos aquellos que, de una manera u otra, creyeron en nosotros y nos brindaron palabras de aliento en los momentos más difíciles. Este logro es también para ustedes.

Gracias.

### **Agradecimientos**

Agradezco profundamente a mis padres, Rosa Elena Vega Vera y a Luis Fernando Aguilar Palomino por brindarme el apoyo hasta este punto y por orientación, paciencia y constante apoyo durante el desarrollo de mi carrera y proyecto.

Asimismo, extiendo mi agradecimiento a mi familia, quienes me brindaron el apoyo emocional y motivacional necesario en los momentos más desafiantes.

A mis amigos que me apoyaron toda la carrera y a esa mujer tan especial la cual me apoyo durante casi todo mi recorrido durante este largo camino.

Finalmente, agradecemos a todas las instituciones y personas que nos brindaron acceso a la información y recursos necesarios para la realización de este trabajo, contribuyendo a que nuestro esfuerzo se materializara en este documento.

A todos, ¡muchas gracias!

Ronaldo Ovalle Vega

**Tabla de Contenido**

	<b>Pág.</b>
Introducción.....	17
1.Descripción del problema.....	19
2.Justificación.....	21
3.Objetivos.....	22
2.1 Objetivo General.....	22
2.2 Objetivos Específicos.....	22
4.Marco teórico.....	23
4.1.Antecedentes.....	23
4.1.1.Antecedentes internacionales.....	23
4.1.2.Antecedentes nacionales.....	24
5.Referentes.....	25
5.1.Metodología RBI.....	25
5.2.RBI API 580.....	25
5.3.Inspección.....	26
5.4.Alcance de la inspección basada en riesgo.....	27
5.5.Riesgo.....	27
5.6.Tipos de valoraciones de riesgos.....	28
5.7.Beneficios y limitaciones de la inspección basada en riesgo.....	29
5.8.Tipos de inspección y vigilancia.....	30
5.9.Calculo de probabilidad de falla (Pof).....	32
5.10.Calculo de consecuencia de falla (CoF).....	32

5.11.Plan de acción.....	33
5.12.Gestión de mantenimiento.....	34
6.Diseño metodológico.....	36
6.1.Tipo de investigación.....	36
6.2.Caracterización de la población.....	36
6.3.Técnicas e instrumentos para implementar en el desarrollo de los objetivos.....	37
6.3.1.Primer objetivo. Realizar una segmentación de acuerdo a los requisitos establecidos por las normas ASME B 31.8 "Class Location" y API 1160 Sección 6 usando parámetros como criterios de diseño, condición de superficie, asentamientos humanos y cuerpos de agua, para seccionar los tramos del gasoducto.....	38
6.3.2.Segundo objetivo. Determinar la probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecidas en la sección 5 de la norma API 1160.....	38
6.3.3.Tercer objetivo. Definir las áreas de alta consecuencia (HCA) y los radios de afectación al momento de presentar un evento por pérdida de contención para determinar las posibles consecuencias de falla que tendría si se presenta una falla por fuga o rotura en el gasoducto, teniendo en cuenta el impacto ambiental, asentamientos humanos y cuerpos de agua.....	39
6.3.4.Cuarto objetivo. Calcular el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581, con el fin de establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.....	40
7.Resultados.....	41

7.1. Objetivo 1. Realizar una segmentación de acuerdo a los requisitos establecidos por las normas ASME B 31.8 "Class Location" y API 1160 Sección 6 usando parámetros como criterios de diseño, condición de superficie, asentamientos humanos y cuerpos de agua, para seccionar los tramos del gasoducto.....	41
7.1.1. Información general del gasoducto principal 8” .....	41
7.1.2. Cruces de vía.....	43
7.1.3. Segmentación.....	44
7.2.Objetivo 2. Determinar la probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecidas en la sección 5 de la norma API 1160.....	48
7.2.1.Mecanismos de daño.....	48
7.2.2.Análisis fisicoquímicos.....	52
7.2.3.Velocidad de corrosión interna.....	54
7.2.4.Velocidad de corrosión externa.....	58
7.2.5.Probabilidad de falla.....	64
7.2.7.Factor de daño por Corrosión interna.....	67
7.2.8.Probabilidad de falla por corrosión interna.....	69
7.2.9.Probabilidad de falla por corrosión externa.....	71
7.2.10. Probabilidad de falla para las demás amenazas.....	73
7.3.Objetivo 3. Definir las áreas de alta consecuencia (HCA) y los radios de afectación al momento de presentar un evento por pérdida de contención para determinar las posibles consecuencias de falla que tendría si se presenta una falla por fuga o rotura en el gasoducto, teniendo en cuenta el impacto ambiental, asentamientos humanos y cuerpos de agua.....	76
7.3.1.Determinación de radios de afectación.....	76

7.3.2.Áreas de alta consecuencia.....	80
7.3.3.Evaluación de consecuencias.....	81
7.3.3.1. Consecuencia por salud y seguridad.....	81
7.3.3.2. Consecuencia ambiental.....	84
7.3.3.3. Consecuencia económica.....	86
7.4.Objetivo 4. Calcular el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581, con el fin de establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.....	90
7.4.1.Evaluación del riesgo.....	90
7.4.2.Evaluación de riesgo por corrosión interna.....	93
7.4.3.Plan de acción gasoducto Principal 8”.....	102
8.Conclusiones.....	124
9.Recomendaciones.....	126
Referencias Bibliográficas.....	127
Apéndices.....	129

**Lista de Tablas**

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Datos básicos gasoducto principal 8" .....	42
Tabla 2. Válvulas gasoducto principal 8" .....	43
Tabla 3. Ubicación cruces de vía del gasoducto principal 8" .....	44
Tabla 4. Segmentación gasoducto principal 8" .....	48
Tabla 5. Amenazas y mecanismos de daño.....	49
Tabla 6. Análisis de susceptibilidad corrosión .....	49
Tabla 7. Cromatografía del gasoducto principal 8" .....	53
Tabla 8. Humedad relativa gasoducto principal 8".....	54
Tabla 9. Cálculos de velocidad de corrosión interna.....	57
Tabla 10. Velocidad de corrosión interna gasoducto principal .....	59
Tabla 11. Datos básicos para el análisis de velocidad de corrosión externa.....	60
Tabla 12. Velocidad de corrosión base dependiendo del tipo de suelo.....	61
Tabla 13. Ajuste de la resistividad del suelo.....	62
Tabla 14. Ajuste de la temperatura del suelo.....	62
Tabla 15. Factor de eficiencia de la protección catódica.....	63
Tabla 16. Corrosión externa con factores de ajustes.....	64
Tabla 17. Velocidad de corrosión externa gasoducto principal 8".....	65
Tabla 18. Probabilidad corrosión interna gasoducto principal 8".....	70
Tabla 19. Probabilidad corrosión externa gasoducto principal 8".....	73
Tabla 20. Probabilidad otras amenazas gasoducto principal 8" .....	75

Tabla 21. Datos químicos utilizados en el software Aloha.....	77
Tabla 22. Datos atmosféricos utilizados en el software Aloh.....	78
Tabla 23. Consecuencias para el modo de falla rotura gasoducto principal.....	79
Tabla 24. Consecuencias para el modo de falla fuga - gasoducto principal.....	80
Tabla 25. Peligro del producto.....	83
Tabla 26. Asentamientos humanos cercanos al gasoducto principal 8”.....	83
Tabla 27. Categorización de niveles de consecuencia por salud y seguridad según API 580.....	84
Tabla 28. Consecuencia en salud y seguridad gasoducto principal 8”.....	85
Tabla 29. Clasificación de niveles de consecuencia ambiental según la API 580.....	86
Tabla 30. Consecuencia ambiental gasoducto principal 8”.....	87
Tabla 31. Datos para el cálculo de consecuencia económica.....	88
Tabla 32. Categorización de consecuencia económica según API 580.....	89
Tabla 33. Formato empleado para el software para el segmento 1.....	95
Tabla 34. Formato empleado para el software para el segmento 2.....	96
Tabla 35. Formato empleado para el software para el segmento 3.....	97
Tabla 36. Valoración de riesgo gasoducto principal 8”.....	100
Tabla 37. Plan de acción Gasoducto principal 8”.....	105

**Lista de Figuras**

	<b>pág.</b>
Figura 1. Proceso de planificación de la inspección basada en el riesgo API 580.....	27
Figura 2. Trazado gasoducto principal 8”.....	44
Figura 3. Modelo CO <sub>2</sub> de Norsok.....	56
Figura 4. Determinación de la corrosión externa DF.....	67
Figura 5. Determinación de la corrosión interna DF.....	68
Figura 6. Valores numéricos asociados con POF y categorías COF basadas en áreas.....	72
Figura 7. Zona de amenaza de radiación térmica para el modo de falla rotura.....	79
Figura 8. Resumen de cálculo para consecuencia económica.....	90
Figura 9. Ejemplo de matriz de riesgo según norma API 581 parte 1 sección 4.3.....	93
Figura 10. Distribución de los segmentos según clasificación según matriz .....	95
Figura 11. Análisis del riesgo Segmento 1 mediante el software.....	98
Figura 12. Análisis del riesgo Segmento 2 mediante el software.....	98
Figura 13. Análisis del riesgo Segmento 3 mediante el software.....	99

**Lista de Apéndices**

	<b>pág.</b>
Apéndice A. Cálculo de corrosión interna.....	70
Apéndice B. Cálculo de corrosión externa.....	72
Apéndice C. Calificación probabilidad falla.....	74

## Glosario

- **API 580:** Norma de la American Petroleum Institute que proporciona directrices para la implementación de programas de Inspección Basada en Riesgo (RBI) en equipos industriales.
- **API 581:** Norma de la American Petroleum Institute que define un enfoque cuantitativo para la evaluación de riesgos y las estrategias de inspección en la industria del petróleo y gas.
- **Corrosión:** Desgaste de un material, típicamente metálico, debido a reacciones químicas con su entorno, que puede afectar la integridad de las líneas transportadoras de gas.
- **Consecuencia del fallo:** Impacto o daño que un fallo puede causar, ya sea en términos económicos, operacionales, medioambientales o de seguridad.
- **Integridad mecánica:** Evaluación del estado físico de un sistema o componente para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente, evitando fallos o accidentes.
- **Línea transportadora de gas:** Tuberías o sistemas diseñados para transportar gas natural o gas procesado desde un punto de producción a uno de distribución o almacenamiento.
- **Probabilidad de fallo:** Estimación de la posibilidad de que un componente o sistema falle dentro de un período determinado, basada en su condición, ambiente y otros factores.
- **RBI (Inspección Basada en Riesgo):** Método utilizado para priorizar las actividades de inspección y mantenimiento de activos, basándose en la evaluación de riesgos asociados con sus fallos.
- **Riesgo:** Medida de la probabilidad y las consecuencias de un evento no deseado, como el fallo de un componente en la línea de gas.

## Resumen

**Título:** Análisis de integridad mecánica a una línea transportadora de gas mediante inspección basada en riesgo (RBI) en base a las normas API 580 Y API 581.

**Autores:** Natalia González Donado, Ronaldo Ovalle Vega

**Palabras claves:** Riesgo, gasoducto, integridad mecánica, inspección basada en riesgo.

**Descripción:** El enfoque RBI permite priorizar las inspecciones y actividades de mantenimiento en las áreas de mayor riesgo, optimizando así el uso de los recursos disponibles y asegurando que las intervenciones se realicen donde más se necesitan. Esto es especialmente importante en las infraestructuras de transporte de gas, donde las fallas pueden tener consecuencias graves tanto para la seguridad de las personas como para el medio ambiente. Las normas API 580 y API 581 proporcionan un marco normativo riguroso para la realización de este tipo de análisis, asegurando que los procedimientos y metodologías aplicados sean coherentes con los estándares internacionales reconocidos. Estas normas establecen las directrices para la evaluación de riesgos, definiendo los criterios y métodos para la identificación, análisis y gestión de los mismos.

El proyecto tiene como objetivo principal garantizar la seguridad y continuidad operativa de una infraestructura crítica en la industria del gas. Este análisis se enfoca en evaluar el estado estructural de una línea transportadora de gas, identificando y gestionando los riesgos asociados a su operación mediante la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI). A lo largo del proyecto, se llevará a cabo una evaluación detallada de las condiciones operativas y estructurales de la línea de gas, considerando factores como la corrosión, la fatiga del material, las condiciones ambientales y operativas, y los registros históricos de mantenimiento e inspección. A partir de esta evaluación, se determinará la

probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecida, se definirán las áreas de alta consecuencias y los radios de afectación al momento que se presente un evento por pérdida de contención, finalmente se calculará el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581 para establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.

El resultado esperado del proyecto no es solo cumpla con las normativas vigentes, sino que también mejore la eficiencia operativa y la seguridad de la línea de gas. Además, se espera que se contribuya a la sostenibilidad a largo plazo de la infraestructura, reduciendo el riesgo de fallas no planificadas y asegurando un suministro de gas confiable y seguro para los usuarios.

### **Abstract**

**Title:** Analysis of mechanical integrity of a gas conveyor line through risk-based inspection (RBI) based on API 580 and API 581 standards.

**Author(s):** Natalia González Donado, Ronaldo Ovalle Vega

**Key Words:** Risk, gas pipeline, mechanical integrity, risk-based inspection.

**Description:** The RBI allows you to prioritize inspections and maintenance activities in high-risk areas, optimizing the use of available resources and ensuring that interventions are carried out when necessary. This is especially important in gas transport infrastructure, where failures may have serious consequences for the safety of people as well as for the average environment. The API 580 and API 581 standards provide a rigorous standard for the realization of this type of analysis, ensuring that the procedures and methodologies applied are consistent with recognized international standards. These standards are established as guidelines for the evaluation of risks, defining the criteria and methods for the identification, analysis and management of same.

The project has the main objective of guaranteeing the safety and operational continuity of a critical infrastructure in the gas industry. This analysis is based on the evaluation of the structural status of a gas transport line, identification and management of the lines associated with their operation through the Basis of Inspection (RBI) methodology. At the length of the project, there will be a detailed assessment of the operating and structural conditions of the gas line, considering factors such as corrosion, fatigue of the material, environmental and operating conditions, and historical maintenance and inspection records. From this evaluation, the probability of failure will be determined by the damage mechanisms and the stable hazards, the areas of high consequences and the affected radii will be defined

at the moment when an event occurs due to loss of content, and will ultimately be calculated. Please use software based on current API 580 and API 581 standards to establish a plan of action and mitigation activities that allows you to ensure mechanical integrity, prioritizing the most critical segments of the gas pipeline.

The expected result of the project is only consistent with the current standards, otherwise it also improves the operating efficiency and safety of the gas line. Furthermore, we hope that it contributes to the sustainability of the large infrastructure, reducing the risk of failures not planned and ensuring a reliable and secure gas supply for users.

## **Introducción**

El transporte de gas natural a través de gasoductos es una actividad esencial en la infraestructura energética global, pero también conlleva riesgos significativos debido a la naturaleza de los materiales transportados y las condiciones operativas a las que se enfrentan estas estructuras. Garantizar la integridad mecánica de las líneas transportadoras de gas es, por tanto, crucial para prevenir accidentes que puedan tener graves consecuencias para la seguridad de las personas y el medio ambiente.

En este contexto, el análisis de integridad mecánica basado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) se presenta como una herramienta fundamental para gestionar de manera efectiva los riesgos asociados a la operación del gasoducto. Esta metodología permite identificar y priorizar las áreas críticas de la infraestructura, optimizando los recursos destinados a la inspección y el mantenimiento, y asegurando que las intervenciones se realicen de manera eficiente y enfocada en los puntos de mayor vulnerabilidad.

El proyecto investigativo se enmarca en la necesidad de aplicar un enfoque sistemático y normativo para el análisis de la integridad mecánica de una línea transportadora de gas, siguiendo los lineamientos establecidos por las normas API 580 y API 581. Estas normas proporcionan un marco estandarizado para la evaluación y gestión de riesgos, asegurando que las prácticas implementadas cumplan con los estándares internacionales reconocidos y que se realice una evaluación rigurosa y confiable de los riesgos. La implementación de este proyecto no solo busca cumplir con los requisitos regulatorios, sino que también pretende establecer un plan de acción robusto que garantice la seguridad, eficiencia y sostenibilidad operativa de la línea de gas a largo plazo. Al abordar de manera proactiva los riesgos asociados y alinear las actividades de inspección y mantenimiento con las mejores prácticas

internacionales, este proyecto contribuirá a proteger tanto a las personas como al medio ambiente, asegurando un suministro de gas confiable y seguro.

## 1. Descripción del problema

En la actualidad hemos observado que el servicio de gas más que una comodidad es un requisito esencial para el bienestar y la calidad de vida de la población en áreas urbanas y rurales. Sin embargo, cuando una tubería de gas que abastece a múltiples municipios enfrenta amenazas en su integridad, se presenta un gran problema; de manera que, se debe garantizar la continuidad del suministro de gas a los usuarios y a su vez, abordar de manera efectiva los riesgos que puedan afectar la integridad de la tubería.

El principal problema al que nos enfrentamos radica en que la línea transportadora de gas que abastece a muchos municipios en el país se encuentra frente a grandes desafíos diariamente que podrían afectar la integridad de la línea. Teniendo en cuenta que, si se suspende la producción de gas, esta decisión tendría problemas severos para los residentes de los municipios afectados, dejando miles de hogares sin este servicio que es muy importante y necesario para la calefacción, cocina y otras necesidades básicas, esto no solo lo afectaría la comodidad sino también su salud, seguridad y bienestar.

Por otro lado, hacer uso continuo de la tubería sin abordar de manera oportuna los problemas relacionados con la integridad mecánica del sistema pueden aumentar la posibilidad de incidentes graves como explosiones, fugas o rupturas de la tubería. Estos eventos podrían tener consecuencias catastróficas, incluidas lesiones personales, daños a la propiedad y daños ambientales. Dada la situación actual, es necesario encontrar una solución urgente que permita mantener la producción de gas de manera segura y confiable, al tiempo que se aborden de manera efectiva los riesgos de la integridad mecánica en el gasoducto.

Por lo tanto, el propósito de esta investigación es realizar un análisis de integridad mecánica mediante la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) en base a las normas API 580 y API 581 evaluando las condiciones sistemáticas y estructurales del gasoducto para identificar las áreas más críticas y así, implementar un plan de acción que garantice la mitigación del riesgo.

## 2. Justificación

Los gasoductos son infraestructuras críticas para el transporte de gas y conllevan riesgos inherentes que pueden tener consecuencias graves en caso de fallas. Por lo tanto, asegurar su integridad es crucial para prevenir accidentes que pongan en peligro tanto a las personas como al medio ambiente. Realizar un análisis de integridad mecánica del gasoducto mediante la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), basado en las normas API 580 y API 581, es una medida importante para garantizar la seguridad operativa.

El cumplimiento de las normas API 580 y API 581 garantiza que el análisis de riesgos se realice siguiendo estándares internacionales reconocidos, lo que da como resultado una evaluación rigurosa y estructurada de los riesgos asociados al gasoducto. Estos estándares establecen pautas claras y métodos para evaluar y gestionar riesgos, asegurando que los análisis se realicen de manera efectiva y confiable. Por otro lado, un enfoque de Inspección Basada en Riesgo (RBI) permite optimizar los recursos destinados a la inspección y mantenimiento del gasoducto. Al identificar y priorizar las áreas más críticas, podrá enfocar el esfuerzo en los puntos de mayor riesgo, optimizando el uso de los recursos disponibles y reduciendo costos operativos sin comprometer la seguridad. Esta priorización es fundamental para mantener la eficiencia operativa y minimizar el tiempo de inactividad no planificado.

Identificar las áreas más críticas del gasoducto con una comprensión detallada del sistema y las condiciones estructurales del gasoducto, se pueden implementar planes de acción específicos para mitigar los riesgos identificados. Esto no solo mejora la seguridad del sistema, sino que también garantiza la continuidad operativa del gasoducto, contribuyendo a su sostenibilidad a largo plazo y garantizando un suministro de gas confiable y seguro.

### **3. Objetivos**

#### **2.1 Objetivo General**

Realizar un análisis de integridad mecánica mediante la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) en base a las normas API 580 y API 581 evaluando las condiciones sistemáticas y estructurales del gasoducto para identificar las áreas más críticas y así, implementar un plan de acción que garantice la mitigación del riesgo.

#### **2.2 Objetivos Específicos**

Realizar una segmentación de acuerdo a los requisitos establecidos por las normas ASME B 31.8 "Class Location" y API 1160 Sección 6 usando parámetros como criterios de diseño, condición de superficie, asentamientos humanos y cuerpos de agua, para seccionar los tramos del gasoducto.

