

Conversión de Oleoducto a Gasoducto: Estrategia de Manejo del Cambio de la Gestión de
Integridad para una Operación Segura y Confiable

Laura María Dukón Monsalve y Mariam Alejandra Monsalve Ortiz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Gabriel Quintero Moreno

Magister en Gestión de Proyectos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

Para el equipo que empezó este trabajo, lleno de dudas, y para el que hoy lo termina, con la certeza de que la curiosidad es el motor más poderoso.

A nuestra familia, compañeros de vida y amigos, los co-productores de esta aventura.

Misión cumplida.

Agradecimientos

En primer lugar, queremos agradecer a la Universidad Industrial de Santander (UIS), la institución que nos abrió sus puertas y nos brindó las herramientas para alcanzar una nueva meta profesional, nos sentimos orgullosas de ser egresadas de un programa con tan alto nivel de calidad.

A nuestros profesores de la Especialización en Ingeniería de Gas, quienes fueron mentores, gracias por compartir su valiosa experiencia práctica que enriqueció enormemente nuestra formación.

Tabla de Contenido

| | Pág. |
|---|-------------|
| Introducción | 12 |
| 1. Objetivos..... | 14 |
| 1.1 Objetivo General..... | 14 |
| 1.2 Objetivos Específicos..... | 14 |
| 2. Gestión de Integridad en Ductos..... | 15 |
| 2.1 ASME B31.8 (American Society of Mechanical Engineers, 2022) | 16 |
| 2.2 ASME B31.8S (American Society of Mechanical Engineers, 2022) | 19 |
| 2.3 El Enfoque Basado en el Desempeño de API RP 1160 (API, 2019), Estándar de Integridad para sistemas de transporte líquidos. | 22 |
| 2.4 Diferencias en los Enfoques Normativos de Gestión de integridad en Oleoductos y Gasoductos (ASME B31.8S vs. API RP 1160)..... | 24 |
| 3. Principales Amenazas que Afectan la Integridad de los sistemas de Transporte de Gas | 27 |
| 3.1 Amenazas Dependientes del Tiempo..... | 29 |
| Corrosión Externa | 29 |
| Corrosión Interna | 30 |
| Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión (Stress Corrosion Cracking - SCC)..... | 32 |
| 3.2 Amenazas Estables en el Tiempo | 32 |
| Defectos de Fabricación..... | 33 |
| Defectos de Construcción/Fabricación | 33 |
| Falla de Equipos..... | 34 |
| Daño por Terceros Involuntarios | 34 |

| | |
|--|----|
| Operaciones Incorrectas..... | 35 |
| Fuerzas Externas y Clima | 35 |
| 4. Gestión de riesgos | 39 |
| 4.1 Evaluación de la integridad del activo existente..... | 40 |
| 4.2 Identificación de peligros y evaluación de riesgos | 41 |
| 4.2.1 Estudio de peligros y operatividad (Hazard and Operability - HAZOP)..... | 41 |
| 4.2.2 Análisis Bowtie..... | 42 |
| 4.2.4 Análisis por listas de chequeo..... | 43 |
| 4.2.5 Análisis ¿Qué pasa si? (¿What if?) | 44 |
| 4.3 Análisis de riesgos asociados a la gestión de integridad en la conversión | 46 |
| 5. Manejo del Cambio..... | 47 |
| 5.1 Seguridad de Proceso Basada en Riesgos..... | 47 |
| 5.2 Marco normativo..... | 49 |
| 5.2.1 Decreto 1072 de 2015 | 49 |
| 5.2.2 OSHA 29 CFR 1910.119 | 49 |
| 5.2.3 NTC 5901:2012 y NTC 5747:2009 | 50 |
| 5.3 Cambios en tecnología, procesos y sustancias a considerar en la conversión | 52 |
| 6. Propuesta de flujo de trabajo para el cambio de un oleoducto a gasoducto, enfocado en la gestión de integridad..... | 54 |
| 7. Conclusiones | 57 |
| Referencias Bibliográficas | 59 |
| Apéndices..... | 63 |

Lista de Tablas

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Estructura del Código ASME B31.8-2022 | 17 |
| Tabla 2. Elementos Fundamentales de un Programa de Gestión de la Integridad (IMP) según ASME B31.8S..... | 20 |
| Tabla 3. Comparación entre los Estándares ASME B31.8 y ASME B31.8S | 21 |
| Tabla 4. Comparación entre Estándares ASME B31.8S y API 1160 para gestión de integridad. | 25 |
| Tabla 5. Comparación de Amenazas que afectan la Integridad de Gasoductos y Oleoductos | 37 |
| Tabla 6. Comparativa entre metodologías de riesgo..... | 45 |
| Tabla 7. Cambios para considerar..... | 52 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Corrosión Generalizada | 30 |
| Figura 2. Corrosión Interna en Tubería de Crudo..... | 31 |
| Figura 3. Estructura del diagrama bowtie | 42 |
| Figura 4. Pilares Fundamentales y elementos asociados que constituyen un robusto sistema de gestión de seguridad de procesos basada en riesgos. | 48 |
| Figura 5. Flujo de Trabajo. | 54 |

Lista de Apéndices

| | pág. |
|--|-------------|
| Apéndice A. RAM (Risk Assessment Matrix) | 63 |
| Apéndice B. Propuesta de lista de chequeo para el cambio de un oleoducto a gasoducto, enfocado en la gestión de integridad | 64 |

Glosario

MAOP: maximum Allowed Operating Pressure, presión operativa admisible máxima que puede soportar un sistema de transporte bajo condiciones seguras y controladas. Este valor se determina con base en criterios técnicos como el esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS), el espesor de la tubería, el tipo de material, y el factor de diseño aplicado según la clase de ubicación del ducto.

MTRs: material Test Reports, son certificados técnicos que detallan las propiedades físicas, químicas y mecánicas de los materiales utilizados en componentes críticos como tuberías, bridas, válvulas y conexiones.

Reemplazos en especie (replacements in kind): sustitución de componentes, materiales o equipos por otros idénticos o equivalentes en especificaciones técnicas, sin que esto implique un cambio en el diseño, función o riesgo del sistema. Este tipo de reemplazo no requiere activación del proceso de Manejo del Cambio (MOC), ya que no modifica las condiciones operativas ni introduce nuevas amenazas a la integridad del activo.

Resumen

Título: Conversión de Oleoducto a Gasoducto: Estrategia de Manejo del Cambio de la Gestión de Integridad para una Operación Segura y Confiable*

Autor: Laura María Dukón Monsalve, Mariam Alejandra Monsalve Ortiz **

Palabras Clave: Conversión, Oleoducto, Gasoducto, Integridad, Manejo del Cambio

Descripción:

El trabajo se presenta un análisis técnico y normativo sobre la transformación de un sistema de transporte de crudo a gas natural, destacando los retos y oportunidades que implica este proceso. La conversión no solo representa un cambio de producto, sino una modificación profunda en el diseño, operación y seguridad del sistema, lo que exige una reevaluación completa de la integridad del ducto y la implementación rigurosa del elemento de Manejo del Cambio (MOC) dentro del Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos.

El documento detalla los estándares internacionales aplicables, como ASME B31.8 y ASME B31.8S para gasoductos, y API RP 1160 para oleoductos, comparando sus enfoques en cuanto a gestión de integridad, evaluación de riesgos y respuesta ante amenazas. Se destaca que los gasoductos requieren una gestión más estricta debido a la naturaleza compresible e inflamable del gas, lo que implica mayores riesgos de explosión en caso de falla, mientras que los oleoductos presentan riesgos ambientales por derrames.

Se identifican las principales amenazas que afectan la integridad de los ductos, clasificadas como dependientes del tiempo (como la corrosión), estables (defectos de fabricación), e independientes (daños por terceros o eventos climáticos). Además, se analiza cómo la fatiga por ciclos de presión puede interactuar con otras amenazas, especialmente en gasoductos, donde las fluctuaciones de presión son más frecuentes.

La monografía propone un flujo de trabajo para la conversión, enfocado en la gestión de integridad, que incluye la solicitud formal del cambio, la identificación de peligros, la verificación de compatibilidad de materiales mediante MTRs, el cálculo del factor de diseño según el “Location Class”, la limpieza interna, pruebas hidrostáticas y neumáticas, y la validación del sistema de protección catódica. Todo esto con el objetivo de garantizar una operación segura y confiable bajo el nuevo servicio.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Gabriel Quintero Moreno, M.Sc. Gestión de Proyectos.

Abstract

Title: Conversion of Oil Pipeline to Gas Pipeline: An Integrity Management of Change Strategy for Safe and Reliable Operation.*

Author(s): Laura María Dukón Monsalve, Mariam Alejandra Monsalve Ortiz.**

Key Words: Conversion, Oil Pipeline, Gas Pipeline, Integrity, Management of Change.

Description:

This paper presents a technical and regulatory analysis of the conversion of a crude oil transportation system to natural gas service, highlighting the challenges and opportunities inherent in this process. The conversion represents not merely a change in the transported product, but a profound modification of the system's design, operation, and safety. This necessitates a complete re-evaluation of the pipeline's integrity and the rigorous implementation of the Management of Change (MOC) element within the Process Safety Management (PSM) system.

The document details the applicable international standards, such as ASME B31.8 and ASME B31.8S for gas pipelines, and API RP 1160 for oil pipelines, comparing their approaches to integrity management, risk assessment, and threat response. It is emphasized that gas pipelines require stricter management due to the compressible and flammable nature of gas, which entails greater explosion risks in the event of a failure, whereas oil pipelines present environmental risks from spills.

The primary threats affecting pipeline integrity are identified and classified as time-dependent (such as corrosion), stable (manufacturing defects), and independent (third-party damage or weather-related events). Furthermore, the analysis examines how pressure cycle fatigue can interact with other threats, particularly in gas pipelines where pressure fluctuations are more frequent.

The paper proposes a workflow for the conversion, centered on integrity management, which includes a formal change request, hazard identification, verification of material compatibility via Material Test Reports (MTRs), calculation of the design factor according to the Location Class, internal cleaning, hydrostatic and pneumatic testing, and validation of the cathodic protection system. The objective of this entire process is to ensure safe and reliable operation under the new service.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Gas Engineering Specialization. Director: Gabriel Quintero Moreno, M.Sc. Project management.

Introducción

En el contexto del dinámico panorama energético global, la capacidad de adaptar la infraestructura existente a las cambiantes demandas del mercado se convierte en un factor crítico para la viabilidad económica y la eficiencia operativa. La reconversión de ductos como una estrategia logística y financiera se convierte en una oportunidad para los operadores de transporte de hidrocarburos de capitalizar activos de larga duración en un nuevo servicio; un ejemplo concreto de la agilidad estratégica se demuestra con la conversión de oleoductos, originalmente diseñados para el transporte de crudo, a gasoductos para transporte de gas natural, este tipo de proyectos evita los significativos costos de capital por los extensos tiempos de construcción y los complicados procesos de licencia y adquisición derechos de vía requeridos para la construcción de un nuevo segmento de transporte, aprovechando los corredores de infraestructura existentes.

Sin embargo, la transformación de un oleoducto en un gasoducto representa un cambio fundamental que requiere más que el uso de un nuevo producto a transportar, implica la reevaluación de activos en su totalidad bajo una filosofía de modificación de diseño, operación y seguridad inherentemente más rigurosa, considerando desde la tubería hasta instrumentación y todos los sistemas de control, así como los niveles de riesgos y la preparación de la respuesta a emergencias.

Lo anterior nos permite concluir, que la reconversión de servicio no solo modifica el uso de la infraestructura de transporte, sino que transforma completamente el enfoque de las variables definitivas para garantizar la operación segura del sistema, como la gestión de integridad, la gestión de riesgos y la gestión de emergencias.