Determinar la probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecidas en la sección 5 de la norma API 1160.

Definir las áreas de alta consecuencia (HCA) y los radios de afectación al momento de presentar un evento por pérdida de contención para determinar las posibles consecuencias de falla que tendría si se presenta una falla por fuga o rotura en el gasoducto, teniendo en cuenta el impacto ambiental, asentamientos humanos y cuerpos de agua.

Calcular el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581, con el fin de establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.

## 4. Marco teórico

Esta sección proporcionará la base conceptual y metodológica necesaria para comprender y utilizar el enfoque de inspección basada en riesgos (RBI) para el análisis de integridad mecánica de tuberías de gas natural. Servirá como base para implementar un enfoque integral y sistemático para la identificación y mitigación de riesgos para garantizar la seguridad y la eficiencia operativa del gasoducto. Por lo tanto, es fundamental explorar el contexto en el que se llevará a cabo este análisis.

### 4.1. Antecedentes

#### 4.1.1. Antecedentes internacionales

En 2020, Rojas completó un proyecto en Chile que aplicó la técnica de inspección basada en riesgos para 27 piezas de equipos estáticos propiedad de Celulosa Arauco y Constitución S.A. de acuerdo con los requisitos API 580 y 581. Teniendo en cuenta el tipo de fluido, los mecanismos de daño activo o potencial y la gestión de los equipos estáticos, esta metodología permite evaluar y determinar los niveles de riesgo relacionados con posibles fallos. La capacidad de la técnica API IBR para evaluar el riesgo en función de la probabilidad de fallo y las repercusiones relacionadas con cada unidad, equipo y componente es una de sus características únicas. Esto facilita la clasificación de los equipos estáticos de la planta de Celulosa Arauco y Constitución en función de su nivel de criticidad. Esto implica determinar cuáles son los elementos que más inciden en los niveles de riesgo y evaluar las estrategias de mitigación. El autor llega a la conclusión de que la

aplicación de esta metodología mejora la planificación del mantenimiento predictivo, permitiendo a las empresas clasificar y gestionar mejor el nivel de riesgo actual.

Como resultado, pueden identificar los elementos que influyen en el riesgo e idear formas de reducirlo, aumentando la fiabilidad de los equipos y elevando la reputación de la empresa por utilizar una tecnología aprobada por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos y el Instituto Americano del Petróleo. (Rojas, 2020)

#### ***4.1.2. Antecedentes nacionales***

La importancia de la gestión de la integridad en las líneas de flujo de hidrocarburos líquidos se aborda en el estudio de 2019 de Acosta Morales en la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, que manejó un modelo de integridad basado en API RP 580 para el crecimiento de los defectos que se desarrollan en las líneas de flujo que transportan hidrocarburos líquidos. Teniendo en cuenta la resiliencia remanente de las estructuras a los defectos, el estudio se centra en la pronta detección de daños para evitar averías estructurales. Se analizan tanto la concentración de tensiones en el borde de la soldadura como el impacto de los defectos interfaciales en la propagación de grietas en uniones soldadas. Para prolongar la vida útil de los sistemas analizados y permitir una toma de decisiones eficaz en la gestión de riesgos y las reparaciones, el trabajo sugiere un plan de inspección basado en el modelo de gestión de la integridad. El modelo sugerido, que integra numerosos elementos como el análisis de tensiones y la detección de defectos, serviría como manual útil para la gestión de la integridad en tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos, según el autor. El producto final es un informe que detalla el estado de integridad de la tubería inspeccionada, así como las intervenciones necesarias, priorizando las reparaciones y la optimización de recursos a largo plazo. (Acosta 2019)

## **5. Referentes**

### **5.1. Metodología RBI**

El uso de las técnicas sugeridas por API RP 580 y 581, así como de otras normas internacionales, constituye la base de una investigación RBI. Al garantizar la capacidad de contención de fluidos en los equipos estáticos y prevenir los fallos relacionados con la rotura, esta metodología pretende evaluar y conocer el grado de riesgo a nivel de empresa, así como en los componentes individuales de los equipos. El resultado de la probabilidad de fallo y sus consecuencias se conoce como riesgo. Mientras que las consecuencias del fallo vienen determinadas por las características del fluido, las condiciones ambientales de la instalación y las técnicas activas de mitigación, la probabilidad de fallo se evalúa teniendo en cuenta los mecanismos de daño metalúrgico, mecánico y operativo, así como la eficacia de las inspecciones y el estado general del equipo. Además de tener en cuenta la calidad y la eficacia de las inspecciones, así como las posibles repercusiones de los fallos, el Instituto Americano del Petróleo (API) afirma que la correcta comprensión y aplicación de estas normas permite establecer la frecuencia y el alcance de las inspecciones en función del historial de comportamiento, los modos de degradación, los factores de daño, el diseño, las condiciones de funcionamiento, el mantenimiento, la inspección y las políticas de gestión.

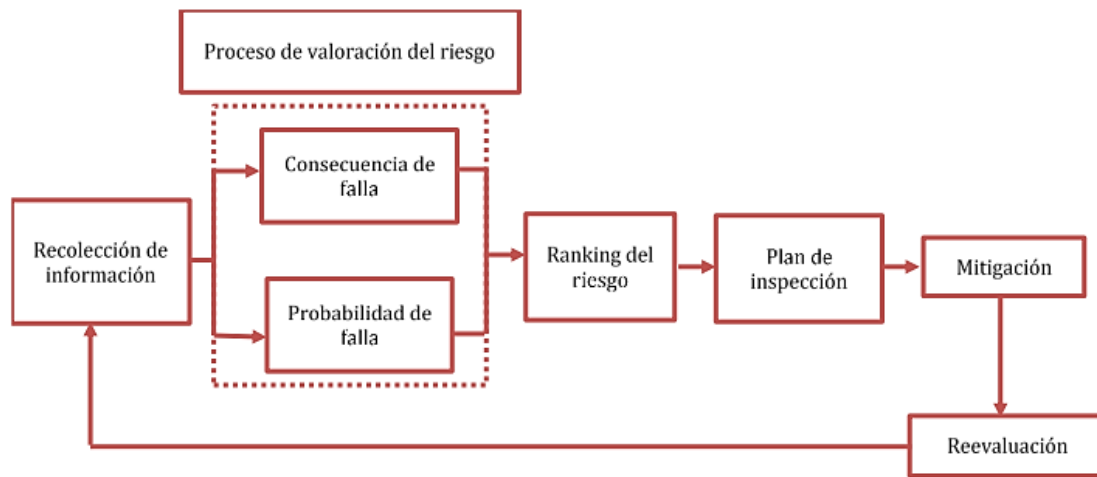
### **5.2. RBI API 580**

Para evitar la pérdida de contención en los equipos presurizados de las estaciones de tratamiento -que puede deberse al desgaste del material-, el enfoque RBI comprende una estrategia de evaluación y gestión de riesgos. Para vigilar estas amenazas, es necesario inspeccionar estos

equipos. A continuación, se ofrece un ejemplo del procedimiento de inspección mediante la metodología RBI. (Bermúdez Rincón, 2019)

**Figura 1.**

*Proceso de planificación de la inspección basada en el riesgo API 580.*



*Nota.* La figura representa el proceso de planificación de la inspección basada en el riesgo API 580. Tomado de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia por Bermúdez, D; 2019.

### 5.3. Inspección

Cuando un programa de inspección emplea una metodología que evalúa tanto la probabilidad de fallo como sus posibles repercusiones, se dice que está basado en el riesgo. La inspección es esencial para reducir la probabilidad de fallo, ya que ayuda a resolver ambigüedades sobre el verdadero estado del equipo. El Instituto Americano del Petróleo (API) define la inspección como una serie de acciones destinadas a verificar que los materiales, los procedimientos de fabricación, la construcción, las evaluaciones, las pruebas y las reparaciones se llevan a cabo

de conformidad con los códigos de ingeniería aplicables y satisfacen las normas establecidas en los procedimientos del propietario del activo. El objetivo de un plan de inspección es esbozar los pasos necesarios para detectar el deterioro de los equipos mientras están en uso, antes de que se produzcan averías.

#### **5.4. Alcance de la inspección basada en riesgo**

La metodología de inspección basada en riesgo del API está principalmente orientada hacia los equipos estáticos en la industria petrolera y de refinación; sin embargo, su aplicación no se limita a estas áreas, pudiendo ser utilizada en otras industrias siempre que los equipos se encuentren dentro del alcance de la inspección.

Los equipos estáticos que abarca esta metodología incluyen:

- Recipientes bajo presión: todos los componentes que están sometidos a presión.
- Tanques de almacenamiento: tanto atmosféricos como presurizados.
- Tuberías de proceso: incluyendo los tubos y sus componentes.
- Equipos rotatorios: aquellos que contienen componentes a presión.
- Calentadores y quemadores: que incluyen componentes presurizados.
- Intercambiadores de calor: que abarcan cuerpos, cabezas, canales y haz de tubos.
- Dispositivos de alivio de presión.

#### **5.5. Riesgo**

Desde el punto de vista conceptual, el riesgo es el producto de la probabilidad de que se produzca un fallo y las repercusiones potenciales de ese fallo. La técnica RBI combina la probabilidad de fallo con sus repercusiones potenciales para calcular el riesgo. Para determinar la

probabilidad de fallo es necesario revisar y analizar los datos accesibles del activo, como los criterios de diseño, los registros de inspección, la supervisión previa, el historial de fallos y los peligros reconocidos. Una vez identificados los fallos potenciales, hay que evaluar el impacto de cada uno, teniendo en cuenta cómo puede afectar a las personas, el medio ambiente, la explotación y la reputación de la empresa. Esto ayuda a estimar los costes relacionados con estos resultados.

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo, hay diversas consideraciones para implementar la metodología RBI, enfocadas en optimizar tanto los recursos financieros como los destinados a la inspección. Algunas de las ventajas de aplicar la metodología RBI en la inspección de activos en instalaciones petroleras incluyen:

- La identificación de factores de riesgo junto con las acciones recomendadas adecuadas para cada uno.
- La concentración de esfuerzos y recursos en los activos clasificados con alto riesgo que podrían impactar la seguridad, la situación financiera, el medio ambiente o la salud de las personas, lo que permite una mejor asignación de recursos y orienta las recomendaciones e inspecciones hacia los equipos con mayor riesgo.
- La mejora en la identificación y selección de los métodos de inspección más apropiados según los mecanismos de daño presentes.
- La utilidad en la elaboración de planes de monitoreo e inspección que se ajusten a la realidad de los activos.

## **5.6. Tipos de valoraciones de riesgos**

El tema del estudio, el material del que se dispone y el tiempo asignado para completar la evaluación influirán en el tipo de evaluación.

- **Cualitativo:** Este método hace hincapié en el juicio ingenieril para la evaluación y depende de la opinión de expertos. Aunque también pueden asociarse valores numéricos a estas categorías, los resultados suelen describirse con palabras cualitativas como alto, medio y bajo. A falta de datos cuantitativos precisos, este método permite evaluar el riesgo; sin embargo, los resultados se consideran subjetivos y es difícil actualizarlos tras el examen.

- **Cuantitativo:** Este enfoque es fácil de actualizar a la luz de los resultados de las inspecciones porque es metódico, coherente y está documentado. Aunque también puede expresarse cualitativamente asignando calificaciones de riesgo para evaluar la probabilidad y las ramificaciones de un fallo, se basa en modelos que permiten calcular valores numéricos. Encontrar el punto en el que se supera el límite de aceptación del riesgo distingue a esta estrategia.

- **Semi cuantitativo:** Esta expresión describe los métodos que combinan aspectos de los enfoques cualitativo y cuantitativo en un esfuerzo por aprovechar las ventajas de cada uno de ellos. Aunque con un menor nivel de detalle, una técnica semicuantitativa suele requerir la mayoría de los datos utilizados en un enfoque cuantitativo. Es posible que los modelos empleados en este método sean menos exigentes que los utilizados en el método cuantitativo.

(p.12)

### 5.7. Beneficios y limitaciones de la inspección basada en riesgo

Los beneficios de instaurar un programa de inspección basado en riesgo están íntimamente ligados al aumento de la productividad y a la disminución tanto en la cantidad como en la gravedad de los accidentes, lo que contribuye a una mejora general en la seguridad. Aunque el costo de implementar este programa puede ser significativo, el costo asociado con los accidentes, que

incluye sus repercusiones sociales y medioambientales, tiende a ser mucho más elevado. A continuación, se enumeran algunos de los beneficios de aplicar la inspección basada en riesgo: (Cabrera & De la Torre, 2018).

- Permite identificar los peligros, los riesgos y las estrategias para su manejo y control.
- Provee información objetiva para la toma de decisiones.
- Favorece el cumplimiento de requisitos normativos y legales referidos a la seguridad industrial.
- Facilita la identificación sistemática de los modos de fallo de sistemas, máquinas, equipos y componentes.
- Proporciona la evaluación cuantitativa y cualitativa del riesgo, así como la estimación de rangos de riesgo.
- Viabiliza la elaboración de planes de respuesta a emergencias.
- Ayuda a la revisión y ajuste de programas de inspección, diagnóstico y mantenimiento

Como limitaciones fundamentales de la inspección basada en riesgo se pueden mencionar las siguientes:

- Solo es efectiva si las técnicas de inspección seleccionadas son auto suficientes como para detectar el fallo, darle seguimiento al deterioro y evaluar su severidad.
- Su aplicación será poco efectiva si la información es poco confiable, inadecuada o nula.

### **5.8. Tipos de inspección y vigilancia**

Según las circunstancias y el tipo de sistema de tuberías, se determina el tipo de inspección a realizar, entre las cuales se encuentran: (p.10)

- Inspección visual interna: Generalmente, no se efectúan inspecciones visuales internas en tuberías. Sin embargo, en aquellos sistemas donde sea viable, como en líneas de transferencia de gran diámetro, estas inspecciones pueden ser programadas.
- Inspección en servicio: En este tipo de inspección pueden utilizarse varios métodos de ensayo no destructivos para encontrar los distintos tipos de daños en las tuberías que se descubrieron durante la fase de planificación. La selección de las técnicas de inspección en tiempo real se basa en su capacidad para funcionar en las circunstancias de flujo del sistema de tuberías e identificar mecanismos de daños concretos desde el exterior.
- Inspección de medición de espesor: Para determinar los índices de corrosión y proyectar la vida útil restante del sistema, se mide el espesor de los componentes de las tuberías. Los ensayos no destructivos, como los ultrasonidos, pueden utilizarse para realizar esta comprobación mientras el equipo está en uso.
- Inspección visual externa: El exterior de la tubería se inspecciona visualmente para evaluar el estado de la pintura y el revestimiento, el sistema de aislamiento, la superficie y los herrajes relacionados. Además, este examen busca indicios de vibraciones, desalineación y posibles fugas.
- Inspección de tuberías sometidas a vibración: Consiste en revisar las tuberías y sus componentes expuestos a vibración. Se recomienda emplear técnicas como líquidos penetrantes o partículas magnéticas para detectar la presencia de posibles fisuras.
- Inspección adicional: evaluación mediante técnicas no destructivas para identificar posibles condiciones específicas.

### **5.9. Cálculo de probabilidad de falla (Pof)**

API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology (Metodología de inspección basada en el riesgo) establece que Para cada sistema que se examine, el cálculo del PdF debe estar respaldado por protocolos definidos que sean uniformes para cada amenaza. Tres factores principales determinan la probabilidad de fallo:

- Los ritmos y procesos por los que se deterioran los activos o equipos.
- Los factores ambientales y de terceros inherentes.
- La eficacia del programa de supervisión e inspección para determinar las causas y los mecanismos de degradación y tomar medidas correctivas rápidas.

Es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

- Determinar los mecanismos de degradación de cada peligro teniendo en cuenta las circunstancias operativas y medioambientales.
- Evaluar el ritmo, la intensidad y la regularidad del deterioro y/o la susceptibilidad a sucesos.
- Examinar las condiciones de funcionamiento, la estructura y el diseño.
- La eficacia del programa de vigilancia e inspección.
- La eficacia del programa de mantenimiento.

### **5.10. Cálculo de consecuencia de falla (CoF)**

API RP 581: La Metodología de Inspección Basada en el Riesgo establece que «Debe tenerse en cuenta el modo de fallo a medida que se materializa cada amenaza (picaduras, grietas, rotura) para evaluar la cantidad de producto liberado y el área afectada con el fin de determinar la consecuencia del fallo». Deben tenerse en cuenta todas las categorías de la matriz de evaluación:

económica, salud y seguridad, medio ambiente e imagen de la empresa. Los métodos desarrollados para cada sistema a evaluar deben utilizarse para cada categoría, e incluyen los siguientes elementos:

- Los factores económicos incluyen la pérdida de producción, los artículos que no cumplen las especificaciones, los gastos de reparación, el valor de los activos afectados, los gastos de mano de obra y material y los gastos diferidos.
- Los factores de salud y seguridad incluyen la cantidad, toxicidad, inflamabilidad y reactividad del producto; la densidad de población; la región afectada; los planes de reserva; y los mecanismos de detección y control de fugas.
- El medio ambiente se refiere a la cantidad, toxicidad, inflamabilidad y reactividad del producto; lugares extremadamente sensibles; zonas impactadas; planes medioambientales y de gestión de contingencias; sistemas de detección y control de fugas; y creación de comités de prevención y respuesta ante catástrofes.

### **5.11. Plan de acción**

Esta fase surge como resultado de una evaluación de riesgos y se centra en establecer tanto la frecuencia como el momento adecuado para implementar técnicas y métodos de inspección, monitoreo y mitigación en el mantenimiento de los equipos evaluados, con el fin de reducir el riesgo a un nivel aceptable. Estas estrategias se determinan de acuerdo con la gravedad de las amenazas identificadas durante la evaluación, y se proporciona una justificación técnica y económica para su aplicación a lo largo del ciclo de vida del activo, tomando en cuenta la relación costo-beneficio. Las frecuencias de inspección recomendadas en los estándares pueden ajustarse tras un análisis de Inspección Basada en Riesgo (RBI), con el propósito de optimizar tanto los

costos como el tiempo de las inspecciones. Estas pueden realizarse con el sistema en operación o fuera de servicio, utilizando enfoques intrusivos o no intrusivos según el tipo de deterioro y la disponibilidad del sistema. Además de las técnicas de inspección convencionales, es fundamental implementar una serie de acciones adicionales para mitigar los riesgos. Entre estas acciones se incluyen el ajuste de variables operativas, la revisión y mejora de los procedimientos de mantenimiento, estudios de la agresividad de los fluidos y de las condiciones externas que afectan a los equipos, evaluación de la protección catódica, uso de sistemas de monitoreo remoto, análisis de interferencias y la implementación de planes de contingencia, señalización y educación pública. Todas estas medidas están orientadas a reducir los riesgos y proteger la integridad de los sistemas (Arévalo & Ramos, 2012)

### **5.12. Gestión de mantenimiento**

La gestión de mantenimiento en instalaciones industriales se basa en los principios de mantenimiento planificado y no planificado. La metodología RBI puede aplicarse para gestionar el mantenimiento de equipos estáticos, siendo una base clave para establecer programas periódicos que reduzcan el riesgo de fugas de sustancias peligrosas. Es importante considerar los siguientes aspectos:

**Mantenimiento Planeado.** Incluye tanto el mantenimiento preventivo como el predictivo. El mantenimiento preventivo comprende actividades programadas para prevenir el desgaste o fallos de una máquina o sistema, siguiendo rutinas definidas por el fabricante o basadas en análisis de confiabilidad, como la aplicación de recubrimientos y limpieza en tuberías. Por otro lado, el mantenimiento predictivo emplea inspecciones avanzadas, tales como ultrasonido, raspadores

inteligentes, evaluación del estado de recubrimientos, y revisiones geotécnicas y de soldaduras en las tuberías.