La efectividad de un proceso de reconversión de oleoducto a gasoducto se cumple en la medida en que este se implemente de forma segura, confiable y continua, para esto el elemento de seguridad de procesos, Manejo del Cambio, se convierte en el elemento de gobernabilidad central que ordena los cambios, identificando de antemano los riesgos que implica el cambio y estableciendo las barreras de mitigación antes de ser ejecutados.

En el alcance de esta monografía, se proponen una serie de etapas que ayudarán a construir la gestión de la integridad en sistemas de transporte convertidos, tal como lo requiere el estándar ASME B31.8s y la adecuada gestión del cambio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer un flujo de trabajo que asegure el manejo efectivo del cambio en la gestión de integridad para la conversión de un sistema de transporte de crudo a uno de transporte de gas.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar las diferencias en la gestión de integridad y riesgos entre un sistema de transporte de crudos y uno de gas, mediante una revisión bibliográfica.

Analizar las diferentes acciones que se deben realizar para determinar la gestión de integridad en la nueva operación del ducto.

Proponer un flujo de trabajo que garantice el manejo adecuado del cambio en la gestión de integridad, incorporando un enfoque técnico y de riesgos, para la conversión de un oleoducto en operación a un gasoducto.

2. Gestión de Integridad en Ductos

La conversión de un ducto existente de un producto a otro, por ejemplo, de transportar productos líquidos a transportar gas natural, o a la adaptación para futuros servicios como el hidrógeno, es uno de los desafíos más grandes en la gestión de la integridad de activos (Rosen, 2025). Este proceso no es solo una modificación operativa, se fundamenta en la actualización del perfil de riesgos para un activo con tiempo de operación, con barreras de control implementadas que pudieron garantizar la operación continua del sistema, sin embargo, el cambio de producto a transportar puede dar como resultado que no son idóneas para la nueva operación y tener consecuencias catastróficas.

La integridad de un ducto propuesto para conversión requiere una reevaluación desde la perspectiva de diseño, operación y seguridad de procesos, donde es indispensable partir de la información histórica de operación pero así mismo contar con las necesidades del nuevo escenario de operación (Rosen, 2025), es decir que se debe partir de la identificación de amenazas que afectan la integridad en los dos escenarios de operación, ya que las amenazas inactivas o establecidas bajo el servicio anterior pueden reactivarse y volverse críticas; por ejemplo, un defecto de fabricación que es inofensivo en un oleoducto a presión constante puede crecer rápidamente a través de fatiga bajo ciclos de presión frecuentes, los cuales son típicos de un gasoducto (Interstate Natural Gas Association of America, 2010).

La gestión de la integridad (Pipeline Integrity Management - PIM) es una herramienta de ingeniería fundamental para garantizar la seguridad de procesos, el cuidado de la población cercana y la protección del medio ambiente que están en relación con la operación de un sistema de transporte de fluidos peligrosos como los hidrocarburos, mediante un proceso sistemático y

detallado que un operador de transporte debe definir para garantizar la seguridad y confiabilidad de su operación a lo largo del ciclo de vida del activo (Scholarly Community Encyclopedia.pub, 2022,a).

Controlar eficaz y eficientemente el riesgo implica una identificación sistemática de las amenazas a la integridad del activo y las barreras de control necesarias para garantizar la operación segura, normalmente basado en los estándares internacionales como los del American Petroleum Institute (API) y la American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Un activo existente diseñado bajo el marco de API 1160 o ASME B31.4, debe demostrar la capacidad para cumplir con la normativa más estricta en cuanto al ASME B31.8 que cubre sistemas de transporte de gas, previamente a un proceso de conversión. A continuación, se desarrolla un resumen de los enfoques clave de API y ASME para el transporte de gas y líquidos:

2.1 ASME B31.8 (American Society of Mechanical Engineers, 2022)

La norma ASME B31.8, “Sistemas de tuberías para la transmisión y distribución de gas”, es uno de los documentos de ingeniería más influyentes y ampliamente utilizados en sectores de transporte de gas de todo el mundo, la última edición de la norma disponible es la del año 2022 y brinda un marco técnico sólido para garantizar la seguridad pública y la integridad de la infraestructura de gasoductos, diseñado para guiar a ingenieros, operadores y reguladores a través de todo el ciclo de vida del activo de la tubería, desde la construcción hasta el desmantelamiento, y las etapas intermedias como el mantenimiento y la operación continua.

La edición de 2022 introduce algunos cambios significativos que reflejan la evolución en la industria de gasoducto, esto incluye una sesión específica sobre los requisitos en la capacitación y calificación del personal de la compañía operadora y una sesión más amplia y detallada para el diseño de tuberías de plástico.

El alcance del estándar ASME B31.8 incluye la mayoría de las instalaciones de transporte de gas, tales como:

- Gasoductos de transmisión y recolección, incluyendo los tramos costa afuera que transportan gas desde las instalaciones de producción hasta la costa.
- Estaciones de compresión de gas.
- Estaciones de medición y regulación.
- Tuberías principales de distribución y líneas de servicio.
- Instalaciones de almacenamiento de gas del tipo de tubería cerrada.

ASME B31.8S es un documento esencialmente prescriptivo, en la medida en que describe explícitamente los elementos que los operadores de sistemas de transporte de gas deben considerar para garantizar la operación segura; basado en la identificación y evaluación sistemática de nueve amenazas que afectan la integridad de los gasoductos, organizadas en función en tres (3) categorías, dependientes del tiempo; estables en el tiempo, o independientes del tiempo. La norma ASME B31.8 es muy organizada y busca garantizar que los activos se gestionen adecuadamente durante toda su vida útil. La estructura de la norma se puede resumir de la siguiente manera:

Tabla 1

Estructura del Código ASME B31.8-2022

| Capítulo/Apéndice | Título | Resumen del Propósito y Secciones Clave |
|-------------------|--|--|
| General | Disposiciones Generales y Definiciones | Establece el alcance, objetivos y las definiciones fundamentales que regulan la norma. Incluyendo definiciones de componentes, los términos de diseño y operación, y los requisitos de aseguramiento de calidad. |

| | | |
|----------------------|---|--|
| Capítulo I | Materiales y Equipos | Especifica los requisitos para la calificación, selección y definición de materiales y equipos, incluidas las condiciones para la reutilización de tuberías. |
| Capítulo II | Soldadura | Detalla los requisitos para la calificación de procedimientos de los soldadores, preparación, precalentamiento, relevo de esfuerzos y examen de soldaduras. |
| Capítulo III | Componentes y Detalles de Fabricación | Incluye el diseño de componentes del sistema de tuberías, como bridas y accesorios. |
| Capítulo IV | Diseño, Instalación y Pruebas | Contiene la fórmula de diseño fundamental para tuberías de acero y otros materiales, y establece los requisitos para la instalación, estaciones de compresión y pruebas de presión. |
| Capítulo V | Procedimientos de Operación y Mantenimiento | Define las responsabilidades del operador para el mantenimiento de ductos, gestión de cambios. |
| Capítulo VI | Control de la Corrosión | Establece los requisitos para el control de la corrosión externa (recubrimientos, protección catódica) e interna, así como el mantenimiento de estos sistemas. |
| Capítulo VIII | Transmisión de Gas Costa Afuera (Offshore) | Modifica los requisitos básicos del código para aplicarlos a los desafíos únicos de los gasoductos submarinos, incluyendo estabilidad en el fondo marino y diseño de risers. |
| Capítulo IX | Servicio de Gas Agrio | Impone requisitos más estrictos sobre materiales, soldadura y operación para mitigar los riesgos asociados con el agrietamiento por corrosión bajo tensión en presencia de H ₂ S. |
| Apéndice D | Límite de Fluencia Mínimo Especificado | Apéndice obligatorio que proporciona una tabla de referencia de los valores de SMYS para los grados de tubería de acero más comunes. |
| Apéndice Q | Diagramas de Alcance | Apéndice obligatorio que proporciona diagramas visuales para clarificar los límites jurisdiccionales del código en sistemas de transmisión y distribución. |

De este modo, el estándar B31.8 es la capa esencial sobre la cual se construye el marco de gestión de seguridad y moderno de B31.8S, la cual se analizará en el próximo numeral.

2.2 ASME B31.8S (American Society of Mechanical Engineers, 2022)

Si bien ASME B31.8 proporciona una base prescriptiva sólida para el diseño, la construcción y el mantenimiento de gasoductos, la práctica moderna de la seguridad de las tuberías de gas, ASME B31.8S, se ha desarrollado basado en la gestión del riesgo y recibe el nombre “Gestión de la Integridad del Sistema de Gasoductos”.

ASME B31.8S fue desarrollado como un documento complementario de ASME B31.8; su objetivo es proporcionar a los operadores un marco estructurado, sistemático y basado en el riesgo para administrar la integridad del gasoducto, lo que garantiza la identificación proactiva de los peligros, la evaluación del riesgo implícito y la priorización de los recursos en la administración de las amenazas más significativas asociadas a la operación del gasoducto.

En Colombia la operación de gasoductos se basa en el cumplimiento de lo establecido en la resolución CREG 071 de 1999 (RUT) y en la Norma Técnica Colombiana 5747 (Gestión de Integridad de Gasoductos) que corresponde precisamente a la adopción de la ASME B31.8S, la cual, en países como estados Unidos es un requisito legal de obligatorio cumplimiento para los operadores de gasoductos.

Una de las principales características de la norma ASME B31.8S es la incorporación del concepto del Programa de Gestión de la Integridad o IMP, como un proceso documentado y cíclico basado en el ciclo de mejora continua: “Planear, Hacer, Verificar, Actuar”. Los componentes clave del programa de Gestión de Integridad se pueden resumir en la Tabla 2.

Tabla 2

Elementos Fundamentales de un Programa de Gestión de la Integridad (IMP) según ASME

B31.8S

| Elemento del Programa de Gestión de Integridad | Propósito | Actividades/Métodos Clave |
|--|--|---|
| Identificación de Áreas de Alta Consecuencia (HCA) | Distribuir eficazmente los recursos en las áreas donde una falla del gasoducto tendría el mayor impacto en la vida, el activo y el medio ambiente. | Identificación de segmentos de tubería cerca de áreas densamente pobladas o sitios de reunión permanente de personas, utilizando los métodos de cálculo del radio de impacto potencial. |
| Identificación de Amenazas y Evaluación de Riesgos | Identificar y evaluar sistemáticamente todas las amenazas potenciales para la integridad del gasoducto. | Análisis de amenazas dependientes del tiempo, estables en el tiempo e independientes del tiempo. Integración de datos y modelado de riesgos. |
| Evaluación de la Integridad (Línea Base y Continua) | Evaluar la condición física de la tubería para encontrar defectos antes de que puedan causar una falla. | Determinación de pruebas para medir el estado actual y de forma sistemática en la integridad del ducto. |
| Respuestas, Remediación y Mitigación | Reparar los defectos encontrados y tomar medidas adicionales para prevenir futuras fallas. | Criterios de reparación basados en la gravedad del defecto Implementación de medidas preventivas y mitigadoras adicionales requeridas para preservar la integridad del activo. |
| Medición del Desempeño y Mejora Continua | Medir la eficacia del programa de integridad y utilizar los resultados para mejorarlo continuamente. | Generación de indicadores de desempeño. Definir las frecuencias de revisiones y ajustes al programa basado en resultados (Re-valoración). |

En conclusión, mientras que el estándar ASME B31.8 establece el fundamento prescriptivo, incluido los procesos de adquisición de datos críticos, el estándar ASME B31.8S establece un enfoque de evaluación sistemática de manejo de integridad basada en riesgos y en resultados, que otorga a los operadores la flexibilidad para priorizar los recursos en la gestión de amenazas más críticas.

En la Tabla 3 se realiza una comparación entre los dos estándares: desde el ASME B31.8 hasta el ASME B31.8S.

Tabla 3

Comparación entre los Estándares ASME B31.8 y ASME B31.8S

| Característica / Requisito | ASME B31.8: "Sistemas de Tuberías de Transmisión y Distribución de Gas" | ASME B31.8S: "Gestión de la Integridad de Sistemas de Gasoductos" | Análisis e Implicaciones de la Diferencia |
|-----------------------------------|---|---|--|
| Filosofía Central | Proporciona un conjunto de reglas y requisitos mínimos para el diseño, los materiales y la construcción de sistemas de transporte de gas. | Basada en el riesgo y el desempeño Establece un proceso para identificar, evaluar y mitigar los riesgos a lo largo de la vida útil del activo. | ASME B31.8 es el "código de construcción" y ASME B31.8S define el plan de gestión de integridad del activo como un proceso continuo. |
| Enfoque Temporal | Se centra en el diseño, la fabricación, la instalación y las pruebas iniciales de la tubería, es decir el aseguramiento antes de entrar en operación. | Su alcance contempla todo el ciclo de vida del activo, desde su puesta en operación hasta su eventual retiro, incluyendo el aseguramiento durante la operación. | El enfoque pasa de una visión de aseguramiento de integridad durante la construcción a un proceso iterativo de evaluación de integridad durante todos los ciclos del activo. |
| Gestión de Integridad | No define un Programa de Gestión de Integridad (IMP) formal y sistemático. | Su objetivo principal es definir los elementos y el proceso de un Programa de Gestión de Integridad (IMP) sistemático y perdurable en el tiempo. | ASME B31.8S introduce una estructura de gestión obligatoria, auditable y sistemática que no existía anteriormente. Transforma la gestión de la integridad de una serie de tareas de mantenimiento a un programa de gestión integral y perdurable en el tiempo. |
| Evaluación de Riesgos | El riesgo se mitiga indirectamente a través de factores de diseño conservadores y la identificación de áreas "Class Location" basadas en la densidad poblacional y las barreras de control incluidas en el sistema desde la construcción. | Requiere la implementación de metodologías formales de evaluación de riesgos según el nivel de madurez de la operación y la disponibilidad de información. | ASME B31.8S permite una priorización de recursos basado en los resultados de riesgos. |
| Identificación de Amenazas | Aborda amenazas conocidas (9 Amenazas) a través de requisitos de diseño específicos. | Sistematiza la identificación, análisis y gestión de más de 20 amenazas, clasificadas como dependientes del tiempo, estables e independientes del tiempo. | ASME B31.8S propone un análisis proactivo y documentado de todo el espectro de amenazas potenciales. |

| | | | |
|---------------------------------|--|---|---|
| Áreas de Consecuencia | Define "Clases de Localización" (1, 2, 3, 4) basadas en el número de edificios destinados a la ocupación humana en un área definida. | Define las Áreas de Alta Consecuencia (HCA), bajo un análisis dinámico basado en el cálculo del Radio de Impacto Potencial (PIR). | ASME B31.8S indica que las áreas de alta consecuencia permiten en función de las consecuencias medir de forma más precisa el nivel de riesgo. |
| Intervalos de Evaluación | No especifica intervalos de reevaluación para el sistema de transporte una vez que este entra en operación. | Establece intervalos máximos de reevaluación (ej. 7, 10, 15, 20 años) basados en el nivel de riesgo, el método de evaluación utilizado y los resultados de evaluaciones anteriores. | ASME B31.8S define un ciclo de gestión de integridad dinámico, continuo y auditable. |

2.3 El Enfoque Basado en el Desempeño de API RP 1160 (API, 2019), Estándar de Integridad para sistemas de transporte líquidos.

Los fundamentos de la práctica recomendada (RP) API 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, pueden considerarse entre los mayores aportes de la industria del transporte de hidrocarburos, el objetivo de este estándar es establecer un enfoque sistemático y proactivo para lograr la operación segura y confiable de las tuberías que transportan líquidos peligrosos, tales como, crudo, gasolina, diésel, biocombustibles, y combustibles de aviación.

El término “líquidos peligrosos” cubre una gama extremadamente extensa de productos con propiedades muy diferentes: desde crudos pesados y ácidos (con alto contenido de azufre), hasta productos refinados de alta volatilidad, como la gasolina, los biocombustibles como el etanol, los líquidos altamente volátiles como el propano , y algunos productos químicos; cada uno de esos fluidos particularidades asociadas a riesgos particulares, así, por ejemplo, una fuga de crudo pesado puede causar una contaminación medioambiental catastrófica y a largo plazo, entretanto una fuga de propano puede causar una explosión de gran magnitud debido a su alto índice de explosividad similar al del gas natural. (Tip of the Mitt Watershed Council, s.f.).

El estándar API1160 busca definir las estrategias requeridas para lograr una operación con cero incidentes independiente del fluido transportado y la identificación y valoración de amenazas detonantes que afecten la integridad de las tuberías, la estimación de la probabilidad y severidad de las fallas (impacto o consecuencia en caso de una pérdida de contención) para al final definir los controles que se requieren implementar para lograr la reducción del riesgo hasta niveles de tolerabilidad.

El enfoque de API RP 1160 es basado en el desempeño y priorizado en los resultados del nivel de riesgo, mediante el desarrollo y la implementación de un proceso sistemático para identificar todas las amenazas potenciales que pudieran tener un impacto adverso en la integridad de la tubería, el proceso implica la recopilación, revisión e integración de toda la información y datos disponibles sobre el sistema, incluidos los información de diseño, datos históricos de operación, los resultados de mantenimientos previos y el análisis del área de alta consecuencia (DOT, 2000); este enfoque abarca todo el ciclo de vida del activo, desde la fase de concepto y diseño, pasando por la construcción, comisionamiento, operación y mantenimiento, hasta el desmantelamiento y abandono (Scholarly Community Encyclopedia.pub, 2022, c).

API RP 1160 indica al operador la necesidad de analizar los riesgos particulares sobre su operación, considerando las características específicas como el producto transportado y las variables asociados a su entorno para definir las áreas de alta consecuencia, que debe incluir las zonas pobladas, los ríos de navegación comercial, las rutas de derrame, y los recursos medioambientales y de agua potable que podrían verse afectados de forma directa o indirecta; es decir que la gestión de integridad y de las consecuencias son necesarias para mitigar el riesgo en la operación de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos. . (Minnesota Crossings and Encroachment Awareness Representatives, s.f.).

API RP 1160 presenta como su columna vertebral al programa de gestión de integridad, un programa de mejora continua dinámico en el tiempo, resumido en: Planificar-Hacer-Verificar-Actuar definido en otros estándares como el API RP 1173 (DNV, s.f). El objetivo de esta metodología es garantizar que la gestión de integridad no sea estática, sino que evoluciona en el tiempo en función de las condiciones reales del activo, los nuevos datos de inspección y los cambios en el entorno operativo (API, 2019).

En resumen, la gestión de la integridad planteada en API 1160 no es un sistema estático, sino un compromiso continuo, dividido en 4 etapas:

- Planear: Identificar y valorar las amenazas potenciales en el ducto, realizar la valoración de riesgos para priorizar segmentos y determinar las medidas de control requeridas para la operación segura.
- Hacer: Implementar las actividades previamente planeadas para la reducción del riesgo hasta la tolerancia para la compañía.
- Verificar: la estrategia de programa de gestión de integridad se revisa según la variación del riesgo entre lo planificado y lo implementado.
- Actuar: es una fase de corrección del ciclo del programa de gestión de integridad a partir de los resultados de reducción del riesgo, se realizan cambios y ajustes a la estrategia.

2.4 Diferencias en los Enfoques Normativos de Gestión de integridad en Oleoductos y Gasoductos (ASME B31.8S vs. API RP 1160)

Partiendo de lo expuesto en los anteriores numerales donde se presentaron las principales características de los estándares de gestión de integridad de gasoductos y oleoductos, podemos concluir que los gasoductos y oleoductos son estructuralmente similares, pero que las diferencias en los fluidos transportados y las consecuencias en caso de presentarse una falla entre ambos

transportes crean perfiles de riesgo y requerimientos de integridad que son significativamente distintas.

Al plantear los requerimientos de integridad como una de las principales diferencias entre los oleoductos y los gasoductos, se puede realizar un zoom en los componentes normativos que rigen cada operación, los Gasoductos siguen una perspectiva de gestión de nueve amenazas como los únicos riesgos que todos los operadores deben evaluar, lo que puede ser perfectamente efectivo dado que el gas natural es un producto relativamente homogéneo. Al contrario, el API RP 1160 utiliza una perspectiva orientada hacia la gestión del riesgo, no especifica un conjunto de amenazas, sino que expone la necesidad de evaluar todas las amenazas eventuales que pueden afectar la integridad, en el caso de la operación de los oleoductos es necesario mantener la flexibilidad debido a los diferentes productos.

La adecuada gestión de la integridad de un sistema de transporte no se puede garantizar con un enfoque estático de cumplimiento; más bien, la clave para el sostenimiento en el tiempo es construir un plan dinámico e integral, basado en actualización de datos de alta calidad.

La presente sección del análisis plantea las diferencias en la gestión de integridad, comenzando desde el fundamento teórico planteado en los códigos reguladores, hasta llegar a una tabla resumen comparativa, ver Tabla 4.

Tabla 4

Comparación entre Estándares ASME B31.8S y API 1160 para gestión de integridad

| Criterio | ASME B31.8S (Gestión de la Integridad del Sistema de Gasoductos) | API RP 1160 (Gestión de la Integridad del Sistema para Oleoductos de Líquidos Peligrosos) |
|--------------------------------|--|---|
| Aplicabilidad y Alcance | Gasoductos de transmisión. | Sistemas que transportan "líquidos peligrosos" según la definición de 49 |

| | | |
|--|--|---|
| | | CFR 195.2 (petróleo crudo, gasolina, líquidos altamente volátiles, etc.). |
| Tipo de Documento | Norma Nacional acreditada por ANSI; un suplemento de ASME B31.8. | Práctica Recomendada (RP); proporciona un marco para cumplir con los requisitos regulatorios. |
| Enfoque en el Área de Consecuencias | Define las Áreas de Alta Consecuencia (HCA), bajo un análisis dinámico basado en el cálculo del Radio de | Área de Altas Consecuencias (HCA): Un área geográfica definida que contiene receptores específicos (zonas pobladas, fuentes de agua potable, áreas ecológicamente sensibles). |
| Categorización de Amenazas | Dependientes del Tiempo, Independientes del Tiempo y Estables | Lista de amenazas potenciales |
| Modelos de Evaluación de Riesgos | Modelos Explícitamente Definidos | Exige un proceso de evaluación de riesgos sistemático y documentado, pero es menos prescriptivo sobre el modelo específico. |
| Evaluación del Programa | Requiere un plan de desempeño y un proceso de evaluación para identificar brechas e impulsar la mejora continua. | Requiere medidas de desempeño documentadas para seguir la efectividad del programa y realizar mejoras. |

Para resumir, todos los estándares de gestión de integridad exponen las herramientas para que los operadores operen sistemas de transporte de hidrocarburos de manera segura a lo largo del ciclo de vida del activo, disminuyendo así los potenciales impactos en el medio ambiente, las comunidades cercanas, y el personal que opera los activos.

3. Principales Amenazas que Afectan la Integridad de los sistemas de Transporte de Gas

El tema central del presente análisis se fundamenta en que, aunque las tuberías que transportan gas y petróleo se enfrentan a las mismas amenazas, su perfil de riesgo en cada uno es muy distinto, esta diferencia comienza con las propiedades físicas y químicas de su contenido (el gas o líquidos), por lo que también está relacionada con los modos de falla; también depende en última instancia de las atribuciones legales para evaluar riesgos.