**Mantenimiento No Planeado.** Corresponde al mantenimiento correctivo, el cual se realiza de forma reactiva ante emergencias o contingencias. En sistemas de transporte de hidrocarburos, este tipo de mantenimiento se lleva a cabo cuando ocurren rupturas en las tuberías, ya sea por corrosión interna o externa, fatiga, o intervención de terceros. Estas fallas pueden causar daños ambientales y afectar la seguridad de las personas en áreas cercanas. En muchos casos, es necesario activar un plan de contingencia hasta controlar la fuga, restaurar el área afectada y normalizar la situación, lo cual puede prolongarse de días a meses y tener consecuencias significativas para la empresa. (Hernández P & Hernández S, 2017)

## **6. Diseño metodológico**

### **6.1. Tipo de investigación**

Esta investigación es un estudio aplicado que ofrece un conocimiento exhaustivo de la evaluación del sistema y las condiciones estructurales de un gasoducto mediante la combinación de metodologías cualitativas y experimentales. La técnica RBI se utiliza para determinar y jerarquizar los tramos más importantes del gasoducto, teniendo en cuenta variables como la probabilidad de fallo y las posibles repercusiones. Este método garantiza la seguridad y la eficacia operativa del sistema de transporte de gas al permitir la creación y ejecución de un plan de acción centrado en la mitigación de riesgos. La investigación se basa en la aplicación práctica de normas internacionales establecidas, adaptando sus principios a las circunstancias particulares del gasoducto investigado. La combinación de fuentes primarias y secundarias en la recopilación de datos mejora aún más el análisis y la comprensión de la cuestión en la que se centra el estudio. Dado que se examinan las características particulares y las circunstancias operativas del gasoducto y se alcanzan adecuadamente los objetivos especificados del proyecto, en este contexto se clasifica como estudio descriptivo.

### **6.2. Caracterización de la población**

Las características de la población del proyecto abarcan tanto los componentes físicos del gasoducto como las personas y organizaciones involucradas. En términos de infraestructura, la población de estudio incluye las distintas secciones del gasoducto, tales como tramos de tubería, válvulas, estaciones compresoras, y otros equipos críticos. Desde el punto de vista del personal, está compuesto principalmente por ingenieros especializados en inspección y mantenimiento,

personal de operaciones del gasoducto, y equipos de gestión de riesgos. Además, se consideran las normativas y directrices proporcionadas por entidades reguladoras y asociaciones industriales que influyen en los procedimientos y estándares de integridad mecánica. Esta caracterización permite una evaluación integral y específica, asegurando que el análisis cubra todos los aspectos relevantes para la seguridad y eficiencia del gasoducto.

### **6.3. Técnicas e instrumentos para implementar en el desarrollo de los objetivos**

El proyecto implementará una variedad de técnicas e instrumentos especializados. Entre las técnicas destacadas se incluyen el análisis de riesgo cualitativo y cuantitativo, evaluación de la probabilidad de falla y evaluación de las consecuencias de falla. Para la recopilación de datos y la inspección del gasoducto, se utilizarán instrumentos avanzados como dispositivos de inspección interna, técnicas de ultrasonido, radiografía industrial y métodos de detección de corrosión. Además, se aplicarán herramientas de software para la gestión de datos, lo que facilitará el análisis detallado y la priorización de áreas clave. Estas técnicas e instrumentos garantizarán una evaluación exhaustiva y precisa, que conducirá a la implementación de un plan de acción efectivo que garantice la mitigación del riesgo y la integridad del gasoducto.

De esta manera se presentan los pasos a seguir para ofrecer una solución a la problemática existente mediante la realización y cumplimiento de cada objetivo específico propuesto.

**6.3.1. Primer objetivo. Realizar una segmentación de acuerdo a los requisitos establecidos por las normas ASME B 31.8 "Class Location" y API 1160 Sección 6 usando parámetros como criterios de diseño, condición de superficie, asentamientos humanos y cuerpos de agua, para seccionar los tramos del gasoducto.**

En primer lugar, se realizará la recopilación de información demográfica, datos geográficos detallados sobre gasoductos, ubicaciones de cuerpos de agua, asentamientos humanos y otras características relevantes. Con base en los datos recopilados, los criterios de diseño y la clasificación de la ubicación se evaluarán de acuerdo con ASME B 31.8 y API 1160. Estos criterios de diseño, junto con los datos geográficos y demográficos recopilados, se utilizarán para dividir la tubería en secciones específicas para determinar sus características, proximidad a cuerpos de agua y condiciones de la superficie. Este enfoque permitirá una evaluación precisa y detallada, facilitando la adopción de medidas adecuadas para garantizar la integridad y seguridad del oleoducto.

**6.3.2. Segundo objetivo. Determinar la probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecidas en la sección 5 de la norma API 1160.**

En esta fase se inicia la recopilación de datos históricos de operaciones y mantenimiento de tuberías, incluidos registros de inspección, datos de eventos anteriores y condiciones operativas actuales. Seguidamente, se analizará en detalle cada mecanismo de daño identificado para evaluar su relevancia y probabilidad de ocurrencia en los ductos de gas natural. Para ello se utilizarán métodos de evaluación cuantitativos y cualitativos, como el análisis de fallos, la modelización predictiva y la revisión de datos históricos, con el objetivo de determinar la probabilidad de fallo

asociada a cada mecanismo de daño. Este enfoque integral ayudará a comprender completamente los riesgos involucrados e implementar estrategias efectivas de mitigación de fallas.

***6.3.3. Tercer objetivo. Definir las áreas de alta consecuencia (HCA) y los radios de afectación al momento de presentar un evento por pérdida de contención para determinar las posibles consecuencias de falla que tendría si se presenta una falla por fuga o rotura en el gasoducto, teniendo en cuenta el impacto ambiental, asentamientos humanos y cuerpos de agua.***

Se utilizarán los modelos de dispersión y simulaciones de impacto para determinar el radio de impacto en caso de fuga o ruptura, teniendo en cuenta factores como la presión del aire, la velocidad del viento y la topografía. Luego se aplicarán los criterios de la norma API 1160 para identificar y clasificar áreas de altas consecuencias (HCA) a lo largo del gasoducto. Con base en esta clasificación, se desarrollarán alternativas de respuesta y mitigación específicas para la HCA identificada, asegurando que se implementen las medidas adecuadas para minimizar el impacto en caso de que ocurra una falla. Este enfoque integral garantiza una evaluación exhaustiva y una preparación adecuada para posibles incidentes, mejorando así la seguridad del sistema de transporte de gas.

***6.3.4. Cuarto objetivo. Calcular el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581, con el fin de establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.***

Se realiza la ejecución y análisis de resultados de software para identificar los segmentos del gasoducto con mayor riesgo, tanto en términos de probabilidad de falla como de gravedad de las consecuencias. A partir de estos resultados, se establece las actividades de mitigación para los segmentos más críticos del gasoducto. Con el fin de abordar eficazmente los riesgos identificados y así garantizar la seguridad e integridad del sistema de gasoducto.

## 7. Resultados

**7.1.Objetivo 1. Realizar una segmentación de acuerdo a los requisitos establecidos por las normas ASME B 31.8 "Class Location" y API 1160 Sección 6 usando parámetros como criterios de diseño, condición de superficie, asentamientos humanos y cuerpos de agua, para seccionar los tramos del gasoducto.**

### 7.1.1. Información general del gasoducto principal 8"

El Gasoducto Principal evaluado corresponde a una línea de 8" de diámetro, que transporta gas natural. La línea inicia su recorrido en la Estación 1, y finaliza en la Estación 2. En el trayecto de su trazado el gasoducto pasa por un cruce aéreo (Sobre soportes marco H) por la quebrada principal, cruces de vía secundarios, y un acceso a locación. Los datos básicos del ducto y el listado de válvulas anexas se encuentran en las siguientes tablas (1 y 2). La ubicación geográfica del Gasoducto Principal se encuentra en la figura 2.

**Tabla 1.**

*Datos Básicos Gasoducto Principal 8"*

Datos Gasoducto Principal 8"	
Diámetro Nominal	8 pulgadas
Tipo de Tubo	Con costura Longitudinal
Material	A106 Gr.B (Asumido)
Espesor Nominal	0.32 in
Presión de Diseño	1480 psi (Rating Bidas)
Presión de Operación	950 psi
Temperatura de Operación	37.78-48.89 °C
SMYS	24000 Psi*

<b>Datos Gasoducto Principal 8"</b>	
Longitud	6679 m
Aéreo	6115.96 m
Enterrado	563.1 m
Recubrimiento	Sin recubrimiento/Alquitrán de Hulla/Epóxica
Rutina de limpieza	No tiene
Protección Catódica	No tiene
Producción diaria	25 MMSCFD
Año de Construcción	1955
Producto Manejado	Gas natural
Historial de Inspección	Realizado en el 2015

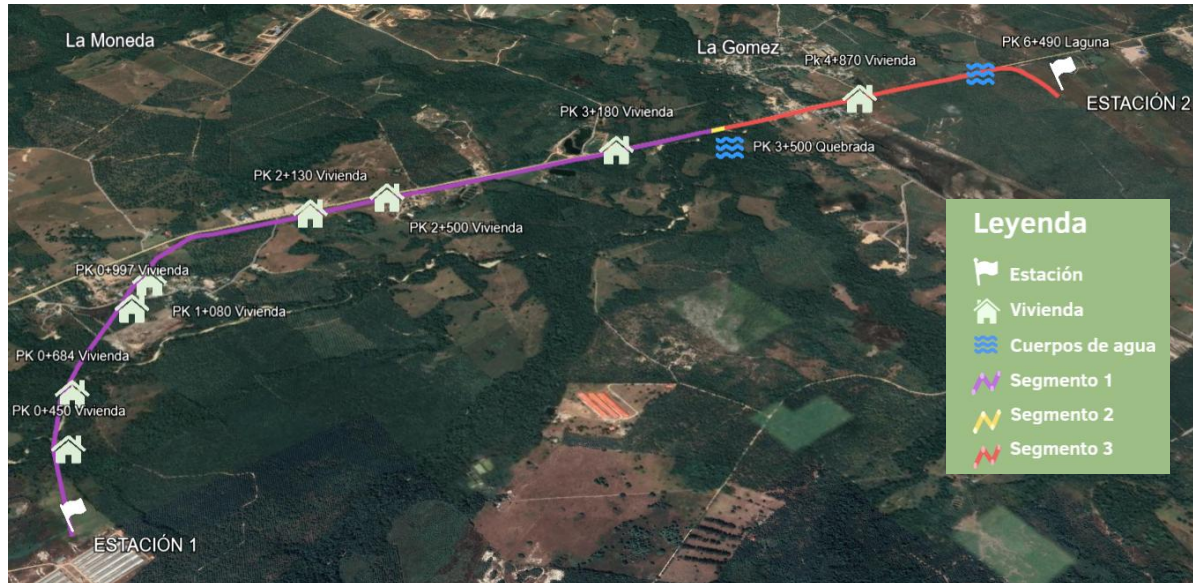
*Nota:* Autores

**Tabla 2.**

*Válvulas Gasoducto Principal 8"*

<b>Seg</b>	<b>Abscisa Ubicación Válvula Km</b>	<b>Gasoducto principal-observaciones</b>
1	0+000	Válvula de compuerta 8" x 600# Gasoducto Principal- Salida de Estación 1
3	6+679	Válvula de compuerta 8" x 600# Gasoducto Principal- llegada a Estación 2

*Nota:* Autores

**Figura 2.***Trazado Gasoducto Principal 8"*

*Nota: Autores*

**7.1.2. Cruces de vía**

La siguiente tabla se muestra los cruces de vía secundarios ubicados en el trazado del Gasoducto Principal.

**Tabla 3.***Ubicación Cruces de Vía del Gasoducto Principal 8"*

Latitud (n)	Longitud (o)	Cruce
7°21'03"	73°32'42"	Cruce de vía. Enterrado. Cuenta con señalización.
7°21'03"	73°32'45"	Desentierra después de cruce de vía. Cuenta con señalización.
7°21'07"	73°32'55"	Cruce de vía. Enterrado. Sin señalar.
7°21'12"	73°33'02"	Cruce de vía enterrado. Desentierra y continúa con instalación aérea. Señalización al desenterrar.

Latitud (n)	Longitud (o)	Cruce
7°21'17"	73°33'07"	Cruce de vía por boxcoulvert.
7°21'19"	73°33'09"	Cruce de vía enterrado
7°21'27"	73°33'16"	Cruce de vía por boxcoulvert.
7°21'37"	73°33'21"	Cruce de vía. Enterrado. Cuenta con señalización.
7°21'43"	73°33'18"	Desentierra después de cruce de vía. Cuenta con señalización.
7°22'15"	73°33'11"	Cruce de vía. Enterrado. Sin señalar.
7°22'28"	73°33'07"	Cruce de vía enterrado. Desentierra y continúa con instalación aérea. Señalización al desenterrar.
7°23'15"	73°32'55"	Cruce de vía por boxcoulvert.

*Nota:* Autores

### 7.1.3. Segmentación

La segmentación se realizó de acuerdo con ASME B 31.8, la cual establece el concepto de “Class Location”, 4 tipos, los cuales se describen a continuación:

- La clase de ubicación 1, es cualquier sección de 1 milla que tenga 10 construcciones o menos destinados a la ocupación humana. Una ubicación Clase 1 está destinada a reflejar áreas como páramos, desiertos, montañas, tierras de pastoreo, tierras de cultivo y áreas escasamente pobladas.
- Clase de ubicación 2, es cualquier sección de 1 milla que tiene más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a la ocupación humana. Una clase de ubicación 2 está destinada a reflejar áreas periféricas alrededor de ciudades y pueblos, áreas industriales, ranchos o fincas, etc.

- Clase de ubicación 3, es cualquier sección de 1 milla que tiene 46 o más construcciones destinadas a la ocupación humana. Una ubicación de clase 3 está destinada a reflejar áreas tales como desarrollos de viviendas suburbanas, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales.
- Clase de ubicación 4, incluye áreas donde prevalecen construcciones de varios pisos, donde el tráfico es pesado o denso, y donde puede haber muchos servicios públicos subterráneos.

Adicionalmente se tienen en cuenta las consideraciones y conceptos de API 1160. A continuación, se describen dichos parámetros, los cuales son una guía:

- Diámetro de la tubería.
- Alcance de la valoración del riesgo.
- Límites de equipos como estaciones de bombeo o válvulas de bloqueo.
- Límites geográficos como ríos o límites estatales.
- Longitud mínima /máxima deseada de cualquier segmento
- ¿Cómo están establecidas y organizadas las bases de datos del sistema? Es decir, como los datos serán transferidos de una o varias bases de datos según el método de valoración de riesgos.
- Alteración de la densidad de población.
- Presencia de ambiente o población sensibles (escuelas, iglesias, etc.)

La longitud máxima de un segmento se define según los siguientes parámetros:

- Consecuencias en la salud y la seguridad de un derrame, incluida la necesidad de una posible evacuación.

- El tipo y los atributos de la mercancía o mercancías (productos refinados, petróleo crudo, líquidos extremadamente volátiles, etc.) que se transportan.
- Las condiciones operativas de la tubería (la presión, la temperatura, la tasa de flujo, etc.).
- La topografía del terreno asociado con la HCA y el segmento de la tubería.
- El gradiente hidráulico de la tubería.
- El diámetro de la tubería, el volumen potencial de liberación y la distancia entre puntos de aislamiento.
- El tipo y características de las HCA cruzadas o en proximidad al segmento.
- Las sendas físicas potenciales entre la tubería y la HCA.
- Las fuerzas naturales potenciales inherentes para el área (zonas inundables, zonas de terremoto, áreas de hundimiento, erosión, etc.).
- La capacidad de respuesta (el tiempo a detectar, confirmar y localizar un derrame, tiempo y naturaleza de respuesta, etc.)

Con base en lo anterior se realizó la segmentación del Gasoducto Principal 8", teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Válvulas de seccionamiento
- Cuerpos de agua principales (Quebrada).
- Trazado de la línea (aérea/enterrada)

En la siguiente tabla se encuentra registrado los segmentos establecidos para la evaluación RBI, detallando el tipo de segmento, características del segmento entre otros criterios.

**Tabla 4.**

*Segmentación Gasoducto Principal 8"*

Seg	Tipo de segmento	Long. Seg (m)	Abcisas		Característica del segmento
			Inicia	Termina	
1	Aéreo/enterrado	4531	0	4531	Desde la salida en la estación 1 hasta antes del cruce de la quebrada
2	Aéreo	78	4531	4609	Quebrada
3	Aéreo/enterrado	2070	4609	6679	Después de la quebrada hasta la llegada en estación 2

*Nota:* Autores

**7.2.Objetivo 2. Determinar la probabilidad de falla según los mecanismos de daño y las amenazas establecidas en la sección 5 de la norma API 1160.**

**7.2.1. Mecanismos de daño**

Según ASME 31.8S edición 2022 en la sección 2.2 contempla 22 causas raíz de fallas, de las cuales una (1) es identificada como causa no conocida, las 21 causas raíz identificadas son agrupadas en 9 amenazas potenciales las cuales se han clasificado en dependientes del tiempo, residentes y no dependientes del tiempo. De igual manera, API 1160 contempla las mismas amenazas. La Tabla 5 muestra las amenazas y los mecanismos de daño relacionados con estas.

**Tabla 5.**

*Amenazas y mecanismos de daño*

Dependientes del Tiempo			Residentes		No Dependientes del Tiempo	
Amenaza	Mecanismos de Daño	Modo de Falla	Amenaza	Modo de Falla	Amenaza	Modo de Falla
<b>Corrosión Externa</b>	Corrosión lado Suelo, Corrosión galvánica	Rotura/Fuga	<b>Manufactura</b>	Rotura/Fuga	<b>Daños por Terceros</b>	Rotura/Fuga
<b>Corrosión Interna</b>	Corrosión por CO <sub>2</sub> . Incrustaciones	Rotura/Fuga	<b>Soldadura y Fabricación</b>	Rotura/Fuga	<b>Procedimiento Operacional Incorrecto</b>	Rotura/Fuga

Dependientes del Tiempo			Residentes		No Dependientes del Tiempo	
Amenaza	Mecanismos de Daño	Modo de Falla	Amenaza	Modo de Falla	Amenaza	Modo de Falla
Stress Corrosion Cracking	No hay susceptibilidad	Rotura/Fuga	Equipo	Rotura/Fuga	Relacionado con el Clima y Fuerzas Externas	Rotura/Fuga

*Nota:* Autores

Para el Gasoducto principal 8" se han establecido de manera particular los mecanismos de daño potenciales asociados a las amenazas de corrosión interna y corrosión externa; la evaluación de susceptibilidad que se registra en la Tabla 6 se realizó con base en API 581. Para corrosión interna, se tiene como dato de entrada la cromatografía del gas realizada en febrero del 2024 que se muestra en la Tabla de Susceptibilidad.

**Tabla 6.**

*Análisis de Susceptibilidad Corrosión*

Detección de susceptibilidad y velocidad de corrosión teórica			
Preguntas de selección de tipo de corrosión a evaluar		Susceptibilidad	V Corrosión API 581 (mpy)
<b>Corrosión por ácido clorhídrico (HCl)</b>			
1. ¿El proceso contiene HCl?	NO	NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
2. ¿Hay agua libre presente en la corriente de proceso (incluyendo condición inicial de condensación)?	SI		
3. ¿El pH <7?0?	SI		

<b>Detección de susceptibilidad y velocidad de corrosión teórica</b>			
<b>Preguntas de selección de tipo de corrosión a evaluar</b>		<b>Susceptibilidad</b>	<b>V Corrosión API 581 (mpy)</b>
<b>Corrosión ácido sulfídico / nafténico de alta temperatura</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
1. ¿El proceso contiene aceite con compuestos de azufre?	NO		
2. Es la temperatura de trabajo > 204 ° C [400 ° F]?	NO		
<b>Corrosión a alta temperatura por H<sub>2</sub>S/H<sub>2</sub></b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
1. ¿El proceso contiene H <sub>2</sub> S e hidrógeno?	NO		
2. Temperatura de Operación > 204 ° C [400 ° F]?	NO		
<b>Corrosión por ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
¿El proceso contiene H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ?	NO		
<b>Corrosión por ácido fluorhídrico (HF)</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
¿El flujo de proceso contiene HF?	NO		
<b>Corrosión por Agua Agria en Medio Alcalino</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
¿El agua contiene H <sub>2</sub> S?	NO		
<b>Corrosión por amina</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
¿Es el Equipo expuesto a gases ácidos tratando aminas (MEA, DEA, DIPA, o MDEA)?	NO		
<b>Oxidación a alta temperatura</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
1. ¿La temperatura ≥ 482 ° C [900 ° F]?	NO		
2. ¿Hay presencia de oxígeno?	NO		

<b>Detección de susceptibilidad y velocidad de corrosión teórica</b>			
<b>Preguntas de selección de tipo de corrosión a evaluar</b>		<b>Susceptibilidad</b>	<b>V Corrosión API 581 (mpy)</b>
<b>Corrosión por Agua Agria en Medio Acido</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
1. ¿El agua contiene H <sub>2</sub> S y pH <7,0?	NO		
2. ¿El proceso contiene <50 ppm de cloruros?	NO		
<b>Corrosión Inducida por Microorganismos.</b>		NO SUSCEPTIBLE	NO APLICA
1. ¿El proceso contiene Bacterias?	NO		
2. ¿pH entre 5,5 y 8,5?	NO		
3. ¿Material de Acero al Carbono?	SI		
<b>Corrosión por CO<sub>2</sub></b>		SUSCEPTIBLE	30.8 mpy*
1. ¿El agua contiene CO <sub>2</sub> (incluyendo la consideración de punto de condensación)?	SI		
2. Es el material de acero al carbono de construcción o <13% de Cr?	SI		
<b>CORROSION EXTERNA</b>			
<b>Corrosión por suelos</b>		SUSCEPTIBLE	5.118 mpy
1. El equipo está en contacto con el suelo (enterrado o semienterrado)?	SI		
2. El material es acero al carbono?	SI		

*Nota: Autores \*Cálculo realizado por Modelo Norsok-Gasoducto principal 8".*

De tabla anterior se observa que el gasoducto es susceptible a corrosión por CO<sub>2</sub> (Corrosión Interna) y corrosión por suelos (Corrosión externa).