El riesgo principal en el caso de los gases, un fluido compresible y más ligero que el aire, se encuentra en incendios bajo explosión, por consiguiente los estándares de regulación se orientan principalmente hacia la seguridad pública; en el caso de líquidos como el petróleo, que no se pueden comprimir y permanecen en el medio ambiente después de un derrame, presentan un riesgo significativo de contaminación del aire y suelo; por tanto, su legislación versa más bien sobre el medio ambiente.

Si deseamos comprender las amenazas específicas que acechan a los oleoductos y los gasoductos, es necesario, en primer lugar, construir los cimientos de una filosofía de global gestión integrada manteniendo así la filosofía global de la gestión de integridad, los estándares internacionales no nos limitan a enumerar las diferentes amenazas, sino que proponen asimismo sistemas de gestión integral, describen los procesos y técnicas empleados para identificar, analizar, mitigar y eliminar los riesgos de forma sistemática y permanente.

En su Tesis doctoral (Ordoñez, 2024), indica que los gasoductos son infraestructuras críticas que juegan un papel vital en la eficaz distribución de gas natural, conduciéndolo desde los puntos de producción hasta los puntos de consumo industriales y domésticos e incluso centrales termoeléctricas, además, indican que son infraestructuras construidas con materiales resistentes a

la fatiga como el acero para resistir las demandas del transporte a altas presiones; según las últimas estimaciones del Banco Europeo de Inversión y de otros organismos multilaterales el petróleo, junto con el gas, proporcionan más de la mitad de toda la energía que se consume en el mundo, por esta razón, la gestión de su integridad es la clave para garantizar un rendimiento óptimo y que no haya incidentes que afecten el medio ambiente o a las personas.

La amenaza a la integridad de los gasoductos pasa por un examen detallado que revela un cuadro complejo de riesgos, no hay una sola amenaza de importancia, sino que más bien todo se compone de un determinado número de factores riesgosos según la edad del tubo, donde se encuentre, su grado de utilización, etc, la conclusión es un panorama mixto, pero desde luego, hay puntos específicos de análisis:

- Según los datos estadísticos a nivel mundial, las causas más frecuentes de fallas en las tuberías son causado por daños por terceros o la corrosión (tanto interior como exterior), (Ordóñez, 2024), por esta razón se requiere programas de supervisión constante y la puesta en práctica de programas de mantenimiento preventivo y predictivo.
- En cuanto a la severidad de las consecuencias, las rupturas catastróficas son a menudo el resultado de la activación súbita de amenazas, esto incluye daños por terceros, así como defectos de soldadura o construcción fallidos crecen bajo tensiones inesperadas posiblemente causadas por fuerzas naturales extremas. Dicho de manera diferente, muchos tipos diferentes de peligros juntos aumentarán la potencia dañina resultante. Wang, Yong-Yi y Jia, Dan. (2021).
- Los defectos inherentes (de manufactura y construcción), aunque sean estadísticamente poco comunes en fallas directas de los sistemas modernos, desempeñan un papel como agente iniciador que desencadene una falla por la combinación con otras amenazas.

La norma ASME B31.8S proporciona un marco de trabajo riguroso y sistemático para la gestión de la integridad de los gasoductos, su enfoque prescriptivo se basa en la identificación y evaluación de un conjunto definido de nueve amenazas, organizadas en tres categorías fundamentales según su naturaleza y comportamiento a lo largo del tiempo; esta clasificación permite a los operadores desarrollar estrategias de inspección y mitigación específicas y priorizadas según las particularidades de cada operación:

3.1 Amenazas Dependientes del Tiempo

En este grupo se encuentran las amenazas que van creciendo con el tiempo, de manera que la reevaluación periódica se convierte en un factor esencial en su gestión, si no se controlan de manera apropiada, estos defectos pueden crecer hasta el punto de convertirse críticos dando lugar, entonces, a una falla.

Corrosión Externa

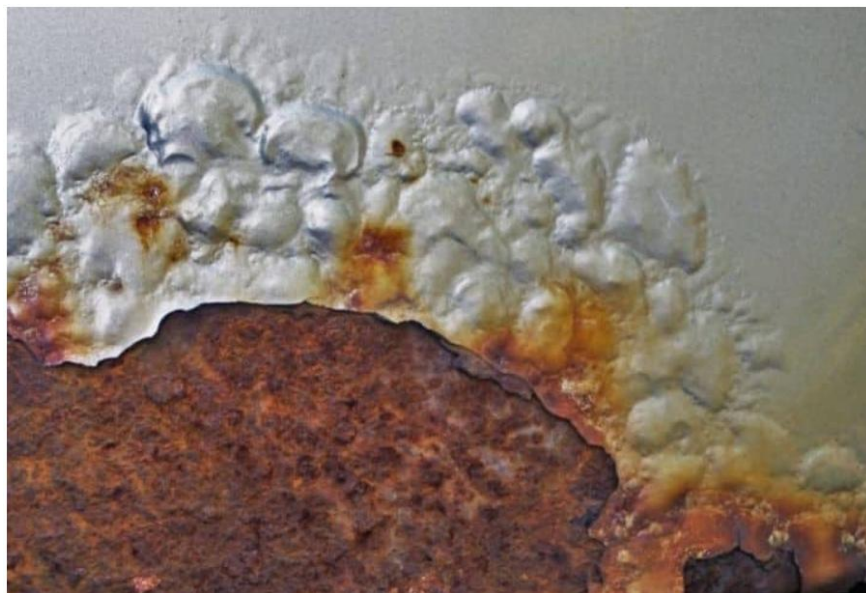
La corrosión externa es la degradación electroquímica del material de la tubería en su superficie exterior, causada por la interacción con el suelo, la humedad y otros agentes ambientales (INGAA Foundation, Inc.,2013); es una de las amenazas más universales y reconocidas en la industria de los ductos.

ASME B31.8 indica que la gestión de la amenaza de corrosión exterior se basa en la implementación de un sistema de dos barreras: la primera, el recubrimiento, que evita el contacto del acero de la tubería con el suelo, y la segunda la implementación de un sistema de protección catódica, el cual inyecta una corriente eléctrica para convertir toda la superficie del ducto en el cátodo de una celda electroquímica, previniendo así la pérdida de metal al eliminar la diferencia de potenciales.

La norma ASME B31.8 considera que esta amenaza nunca puede eliminarse por completo en los ductos de acero enterrados (American Society of Mechanical Engineers, 2022), por esta razón, la gestión de esta amenaza implica un monitoreo continuo de la eficacia de los sistemas de protección catódica y la inspección periódica de la condición del revestimiento.

Figura 1

Corrosión Generalizada



Nota. Tomado de EonCoat (s.f.), (<https://eoncoat.com/corrosion-101-what-is-corrosion/>).

Corrosión Interna

Para los gasoductos que transportan gas natural seco y de calidad comercial, la corrosión interna tiene una baja probabilidad de ocurrencia; sin embargo, la probabilidad existe y es debido a las condiciones operativas anómalas o "upset conditions" que introducen contaminantes, siendo el agua libre el principal agente corrosivo (INGAA Foundation, Inc.,2013).

Según la American Society of Mechanical Engineers, el gas natural, por especificación, debe tener un punto de rocío de agua muy bajo para evitar la condensación, sin embargo, fallas en

los equipos de deshidratación, arrastre de líquidos desde pozos o plantas de procesamiento, o cambios en la fuente de gas pueden introducir agua en el sistema.

Al presentarse agua en los sistemas de transporte de gas, esta tiende a acumularse en puntos bajos del ducto, como "drips", sifones, y tramos muertos ("dead legs"), generando un ambiente localizado donde puede generarse reacciones químicas como la corrosión, si además hay presencia de otros contaminantes como dióxido de carbono (CO₂) o sulfuro de hidrógeno (H₂S).

La gestión de esta amenaza se centra en la prevención mediante un estricto control de la calidad del gas, la limpieza interior de la tubería para evitar la acumulación de agua y contaminantes y el uso de herramientas de inspección inteligente (ILI) capaces de detectar pérdida de metal interna y poder intervenir mecánicamente los puntos donde es probable una ocurrencia de falla (American Society of Mechanical Engineers, 2022).

Figura 2

Corrosión Interna en Tubería de Crudo



Nota. Tomado de *Internal corrosion of pipelines carrying crude oil*, por D. Jayasinghe, 2021, Corrosionpedia (<https://www.corrosionpedia.com/internal-corrosion-of-pipelines-carrying-crude-oil/2/7282>).

Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión (Stress Corrosion Cracking - SCC)

El SCC es una forma particularmente de degradación del material que resulta en la formación de colonias de grietas finas y ramificadas en la superficie de la tubería. Este fenómeno ocurre debido a la confluencia de tres factores: un material de acero susceptible, la presencia de esfuerzos y un entorno corrosivo específico. Para los gasoductos se han identificado dos tipos principales de SCC: uno de pH alto (clásico) y otro de pH casi neutro, cada uno asociado a diferentes condiciones del suelo y del revestimiento.

El SCC es difícil de detectar porque las grietas pueden ser muy finas, su crecimiento puede ser lento durante años y luego acelerarse hasta provocar una ruptura súbita en la presencia de esfuerzos externos a la tubería, su predicción es difícil debido a que cambios súbitos pueden generar una falla.

La gestión de esta amenaza requiere una vigilancia continua con herramientas sofisticadas, incluyendo la evaluación de las condiciones del suelo, el historial operativo y el uso de herramientas ILI de alta tecnología diseñadas específicamente para detectar defectos de tipo grieta. (American Society of Mechanical Engineers, 2022).

3.2 Amenazas Estables en el Tiempo

Estas amenazas mencionan defectos introducidos en las tuberías de agua durante su fabricación o construcción. Por lo general, se consideran "estables" en el tiempo, ya que no crecen con el tiempo por sí mismas, sin embargo, pueden transformarse en un peligro significativo si se combinan con otras condiciones como carga cíclica (fatiga), daño mecánico o corrosión (INGAA Foundation, Inc., 2013).

Defectos de Fabricación

Los defectos de fabricación son defectos propios del proceso de fabricación de tuberías o sus componentes. Dentro de los más comunes ejemplos de este tipo de anomalías, se encuentran los defectos en la soldadura longitudinal, laminaciones en la pared de tubos, o propiedades del material que no se encuentran en especificación.

La gestión de esta amenaza se apoya en el registro de la fabricación (si están disponibles), los ensayos no destructivos, pruebas hidrostáticas que permiten identificar los defectos existentes y, finalmente, inspecciones ILI capaces de detección de anomalías en la costura.

Defectos de Construcción/Fabricación

Los defectos de construcción son daños o imperfecciones generadas durante la fase de construcción de la tubería. La norma ASME B31.8S identifica varios tipos, entre ellos:

- Soldaduras circunferenciales (girth welds) defectuosas: Falta de fusión, porosidad o grietas en las soldaduras que unen los tramos de tubería.
- Abolladuras (dents) y hendiduras (gouges): Deformaciones plásticas y pérdida de material causadas por el impacto de equipos de construcción.
- "Wrinkle bends": Ondulaciones en el interior de una curva, creadas durante el proceso de doblado en campo, que actúan como concentradores de tensión.
- Acoplamientos o roscas dañadas.

La gestión de estas amenazas requiere una revisión exhaustiva de los registros de construcción, incluyendo los procedimientos de soldadura, los informes de pruebas no destructivas (NDT) de las soldaduras y los informes de las pruebas hidrostáticas post-construcción. La interacción de estos defectos con otras amenazas, como el movimiento del terreno o la fatiga,

aumentan la criticidad de la amenaza, ya que por sí solos no generan una amenaza que se presente a corto plazo y con alta probabilidad de falla.