### 7.2.2. Análisis fisicoquímicos

En la siguiente tabla se registran los datos de cromatografía del gas realizado al gasoducto en el año 2023 y enero de 2024. De igual manera la tabla 8, registra el contenido de agua medido para el gasoducto en el año 2016. Debido a la presencia de CO<sub>2</sub> y a la información proporcionada de la presencia de agua (condensados) en la corriente de gas, se determina que existe susceptibilidad por este mecanismo y se determina la probabilidad de corrosión interna con base en los factores que la influyen.

**Tabla 7.**

*Cromatografía del Gasoducto principal 8"*

Nombre	Promedio gasoducto	Promedio gasoducto
Fecha	Promedio ENE-2023	Promedio Enero-2024
C1	86.953	87.062
C2	6.866	7.087
C3	1.537	1.487
IC4	0,159	0,177
NC4	0,251	0,270
IC5	0,134	0,137
NC5	0,103	0,103
C6+	0,044	0,050
O2	0,000	0,000
N2	1.780	1.788
H2	0,000	0,000
CO	0,000	0,000
CO2	2.172	1.839

Nombre	Promedio gasoducto	Promedio gasoducto
Fecha	Promedio ENE-2023	Promedio Enero-2024
H2S	0,000	0,000
Total	100.000	100.000
G ESPECIFICA	0,644	0,659
Dens, Lbs/Gl	0,050	0,050
Peso Molecular	18.595	19.035
GPM	0,764	0,749
BTU Neto Ideal	960.557	966.003
BTU Neto Real	962.991	968.593
BTU Bruto Ideal	993.381	898.935
BTU Bruto Real	995.893	901.327
F Compresib	0,997	0,997
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C)=	0,076	0,076
C3+	2.229	2.224

*Nota: Autores*

**Tabla 8.**

*Humedad Relativa Gasoducto principal 8''*

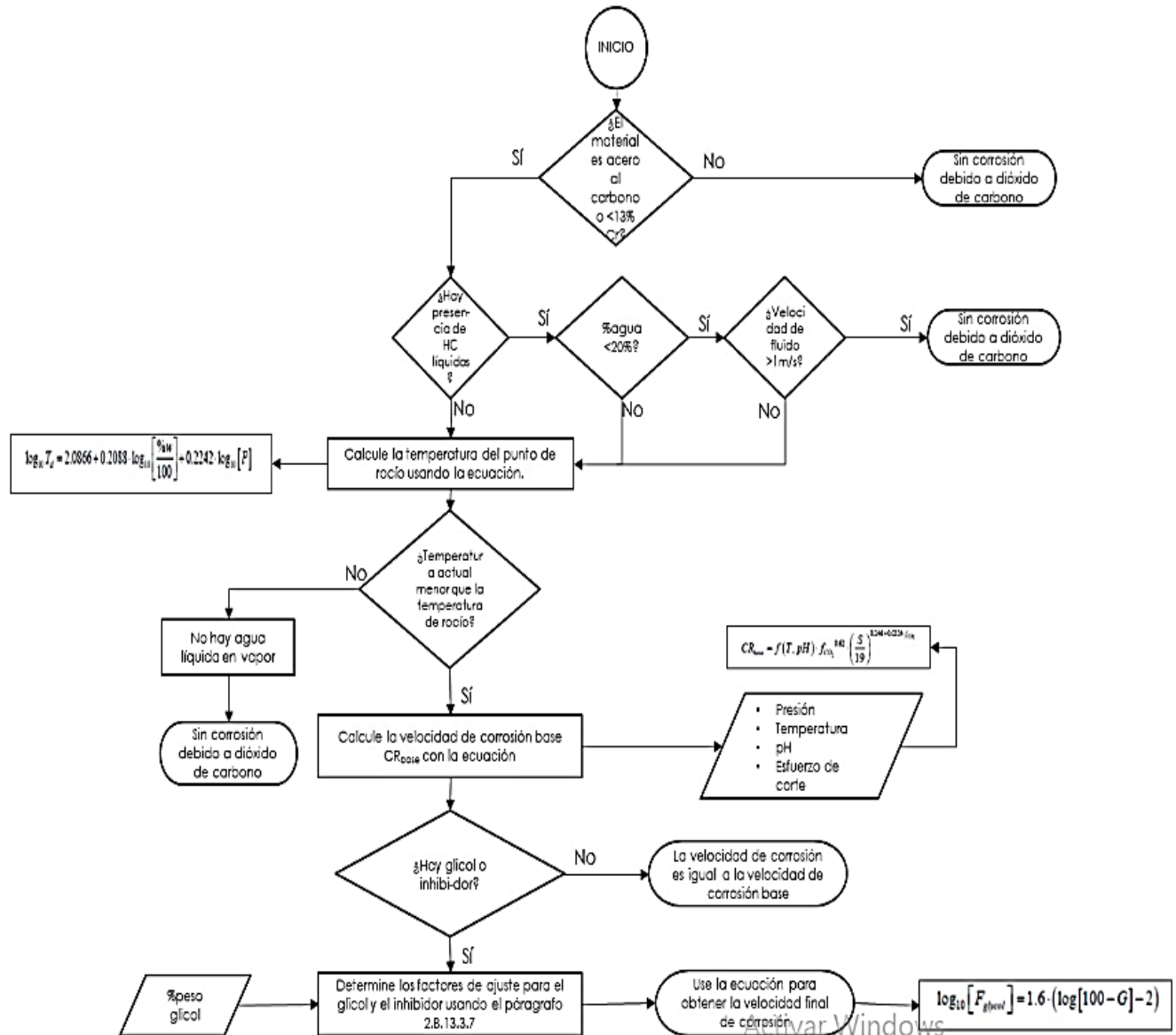
Fecha	Parámetros analizados				
	Hora de la medición	Identificación de la muestra	Dew point (°C)	Presion (psig)	Humedad (lb H <sub>2</sub> O MMSCF/NG)
27-abr.- 2020	12:43	Entrada norte	42,2	912,52	<b>85,12</b>
22-may.- 2020	10:54	Entrada norte	44,5	926,37	<b>83,60</b>

Fecha	Parámetros analizados				
	Hora de la medición	Identificación de la muestra	Dew point (°C)	Presion (psig)	Humedad (lb H <sub>2</sub> O MMSCF/NG)
5-sep.-2020	16:25	Entrada general	43,5	804,33	<b>98,85</b>
10-sep.-2020	10:51	Entrada general	44,60	880,00	<b>85,51</b>

*Nota:* Autores

### ***7.2.3. Velocidad de corrosión interna***

La velocidad de corrosión interna se calcula utilizando el modelo de CO<sub>2</sub> de Norsok, el cual considera diversos parámetros como la temperatura, la presión, la composición del gas y el pH del medio. Este enfoque permite obtener una estimación precisa del grado de corrosión al que está expuesto el gasoducto, lo que resulta fundamental para desarrollar estrategias de mitigación y asegurar su integridad a lo largo del tiempo.

**Figura 3.***Modelo CO<sub>2</sub> de Norsok.**Nota: Modelo CO<sub>2</sub> de Norsok*

Los detalles del cálculo de velocidad de corrosión interna por el modelo de CO<sub>2</sub> de Norsok se encuentran en la siguiente tabla.

**Tabla 9.**

Cálculos de velocidad de corrosión interna

<b>Modelo VCORR CO2 - NORSOK</b>			
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>
<b>Tipo de Fluido</b>	<b>GAS</b>	<b>GAS</b>	<b>GAS</b>
Temperatura (°C)	43.3	43.3	43.3
Temperatura (F)	109.94	109.94	109.94
Presión (Psi)	895	895	895
CO2 (% molar)	2.172	2.172	2.172
PpCO2 (Psi)	19.4394	19.4394	19.4394
PpCO2 (Bar)	1.341	1.341	1.341
Material de construcción	Acero al Carbono	Acero al Carbono	Acero al Carbono
pH	6.5	6.5	6.5
Masa de Agua (Kg)	45	45	45
P (sat) (Psi)	8.8	8.8	8.8
X (Relación Masa de Agua/Masa de Gas seco)	23	23	23
%w (%agua en vapor)	30	30	30
RH	99.25	99.25	99.25
Log Td	2.64	2.64	2.64
Td °C (Temperatura de Rocio)	14.00	14.00	14.00
Selección de Sistema	Condensación	Condensación	Condensación
pH	4	4	4
f (T,pH)	1.02	1.02	1.02
Log fCO2	0.13	0.13	0.13
fCO2 (Bar)	1.13	1.13	1.13
D (in)	8.63	8.63	8.63

<b>Modelo VCORR CO2 - NORSOK</b>			
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>
D interno (in)	7.98	7.98	7.98
t nom (in)	0.32	0.32	0.32
A (m2)	0.0323	0.0323	0.0323
MMFCD	25.00	25.00	25.00
Volumen (m3/s)	8.1946	8.1946	8.1946
V Flujo (m/s)	4.39628	4.39628	4.39628
Densidad (kg/m3)	0.74	0.74	0.74
Viscosidad (Pa.s)	0.0010	0.0010	0.0010
Re	659.4904	659.4904	659.4904
e/D	0.00015	0.00015	0.00015
f (factor de fricción)	0.4062	0.4062	0.4062
S (Esfuerzo de Corte) (Pa)	2.9050	2.9050	2.9050
V Corrosión Base (mm/y)	0.7823	0.7823	0.7823
V Corrosión Base (mpy)	30.8220	30.8220	30.8220
%glycol	0	0	0
Log Fglicol	0.0000	0.0000	0.0000
F glicol	1.0000	1.0000	1.0000
V corr Final (mm/y)	0.7823	0.7823	0.7823
V corr Final (mpy)	30.8	30.8	30.8
V corr Final (in/y)	0.0308	0.0308	0.0308

*Nota:* Autores

En la siguiente tabla se puede observar que la máxima velocidad de corrosión es de 30.8 mpy para el gasoducto.

**Tabla 10.***Velocidad de Corrosión Interna Gasoducto principal 8''*

<b>Velocidad de Corrosión</b>		
<b>N° Segmento</b>	<b>Segmento</b>	<b>V corrosión (mpy)-NORSOK</b>
1	(0-4531m)	30,8
2	(4531-4609m)	30,8
3	(4609-6679m)	30,8

*Nota: Autores***7.2.4. Velocidad de corrosión externa**

En las siguientes tablas se encuentran los datos necesarios para el cálculo de corrosión externa, según la norma API 581, incluyen la información sobre el ambiente en el que se encuentra el gasoducto, como la temperatura, la humedad, la presencia de contaminantes y el tipo de suelo. Estos datos son esenciales para evaluar el riesgo de corrosión externa y para desarrollar un plan de gestión adecuado.

**Tabla 11.***Datos básicos para el análisis de velocidad de corrosión externa.*

<b>Datos básicos requeridos para el análisis</b>	
Velocidad de corrosión base, mm/yr [mpy]	Velocidad de corrosión esperada u observada de la estructura enterrada, o una estructura "similar" bajo servicio y condición "similares"
Temperatura del equipo, °C [°F]	Temperatura del equipo (Temperatura de operación para tuberías)
Resistividad del suelo, $\Omega$ -cm	Características del suelo en las inmediaciones de la estructura enterrada
Protección catódica	Especificar si tiene o no tiene sistema de protección catódica instalado y si este es efectivo.
Recubrimiento	Tipo de recubrimiento, edad, temperatura xxx, inspección e historial de mantenimiento, si tiene aplicado recubrimiento.
Edad del equipo, años	Tiempo desde instalación del equipo enterrado - Utilizado para determinar la corrosión acumulada en el tiempo, ya enterrada.

*Nota: Autores*

**Tabla 12.***Velocidad de corrosión base dependiendo del tipo de suelo*

Velocidad de corrosión base					
Factores que afectan la velocidad de corrosión base				Velocidad de corrosión base	
Tipo de suelo primario	Nivel de contaminantes químicos	Tamaño de partícula y uniformidad	Nivel de humedad	mm/y	mpy
Arena	Bajo Cloruros (Del interior, No industrial)	Homogéneas, limo fino o arena	Seco, desértico	0.03	1
Limo	Moderado (Industrial)	Mixto	Humedad variable	0.13	5
Arcilla	Alto Cloruros (Áreas costeras)	> 50% Gravilla	Normalmente saturado	0.25	10

*Nota:* Autores

A continuación, los ajustes que afectan la velocidad de corrosión base calculados basados en el terreno.

**Tabla 13.***Ajuste de la resistividad del suelo*

<b>Ajuste de la resistividad del suelo</b>		
<b>Resistividad [<math>\Omega/cm</math>]</b>	<b>Corrosividad</b>	<b>Factor multiplicativo</b>
> 500	Muy corrosivo	1.50
500 - 1000	Corrosivo	1.25
1000 - 2000	Moderadamente corrosivo	1.00
2000 - 10000	Levemente corrosivo	0.83
> 10000	Progresivamente menos corrosivo	0.60

*Nota: API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology***Tabla 14.***Ajuste de la temperatura del equipo*

<b>Ajuste de la temperatura del equipo</b>		
<b>Temperatura</b>		<b>Factor multiplicativo</b>
<b><math>^{\circ}C</math></b>	<b><math>^{\circ}F</math></b>	
< 49	< 120	1.00
49 - 104	120 – 220	2.00
> 104	> 220	1.00

*Nota: Autores*

**Tabla 15.***Factor de eficiencia de la protección catódica*

<b>Factor de eficiencia de la protección catódica</b>	
No cuenta con CP sobre estructura (o existe CP pero no está regulada por NACE RP0169) Y CP sobre estructura adyacente podría causar Corrosión por corrientes parásitas	10.0
No cuenta con protección catódica	1.0
Existe protección catódica, pero no es probado cada año o parte de la estructura no está acorde con ningún criterio NACE RP0169	0.8
La protección catódica es probada anualmente y está acorde con el criterio potencial (on) de NACE RP0169	0.4
La protección catódica es probada anualmente y está acorde con el criterio potencial polarizado o (instant off) de NACE RP0169	0.05

*Nota: Autores*

La siguiente tabla resume el cálculo de corrosión externa aplicándole todos los factores considerados anteriormente.

**Tabla 16.***Corrosión externa con factores de ajustes*

<b>Corrosión lado suelo</b>		
<b>Velocidad de corrosión lado suelo</b>		
<b>Factor de Ajuste</b>	<b>Tipo</b>	<b>Factor multiplicador</b>
Velocidad de corrosión base, mm/yr [mpy] (CRB)	Limo	0.13
Temperatura del equipo, [°C] (FT)	< 49	1
Resistividad del suelo, Ω-cm (FRS)	1000 - 2000	1
Protección catódica (FCP)	No cuenta con protección catódica	1
Recubrimiento (FCE)	NINGUNO	1
<b>Determinación de la Vc (CR):</b>	<b>0.13 mm/y</b>	
	<b>5.118110236 mpy</b>	
	<b>0.005118110236 in/y</b>	

*Nota:* Autores

En la siguiente tabla, se muestra el cálculo de la corrosión externa para cada uno de los segmentos mencionados.

**Tabla 17.***Velocidad de Corrosión Externa Gasoducto Principal 8”*

<b>Velocidad de Corrosión</b>		
<b>Nro. Segmento</b>	<b>Longitud Segmento Gas-Principal</b>	<b>V corrosión (mpy)-Modelo API581</b>
1	(0-4531m)	5,118
2	(4531-4609m)	
3	(4609-6679m)	

*Nota: Autores*

Ya teniendo las amenazas y los cálculos de corrosión externa e interna procedemos a calcular la probabilidad de falla para cada una de ellas nombradas anteriormente.

### **7.2.5. Probabilidad de falla**

En la norma API 581 se utilizan dos métodos para calcular la probabilidad: el primero es el método GFF y el segundo es el método de distribución Weibull de dos parámetros. Nosotros trabajaremos con el método GFF el cual se utiliza para predecir la probabilidad de falla para equipos a presión. (parte 1 sección 4.1 norma API 581)

La Probabilidad de Falla para las amenazas de corrosión externa e interna se valoró cuantitativamente acorde a la metodología de API 581.

La norma nos indica que el cálculo de probabilidad de falla se realiza de acuerdo a la ecuación 2.1 encontrada en la parte 2 sección 3 de la norma API 581 con esta ecuación calcularemos la probabilidad de falla para las amenazas encontradas por corrosión interna e externa.

$$Pf(t) = gff\ total \cdot Df(t) \cdot FMS$$

Donde:

DF: Factor de daño

PF: Probabilidad de falla

GFF: Frecuencia genérica de falla

FMS: Factor de sistemas de gestión

El gff (Factor de Frecuencia Genérica) es un valor obtenido de la tabla 3.1, sección tuberías, de la norma API 581.

El score es un indicador proporcionado por el cliente, que se basa en la evaluación realizada al sistema de gestión de la empresa que opera el gasoducto. Este puntaje puede cambiar según cómo se reduzca el riesgo total asociado a cada una de las amenazas identificadas. Este valor se utiliza para ayudar a evaluar el nivel de riesgo en función de las características específicas del gasoducto.

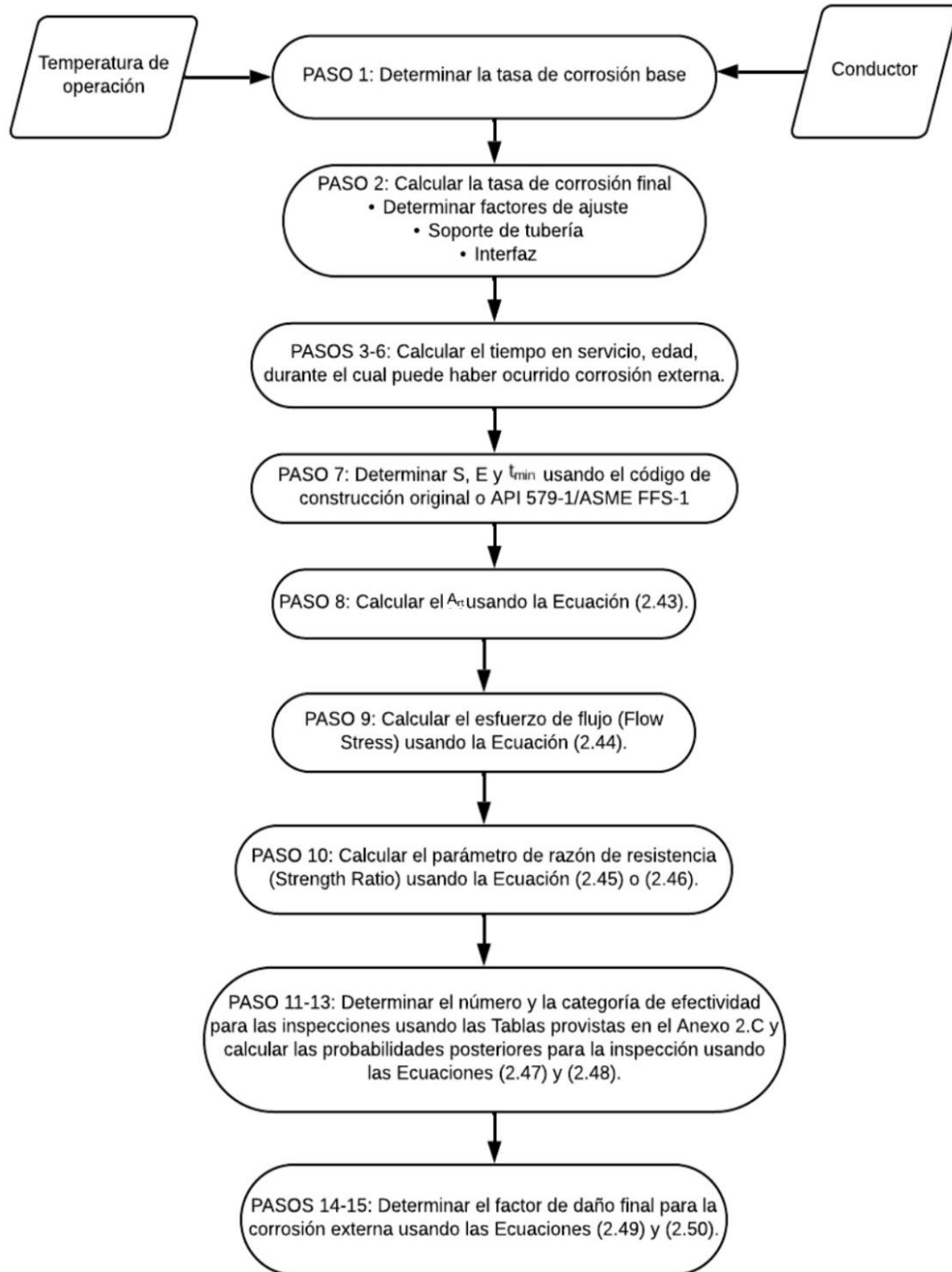
$$pscore: \frac{Score}{1000} * 100 \text{ (Unit is \%)}$$

$$FMS: 10(-0.02 \cdot pscore + 1)$$

Primero calcularemos el DF para la corrosión externa e interna.