Falla de Equipos

ASME B.318 indica que esta categoría abarca la falla de cualquier componente del sistema de transporte de hidrocarburos que no sea la tubería en sí, esto incluye válvulas, bridas, empaquetaduras, sellos, actuadores y equipos de control y alivio de presión en estaciones de compresión o regulación.

Una falla en estos equipos puede llevar a una pérdida de contención o a una sobrepresión del sistema; la gestión se basa en programas de mantenimiento preventivo, inspección regular de los componentes de las estaciones y el cumplimiento de los códigos de diseño y operación de estas instalaciones.

3.3 Amenazas Independientes en el Tiempo

Estas amenazas pueden presentarse en cualquier momento y están asociadas en su mayoría a eventos externos a la operación, no presentan un crecimiento gradual a lo largo del tiempo de operación, sino que pueden ocurrir en cualquier momento (INGAA Foundation, Inc.,2013).

Daño por Terceros Involuntarios

Las fallas en las tuberías de transporte de hidrocarburos asociadas a daños por terceros históricamente han sido muy comunes, la naturaleza de esta amenaza está asociada a la interacción de los terceros ubicados en la cercanía de la tubería y que al ejecutar actividades con maquinaria pesada pueda llegar a causar un daño a la tubería, de forma voluntario o accidental.

Su ocurrencia puede ocurrir en cualquier momento y sin previo aviso, y las consecuencias pueden variar entre una abolladura, daño en el recubrimiento, rayon con pérdida de metal o rotura

total de la tubería, por eso tanto la normatividad como ASME B31.8S disponen que siempre hay que considerarla activa.

La gestión de la amenaza busca centrar los esfuerzos en la prevención mediante la articulación con los terceros que están en la cercanía de la tubería generando conciencia de los riesgos asociados a las fallas de las tuberías, la socialización de sistemas "One-Call" (línea de emergencia), la señalización del derecho de vía, los recorridos a cadena pisada y sobrevuelos.

Operaciones Incorrectas

Esta amenaza focaliza el riesgo asociado a los errores humanos en los profesionales que participan en la operación de los sistemas de transporte de tubería, el aseguramiento de los procedimientos operativos, la alineación incorrecta de válvulas, o una sobrepresión del sistema debido a un control inadecuado (INGAA Foundation, Inc.,2013); al igual que el daño por terceros, se considera una amenaza siempre activa ya que es inherente a la operación y puede presentarse en cualquier momento. (American Society of Mechanical Engineers, 2022).

La gestión de esta amenaza se centra en el uso de procedimientos operativos robustos y bien documentados, planes de capacitación detallados para el personal, implementación de sistemas de control y alarmas adecuados.

Fuerzas Externas y Clima

Esta categoría considera los daños en las tuberías debidos a condiciones naturales o fuerzas externas, generalmente, movimientos de tierra (American Society of Mechanical Engineers, 2022). La clasificación más ejemplar incluye movimientos de tierra tales como deslizamientos, hundimientos y fallas geológicas; o afectaciones a los cruces de cuerpos de agua, tales como, inundaciones que pueden debilitar el soporte del tubo (American Society of Mechanical Engineers, 2022).

La gestión de esta amenaza requiere programas de prevención y predicción, que permitan mediante instrumentación predecir los efectos climatológicos sobre la tubería y poder sectorizar la infraestructura con las áreas de alta susceptibilidad; las estrategias de mitigación pueden incluir obras de estabilización del derecho de vía, protección contra la erosión en los cruces fluviales, o el diseño de soportes especiales para la tubería. La amenaza se considera siempre presente ya que está asociada a factores externos como el clima y el efecto que causa en la estabilidad de la tubería o el derecho de vía (American Society of Mechanical Engineers, 2022).

3.4 Amenazas Interactivas - Fatiga

La amenaza de la fatiga es definida por la norma ASME B31.8 no como una amenaza en sí, pero como una condición de funcionamiento que se debe contar cuando también evaluar la gravedad de otras amenazas, especialmente las estables.

La fatiga es el debilitamiento de un material causado por cargas repetidas o cíclicas, los gasoductos, al ser sistemas que transportan un fluido compresible, están inherentemente sujetos a ciclos de presión más frecuentes y de mayor amplitud que los oleoductos, estas fluctuaciones de presión, impulsadas por la operación de las estaciones de compresión y las variaciones en la demanda de los consumidores a diferentes horas del día, imponen cargas cíclicas en la pared de la tubería.

De forma similar, la fatiga puede hacer que un pequeño defecto como una grieta de construcción o una abolladura en una sección estable a presión constante sea el punto de arranque para la generación de grietas por fatiga en las condiciones de funcionamiento con cargas cíclicas; esto conduce a un crecimiento lento hasta que alcance un tamaño crítico, momento en que la ruptura se produce rápidamente (INGAA Foundation, Inc.,2013).

Con lo anterior podemos concluir que el Estándar ASME B31.8 recomienda que la gestión de la integridad no se limite a una evaluación estática de los defectos, si no, que se requiere una integración dinámica de la información disponible acerca de la condición del ducto, los datos operativos, resultados disponibles de mantenimientos, para poder así predecir y prevenir fallas complejas que surgen de la interacción de múltiples factores; esta perspectiva es particularmente crucial para los sistemas de gas debido a la naturaleza compresible del fluido que transportan.

Como ya lo mencionamos anteriormente, el cambio de operación de un sistema de transporte requiere de ciertos controles para garantizar la continuidad de la operación, uno de los pasos principales es la identificación de las variables que afectan la integridad de cada sistema de transporte y esto que impacto tiene en la operación, en caso de no ser gestionadas.

Tabla 5

Comparación de Amenazas que afectan la Integridad de Gasoductos y Oleoductos

| Amenaza Específica | Análisis en Gasoductos (Basado en ASME B31.8S) | Análisis en Oleoductos (Basado en API RP 1160) | Diferencias Clave y Factores Impulsores | Diferencia en Consecuencias de Falla Primarias |
|--------------------------|--|---|--|--|
| Corrosión Interna | La amenaza es localizada en puntos de acumulación de líquidos. Gestionada mediante control de calidad del gas y monitoreo de puntos bajos. | Condición crónica y esperada debido a la presencia inherente de agua, sales, H2S (crudo agrio), CO2 y bacterias (MIC). Gestionada con inhibidores, limpieza y monitoreo continuo. | Naturaleza del Fluido: Gas (seco) vs. Líquido (húmedo/contaminado). La corrosividad es una propiedad intrínseca del crudo, pero no tan común en el gas. | Fuga de Gas: Riesgo de ignición. Fuga de Líquido: Contaminación del producto, adelgazamiento de la pared que lleva a un derrame. |
| Corrosión Externa | Amenaza universal gestionada con revestimiento y protección catódica. Considerada una amenaza siempre activa en ductos de | Gestionada con revestimiento y protección catódica | Sin diferencia fundamental en el mecanismo. Ambos sistemas dependen de barreras físicas (revestimiento) y | Fuga de Gas: Riesgo de ignición. Fuga de Líquido: Derrame y contaminación ambiental. |

| | | | | | |
|--|--|--|--|---|--|
| <p>Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión (SCC)</p> | <p>acero por la interacción con el medio. Amenaza insidiosa que requiere la confluencia de material susceptible, tensión y un ambiente corrosivo específico. Considerada siempre activa. La detección requiere herramientas ILI avanzadas.</p> | <p>También una amenaza que puede presentarse según las condiciones del medio.</p> | <p>protección catódica para la protección.</p> | <p>Ambiente Corrosivo: En gasoductos, el ambiente es creado por el electrolito del suelo. En oleoductos, puede ser creado tanto externa como internamente por la química del producto (ej. H2S).</p> | <p>Falla Súbita (Ruptura): Conduce a una liberación masiva. Gas: Explosión. Líquido: Derrame a gran escala.</p> |
| <p>Daño por Terceros</p> | <p>Una de las principales causas de fallas catastróficas.</p> | <p>También una amenaza crítica.</p> | <p>La liberación de gas es menos visible que un derrame de líquido, pero puede crear un peligro de explosión con mayor impacto, en caso de una fuga de líquido, es más fácilmente perceptible.</p> | <p>Gas: Ruptura con potencial de ignición y explosión. Líquido: Ruptura con derrame masivo y contaminación.</p> | |
| <p>Defectos de Construcción/Fabricación</p> | <p>Defectos latentes (soldaduras, abolladuras, etc.) que son estables a menos que interactúen con otras cargas, como la fatiga por ciclos de presión.</p> | <p>Mismos tipos de defectos.</p> | <p>El sistema de gas, mayor frecuencia de cargas cíclicas.</p> | <p>La falla puede ser una fuga o una ruptura. Las consecuencias dependen del fluido liberado.</p> | |
| <p>Operaciones Incorrectas</p> | <p>Amenaza siempre activa que incluye no seguir procedimientos, sobrepresión, etc.</p> | <p>Amenaza siempre activa con principios de mitigación similares.</p> | <p>Sin diferencia fundamental en la naturaleza de la amenaza.</p> | <p>Gas: Liberación no controlada con riesgo de ignición. Líquido: Derrame, contaminación, sobrepresión del sistema.</p> | |
| <p>Falla de Equipos</p> | <p>Falla de componentes de estaciones</p> | <p>Falla de componentes de estaciones</p> | <p>Diferencia en el tipo de equipo: Compresores (gas) vs. Bombas (líquido).</p> | <p>Fuga con consecuencias dependientes del fluido.</p> | |
| <p>Clima y Fuerzas Externas</p> | <p>Movimientos de tierra, inundaciones, terremotos.</p> | <p>Mismos peligros naturales. El riesgo se evalúa con un fuerte énfasis en las consecuencias ambientales</p> | <p>Diferencia en la Evaluación de Consecuencias</p> | <p>Gas: Ruptura con riesgo de ignición. Líquido: Ruptura con derrame y contaminación ambiental a gran escala.</p> | |
| <p>Fatiga por Ciclos de Presión</p> | <p>Preocupación significativa debido a la compresibilidad</p> | <p>Menos preocupante que en los</p> | <p>Compresibilidad del Fluido: El gas es</p> | <p>Falla por Fatiga: Ruptura súbita, con consecuencias</p> | |

| | | | | |
|---|--|-------------------------------|--------------------------|-----|
| del gas, que conduce a ciclos de presión más frecuentes y de mayor amplitud. Puede causar el crecimiento de defectos identificados en la tubería. | gasoductos, ya que los líquidos son incompresibles y los sistemas operan con perfiles de presión más estables. | compresible, los líquidos no. | dependientes del fluido. | del |
|---|--|-------------------------------|--------------------------|-----|

Nota. Esta tabla resume y contrasta las principales amenazas a la integridad para gasoductos y oleoductos, basándose en los estándares y prácticas discutidos en los capítulos anteriores.

4. Gestión de riesgos

En Colombia se establece la gestión de riesgos principalmente mediante la adopción de estándares internacionales adaptados a la realidad local; siendo la norma NTC ISO 31000 una guía de buenas prácticas y el referente principal. Según la norma NTC ISO 31000 (2018), se entiende por gestión de riesgos como: “Actividades coordinadas para dirigir y controlar la organización con relación al riesgo” (p. 2).

Esta definición implica que la gestión de riesgos incluye todas las actividades sistemáticas que una empresa lleva a cabo para identificar, evaluar, gestionar, supervisar y comunicar los riesgos que puedan influir en el logro de sus objetivos. Aspectos fundamentales en el proceso de la gestión de riesgos según esta norma incluyen:

- Identificación de riesgos
- Análisis de riesgos
- Evaluación de riesgos
- Tratamiento de los riesgos

- Seguimiento y revisiones

4.1 Evaluación de la integridad del activo existente

Con el fin de realizar un análisis para evaluar la integridad del oleoducto existente y determinar la viabilidad para el nuevo servicio de transporte de gas, se puede llevar a cabo una inspección basada en riesgos, de acuerdo con la práctica recomendada API 580, Risk-Based Inspection (RBI).

La Inspección Basada en Riesgo, es un enfoque sistemático que busca optimizar los recursos de inspección y mantenimiento, orientándolos a los componentes que presenten un mayor riesgo de la infraestructura. La fórmula con la que define el riesgo esta metodología es:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de Falla (PoF)} \times \text{Consecuencia de Falla (CoF)}$$

Al analizar ambos factores para cada segmento del ducto, se obtiene un perfil de riesgo a lo largo de toda su extensión.

- Probabilidad de falla (PoF): Estima la probabilidad de que ocurra una pérdida de contención en un segmento del ducto, determinando el crecimiento de defectos activos y la susceptibilidad del ducto a otros mecanismos de falla. Para esto se recopila registros históricos como:
 - Información disponible del ducto, diseño, dossier de Construcción (Especificación del Procedimiento de Soldadura, recubrimiento, Informe de Certificación de Materiales, entre otros), inspecciones y pruebas.
 - Datos de operación y mantenimiento, incluidos registros de fugas, inspecciones, fallas, registros de reparaciones, protección catódica y prácticas de control de corrosión interna.
- Consecuencia de la Falla (CoF): Estima el nivel de impacto ante la falla del ducto. Para el caso de la conversión de servicio, este es el componente que más afectación o cambio representativo tiene, teniendo en cuenta que una fuga de gas, al ser un fluido compresible e inflamable, puede

resultar en incendio y/o explosión, y que una descompresión rápida del gas puede causar una "fractura propagante" que destruya largos tramos del ducto. Para la definición de este impacto requiere contar con un modelo de simulación de consecuencias, pasando de simular un derrame de líquido a modelar una liberación de gas a alta presión.

Los resultados del análisis RBI son el insumo principal para desarrollar el Plan de Gestión de Integridad inicial para el nuevo gasoducto.

4.2 Identificación de peligros y evaluación de riesgos

Así como la metodología RBI permite el análisis de la integridad del ducto, existen otras metodologías para identificar los peligros y la evaluar los riesgos asociados a las modificaciones a realizar en el activo y a la operación de este.

En cada organización existen diversas metodologías, buscando prevenir la materialización o la mitigación de las posibles consecuencias de los riesgos identificados. Algunas de las metodologías de análisis de riesgos empleadas son:

4.2.1 Estudio de peligros y operatividad (Hazard and Operability - HAZOP)

Metodología cualitativa y estructurada de análisis de riesgos, utilizada para identificar desviaciones en procesos industriales que puedan generar condiciones inseguras o fallas operativas. Su propósito es detectar, de forma sistemática, las causas de las posibles desviaciones, sus consecuencias y establecer las salvaguardas y acciones correctivas necesarias para garantizar la seguridad operacional y mitigar los riesgos.

Para el desarrollo de un estudio HAZOP, el equipo multidisciplinario responsable realiza una división en nodos (secciones lógicas más pequeñas) el proceso y analiza cada uno de estos, aplicando sistemáticamente un conjunto de "palabras guía" (por ejemplo: no, más, menos, inverso,

además de, diferente a, entre otros) a los "parámetros del proceso" (por ejemplo: presión, temperatura, caudal, nivel, composición, viscosidad, entre otros).

Esta técnica se utiliza con la evaluación del nivel del riesgo utilizando una matriz de análisis de riesgos (RAM), construida de acuerdo con la tolerabilidad de la empresa.

4.2.2 Análisis Bowtie

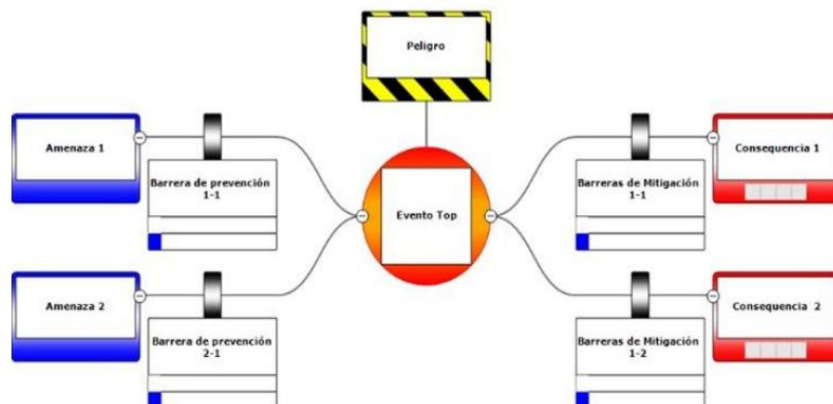
Metodología de análisis de riesgos de tipo cualitativa/visual, que consiste en la construcción de un diagrama que muestra la relación entre peligros, amenazas, controles y consecuencias. El diagrama consta de dos lados y en el centro de estos, de un evento principal.

El lado izquierdo (preventivo): Detalla las amenazas o causas que podrían llevar a la materialización de un evento no deseado (evento top). En este lado se identifican las barreras de prevención, que son los controles implementados para evitar que las amenazas ocurran.

El lado derecho (reactivo o de mitigación): Describe las posibles consecuencias que se derivarían si el evento tope llegara a ocurrir. En esta sección se especifican las barreras de recuperación o mitigación, que son las medidas de control diseñadas para reducir la severidad de las consecuencias una vez que el evento ha ocurrido.

Figura 3

Estructura del diagrama bowtie



Nota. Tomado de *Análisis de las barreras de protección de un sistema de tratamiento de gas bajo la metodología bowtie*, por J. E. Rodríguez Herreño, 2023, Universidad Industrial de Santander

4.2.3 Modos de Falla y Análisis de Efectos, FMEA (Failure Modes and Effects Analysis).

Es un método cualitativo que permite enfocarse en la prevención, priorización de los recursos e identificación de acciones para reducir la probabilidad de que ocurran fallas y mitigar su impacto.

Para el desarrollo de un FMEA se debe:

- Descomponer el proceso o producto en sus elementos o pasos lógicos.
- Identificar los elementos o pasos del proceso que están en riesgo de contribuir a una falla.
- Definir para cada paso: modos de falla, causas potenciales y efectos potenciales.
- Documentar los controles actuales.
- Calcular el RPN (Risk Priority Number) de cada modo de falla usando tres criterios, en una escala de 1 a 10:
 - Severidad (S): ¿Qué tan grave es el efecto de la falla?
 - Ocurrencia (O): ¿Con qué frecuencia es probable que ocurra la causa?
 - Detección (D): ¿Qué tan probable es que los controles actuales detecten la falla o su causa antes de que ocurra?
- Definir acciones para eliminar o reducir el riesgo, priorizando por los RPN más altos.

4.2.4 Análisis por listas de chequeo

Es una metodología sencilla que se basa en el uso de listados predefinidos con los atributos del proceso a evaluar, pasos de la operación a realizar o peligros ya conocidos, para verificar que no se haya omitido ninguno de estos y que se cumplan las medidas de control estándar. La base de

la metodología es una serie de preguntas que, típicamente, se responden con un "Sí", "No" o "No Aplica".

En este análisis es relevante la calidad y la exhaustividad de la lista que se va a aplicar. Las listas pueden provenir de Estándares de la industria (por ejemplo: API, ISO, NFPA), regulaciones gubernamentales, procedimientos internos de la empresa o peligros identificados anteriormente.

Una vez aplicadas las listas e identificadas las desviaciones se procede a evaluar el riesgo asociado utilizando una matriz de análisis de riesgos (RAM), construida de acuerdo con la tolerabilidad de la empresa y se determinan las acciones para solucionar la desviación.

4.2.5 Análisis ¿Qué pasa si? (¿What if?)

Es una metodología de análisis cualitativo que se basa en la experiencia de un equipo conocedor del proceso a evaluar, cuyo fin es identificar peligros mediante una lluvia de ideas. Durante esta actividad, se formulan preguntas que comienzan con la frase: “¿Qué pasa si...?”, las cuales exploran escenarios de falla, errores humanos, desviaciones del proceso y fallos en los equipos, con el objetivo de determinar sus posibles consecuencias y la adecuación de las salvaguardas existentes, en caso de que estas salvaguardas no sean suficientes, el equipo propone acciones o recomendaciones para reducir el riesgo.

Esta técnica se utiliza con la evaluación del nivel del riesgo utilizando una matriz de análisis de riesgos (RAM), construida de acuerdo con la tolerabilidad de la empresa.

Tabla 6

Comparativa entre metodologías de riesgo.

| Característica | Listas de Chequeo | ¿Qué Pasa Si? (What-If) | FMEA | HAZOP | Análisis Bowtie |
|---|--|---|--|--|--|
| Enfoque Principal | Conformidad: Verifica el cumplimiento con estándares, normativa y prácticas conocidas. | Exploratorio: Lluvia de ideas para encontrar desviaciones. | Falla de Componentes: Análisis inductivo ("de abajo hacia arriba") de cómo fallan los equipos. | Desviación del Proceso: Análisis deductivo y sistemático de cómo se desvía un proceso de su diseño. | Gestión de Barreras: Conecta visualmente causas, controles, consecuencias y mitigaciones. |
| Tipo de Análisis | Cualitativo | Cualitativo | Cualitativo | Cualitativo | Cualitativo / Visual |
| Escenarios de Aplicación Recomendada | <ul style="list-style-type: none"> • Tareas rutinarias. • Auditorías de aseguramiento • Inspecciones pre-arranque • Sistemas muy estandarizados. | <ul style="list-style-type: none"> • Procesos simples • Evaluación de modificaciones • Análisis de procedimientos operativos • Etapas tempranas del diseño. | <ul style="list-style-type: none"> • Diseño de productos nuevos • Análisis de confiabilidad de equipos • Optimización de planes de mantenimiento. | <ul style="list-style-type: none"> • Procesos complejos y de alto riesgo • Fase de diseño detallado (P&ID) • Industrias química y de Oil & Gas • Análisis de cambios significativos. | <ul style="list-style-type: none"> • Comunicación de riesgos a todo nivel • Auditoría de la efectividad de los controles • Investigación de incidentes. |
| Fortaleza Principal | Rapidez y sencillez. Asegura la consistencia y el cumplimiento. | Flexibilidad y creatividad. Se adapta fácilmente a diferentes situaciones. | Exhaustivo a nivel de componente. Excelente para mejorar la confiabilidad. | Sistemático y riguroso. Muy eficaz para descubrir peligros ocultos en procesos complejos. | Visual y fácil de entender. Comunica claramente la gestión de un riesgo. |
| Debilidad Principal | Limitado a peligros ya conocidos. No identifica riesgos nuevos. | Depende de la experiencia del equipo. Puede ser superficial si el equipo es débil. | Puede ser muy laborioso y detallado. Se enfoca en fallas individuales. | Consume mucho tiempo y recursos. Puede ser excesivo para sistemas simples. | Simplifica escenarios complejos, pudiendo omitir detalles. |

Nota. En esta tabla se presenta una comparación entre metodologías de riesgo tratadas anteriormente.