### **7.2.6. Factor de daño por Corrosión externa**

El factor de daño para el cálculo de probabilidad de falla por corrosión externa se basa en este diagrama de flujo el cual muestra el paso a paso de como calcularlo, dicho diagrama de flujo es tomado de la norma API 581 parte 2 sección 15 figura 15.1

**Figura 4.***Determinación de la corrosión externa DF.*

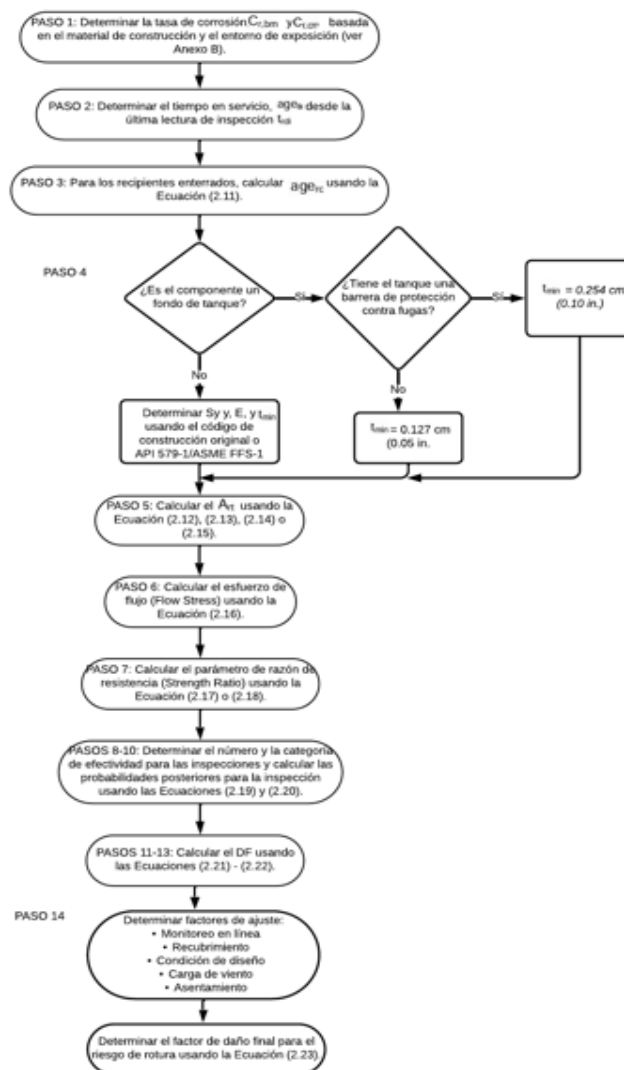
*Nota:* Adaptado de la norma API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology

### 7.2.7. Factor de daño por Corrosión interna

El factor de daño para el cálculo de probabilidad de falla por corrosión interna se basa en este diagrama de flujo el cual muestra el paso a paso de como calcularlo, dicho diagrama es tomado de la norma API 581 parte 2 sección 4 figura 4.1.

**Figura 5.**

*Determinacion de la corrosion interna DF.*



*Nota:* Adaptado de la norma API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology

Luego de tener los DF calculados para cada amenaza por corrosión externa e interna se procede a calcular la probabilidad de falla para cada una de estas, para la valoración se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el cálculo de Pof por Corrosión Interna en todos los segmentos se toma la velocidad de corrosión calculada mediante modelo de CO<sub>2</sub> de Norsok para corrosión interna, y por Suelos de acuerdo a API 581 para corrosión externa.
- Para el gasoducto Principal 8", La confianza en la velocidad de corrosión interna y externa en todos los segmentos aéreos y enterrados, se ha calificado como "Medium Confidence" de acuerdo con la sección 4.5.4 y la tabla 4.5 de API 581, lo cual establece que, para velocidades provenientes de modelos esta debe ser su calificación.
- Para el gasoducto Principal 8" La efectividad de la inspección para corrosión interna en todos los segmentos se ha categorizado como "C – Fairly Effective" para detectar el mecanismo de daño asociado "CO<sub>2</sub>" debido a que no existe data de inspección efectiva en esta tubería. Para corrosión externa se categorizó como "E - Ineffective" teniendo en cuenta que no se realizó inspección a tramos enterrados, de manera que no se provee información que permita identificar correctamente el mecanismo de daño. La valoración se realizó de acuerdo con la sección 4.5.6, el apéndice 2.C y la tabla 4.6 de API 581 V2016.

- Se ha estimado la puntuación del sistema de gestión en el 72%, lo cual establece un factor de gestión (FMS) de 0,36. El factor de gestión califica como el aseguramiento en la seguridad de procesos incide sobre la integridad mecánica del gasoducto.

- Se toma la frecuencia genérica de falla total que API 581 recomienda ( $3,06E-05$ ). Los valores genéricos representan una industria en general en lugar de las verdaderas frecuencias de falla para un componente en particular expuesto a un mecanismo de daño específico.

### 7.2.8. Probabilidad de falla por corrosión interna

La Tabla 18 muestran los resultados de cálculo de probabilidad para Corrosión Interna ( $P_{ofCI}$ ) para el gasoducto el cual se encuentra en el APÉNDICE A de la investigación.

**Tabla 18.**

*Probabilidad Corrosión Interna Gasoducto principal 8''*

<b>Pof Corrosión Interna Gasoducto Principal 8''</b>				
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>	
<b>P (psi)</b>	1100	1100	1100	Presión de Diseño
<b>D (in)</b>	8	8	8	Diámetro
<b>E</b>	1	1	1	Factor Junta
<b>f</b>	0,72	0,72	0,72	Class Location
<b>T</b>	1	1	1	Factor Temperatura
<b>dept1955</b>	0	0	0	% Profundidad máxima 1955
<b>dept2013</b>	9,93			% Profundidad máxima 2013

<b>Pof Corrosión Interna Gasoducto Principal 8"</b>				
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>	
<b>tiem (años)</b>	58	65	65	Tiempo entre inspecciones (años)
<b>t (in)</b>	0,32	0,32	0,32	Espesor Nominal
<b>Vc seleccionada</b>	0,0300	0,0300	0,0300	Velocidad de corrosión
<b>Age tk</b>	65	65	65	Tiempo en servicio desde la última inspección
<b>trd1</b>	0,250	0,250	0,250	Espesor de la última inspección-Modelo
<b>t2</b>	1,7000	1,7000	-1,7000	Espesor proyectado
<b>t min</b>	0,255	0,255	0,255	Espesor Mínimo de Diseño
<b>tc</b>	0,110	0,110	0,110	Espesor Estructural API 574
<b>Pf Total</b>	7,12E-02	7,12E-02	7,12E-02	Probabilidad de Ocurrencia
<b>Pof API 581</b>	5	5	5	Pof API 581

*Nota:* Autores

Luego de calcular el valor para la probabilidad usando la siguiente tabla mencionada en la parte 1 sección 4 tabla 4.6 de la norma buscamos la categoría a la cual pertenece con el valor calculado anteriormente.

**Figura 6.**

Valores numéricos asociados con POF y categorías COF basadas en áreas

Category	Probability Category <sup>a, b, c</sup>		Consequence Category <sup>d</sup>	
	Probability Range	DF Range	Category	Range (ft <sup>2</sup> )
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA_f^{dam} \leq 100$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$100 < CA_f^{dam} \leq 1,000$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$1,000 < CA_f^{dam} \leq 10,000$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1,000$	D	$10,000 < CA_f^{dam} \leq 100,000$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1,000$	E	$CA_f^{dam} > 100,000$

<sup>a</sup> POF values are based on a  $gff$  of 3.06E-05 and an  $F_{MS}$  of 1.0. If the suggested  $gff$  values in Part 2, Table 3.1 are used, the probability range does not apply to AST shell course, AST bottoms, and centrifugal compressors.  
<sup>b</sup> In terms of POF, see Part 1, Section 4.1.  
<sup>c</sup> In terms of the total DF, see Part 2, Section 3.4.2.  
<sup>d</sup> In terms of consequence area, see Part 3, Section 4.11.4.

Table 4.1M—Numerical Values Associated with POF and Area-based COF Categories

Category	Probability Category <sup>a, b, c</sup>		Consequence Category <sup>d</sup>	
	Probability Range	DF Range	Category	Range (m <sup>2</sup> )
1	$P_f(t, I_E) \leq 3.06E-05$	$D_{f-total} \leq 1$	A	$CA_f^{dam} \leq 9.29$
2	$3.06E-05 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-04$	$1 < D_{f-total} \leq 10$	B	$9.29 < CA_f^{dam} \leq 92.9$
3	$3.06E-04 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-03$	$10 < D_{f-total} \leq 100$	C	$92.9 < CA_f^{dam} \leq 929$
4	$3.06E-03 < P_f(t, I_E) \leq 3.06E-02$	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	D	$929 < CA_f^{dam} \leq 9290$
5	$P_f(t, I_E) > 3.06E-02$	$D_{f-total} > 1000$	E	$CA_f^{dam} > 9290$

<sup>a</sup> POF values are based on a  $gff$  of 3.06E-05 and an  $F_{MS}$  of 1.0. If the suggested  $gff$  values of Part 2, Table 3.1 are used, the probability range does not apply to AST shell course, AST bottoms, and centrifugal compressors.  
<sup>b</sup> In terms of POF, see Part 1, Section 4.1.  
<sup>c</sup> In terms of the total DF, see Part 2, Section 3.4.2.  
<sup>d</sup> In terms of consequence area, see Part 3, Section 4.11.4.

*Nota:* Adaptado de la norma API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology

Con esto determinamos que La probabilidad (Pof) de todos los segmentos para el gasoducto se encuentran en el nivel 5.

### 7.2.9. Probabilidad de falla por corrosión externa

La tabla 20 muestran los resultados de cálculo de probabilidad para Corrosión Externa (PofCE), del gasoducto según la norma API 581 el cual se encuentra en el APÉNDICE B de la investigación. Para la probabilidad de falla de la corrosión externa se calcula de la misma manera que la probabilidad por corrosión interna.

**Tabla 19.***Probabilidad Corrosión Externa Gasoducto Principal 8"*

<b>Pof Corrosión Externa Gasoducto Principal 8"</b>				
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>	
<b>P (psi)</b>	1100	1100	1100	Presión de Diseño
<b>D (in)</b>	8	8	8	Diámetro
<b>E</b>	1	1	1	Factor Junta
<b>f</b>	0,72	0,72	0,72	Class Location
<b>T</b>	1	1	1	Factor Temperatura
<b>INSPECCIÓN</b>	NO	NO	NO	
<b>Edad (años)</b>	65	65	65	Tiempo desde la instalación a última inspección
<b>t (in)</b>	0,32	0,32	0,32	Espesor Nominal
<b>Cr</b>	0,0102	0,0010	0,0102	Velocidad de corrosión
<b>age tk</b>	65	65	65	Tiempo en servicio desde la última inspección
<b>trd1</b>	0,2500	0,2500	0,2500	Espesor de la última inspección-Modelo
<b>t2</b>	-0,4154	0,1850	-0,4154	Espesor proyectado
<b>t min</b>	0,255	0,255	0,255	Espesor Mínimo de Diseño
<b>tc</b>	0,110	0,110	0,110	Espesor Estructural API 574
<b>Pf Total</b>	7,12E-02	2,07E-02	7,12E-02	Pf Total
<b>Pof RAM</b>	5	4	5	

*Nota:* Autores

La probabilidad Pof para corrosión externa de los segmentos uno y tres se encuentra en el nivel 5 teniendo en cuenta que son aéreo-enterrados y en un nivel 4 el segmento dos teniendo en cuenta que éste es 100% aéreo.

#### ***7.2.10. Probabilidad de falla para las demás amenazas***

Las 7 amenazas restantes se han valorado semi-cuantitativamente contemplando lo descrito en ASME B31.8S y API 1160 y para ello se ha usado la Plantilla elaborada según las expectativas del cliente dueño del gasoducto la cual evalúa 4 variables y cada una tiene un peso (%) establecido por el equipo de trabajo.

- Variables del medio.
- Variables de diseño.
- Monitoreo.
- Variables de rehabilitación.

El análisis detallado de la probabilidad de falla, que incluye, las amenazas, la calificación de probabilidad de falla y la valoración de la probabilidad de falla se encuentran en el APÉNDICE C de la investigación.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de la valoración de probabilidad (Pof), para cada una de las amenazas.

**Tabla 20.***Probabilidad Otras Amenazas Gasoducto Principal 8''*

Amenaza	Segmentos		
	1	2	3
<b>Stress Corrosion Cracking</b>	4	2	4
<b>Fabricación</b>	3	3	3
<b>Soldadura y Ensamble</b>	3	3	3
<b>Equipo</b>	3	2	3
<b>Daño Mecánico por Terceros (DPT)</b>	4	2	3
<b>Operaciones Incorrectas</b>	3	3	3
<b>Clima y Fuerzas Externas</b>	2	3	2

*Nota:* Autores

La amenaza de SCC, presenta un nivel de probabilidad de falla 4 en los segmentos 1 y 3 debido a las zonas aéreo-enterradas y el desconocimiento de las características del suelo, además que el ducto no cuenta con protección contra la corrosión (recubrimiento). El segmento 2, se encuentra aéreo sobre soportes tipo H por lo cual el nivel de probabilidad de falla sería 2.

La amenaza de Defectos de Fabricación, presenta un nivel de probabilidad 3 en todos sus segmentos, por la No existencia de los certificados de calidad del material y corresponde a una tubería instalada en el año 1955.

La amenaza de Soldadura y ensamble presenta un nivel de probabilidad 3 en todos los segmentos, por la No existencia de Planos actualizados, la falta de ejecución de pruebas hidrostáticas y la profundidad de la línea.

La amenaza de Equipo presenta un nivel de probabilidad 3 en los segmentos 1 y 3 por la no existencia de un plan de mantenimiento a las válvulas del sistema. En el segmento 2 no se tienen válvulas de seccionamiento Tramo aéreo sobre quebrada el Diamante por lo cual el nivel de probabilidad de falla seria 2.

La amenaza de Daño Mecánico por terceros, presenta un nivel de probabilidad 4 en el segmento 1 debido al histórico de fallas por daños mecánicos no intencionales los últimos 5 años, el segmento 3 presenta un nivel de probabilidad 4 influenciado por la NO existencia de planos As Built actualizados, y la no evidencia de cumplimiento en el procedimiento de excavación. Para el segmento 2 no aplica teniendo en cuenta que es segmento aéreo, para el cual el nivel de probabilidad es 2.

En operaciones incorrectas el nivel de probabilidad es 3, influenciado por la NO existencia de Monitoreo remoto desde el Centro de Operaciones, la NO existencia de planos en el centro de operaciones, por la clase de control operacional tipo manual, y la falta de señalización e identificación de las líneas de flujo.

En clima y fuerzas externas el nivel de probabilidad es 2 para el segmento 1 y 3 y nivel de probabilidad 3 para el segmento 2 debido a que en este segmento no se han ejecutado las recomendaciones de diagnóstico geotécnico, y teniendo en cuenta que, para los 3 segmentos posterior a un incendio por quema de pastos en el corredor de vía, no se realizan inspecciones a la tubería.

**7.3.Objetivo 3. Definir las áreas de alta consecuencia (HCA) y los radios de afectación al momento de presentar un evento por pérdida de contención para determinar las posibles consecuencias de falla que tendría si se presenta una falla por fuga o rotura en el gasoducto, teniendo en cuenta el impacto ambiental, asentamientos humanos y cuerpos de agua.**

### *7.3.1. Determinación de radios de afectación*

El área de impacto potencial y la determinación del radio de afectación se ha calculado con el software ALOHA. Con base en la información del producto transportado y las características del software ALOHA se calculó el radio de impacto, para los escenarios del modo de falla fuga y rotura.

En las tablas 22 y 23 se encuentran los datos químicos y atmosféricos utilizados en el software ALOHA para la determinación de los corredores de afectación.

**Tabla 21.**

*Datos Químicos utilizados en el software ALOHA*

<b>Datos químicos</b>			
<b>Nombre Químico</b>	METANO	<b>LEL</b>	50000 ppm
<b>Peso Molecular</b>	16.04 g/mol	<b>UEL</b>	150000 ppm
<b>PAC-1</b>	65000 ppm	<b>Punto de ebullición ambiental</b>	-161.6 °C
<b>PAC-2</b>	23000 ppm	<b>Presión de vapor a T ambiente</b>	>1 atm
<b>PAC-3</b>	400000 ppm	<b>Concentración de saturación ambiental</b>	1.000.000ppm or 100%

*Nota: Autores*

**Tabla 22.***Datos Atmosféricos utilizados en el software ALOHA*

<b>Datos atmosféricos</b>			
<b>Viento</b>	8 millas/hora	<b>Temperatura del aire</b>	28°C
<b>Rugosidad del suelo</b>	Campo abierto	<b>Clase de estabilidad</b>	C
<b>Cobertura de nubes</b>	3 decimas	<b>Humedad Relativa</b>	84%

*Nota: Autores*

En la siguiente tabla se muestra la consecuencia cuando ocurre un evento de rotura en el Gasoducto Principal 8" según modelamiento realizado con el software ALOHA.

**Tabla 23.***Consecuencias para el modo de falla rotura Gasoducto Principal 8"*

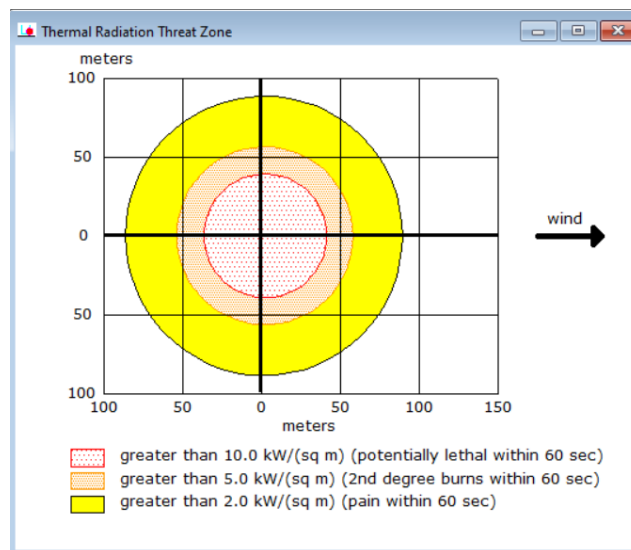
<b>Modo de falla rotura-gasoducto principal 8"</b>			
<b>Flash Fire (Principal escenario)</b>			
<b>Área de agujero</b>	50.3 in <sup>2</sup>	<b>Duración del fuego</b>	54 minutos
<b>Presión de la tubería</b>	895 psi	<b>Velocidad de combustión</b>	19400 kg/min
<b>Temperatura de la tubería</b>	43°C	<b>Cantidad total quemada</b>	7946 kg
<b>Longitud de la llama</b>	20 m		
<b>Zona de amenaza</b>			
<b>Roja</b>	41 m	<b>Potencialmente Letal (10 Kw/m<sup>2</sup>)</b>	
<b>Naranja</b>	58 m	<b>Segundo Grado de quemaduras en 60 segundos</b>	

<b>Amarilla</b>	89 m	<b>Dolor en 60 segundos.</b>
-----------------	------	------------------------------

*Nota: Autores*

**Figura 7.**

*Zona de amenaza de radiación térmica para el modo de falla rotura*



*Nota: software ALOHA*

Del análisis resultante de la información anterior, se infiere que para el Gasoducto Principal 8" en caso de falla por rotura y en el evento de que se presente una liberación de producto bajo los factores de operación actuales, se podría generar un orificio de salida de producto de 50.3 in<sup>2</sup>. En caso de que el gas liberado encuentre una Nota de ignición, se podría generar una llama con una longitud de 20 metros, la cual tendría una velocidad de combustión de hasta 19400 kg/min con una duración máxima del fuego de 54 minutos, produciéndose así una cantidad total quemada de 7946 kg en el escenario más crítico, afectando con consecuencias letales a la población que se encuentre dentro del área roja de amenaza (41 metros).

En la tabla 24 se muestra la consecuencia cuando ocurre un evento de fuga en el Gasoducto Principal según modelamiento realizado con el software ALOHA.

**Tabla 24.**

*Consecuencias para el modo de falla Fuga - Gasoducto Principal 8''*

<b>Modo de falla fuga-gasoducto principal 8''</b>			
<b>Flash Fire (Principal escenario)</b>			
<b>Área de agujero</b>	0,05 in <sup>2</sup>	<b>Duración del fuego</b>	<1 hora
<b>Presión de la tubería</b>	895 psi	<b>Velocidad de combustión</b>	19,3 kg/min
<b>Temperatura de la tubería</b>	43°C	<b>Cantidad total quemada</b>	1076 kg
<b>Longitud de la llama</b>	<1 m		
<b>Zona de amenaza</b>			
<b>Roja</b>	<10 m	<b>Potencialmente Letal (10 Kw/m<sup>2</sup>)</b>	
<b>Naranja</b>	<10 m	<b>Segundo Grado de quemaduras en 60 segundos</b>	
<b>Amarilla</b>	<10 m	<b>Dolor en 60 segundos.</b>	

*Nota:* Autores

Del análisis resultante de la información anterior, se infiere que en caso de falla por fuga (se considera modo de falla para la amenaza de equipos-Válvulas) y en el evento de que se presente una liberación de producto bajo los factores de operación actuales, se podría generar un orificio de salida de producto de 0,05 in<sup>2</sup>. En caso de que el gas liberado encuentre una Nota de ignición se podría generar una llama menor a 1 metro de longitud, la cual tendría una velocidad de combustión

de hasta 19,3 Kg/min para el gasoducto Principal, produciéndose así una cantidad total quemada de 1076 Kg para el gasoducto principal en el escenario más crítico, afectando con consecuencias letales a la población que se encuentre dentro del área roja de amenaza (<10 metros).

Dado que las proyecciones de dispersión son menos precisas para distancias cortas debido a los impactos de la irregularidad del campo cercano, no se delimitó la zona de amenaza.

### ***7.3.2. Áreas de alta consecuencia***

ASME B31.8 establece que las zonas de alta consecuencia deben identificarse por una o varias de las siguientes características:

- (a) Número y ubicación de estructuras habitadas.
- (b) La proximidad de la población al gasoducto, teniendo en cuenta los obstáculos naturales o artificiales que puedan ofrecer cierto grado de protección.
- (c) Proximidad de poblaciones con movilidad limitada o deficiente (por ejemplo, hospitales, escuelas, guarderías, centros de retiro, cárceles, áreas de recreación), particularmente en áreas exteriores desprotegidas.
- (d) Daños a la propiedad.
- (e) Daño ambiental.
- (f) Efectos de las emisiones de gas no activado.
- (g) Seguridad o confiabilidad del suministro de gas (por ejemplo, impactos resultantes de la interrupción del servicio).
- (h) Conveniencia y necesidad pública.
- (i) Potencial de fallas secundarias.

(j) Duración de un evento de falla, incluida la despresurización del producto y el posible incendio

Teniendo en cuenta la definición de ASME B31.8, la ubicación de los asentamientos humanos y los cálculos de radio de afectación se ha determinado que el gasoducto Principal no posee áreas de alta consecuencia.

### ***7.3.3. Evaluación de consecuencias***

Dependiendo de la actividad que se evalúe o clasifique, la evaluación y clasificación de las consecuencias se basan en lo que ha ocurrido realmente (historial de fallos) o en un suceso potencial (estimación de los efectos potenciales). Por este motivo, se han establecido las siguientes presunciones.

#### **7.3.3.1. Consecuencia por salud y seguridad**

Para la valoración se ha tenido en cuenta el tipo de producto transportado que en este caso es Gas Natural, y de acuerdo a la clasificación NFPA presenta un nivel de toxicidad 2. En la siguiente tabla se reportan la peligrosidad del producto valorado en inflamabilidad, reactividad y toxicidad del producto transportado.

**Tabla 25.***Peligro del producto*

Peligrosidad de los productos (PP)					
Peligro agudo (Clasificación NFPA)			Total	Peligro	Total PP
Inflamabilidad	Reactividad	Toxicidad	Peligro agudo	Crónico	Peligro prod
4	0	2	6	2	8

*Nota:* Autores

Se identificaron los asentamientos humanos ubicados en cercanías y sobre el derecho de vía del gasoducto, los cuales se registran en la siguiente tabla según datos de inspección visual.

**Tabla 26.***Asentamientos humanos cercanos al gasoducto Principal 8''*

Segmento	Abcisa	Latitud (m)	Longitud (m)	Distancia (m)	N° Viviendas
1	0+450	7°21'03"	73°32'42"	100	1
1	0+684	7°21'03"	73°32'45"	125	1
1	1+200	7°21'07"	73°32'55"	15	2
1	2+130	7°21'17"	73°33'07"	110	1
1	2+500	7°21'19"	73°33'09"	120	1
1	3+180	7°21'27"	73°33'16"	30	1
3	3+500	7°21'37"	73°33'21"	115	1
3	4+870	7°21'43"	73°33'18"	40	4

*Nota:* Autores

De acuerdo con lo anterior se realizó la valoración de la consecuencia por Salud y Seguridad para el gasoducto Principal 8" la cual se categorizó en el nivel E para el segmento 1 y 3, esto se debe a la presencia de asentamientos humanos cerca al ducto teniendo en cuenta los radios de afectación calculados que se encuentra en gran parte de su longitud a borde de vía. El segmento 2 corresponde a un tramo aéreo sobre la quebrada el cual no presenta afectación a personas de acuerdo con los radios de impacto calculados, por lo anterior se asigna una clasificación A.

La siguiente tabla clasifica los niveles de consecuencias para salud y seguridad, de acuerdo con lo estipulado en la sección 10 de la norma API 580, y fue elaborada conforme a los estándares establecidos en dicha norma.

**Tabla 27.**

*Clasificación de niveles de consecuencia por salud y seguridad según API 580*

Clasificación		Descripción
E	Catastrófico	Lesiones que den como resultado una o más fatalidades
D	Lesiones graves	Lesiones que generan incapacidad permanente y/o daños irreversibles en la salud
C	Lesión menor	Lesiones que requieren hospitalización de personas
B	Lesión leve	Lesiones que solo requieren primeros auxilios
A	Insignificante	Ninguna lesión

*Nota:* Autores

Con base en la información anterior se estableció la consecuencia y se registró de la siguiente manera:

**Tabla 28.***Consecuencia en Salud y Seguridad Gasoducto Principal 8”*

<b>Consecuencia salud y seguridad</b>			
<b>Amenaza</b>	<b>Segmento 1</b>	<b>Segmento 2</b>	<b>Segmento 3</b>
<b>Corrosión Externa</b>	E	A	E
<b>Corrosión Interna</b>	E	A	E
<b>Stress Corrosion Cracking</b>	E	A	E
<b>Fabricación</b>	E	A	E
<b>Soldadura y Ensamble</b>	E	A	E
<b>Equipo</b>	B	A	B
<b>Daño Mecánico por Terceros</b>	E	A	E
<b>Operaciones Incorrectas</b>	E	A	E
<b>Clima y Fuerzas Externas</b>	E	A	E

*Nota:* Autores**7.3.3.2. Consecuencia ambiental**

La siguiente tabla clasifica los niveles de consecuencias ambientales, de acuerdo con lo estipulado en la sección 10.3 de la norma API 580, y fue elaborada conforme a los estándares establecidos en dicha norma.

**Tabla 29.***Clasificación de niveles de consecuencia ambiental según la API 580*

Clasificación		Descripción
E	Catastrófico	Impacto ambiental severo que puede causar efectos permanentes o irreparables en ecosistemas
D	Grave	Impacto que causa efectos negativos en el ambiente y requiere intervención inmediata para evitar que el daño se agrave
C	Menor	Afectación ambiental significativo que requiere algún tipo de intervención a largo plazo para contener o mitigar el impacto
B	Leve	Afectación a corto plazo que puede incluir efectos temporales en el aire, el suelo o el agua cercanos, que se disipan con rapidez sin necesidad de una intervención importante
A	Insignificante	Ninguna afectación ambiental

*Nota:* Autores

Teniendo en cuenta las propiedades del fluido y los criterios para evaluar la consecuencia ambiental mencionadas en la sección 10.5 de la norma API 580 se estima que no puede establecerse en nivel A, ya que, aunque el gas liberado se dispersa rápidamente al exponerse al ambiente en caso de una fuga o rotura, siempre existe un nivel mínimo de impacto que debe ser considerado. Las propiedades del gas hacen que su efecto ambiental sea limitado en comparación con otros fluidos más persistentes y contaminantes, como el crudo. Pero, aun así, su liberación temporal puede afectar la calidad del aire o la salud local en menor grado.

Para todas las amenazas evaluadas, el escenario de falla es rotura, excepto para equipo, en la cual se establece que el modo de falla es fuga, sin embargo, para ambos modos de falla, la

evaluación de la consecuencia en todos los segmentos se clasifica dentro del nivel B (Efectos Leves).

Con base en lo anterior se registró la consecuencia Ambiental en la siguiente tabla:

**Tabla 30.**

*Consecuencia Ambiental Gasoducto Principal 8”*

<b>Consecuencia ambiental</b>			
<b>Amenaza</b>	<b>Segmento 1</b>	<b>Segmento 2</b>	<b>Segmento 3</b>
<b>Corrosión Externa</b>	B	B	B
<b>Corrosión Interna</b>	B	B	B
<b>Stress Corrosion Cracking</b>	B	B	B
<b>Fabricación</b>	B	B	B
<b>Soldadura y Ensamble</b>	B	B	B
<b>Equipo</b>	B	B	B
<b>Daño Mecánico por Terceros</b>	B	B	B
<b>Operaciones Incorrectas</b>	B	B	B
<b>Clima y Fuerzas Externas</b>	B	B	B

*Nota:* Autores

### **7.3.3.3. Consecuencia económica**

Para realizar los cálculos de la consecuencia económica se han estimado valores para ejemplificar el cálculo, ya que para realizar el análisis de las finanzas se debe suministrar información completa y detallada. A continuación se hace el cálculo en base a los valores estimados donde se necesitan los siguientes datos: tiempo que dura el sistema parado, el costo del producto derramado (según TRM del día), el costo de los diferidos (la pérdida por inactividad del

sistema), el costo de las reparaciones (realizar los cambios y/o mantenimiento al sistema) y el costo por la afectación a predios de terceros (arreglos a predios de las demás personas), el cálculo para esta consecuencia se basa en caso de que se presente una falla por fuga o rotura en el gasoducto.

**Tabla 31.**

*Datos para el cálculo de consecuencia económica*

<b>Datos estimados</b>	
<b>Tiempo de paro del sistema</b>	0,67 días – 16 horas
<b>Producción diaria</b>	25000 ft <sup>3</sup>
<b>Producto perdido</b>	15700 ft <sup>3</sup>
<b>Valor del producto</b>	2,5 USD
<b>Costos de reparación</b>	11,250 USD
<b>Costos de activos a terceros</b>	80,000 USD

*Nota: Autores*

Primero se calcula el costo del fluido perdido, que está dado por la ecuación mencionada en la sección 10.4 de la API 581

$\text{Pérdida de fluido} = \text{volumen de fluido perdido} \times \text{valor del fluido por unidad de volumen}$

Donde se tiene que:

- Pérdida de fluido= 15700 ft<sup>3</sup> x \$2,5 USD
- Pérdida de fluido= \$39.250 USD

Para hallar el tiempo de inactividad del sistema (costo diferido) nos basamos en la ecuación mencionada en la sección 10.5 de la API 581

Valor de la inactividad= valor diario unitario del proceso x tiempo de inactividad (días)

Donde se tiene que:

- Valor de la inactividad = (25.000 ft<sup>3</sup> x 2,5 USD) x 0,67 días
- Valor de la inactividad= \$41.875 USD

Luego de tener el costo del fluido perdido y el valor de la inactividad, la consecuencia económica será el resultado de la suma de todos los costos que están implicados en caso de que ocurra una falla.

Consecuencia económica = valor del producto perdido + costo diferido + costo  
reparación + costo de activos a terceros

Se clasificaron los niveles para la consecuencia económica según los rangos establecidos en la sección 10 de la norma API 580

**Tabla 32.**

*Clasificación de consecuencia económica según API 580*

CLASIFICACIÓN		DESCRIPCIÓN
E	Catastrófico	>\$10'000.000
D	Grave	\$1'000.000 - \$10'000.000
C	Significativa	\$100.000 - \$1'000.000
B	Menor	\$10.000 - \$100.000
A	Insignificante	<\$10.000

*Nota:* Autores

A continuación, se presenta un resumen de los cálculos para la consecuencia económica de cada amenaza y su clasificación

**Figura 8.**

*Resumen de cálculo para consecuencia económica.*

ESTIMACIÓN DE CÁLCULO PARA CONSECUENCIA ECONÓMICA											
SECTOR	AMENAZA	MODO DE FALLA	Tiempo de paro de sistema (días)	PRODUCCIÓN DIARIA (Ft3)	PRODUCTO PERDIDO (Ft3)	VALOR PRODUCTO	COSTO DIFERIDO	COSTO REPARACIÓN	COSTO ACTIVOS DE TERCEROS	TOTAL (USD)	CLASIFICACIÓN
Gasoducto Principal 8" - Segmento 1 (0 - 4531)	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	2. CORROSION INTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	6. EQUIPOS	Fuga	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
Gasoducto Principal 8" - Segmento 2 (4531 - 4609)	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	2. CORROSION INTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	6. EQUIPOS	Fuga	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
	9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ -	\$ 92.375	B
Gasoducto Principal 8" - Segmento 3 (4609 - 6679)	1. CORROSION EXTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	2. CORROSION INTERNA	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	3. AGRIETAMIENTO CORROSION-ESFUERZOS (SCC)	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	4. DEFECTOS FABRICACION	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	5. RELACIONADO CON SOLDADURA / ENSAMBLE	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	6. EQUIPOS	Fuga	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	8. OPERACIONES INCORRECTAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C
	9. RELACIONADO CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Rotura	0,67	25000	15700	\$ 39.250	\$ 41.875	\$ 11.250	\$ 80.000	\$ 172.375	C

*Nota:* Autores

El mayor costo es el correspondiente a los segmentos 1 y 3 debido a que son segmentos que se encuentran a borde de vía, con interfases aéreo-enterradas y cruces de vía secundarios, y en zonas con presencia de asentamientos humanos, por lo tanto, en el caso de presentarse una falla (fuga o rotura) se requiere de 16 horas de paro del sistema. Para el segmento 1 y 3 representa un costo económico total de \$172.375 USD que se clasifica en nivel C. En el segmento 2, se tendría un costo total de \$92.375 USD clasificado en el nivel B, dado que corresponde a un segmento aéreo sin costos asociados a reparación de terceros.

**7.4. Objetivo 4. Calcular el riesgo mediante un software basado en las normas vigentes API 580 y API 581, con el fin de establecer un plan de acción y actividades de mitigación que permitan asegurar la integridad mecánica, priorizando los segmentos más críticos del gasoducto.**

Con los cálculos de consecuencia y probabilidad ya determinados, procedemos a realizar una evaluación integral del riesgo. Esta etapa consiste en analizar el nivel de riesgo que representa cada situación, combinando los valores obtenidos para la probabilidad de ocurrencia y el impacto potencial en caso de que se materialice el evento. Esta evaluación nos permite clasificar el riesgo de acuerdo a su gravedad y definir las prioridades de acción, facilitando la toma de decisiones informadas para implementar medidas de control adecuadas y prevenir o mitigar posibles daños.

**7.4.1. Evaluación del riesgo**

La siguiente fórmula, extraída de API 581 parte 1 sección 4.3, define matemáticamente el riesgo como el producto de la probabilidad de que se produzca un fallo y las consecuencias de dicho fallo:

$$R(t): Pf(t) \times Cf$$

Donde:

- R(t): Riesgo.
- Pof(t): Probabilidad de ocurrencia de la falla.
- Cof: Consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla.
- 

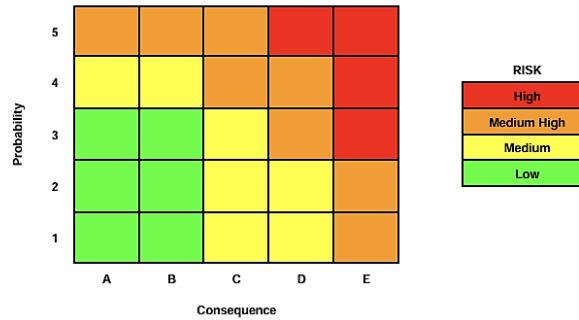
Un enfoque semicuantitativo que disminuye la subjetividad y la relatividad de los cálculos es el método más utilizado para determinar la probabilidad de fallo y sus consecuencias. Consiste

básicamente en multiplicar los dos rangos de variaciones para determinar el riesgo evaluando numéricamente los parámetros fijados para cada una de las variables que afectan directamente a la Pof y a la Cof. Utilizando la matriz de riesgo, como se ve en la figura 9 a continuación, que compara el Pof frente al Cof, el resultado numérico de la evaluación del riesgo se convierte en atributos, lo que permite establecer la evaluación del riesgo en términos como:

- VH= Muy alta
- H = Alta
- M = Media
- L = Baja
- N = Despreciable.

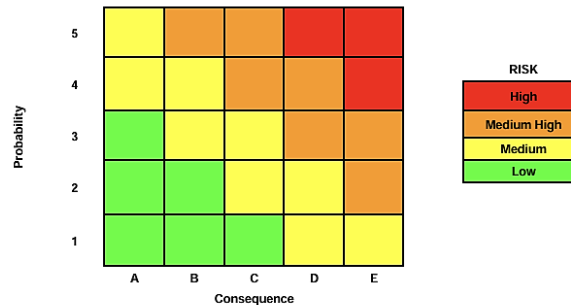
**Figura 9.**

*Ejemplo de matriz de riesgo según norma API 581 parte 1 sección 4.3*



NOTE See Table 4.1 and Table 4.2 for ranges in probability and consequence categories.

Figure 4.2—Unbalanced Risk Matrix Example



NOTE See Table 4.1 and Table 4.2 for ranges in probability and consequence categories.

Figure 4.3—Balanced Risk Matrix Example

*Nota:* API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology

Una técnica para evaluar los riesgos y clasificar los peligros para el medio ambiente, la salud pública y la seguridad es la Matriz de Evaluación de Riesgos. Según la definición de riesgo, los ejes de esta matriz representan la probabilidad y las consecuencias.

La probabilidad de fallo, situada en el eje horizontal de la matriz, está definida por cinco niveles: 1 es el nivel de probabilidad más bajo y 5 el más alto. La susceptibilidad al fallo determina este grado

Por otro lado, el eje vertical refleja las consecuencias y se divide en tres categorías: Personas, Económica, Ambiental. Las consecuencias se evalúan en cinco niveles de gravedad (A, B, C, D y E).

A continuación, haremos el ejemplo para la amenaza por corrosión interna, con el propósito de explicar el proceso que realiza el software.

#### 7.4.2. Evaluación de riesgo por corrosión interna

Tenemos que la probabilidad de falla por corrosión interna por API 581 es de 5 para los segmentos 1 y 3, el segmento dos tiene probabilidad de falla de 4 y la consecuencia para esta nos da un resultado de 5(E) para los segmentos 1 y 3, y el resultado de la consecuencia para el segmento dos es 2(B), para la aplicación de esta, la norma nos indica que debemos aplicar el siguiente formato de matriz el cual fue modificado según los requerimientos del cliente donde aplicaremos los valores obtenidos anteriormente.

**Figura 10.**

*Distribución de los segmentos según clasificación matriz*

		DISTRIBUCION DE LOS SEGMENTOS SEGÚN CLASIFICACION MATRIZ				
		CORROSION INTERIOR				
		PROBABILIDAD				
		1 M	2 M	3 H	4 H	5 VH
CONSECUENCIA	E					1 3
	D	L	M	M	H	H
	C	N	L	M	M	H
	B	N	N	L	M	M 2
	A	N	N	N	L	L

*Nota:* Autores

Después de aplicar la matriz nos podemos dar cuenta de que el riesgo por corrosión interna hacia al gasoducto vendría siendo VH (MUY ALTO) para los segmentos 1 y 3, para el caso del segmento 2 sería riesgo M (media).