4.3 Análisis de riesgos asociados a la gestión de integridad en la conversión

| FORMATO PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO QUE PASA SI (WHAT IF) | | | | | | | | |
|--|--|--|-------------------------|---|---|-------------|---|---|
| Objetivo del taller de Riesgos: | | Identificar los riesgos asociados a la gestión de integridad requerida para la conversión de un oleoducto a gasoducto, y las posibles acciones para mitigarlos. | | | | | | |
| Observaciones Generales | | Teniendo en cuenta que este análisis de riesgos se hace a nivel general, se parte de la consideración que no se cuenta con salvaguardas implementadas. | | | | | | |
| # | ¿QUE PASA SI...? | CONSECUENCIA (Sin Salvaguardas) | RIESGO INHERENTE C P VR | ACCIONES REQUERIDAS PARA DISMINUIR RIESGO | RIESGO RESIDUAL C P VR | RESPONSABLE | | |
| 1 | La validación de compatibilidad de materiales y componentes no se conoce, está incompleta o es incorrecta, y existen elementos del ducto (tubería, válvulas, bridas, empalmes, etc.) que no son aptos para el servicio con gas | 1. Falta Catastrófica. 2. Pérdida de Contención. 3. Incendio y/o explosión. 4. Sobrecostos por reparación y reemplazo de componentes no compatibles, debido que realizarlos teniendo el ducto en operación es más costoso y complejo que hacerlo durante la fase de conversión. | 5E | A | 1. Revisión de los registros MTRs (Material Test Reports) en donde se pueda validar la composición química del acero, las propiedades mecánicas, los materiales de los internos, los resultados de pruebas no destructivas, pruebas destructivas (tenacidad del material) y las especificaciones técnicas de accesorios (rating, material, trim, tipo de conexión), entre otros. 2. Análisis de propagación de fractura para definir una MAOP segura. 3. Revisar y reemplazar todos los componentes no certificados para servicio de gas. 4. Seleccionar los materiales de sellado compatibles con la composición del gas. | 5B | I | Área de integridad |
| 2 | El estudio de "Location Class" es incorrecto, y se establece un factor de diseño errado | 1. Uso de factor de seguridad menor que el exigido por la normativa para proteger a la población. 2. Aumento del riesgo ante una fuga o rotura. 3. Sanciones económicas y/o suspensión de la licencia de operación debido a incumplimiento normativo técnica de seguridad para gasoductos. | 6D | A | 1. Realizar un estudio de "Location Class". 2. Realizar el cálculo de la PMOP para cada segmento del ducto, teniendo en cuenta: El factor de diseño que corresponda a la "Location Class" definido y la MAOP establecida. 3. Realizar los reemplazos, modificaciones o reparaciones necesarias para garantizar el esfuerzo operativo de acuerdo con el "Location Class". 4. Actualización de la filosofía de seccionamiento y de detección de fugas en zonas densamente pobladas. | 3B | M | Área de integridad Área de riesgos operacionales |
| 3 | Las costuras de la soldadura presentan anomalías tipo grietas | 1. Rápida propagación de grietas preexistentes a presión de operación normal, debido a: - Ciclos de presión más frecuentes y amplios (por la demanda variable del gas). - Alta energía neumática acumulada en el gas comprimido. 2. Falta Catastrófica. 3. Pérdida de Contención. 4. Incendio y/o explosión | 5D | A | 1. Realizar corridas ILI de múltiples tecnologías (Magnetic flux leakage de alta resolución MFL + UT-CD). 2. Realizar Fitness-for-Service para todas las indicaciones de grietas y defectos críticos. 3. Construir y ejecutar programa de excavación y validación directa de indicaciones ILI. Nota: Acciones que se deben asegurar antes de la prueba hidrostática. | 5B | I | Área de integridad |
| 4 | Durante el retro del crudo (drenaje), el procedimiento de bombeo y desplazamiento del crudo remanente falla, causando la formación de "tapones" o la aglutinamiento de crudo en puntos bajos de la tubería, o en tramos con cambios de elevación | 1. Bloqueo del ducto por completo, impidiendo el drenaje adecuado y deteniendo el proyecto, lo que implicaría una operación de alto riesgo y costo. 2. Posible derrame de crudo con afectación ambiental. 3. Afectación reputacional. | 5D | A | 1. Elaborar un plan de drenaje basado en un estudio de las elevaciones y topografía del ducto, la viscosidad del crudo y las condiciones operativas, que incluya inyección de diluyentes, como la Nafta o Diesel (según la composición del crudo). 2. Utilizar "herramienta de limpieza - pig" equipadas con sensores de presión, temperatura y sistema de emisión de señal electromagnética para seguir el avance del fluido de desplazamiento y detectar la localización de cualquier anomalía o acumulación de presión que pueda indicar la formación de un tapón. 3. Implementar un control estricto de la velocidad de inyección y el volumen del fluido de desplazamiento para evitar la sobrepresurización y garantizar un drenaje lento y constante. | 3C | M | Área de planeación logística de transporte Área de integridad Área de riesgos operacionales |
| 5 | No se limpia adecuadamente el ducto, eliminando completamente el crudo residual, parafinas, asfaltenos, agua libre, entre otros residuos | 1. Contaminación del producto. 2. Inicio de mecanismos de corrosión agresivos, generando picaduras o fisuras. 3. Afectación de equipos. | 3E | I | 1. Construir y ejecutar un plan de corridas con raspadores de limpieza, en donde se contemplen herramientas que permitan remover tanto los residuos blandos y el líquido existente, como los depósitos duros y las incrustaciones. Adicionalmente, en donde se contemple el uso de un gas impulsor, los puntos de inyección de este gas y el cumplimiento de la reglamentación de las corporaciones ambientales. 2. Determinar la necesidad de realizar una limpieza química y en caso de ser requerido aplicarla. 3. Realizar una verificación final en la que se asegure que los residuos sólidos cumplan con el umbral establecido y la concentración de hidrocarburos residuales en el efluente líquido de la corrida final, sea insignificante. 4. Documentar cada una de las limpiezas y residuos obtenidos, para que esto sirva de ayuda e incluso en el estudio de la condición interna del ducto y los mecanismos de degradación que estuvieron activos durante su servicio como oleoducto. | 3B | M | Área de integridad |
| 6 | La prueba hidrostática aplicada fue incorrecta | 1. Falta en servicio a una presión de operación normal, con una falsa sensación de seguridad proporcionada por la prueba. 2. Falta Catastrófica. 3. Pérdida de Contención. 4. Incendio y/o explosión. 5. Afectación a personas. 6. Afectación económica. | 6D | A | 1. Realizar un estudio de "Location Class". 2. Realizar el cálculo de la PMOP para cada segmento del ducto, teniendo en cuenta: El factor de diseño que corresponda a la "Location Class" definido y la MAOP establecida. 3. Implementar un procedimiento de prueba hidrostática controlada en donde se incluya: - Presión de prueba - Tasa de presurización - Tiempo de sostenimiento (norma establecida que son 4 horas) - Monitoreo preciso de la relación presión-volumen durante la prueba | 3B | M | Área de integridad Área de riesgos operacionales |
| 7 | No se aseguró la eliminación de la humedad en el ducto. | 1. Formación de hidratos. 2. Contribución a la corrosión interna. | 3D | I | 1. Eliminar el vapor de agua y la humedad adherida a las paredes del ducto, ayudado por espumas de limpieza y un gas seco de arrastre, con monitoreo de humedad en la salida del ducto. (No puede superar los 97 mg/m3 o 6 lb/MPC5) | 2B | M | Área de integridad |
| 8 | El nuevo perfil de presiones operativas del gasoducto, caracterizado por fluctuaciones frecuentes (ciclos), activa el crecimiento por fatiga de defectos que eran estables y leves durante el servicio con crudo | 1. Falta Súbita e Inesperada. 2. Pérdida de contención. 3. Incendio y/o explosión. 4. Afectación económica. | 5D | A | 1. Tener una corrida de grietas UT-CD previo a la conversión de servicio. 2. Realizar un estudio detallado para predecir con precisión cuáles serán las fluctuaciones de presión (ciclos) del nuevo servicio del ducto. 3. Realizar un análisis de vida por fatiga. 4. Reparar todos los defectos identificados en el análisis como susceptibles al crecimiento por fatiga. 5. Ajustar el programa de gestión de integridad, de acuerdo con los resultados de los análisis. En operación: 6. Monitorear los ciclos de presión operativos. | 3B | M | Área de integridad |
| 9 | Se omite la prueba de fugas a baja presión antes de la gasificación, asumiendo erróneamente que la prueba hidrostática ya garantizó la hermeticidad total del ducto. | 1. Fugas pequeñas no detectadas. 2. Creación de Atmósferas Explosivas. 3. Afectaciones económicas. 4. Afectaciones ambientales. | 3E | I | 1. Cambiar todos los empalmes en las conexiones y asegurar los procedimientos de torqueo de juntas bridadas. 2. Construir procedimiento y ejecutar la prueba de hermeticidad neumática a baja presión, teniendo en cuenta: - Presión y Duración - Fluido de Prueba (inerte, seco, económico y amigable ambientalmente) - Criterio de Aceptación - Cambio de empalmes, en caso que se presente fuga. 3. Realizar inspección del 100% de las conexiones en el ducto. | 3C | M | Área de integridad |
| 10 | No se realizan limpiezas después del cambio de servicio | 1. Fortalecimiento de los mecanismos de corrosión interna. | 4E | A | 1. Construir plan de ajuste de sistemas de limpiezas para corrosión interna (frecuencia y tipo). 2. Revisar y ajustar el sistema de trampas para cambio de servicio de líquido a gas. 3. Rediseñar herramientas de limpieza tipo "pig". | 3C | M | Área de integridad |
| 11 | El sistema de protección catódica existente, diseñado para el oleoducto, no se revisa y ni se adecúa para el nuevo servicio | 1. Inicio de la Corrosión Externa. 2. Pérdida de contención (largo plazo). 3. Incumplimiento normativo. | 3D | I | 1. Evaluar el sistema de protección catódica actual y realizar las actualizaciones, modificaciones o reparaciones requeridas para asegurar una protección catódica adecuada. 2. Validar la necesidad de desarrollar nuevos estudios de resistividad del suelo y de interferencias eléctricas a lo largo del ducto. 3. Inspeccionar y reparar cualquier daño al recubrimiento externo del ducto. | 2B | M | Área de integridad |

C: Consecuencia P: Probabilidad VR: Valoración de Riesgo B: Bajo M: Medio I: Intermedio A: Alto MA: Muy Alto

Para analizar los posibles riesgos asociados a la gestión de integridad en la conversión de un oleoducto a gasoducto, se seleccionó la metodología “¿What If?”, teniendo en cuenta que uno de los escenarios de aplicabilidad recomendado para el uso de esta metodología es la “evaluación de modificaciones” que es el caso revisado, adicionalmente, debido a su flexibilidad y a que en el equipo que participaría en el análisis existía experiencia en la temática de integridad, lo que permitía realizar una lluvia de ideas estructurada logrando una cobertura amplia de los riesgos, abarcando desde la idoneidad de los materiales hasta los procedimientos de limpieza y puesta en marcha del nuevo servicio.

Adicionalmente, para la valoración de los riesgos asociados a la gestión de integridad en la conversión, se utilizó la matriz de análisis de riesgos (RAM) detallada en el apéndice A.