Con el resultado obtenido para corrosión interna, procedemos a identificar los datos que requiere el software para su uso y así agilizar el proceso de evaluación de riesgo relacionado con cada una de las amenazas identificadas.

Para esto debemos tener en cuenta la tabla con el resumen de los datos obtenidos de probabilidad de falla y la mayor consecuencia en cada segmento, esta información se le suministra al software para que nos proporcione los resultados de riesgo para cada una de las amenazas.

**Tabla 33.**

*Formato empleado para el software para el segmento 1.*

Segmento 1					
Amenaza	Consecuencia			Consecuencia mayor	Probabilidad
	Salud	Ambiental	Económica		
Corrosión externa	E	B	C	E	5
Corrosión interna	E	B	C	E	5
Stress corrosion cracking	E	B	C	E	4
Defectos de fabricación	E	B	C	E	3
Relacionado con soldadura	E	B	C	E	3
Equipos	B	B	C	C	3
Daños mecánicos	E	B	C	E	4
Operaciones incorrectas	E	B	C	E	3

Segmento 1					
Amenaza	Consecuencia			Consecuencia mayor	Probabilidad
	Salud	Ambiental	Económica		
Clima y fuerzas externas	E	B	C	E	2

*Nota:* Autores

**Tabla 34.**

*Formato empleado para el software para el segmento 2.*

Segmento 2					
Amenaza	Consecuencia			Consecuencia mayor	Probabilidad
	Salud	Ambiental	Económica		
Corrosión externa	A	B	B	B	4
Corrosión interna	A	B	B	B	5
Stress corrosion cracking	A	B	B	B	2
Defectos de fabricación	A	B	B	B	3
Relacionado con soldadura	A	B	B	B	3
Equipos	A	B	B	B	2
Daños mecánicos	A	B	B	B	2
Operaciones incorrectas	A	B	B	B	3
Clima y fuerzas externas	A	B	B	B	3

*Nota:* Autores

**Tabla 35.**

*Formato empleado para el software para el segmento 3.*

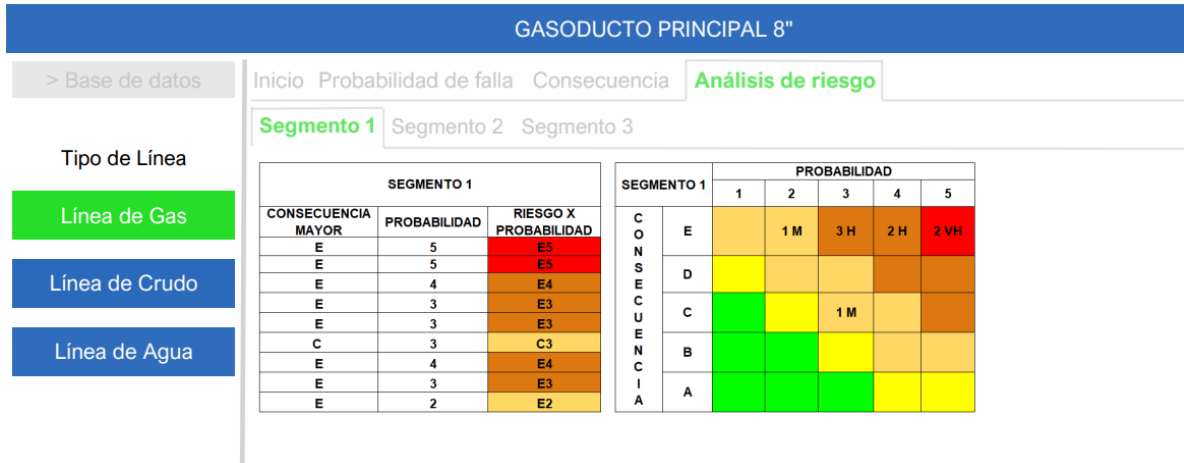
Segmento 3					
Amenaza	Consecuencia			Consecuencia mayor	Probabilidad
	Salud	Ambiental	Económica		
Corrosión externa	E	B	C	E	5
Corrosión interna	E	B	C	E	5
Stress corrosion cracking	E	B	C	E	4
Defectos de fabricación	E	B	C	E	3
Relacionado con soldadura	E	B	C	E	3
Equipos	A	B	C	C	3
Daños mecánicos	E	B	C	E	3
Operaciones incorrectas	E	B	C	E	3
Clima y fuerzas externas	E	B	C	E	2

*Nota:* Autores

Teniendo la mayor consecuencia de los segmentos y la probabilidad, procedemos a ingresar la información al software y obtenemos los siguientes resultados.

**Figura 11.**

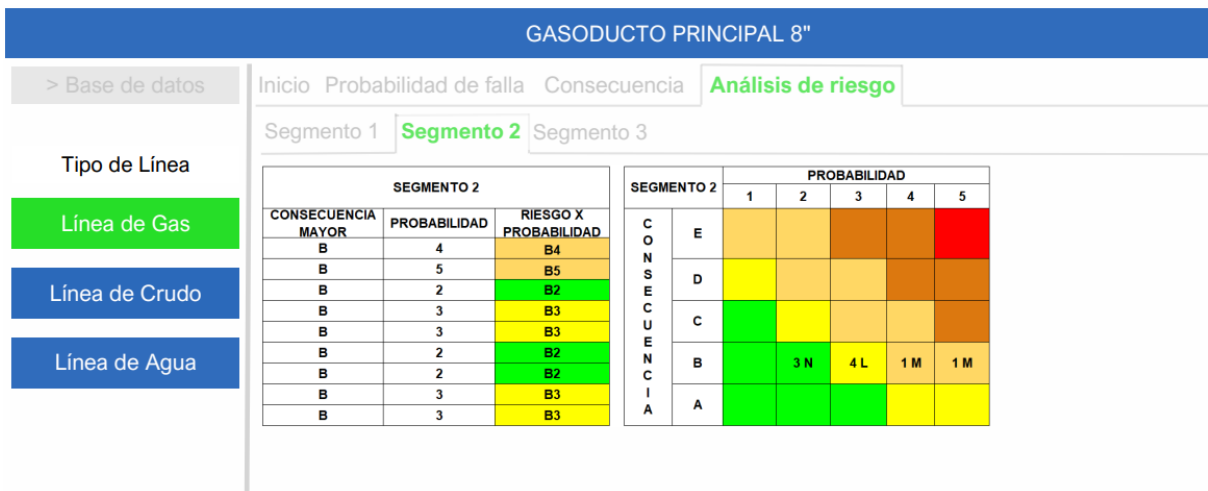
*Análisis del riesgo Segmento 1 mediante el software.*



*Nota: Autores*

**Figura 12.**

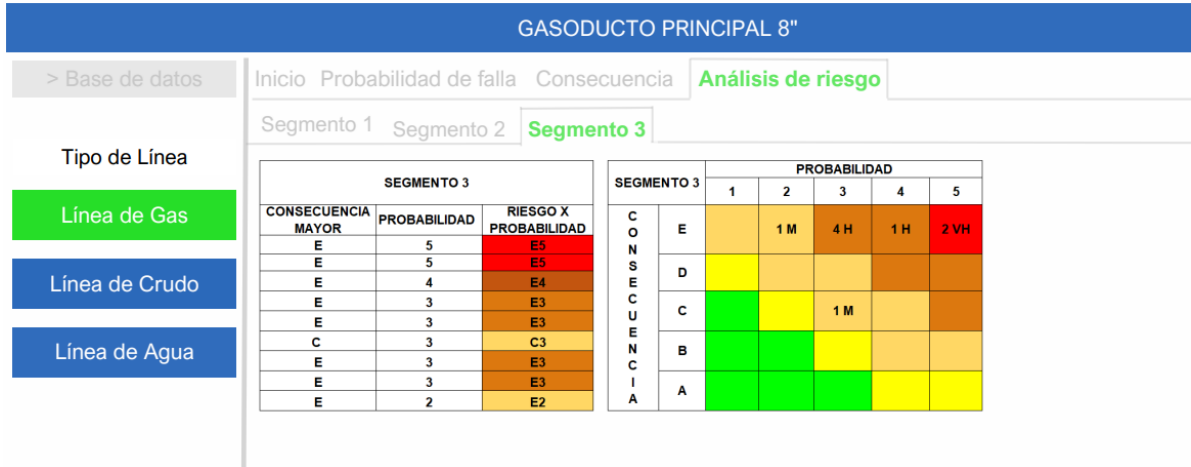
*Análisis del riesgo Segmento 2 mediante el software.*



*Nota: Autores*

**Figura 13.**

*Análisis del riesgo Segmento 3 mediante el software.*



*Nota: Autores*

Las imágenes muestran las matrices de riesgos para cada segmento específico, calculadas por el software donde se evalúan las 9 amenazas en función de sus consecuencias en salud, medio ambiente y economía, así como su probabilidad de ocurrencia. Esta matriz permite priorizar las amenazas y enfocar los esfuerzos en aquellas que representan un riesgo alto para reducir su probabilidad o mitigar sus efectos, promoviendo así una gestión de riesgos más eficiente y preventiva.

En la siguiente tabla se resume el riesgo calculado por medio del software para cada amenaza y el riesgo máximo por segmento para el gasoducto.

**Tabla 36.***Valoración de riesgo Gasoducto principal 8"*

<b>Valoración de Riesgo</b>			
	<b>Seg 1</b>	<b>Seg 2</b>	<b>Seg 3</b>
	<b>Aéreo/Enterrado</b>	<b>Aéreo</b>	<b>Aéreo/Enterrado</b>
<b>Descripción</b>	<b>Gasoducto Principal 8" - Seg 1 (0-4531m)</b>	<b>Gasoducto Principal 8" - Seg 2 (4531-4609m)</b>	<b>Gasoducto Principal 8" - Seg 3 (4609-6679m)</b>
Longitud	<b>4531</b>	<b>78</b>	<b>2070</b>
<b>Corrosión Externa</b>	<b>VH</b>	<b>M</b>	<b>VH</b>
<b>Corrosión Interna</b>	<b>VH</b>	<b>M</b>	<b>VH</b>
<b>Stress Corrosion Cracking</b>	<b>H</b>	<b>N</b>	<b>H</b>
<b>Fabricación</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>
<b>Soldadura y Ensamble</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>
<b>Equipo</b>	<b>M</b>	<b>N</b>	<b>M</b>
<b>Daño Mecánico por Terceros</b>	<b>H</b>	<b>N</b>	<b>H</b>
<b>Operaciones Incorrectas</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>

<b>Clima y Fuerzas Externas</b>	M	L	M
<b>Máximo riesgo</b>	VH	M	VH

*Nota:* Autores

La evaluación por corrosión interna y externa para los segmentos 1 y 3 presentan un nivel de riesgo VH.

Para la amenaza de corrosión externa, el riesgo Muy Alto (VH) en los segmentos 1 y 3 se debe a la combinación entre un nivel de probabilidad de falla 5 por Corrosión Externa en la tubería enterrada y un nivel de consecuencia 5(E)). El nivel más alto de probabilidad de falla es debido a que no se ha establecido la condición del activo mediante la inspección del mismo y el desgaste estimado para la tubería durante 65 años de exposición en puntos con mal estado de recubrimiento es del 100 %, si se tiene en cuenta la velocidad de corrosión modelada bajo la norma API 581 (10 mpy/ espesor original 0,250”). La consecuencia de falla por salud y seguridad de 5 es debida a la existencia de viviendas dentro del radio de 45 m en donde un probable incendio es potencialmente letal para las personas en el caso de ocurrencia de una falla. PK 1+200 (2 viviendas a 15 m); PK 3+180 (1 vivienda a 30 m) y PK 4+870 (4 viviendas a 40 m).

Para la amenaza de corrosión interna, el riesgo Muy Alto (VH) en los segmentos 1 y 3 se debe a la combinación entre un nivel de probabilidad de falla 5 por Corrosión Interna en la tubería enterrada y un nivel de consecuencia 5(E)). El nivel más alto de probabilidad de falla es debido a que no se ha establecido la condición del activo mediante la inspección del mismo y el desgaste estimado para la tubería durante 65 años de operación es del 100 %, si se tiene en cuenta la

velocidad de corrosión por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) calculada por el modelo de NORSOK (31 mpy/ espesor original 0,250”). La consecuencia de falla por salud y seguridad de 5(E) es debida a la existencia de viviendas dentro del radio de 45 m en donde un probable incendio es potencialmente letal para las personas en el caso de ocurrencia de una falla. PK 1+200 (2 viviendas a 15 m); PK 3+180 (1 vivienda a 30 m) y PK 4+870 (4 viviendas a 40 m).

Para la amenaza de SCC para el segmento 1 y 3, se tiene un nivel de riesgo H debido a una probabilidad de falla 4 asociada a la tubería enterrada que no cumple con sistemas de protección catódica o con recubrimiento, y un nivel de consecuencia 5(E) debido a la existencia de viviendas dentro del radio de 45 m en donde un probable incendio es potencialmente letal para las personas en el caso de ocurrencia de una falla. PK 1+200 (2 viviendas a 15 m); PK 3+180 (1 vivienda a 30 m) y PK 4+870 (4 viviendas a 40 m).

Para la amenaza de Fabricación se tiene un nivel de riesgo H para los segmentos 1 y 3, producto de una probabilidad de falla 3 asociada al tipo de tubería (Instalada en 1955) y una consecuencia 5(E) en salud y seguridad acorde a la justificación sustentada en las amenazas anteriores.

Para la amenaza Soldadura y Ensamble se tiene un nivel de riesgo H para los segmentos 1 y 3 producto de una probabilidad de falla 3 por no cumplimiento del procedimiento de excavación ni profundidad, y no se evidencia auditoria de calidad en el proceso de construcción, con un nivel de consecuencia 5(E) en salud y seguridad debido a la existencia de viviendas dentro del radio de 45 m en donde un probable incendio es potencialmente letal para las personas en el caso de

ocurrencia de una falla. PK 1+200 (2 viviendas a 15 m); PK 3+180 (1 vivienda a 30 m) y PK 4+870 (4 viviendas a 40 m).

Para la amenaza de daños mecánicos por terceros y la amenaza de operaciones incorrectas se tiene un nivel de riesgo H debido a una probabilidad de falla 4 en el segmento 1 y 3 en el segmento 3 teniendo en cuenta las fallas presentadas por daños mecánicos no intencionales y el nivel de actividad en el derecho de vía. Respecto a Operaciones Incorrectas el gasoducto no cuenta con sistema de control operacional automático, no se cuenta con señalización e identificación de líneas de flujo de manera adecuada, lo anterior con un nivel de consecuencia 5(E) por salud y seguridad debido a la existencia de viviendas dentro del radio de 45 m en donde un probable incendio es potencialmente letal para las personas en el caso de ocurrencia de una falla. PK 1+200 (2 viviendas a 15 m); PK 3+180 (1 vivienda a 30 m) y PK 4+870 (4 viviendas a 40 m).

Ya teniendo el riesgo consolidado procedemos a implementar el plan de mitigación con el fin de reducir los resultados del riesgo evaluado anteriormente.

#### ***7.4.3. Plan de acción gasoducto Principal 8”***

De acuerdo con el análisis de riesgo se identificaron los nueve mecanismos de falla principales que afectan la integridad del gasoducto 8”.

- Corrosión exterior.
- Corrosión Interior
- SCC
- Defectos de Fabricación.

- Defectos de Construcción y ensamble.
- Equipo.
- Daños por terceros.
- Operaciones Incorrectas.
- Clima y Fuerzas externas.

Estos mecanismos de daño fueron analizados por el equipo de trabajo formulando el plan de acción por amenazas y aplicable para cada segmento evaluado, adjudicando a su vez los responsables y fecha de cumplimiento prevista. Cabe resaltar que el plan de acción generado involucra acciones producto del taller RBI que tiene como objetivo reducir al mínimo la probabilidad de ocurrencia y el impacto de los riesgos, lo cual se ve reflejado en la tabla 3

**Tabla 37.***Plan de acción Gasoducto principal 8"*

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
	<b>Corrosión externa</b>	<b>VH</b>	<b>M</b>	<b>VH</b>		
RBI	Caracterizar el material de la tubería mediante el Análisis de composición química por espectrometría de emisión óptica – EEO (norma ASTM E 415–08), Análisis Metalográfico (norma ASTM E 3–11) y ensayo de dureza	X		X	Líder mantenimiento	31/03/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar una inspección visual, UT (Scan A/B/C), del 100% de la línea (50 m aguas arriba y 50 m aguas abajo) en las abscisas: PK 1+200, PK 3+350, PK 5+070 que corresponden asentamientos humanos dentro del radio de impacto ( 41 m-Fatalidad en 60 segundos).	X		X	Líder mantenimiento	4/03/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar Señalización (Avisos) en las zonas donde se encuentra los asentamientos humanos con radios de impacto < 45 m (PK 1+200, PK 3+350, PK 5+070).	X		X	líder mantenimiento	19/03/2025
RBI	Realizar divulgación y socialización de riesgos y peligros a las viviendas cercanas al ducto, actividades preventivas y el control de las perturbaciones.	X		X	Coordinación planta procesos	6/03/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar recorrido al derecho de vía del activo permanente por parte de personal de operaciones en las abscisas: PK 1+200, PK 3+350, PK 5+070 que corresponden asentamientos humanos dentro del radio de impacto.	X		X	Coordinación planta procesos	13/03/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	<p>Generar un plan de reparación de las interfases suelo/aire con el propósito de mitigar la amenaza de corrosión externa, mediante la aplicación de recubrimiento de altos sólidos, mínimo 1 m sobre y bajo superficie, cumpliendo con la especificación de aplicación de recubrimiento en campo para tuberías enterradas a temperatura hasta 70 ° C”.</p>	X		X	Líder mantenimiento	8/05/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Establecer el plan de acción que permita gestionar el riesgo durante la inspección	X		X	Líder integridad	20/03/2025
RBI	Ejecutar la alternativa de Inspección seleccionada para establecer la condición de integridad del ducto.	X		X	Líder mantenimiento	30/04/2025
	<b>Corrosión interna</b>	<b>VH</b>	<b>M</b>	<b>VH</b>		

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar una inspección visual, UT (Scan A/B/C), del 100% de la línea (50 m aguas arriba y 50 m aguas abajo) en las abscisas: PK 1+200, PK 3+350, PK 5+070 que corresponden asentamientos humanos dentro del radio de impacto ( 41 m-Fatalidad en 60 segundos).	X		X	Líder mantenimiento	4/03/2025
RBI	Establecer el plan de acción que permita gestionar el riesgo durante la inspección	X		X	Líder integridad	20/03/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Ejecutar la alternativa de Inspección seleccionada para establecer la condición de integridad del gasoducto.	X		X	Líder mantenimiento	30/04/2025
RBI	Definir estrategia de mitigación de corrosión interior con tratamiento químico.	X	X	X	Líder integridad	25/12/2024
RBI	Instalar facilidades para Monitoreo de corrosión con Cupones y probetas. De acuerdo al plan de mantenimiento definido.	X	X	X	Líder mantenimiento	30/06/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Ejecutar plan de limpieza interior de acuerdo al plan establecido, una vez se confirme disponibilidad de inventario de raspadores.	X	X	X	Coordinación planta procesos	4/05/2025
	<b>STRESS CORROSION CRACKING</b>	<b>H</b>	<b>N</b>	<b>H</b>		
RBI	Realizar caracterización fisicoquímica y microbiológica del suelo (Resistividad, Ph, Cloruros, Nivel Freático, carbonatos y Bacterias).	X		X	Líder mantenimiento	20/12/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	<p>Caracterizar el material de la tubería mediante el Análisis de composición química por espectrometría de emisión óptica – EEO (norma ASTM E 415–08), Análisis Metalográfico (norma ASTM E 3–11) y ensayo de dureza</p>	X		X	Líder mantenimiento	31/03/202 5
	<b>DEFECTOS DE FABRICACIÓN</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>		

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
	Realizar inspección de la costura en caso de existir para evaluar la condición del ducto mediante técnicas de ultrasonido, en las abscisas: PK 1+200, PK 3+350, PK 5+070 que corresponden asentamientos humanos dentro del radio de impacto ( 41 m-Fatalidad en 60 segundos).	X		X	Líder mantenimiento	30/04/202 5
	<b>CONSTRUCCIÓN</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>		
RBI	Verificar la profundidad de la instalación de la tubería en todos los cruces.	X		X	Líder mantenimiento	30/04/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar análisis de cruce de vía, asegurando que se encuentra acorde con API 1102.	X		X	Ingeniería mantenimiento y confiabilidad	30/06/2025
RBI	Elaborar paquete de tecnología del gasoducto	X	X	X	Coordinador ingeniería de superficie	30/06/2025
RBI	Actualizar planos del trazado georreferenciado de la línea con base en los resultados de la inspección y las inspecciones visuales y mantenerlos disponibles en sitio.	X	X	X	Coordinador ingeniería de superficie	20/12/2025
	<b>EQUIPOS</b>	<b>M</b>	<b>N</b>	<b>M</b>		
	<b>DAÑOS POR TERCEROS</b>	<b>H</b>	<b>N</b>	<b>H</b>		

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Realizar divulgación al grupo de mantenimiento de la lección aprendida del evento: Fuga de gas en Gasoducto de 8" ocurrido el 23/01/2018.	X		X	Jefe dpto hse- mantenimiento	31/03/202 5
RBI	Realizar mantenimiento a avisos de señalización instalados y realizar instalación de 5 avisos en los cruces de vía ubicados en las abscisas: 5+860, 5+447, 2+917, 0+300, 0+230	X		X	Lider mantenimiento	30/04/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Instalar avisos de no quema de vegetación en zonas susceptibles. Instalar 1 aviso por predio (10 Avisos)	X		X	Líder mantenimiento	30/06/202 5
RBI	Diseñar barreras mecánicas de protección en los sectores de tubería que se encuentran en el borde de carretera para prevenir daños por terceros involuntarios	X		X	Coordinador ingeniería de superficie	30/06/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	<p>Instalar barreras mecánicas de protección en los sectores de tubería que se encuentran en el borde de carretera para prevenir daños por terceros involuntarios</p>	X		X	Líder mantenimiento	30/09/2025
RBI	<p>Hacer simulacro de caso de emergencia o cualquier otro tipo de emergencia que pueda afectarla, que incluya el despliegue de un plan de contingencia para esta situación.</p>	X	X	X	Coordinación planta procesos	30/06/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Evaluar daños mecánicos y abolladuras (abscisas) reportadas en la Inspección del año 2013 en el PK 0+185	X			Líder mantenimiento	30/06/2025
RBI	Realizar periódicamente el patrullaje del derecho de vía por parte de Operaciones para identificar actividades que puedan afectar la integridad del ducto por parte de terceros.	X	X	X	Coordinación planta procesos	30/06/2025
	<b>OPERACIONES INCORRECTAS</b>	<b>H</b>	<b>L</b>	<b>H</b>		

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	Instalar sistema de apagado remoto de los compresores desde el cuarto de control de la estación 1.	X			Coordinación planta procesos	20/12/2025
RBI	Instalar transmisor para lectura de presión y descarga desde el Cuarto de Control de la estación 1.	X			Coordinación planta procesos	30/06/2025
RBI	Corregir la identificación y señalización en la tubería del gasoducto del sentido de flujo y el abscisado.	X	X	X	Líder mantenimiento	30/06/2025
I RB	Realizar análisis de riesgos de procesos del activo.	X		X	Coordinación planta procesos	31/03/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
	<b>CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS</b>	<b>M</b>	<b>L</b>	<b>M</b>		
RBI	Generar, estructurar y publicar un procedimiento de inspección de tubería después de haber sido afectada por incendio.	X		X	Ingeniería mantenimiento y confiabilidad	31/03/2025
RBI	Diseñar e instalar Marco Hs con sistema de cableado como medida temporal de estabilización de la tubería en la quebrada en la abscisa PK 4+650.		X		Líder mantenimiento	30/09/2025

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
RBI	<p>Construir puente ducto de acuerdo con el diseño avalado por Ingeniería de Superficie.</p>		X		Líder mantenimiento	30/12/202 6
GEO	<p>De acuerdo a hallazgo geotécnico en el K3+942. Realizar la instalación de 1 soporte tipo marco H en tubería de 4" o 6", hincado hasta el rechazo, y construcción de 6 metros de trincho metálico.</p>			X	Líder mantenimiento	20/12/202 5

Nota	Descripción	Seg.1	Seg.2	Seg.3	Responsable	Fecha lím. De cumpl
GEO	De acuerdo con Hallazgo Geotécnico. K4+907. Se recomienda instalar dos (2) soportes tipo marco H en tubería de 3" o 4", hincados hasta el rechazo en los taludes de las orillas para disminuir la tensión de los ductos.			X	Líder mantenimiento	20/12/202 5
GEO	De acuerdo a. Hallazgo Geotécnico. K1+111. Realizar limpieza y mantenimiento a las estructuras de drenaje.			X	Líder mantenimiento	20/12/202 5
RBI	Realizar nueva evaluación geotécnica en un periodo no superior a 1 año.	X	X	X	Líder mantenimiento	20/12/202 5

*Nota:* Autores

## 8. Conclusiones

- La segmentación del Gasoducto Principal de 8” se llevó a cabo satisfactoriamente aplicando los criterios establecidos por ASME B 31.8 y API 1160 resultando en tres segmentos: el primero, de 4531 metros desde la Estación 1 hasta el cruce de la quebrada principal; el segundo, de 78 metros en un cruce aéreo sobre la quebrada; y el tercero, de 2070 metros, desde el cruce de la quebrada hasta la Estación 2. Esta segmentación asegura un control adecuado y específico para cada tramo, optimizando las medidas de seguridad y respuesta ante posibles fallas.
- La evaluación de la probabilidad de falla, basada en los mecanismos de daño y las amenazas definidas en la norma API 1160 y API 581, permitió identificar los principales factores de riesgo asociados al gasoducto. Este análisis cuantitativo y cualitativo proporciona una base sólida para priorizar las áreas de atención y asignar recursos a los tramos más propensos a sufrir fallas, garantizando así la seguridad operativa y la protección del medio ambiente en caso de eventos adversos.
- El uso del software ALOHA permitió calcular los radios de afectación y las consecuencias de una posible falla. El análisis reveló que los segmentos más críticos son los tramos 1 y 3, debido a la cercanía de asentamientos humanos. En caso de una posible rotura, provocaría una llama de hasta 20 metros y afectaría gravemente a la población en un radio de 41 metros. Aunque no se identificaron áreas de alta consecuencia (HCA), estos

segmentos fueron clasificados con un riesgo catastrófico en salud y seguridad, y con un impacto económico significativo, estimado en \$172.375 USD.

- Los resultados obtenidos mediante el software han destacado que los segmentos 1 y 3 presentan un nivel de riesgo "Muy Alto" (VH) debido a la alta probabilidad de fallas por corrosión interna y externa, así como a las graves consecuencias en términos de seguridad, salud y daños materiales. Esto ha permitido priorizar la atención y las acciones preventivas en estos segmentos, garantizando que los recursos se enfoquen en las áreas de mayor riesgo y se tomen las medidas necesarias para proteger a las personas y la infraestructura.
- A partir de la evaluación del riesgo, se desarrolló un plan de acción integral que contempla actividades de mitigación específicas para cada tipo de amenaza, como la corrosión, el daño mecánico por terceros y las operaciones incorrectas. El plan incluye medidas correctivas como inspecciones periódicas, mejoras en la protección contra corrosión, y la implementación de sistemas de monitoreo y control. Este enfoque proactivo y basado en los resultados del software ayudará a reducir tanto la probabilidad de ocurrencia de fallas como el impacto de estas, asegurando la integridad a largo plazo del gasoducto.
- La implementación del método de Inspección Basada en Riesgo (RBI) ha resultado ser una herramienta clave para mejorar la gestión de riesgos en el gasoducto. Este enfoque facilita la identificación y priorización de las secciones más críticas del gasoducto. Además, garantiza la integridad mecánica de la línea, optimizando los recursos dedicados a la inspección y mantenimiento.

## 9. Recomendaciones

- Una vez ejecutado el plan de acción, se recomienda reevaluar el gasoducto para verificar que el riesgo haya sido mitigado efectivamente y que las condiciones de seguridad se mantengan. Esta reevaluación permitirá confirmar la eficacia de las medidas implementadas en este proyecto.
- Se recomienda hacer un seguimiento exhaustivo a la información suministrada con respecto al gasoducto para tener una mejor implementación de análisis de riesgo.
- Debido al riesgo elevado de fallas, es imprescindible elaborar un plan de emergencias, incluyendo simulacros regulares con el personal y las comunidades cercanas para garantizar una respuesta rápida en caso de incendios, explosiones o fugas de gas.

### Referencias Bibliográficas

API RP 580 - Risk-based Inspection

API RP 581: Risk-Based Inspection Methodology

API 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines

Acosta Morales, E. E. (2019). Gestión de un modelo de integridad basado en API RP 580 para el crecimiento de los defectos que se desarrollan en las líneas de flujo que transportan hidrocarburos líquidos.

American Petroleum Institute, "API RP 580 Risk-Based Inspection," API Recomm. Pract. 580 Risk-Based Insp. Washington, D.C., 2016.

American Society of Mechanical Engineers. (2020). *ASME B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. Lugar de publicación: ASME.

Arévalo Pinto, C. M., & Ramos Bettín, R. R. (2012). *Plan de acción para las tuberías de los oleoductos de los departamentos de Putumayo y Nariño de Ecopetrol S.A. basado en el desarrollo de la técnica RBI (Risk Based Inspection)* (Tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Arduiz Gacitúa, J. A. (2023). Implementación de la metodología de inspección basada en riesgo en análisis cualitativo para equipos estáticos del área de fibra, Celulosa Arauco-Planta Arauco.

Bermúdez Rincón, D. (2019). Elaboración de un plan de inspección bajo Norma API para equipo estático en una planta de bombeo. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/3200>

Cabrera, J., & De la Torre, F. (2018). Introducción a la inspección basada en riesgo. Centro de Estudios en Ingeniería de Mantenimiento (CEIM)-CUJAE. La Habana: RCMAN.

Hernández Pérez, G., & Hernández Suárez, B. M. R. (2017). Propuesta de un plan de mantenimiento basado en el uso de herramientas de ingeniería de confiabilidad (Doctoral dissertation, Universidad Veracruzana. Facultad de Ciencias Químicas. Región Xalapa.).

NORSOK M-506, Modelo de Cálculo de la Tasa de Corrosión por CO<sub>2</sub>

Rojas Cortés, D. M. (2020). Aplicación de metodología inspección basada en riesgo según API RP 580 y 581 para equipos estáticos, planta celulosa Arauco y Constitución SA (Doctoral dissertation, Universidad de Talca. Facultad de Ingeniería).

## Apéndices

## Apéndice B. Cálculo de corrosión interna

Calculo DF por Corrosión Interna				
Por Corrosion Interna Gasoducto Principal 3"				
	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	
P (psi)	1100	1100	1100	Presión de Diseño
D (in)	8	8	8	Dámetro
SMYS	24000	24000	24000	Esfuerzo de Fluencia
UTS	60000	60000	60000	Esfuerzo Último de Tensión
E	1	1	1	Factor Junta
F	0,72	0,72	0,72	Clase localión
T	1	1	1	Factor Temperatura
depr1985	0	0	0	% Profundidad máxima 1985
depr2013	0,60			% Profundidad máxima 2013
Sw (años)	58	65	65	Tiempo entre inspecciones (años)
t (in)	0,250	0,250	0,250	Espesor Nominal
VC modelo	0,030	0,030	0,030	Velocidad de corrosión modelo NoSok
Vc	0,0039	0,0300	0,0300	Velocidad de corrosión
Vc seleccionada	0,0300	0,0300	0,0300	Velocidad de corrosión
Age It	65	65	65	Tiempo en servicio desde la última inspección
trdt	0,250	0,250	0,250	Espesor de la última inspección-Modelo
σ	-4,7900	-4,7900	-4,7900	Espesor proyectado
t min	0,255	0,255	0,255	Espesor Mínimo de Diseño
tc	0,110	0,110	0,110	Espesor Estructural API 576
CA	0	0	0	Corrosion Allowance
Art	7,8000	7,8000	7,8000	Parámetro Art
FS	46200	46200	46200	Flow Stress
SR1	0,5261	0,5261	0,5261	Parámetro Strength
SR2	0,3630	0,3630	0,3630	Parámetro Strength
ff	2	2	2	Factor de Forma
NIn	0	0	0	Número de Inspecciones
Pr Th 1	0,7	0,7	0,7	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 1
Pr Th 2	0,2	0,2	0,2	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 2
Pr Th 3	0,1	0,1	0,1	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 3
Co Th 1	0,5	0,5	0,5	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 1
Co Th 2	0,3	0,3	0,3	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 2
Co Th 3	0,2	0,2	0,2	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 3
Itb 1	0,175	0,175	0,175	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
Itb 2	0,0180	0,0180	0,0180	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
Itb 3	0,004000	0,004000	0,004000	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
Po Thin 1	0,445	0,445	0,445	Posterior Probabilidad para estado de daño 1
Po Thin 2	0,046	0,046	0,046	Posterior Probabilidad para estado de daño 2
Po Thin 3	0,050	0,010178	0,010178	Posterior Probabilidad para estado de daño 3
De1	1	1	1	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 1
De2	2	2	2	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 2
De3	4	4	4	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 3
COVT	0,2	0,2	0,2	Coefficiente de Varianza de Adelgazamiento
COVS	0,2	0,2	0,2	Coefficiente de Varianza de Flow Stress
COVP	0,05	0,05	0,05	Coefficiente de Varianza de Presión
B Thin 1	-3,5410	-3,5430	-3,5430	Índice de Confabilidad para estado de daño 1

## Apéndice B. Cálculo de corrosión externa

Calculo DF por Corrosión Externa				
Pof Corrosión Externa Gasoducto Principal S*				
	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	
F (psi)	1100	1100	1100	Presión de Diseño
D (in)	8	8	8	Diámetro
SMYS	24000	24000	24000	Esfuerzo de Fluencia
UTS	80000	80000	80000	Esfuerzo Último de Tensión
E	1	1	1	Factor Junta
f	0.72	0.72	0.72	Clase Locación
T	1	1	1	Factor Temperatura
INSPECCIÓN	NO	NO	NO	
Sen (años)	85	85	85	Tiempo entre inspecciones (años)
Edad (años)	85	85	85	Tiempo desde la instalación a última inspección
t (in)	0.25	0.25	0.25	Espesor Nominal
PIP	2	1	2	Interfase Aero Enterrada [S=2,NO=1]
F <sub>eq</sub>	2	1	2	Ajuste por Diseño
Cr Teórica	0.0051	0.0010	0.0051	Velocidad de corrosión API SR1 (in/y)
Cr Teórica Ajustada	0.0102	0.0010	0.0102	
Cr	0.0102	0.0010	0.0102	Velocidad de corrosión
age R	85	85	85	Tiempo en servicio desde la última inspección
trd1	0.2500	0.2500	0.2500	Espesor de la última inspección-Modelo
td	-0.4154	0.1850	-0.4154	Espesor proyectado
t mín	0.255	0.255	0.255	Espesor Mínimo de Diseño
tc	0.110	0.110	0.110	Espesor Estructural API 574
CA	0	0	0	Corrosion Allowance
Calidad del Recubrimiento	Sin Recubrimiento o Baja Calidad	Sin Recubrimiento o Baja Calidad	Sin Recubrimiento o Baja Calidad	
Age Coat	85	85	85	Edad del Recubrimiento
Coat Adj	0	0	0	Factor de Ajuste
Age	85	85	85	Tiempo desde que Inicio la Corrosión
Act	2.861417323	0.26	2.861417323	Parámetro Act
FS	4000	4000	4000	Flow Stress
SR1	0.52910	0.52910	0.52910	Parámetro Strength
SR2	0.30096	0.30096	0.30096	Parámetro Strength
H	2	2	2	Factor de Forma
N <sub>inh</sub>	0	0	0	Numero de Inspecciones
Pr Th1	0.7	0.7	0.7	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 1
Pr Th2	0.2	0.2	0.2	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 2
Pr Th3	0.1	0.1	0.1	Confianza en la prioridad de la velocidad de Corrosión para el estado de daño 3
Co Th1	0.33	0.33	0.33	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 1
Co Th2	0.33	0.33	0.33	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 2
Co Th3	0.33	0.33	0.33	Probabilidad Condicional del Histórico De Efectividad de Inspección para estado de daño 3
th1	0.7	0.7	0.7	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
th2	0.2	0.2	0.2	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
th3	0.1	0.1	0.1	Factor de Efectividad de Efectividad de Inspección
Po Th1	0.700	0.700	0.700	Posterior Probabilidad para estado de daño 1
Po Th2	0.200	0.200	0.200	Posterior Probabilidad para estado de daño 2
Po Th3	0.1000000	0.1000000	0.1000000	Posterior Probabilidad para estado de daño 3
D <sub>el</sub> 1	1	1	1	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 1
D <sub>el</sub> 2	2	2	2	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 2
D <sub>el</sub> 3	4	4	4	Factor de Velocidad de Corrosión para estado de daño 3
COVY	0.2	0.2	0.2	Coefficiente de Varianza de Adelgazamiento

## Apéndice C. calificación probabilidad falla

CALIFICACION PROBABILIDAD FALLA					VALORACION PROBABILIDAD DE FALLA POR SEGMENTO		
					Gasoducto I <sup>o</sup> - Seg 1 (0-451m)	Gasoducto I <sup>o</sup> - Seg 2 (451-469m)	Gasoducto I <sup>o</sup> - Seg 3 (469-607m)
AMENAZA	PARAMETRO	RANGOS	POP	PESO	Desde la trampa de salida en la estación 1 hasta antes del cruce de la quebrada	Quebrada	Después de la quebrada hasta trampa de llegada en estación 2
4. DEFECTOS DE FABRICACION	Tipo de Tubería	Si Cumple	1	50,0%	3	3	3
		Cumple Después de	2				
		Cumple Antes de	3				
	Evidencia prueba de fallas en cualquier punto de la tubería por defectos del material	Si	1	25,0%	3	3	3
		Si hace 7 años o en las últimas 5	3				
		Si en las últimas 5	4				
Evidencia de certificaciones de calidad de materiales	Si	1	25,0%	3	3	3	
	No	3					
5. RELACIONADA CON SOLDADURA/ ENSAMBLE/ CONSTRUCCIÓN	Calidad de diseño de acuerdo a estándares de la industria	Superior	1	50,0%	3	3	3
		Igual	2				
		Por Defecto	3				
	Profundidad de la línea (H)	Cumple	1	15,6%	3	3	3
		No Cumple	3				
	Placas As Built actualizadas	Si	1	15,6%	3	3	3
		No	3				
	Prueba Hidrostática	Si	1	15,6%	3	3	3
No		3					
					VÁLVULA (1)	NA	VÁLVULA (1)
6. EQUIPO	existe plan de mantenimiento a las válvulas de exterior	Si	1	50,0%	3		3
		No	3				
	Se han presentado fugas en uniones bridas o válvula	Si	1	50,0%	3		3
		No	3				
7. DAÑOS MECANICOS POR TERCEROS	Recurrencia de instalación de válvulas fallas en esta operación	Si	1	20%	1		1
	Procedimientos de excavación	Cumple procedimiento	1	25,0%	4		4
		Cumple procedimiento	4				
	Se tienen planos As Built con GPS actualizados	Si	1	25,0%	4		4
		No	4				
Evidencia de daño mecánico por terceros no intencionales	Si	1	30,0%	4		1	
8. OPERACIONES INCORRECTAS	Mantener registro desde el Centro de Operaciones	Si	2	20,0%	3	3	3
		No	3				
	Clase de control operacional	Automático	2	20,0%	3	3	3
		Manual	3				
	Planes de la planta y/o ducto actualizados y depositados en sitio	Si	2	15,0%	3	3	3
		No	3				
	Fallas por operaciones incorrectas últimas 12 años	Si	1	30,0%	1	1	1
		Si	4				
	Identificación e identificación de líneas de flujo	Si	1	15,0%	3	3	3
		No	3				
9. RELACIONADO CON EL CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	Existen zonas donde haya probabilidad de incendio por quemar de pastos que puedan afectar la tubería	Si	1	30,0%	2	1	2
		Si	2				
	Monitoreo de zonas de alta inestabilidad geotécnica	Si	1	30,0%	1	3	1
		No	3				
	Después de un incendio por quemar de pastos en el derecho de vía, se realizan inspecciones a la tubería	Si	1	10,0%	3	3	3
		No	3				
	Se han presentado fallas relacionadas con el clima y fuerzas externas	Si	1	20,0%	1	1	1
		Si	4				
	Se realizan actividades de monitoreo en el año	Si	1	10,0%	1	1	1
No		4					