5. Manejo del Cambio

5.1 Seguridad de Proceso Basada en Riesgos

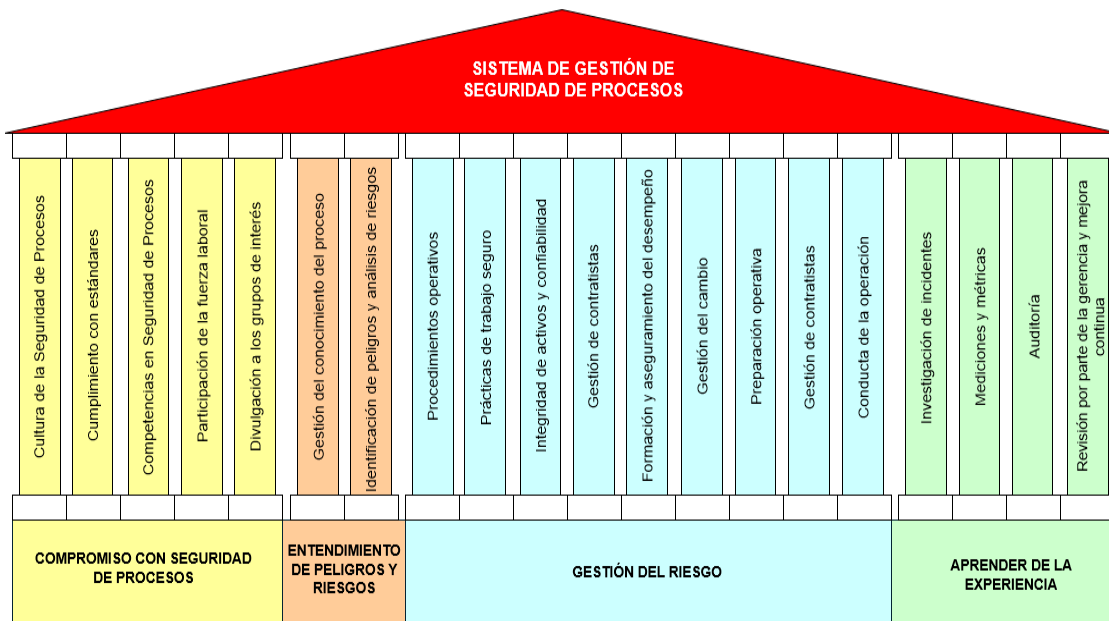
De acuerdo con algunos lineamientos de la seguridad de procesos basada en riesgos dados por el CCPS (Center for Chemical Process Safety), un sistema de gestión de seguridad de procesos incorpora cuatro pilares principales de prevención de accidentes, los cuales están compuestos por 20 elementos interdependientes.

Uno de los cuatro pilares principales, es el de Gestión del Riesgo, el cual se enfoca en la mitigación del riesgo mediante: 1) Buenas prácticas y conductas en la operación, 2) Adecuado mantenimiento a los procesos y/o activos que generan el riesgo, 3) Gestión de los contratistas que intervienen en los diferentes procesos, 4) **Gestión del Cambio en los procesos para asegurar**

que se mantiene el riesgo en niveles tolerables y 5) Preparación para la respuesta y la gestión de emergencia o incidentes que se produzcan.

Figura 4

Pilares Fundamentales y elementos asociados que constituyen un robusto sistema de gestión de seguridad de procesos basada en riesgos.



Nota. El gráfico muestra los cuatro pilares del modelo CCPS: 1) Compromiso con la seguridad de los procesos, 2) Entendimiento de peligros y riesgos, 3) Gestión del riesgo y 4) Aprender de la experiencia, en donde se evidencia el elemento "Gestión del Cambio" dentro del tercer pilar. Adaptado de *Guidelines for Risk Based Process Safety* (p. 7), por Center for Chemical Process Safety, 2007, Wiley.

El elemento "Gestión del Cambio" (MOC, por sus siglas en inglés), en un Sistema de Gestión de Seguridad de Procesos, se convierte en un elemento central en la conversión de oleoducto a gasoducto, para poder realizar este cambio de manera segura y controlada. Dentro del

sistema de gestión, el MOC es el mecanismo formal que asegura que ningún cambio, ya sea en la tecnología de los activos del proceso, en los procesos de operación y control, o en las sustancias, introduzca nuevos peligros que pasen inadvertidos o incrementen el riesgo de los peligros existentes.

Cambiar el servicio de transporte por un ducto, de un líquido que es muy poco compresible y tiene una alta densidad, al de un gas compresible y liviano, no es simplemente sustituir una sustancia por otra. Esta modificación implica analizar de forma integral cómo se comporta el sistema: cambian los riesgos operacionales, la forma en que se mueven los fluidos dentro del ducto y los factores que pueden afectar la integridad del activo. Es una modificación profunda que requiere una mirada técnica exhaustiva y una gestión cuidadosa.

5.2 Marco normativo

5.2.1 Decreto 1072 de 2015

En Colombia, en el Decreto 1072 de 2015 por medio del cual se expide el “Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo”, en el artículo 2.2.4.6.26. Gestión del cambio, se establece que el empleador o contratante debe tener un procedimiento para identificar, evaluar e intervenir las consecuencias en la seguridad y salud en el trabajo que se puedan derivar de cambios internos o externos. Además, indica que se deben adoptar medidas de prevención y control antes de la implementación de dichos cambios.

5.2.2 OSHA 29 CFR 1910.119

El estándar de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional de EE. UU. (OSHA) 29 CFR 1910.119, “Process Safety Management of Highly Hazardous Chemicals”, es una referencia regulatoria fundamental que establece los requisitos mínimos para el MOC en la industria de procesos. Este estándar define que los empleadores deben establecer y aplicar

procedimientos escritos para gestionar los cambios, excepto aquellos que se consideran “reemplazos en especie”.

Adicionalmente, se menciona que estos procedimientos deben garantizar que, como mínimo, se aborden las siguientes consideraciones, antes de que se implemente cualquier cambio:

- Justificación técnica para el cambio propuesto: documentar claramente el “por qué” del cambio, incluyendo los fundamentos de ingeniería, los datos de diseño y las justificaciones técnicas que lo respaldan.
- Impacto del cambio en la seguridad y la salud: evaluación para determinar si el cambio podría afectar negativamente la seguridad y la salud de los empleados, introduciendo nuevos riesgos o incrementando los existentes.
- Modificaciones a los procedimientos operativos: identificar y desarrollar todas las actualizaciones necesarias en los procedimientos de operación, mantenimiento y emergencia, producto del cambio realizado.
- Período de tiempo necesario para el cambio: definir un cronograma realista para la implementación, considerando todas las fases, desde el diseño hasta la puesta en marcha.
- Requisitos de autorización para el cambio propuesto: establecer una jerarquía de autorización, donde dependiendo de la complejidad y el riesgo del cambio, se determine el nivel jerárquico requerido para su aprobación.

5.2.3 NTC 5901:2012 y NTC 5747:2009

Las normas técnicas colombianas NTC 5901 y NTC 5747 establecen los requisitos para la gestión de integridad en sistemas de transporte de hidrocarburos, cada una enfocada en un tipo específico de infraestructura. La NTC 5901 se centra en los sistemas de tubería para el transporte

de líquidos peligrosos. Por su parte, la NTC 5747 regula la gestión de integridad de gasoductos, siendo una adaptación modificada de la norma ASME B31.8S.

En estas dos normas se entiende que tanto los oleoductos como los gasoductos, operan en entornos dinámicos, donde los cambios en diseño, operación, mantenimiento y entorno pueden afectar la integridad del sistema. Por ello, exigen la implementación de procesos sistemáticos para evaluar, aprobar, documentar y comunicar cualquier cambio que pueda impactar la seguridad y confiabilidad de la infraestructura.

Así mismo, define que, si bien existen unos cambios que son iniciados y controlados por las compañías operadoras y otros que no son iniciados ni controlados por la compañía operadora, es necesario tenerlos todos mapeados y gestionados, teniendo en cuenta que los cambios en el sistema pueden requerir cambios en el plan de gestión de integridad y, por otra parte, que los resultados del plan de gestión de integridad pueden ocasionar cambios en el sistema.

Adicionalmente, así como la OSHA 29 CFR 1910.119, precisa que se deben garantizar unas consideraciones mínimas en los procedimientos para la gestión de cambios, estas normas, también establecen que el proceso debe incluir:

- Justificación para el cambio.
- Autoridad para aprobar el cambio.
- Análisis de las implicaciones del cambio.
- Obtención de los permisos de trabajo requeridos.
- Actualización de la documentación.
- Comunicación del cambio a las partes afectadas.
- Limitaciones de tiempo para su ejecución.
- Competencias del personal.

5.3 Cambios en tecnología, procesos y sustancias a considerar en la conversión

La conversión de un oleoducto a gasoducto implica cambios tanto de sustancia como de tecnología y de procesos. Algunos de los aspectos a considerar en cada uno de estos ejes o tipos de cambio son:

Tabla 7

Cambios para considerar.

| | Oleoducto | Gasoducto |
|---------------------------------|--|---|
| <u>Sustancia</u> | Crudo | Gas |
| Estándares ANSI/ASME Aplicables | Diseñado bajo ASME B31.4 para transporte de líquidos. | Debe cumplir con ASME B31.8 (Sistemas de Tuberías para Transmisión y Distribución de Gas). Esto implica una reevaluación completa del diseño, materiales, y componentes para asegurar la nueva operación. |
| Compresibilidad | Poco compresible | Altamente compresible |
| Comportamiento de fugas | Visible y contenido por la topografía. Principal riesgo: Contaminación ambiental. | Invisible y se dispersa en la atmósfera formando nubes inflamables y/o explosivas. Principal riesgo: Ignición, afectando la seguridad pública y de las instalaciones. |
| Principales agentes corrosivos | Agua, sedimentos y bacterias. | H ₂ S y CO ₂ . |
| <u>Tecnología</u> | | |
| Impulsión del fluido | Estaciones de bombeo. | Estación de compresión. |
| Monitoreo de calidad | En los hidrocarburos líquidos se enfoca principalmente la medición de calidad en propiedades físicas y la presencia de contaminantes. Los equipos disponibles para este monitoreo son los densímetros, medidores de corte de agua, viscosímetros y tomamuestras automáticos. | En el gas se mide principalmente la composición y el poder calorífico y esta medición se puede realizar a través de cromatógrafos de gases y calorímetros de calidad de gas. Estos se deben instalar en puntos de transferencia de custodia y puntos estratégicos de la operación. |
| Sistemas de medición | Algunas tecnologías de medición son compartidas en principio, pero su diseño, aplicación y calibración son diferentes. Tipo de medición como: Coriolis, Ultrasónico, Turbina y Desplazamiento Positivo. | Tipo de medición como: Coriolis, Ultrasónico, Turbina, Placa de Orificio. |
| Filtración | El objetivo principal: Remover sólidos. Intercepción mecánica directa. Son una barrera de control para proteger equipos rotativos como unidades de bombeo y asegura la precisión de los sistemas de medición. | Objetivo principal: Remover sólidos y líquidos (aerosoles líquidos). Requiere sistemas de filtración de alta eficiencia como filtros-separadores o scrubbers. Son una barrera de control para proteger equipos rotativos como compresores y asegura la precisión de los sistemas de medición. |

Proceso

| | | |
|---|--|--|
| Planes de Contingencia | Enfoque de contención y recuperación. | Enfoque de aislamiento, dispersión y control de fuentes de ignición. |
| Consecuencias ante pérdidas de contención | Cálculo de manchas de derrame. | Cálculo de nubes de gas dispersándose. |
| Importancia de uso equipos de seguridad en la operación | Son equipos de alta relevancia en la operación de hidrocarburos líquidos, mayormente usados en las estaciones de bombeo, no instalados sobre el Oleoducto. | Se deben instalar o adecuar válvulas de seccionamiento de operación remota (ESD) y válvulas de alivio de presión (PSV). Estas válvulas deben contar con lazos de control activos conectados a sistemas de control y supervisión (SCADA) que permitan cerrar secciones del ducto automáticamente en caso de una caída de presión súbita (indicativa de una ruptura) o sobrepresión. El cambio de servicio debe ser aprobado por la entidad regulatoria competente en Colombia la CREG. |
| Requerimientos de Regulación | Se fundamentan en las buenas prácticas de la industria, basado en los estándares como API, ASME e ICONTEC. | Se debe presentar un estudio técnico completo que demuestre la idoneidad del ducto para el servicio de gas, incluyendo análisis de integridad, plan de manejo de la conversión y actualización de los planes de operación, mantenimiento y emergencias. |
| Clase de Localidad | En el transporte de hidrocarburos líquidos no aplica la clase de localidad, aplica el análisis de áreas de alta consecuencia. | Se debe realizar un levantamiento y recategorización de la clase de localidad a lo largo de todo el derecho de vía, según ASME B31.8., la clasificación (Clase 1 a Clase 4) depende de la densidad poblacional cercana al ducto, el aumento en la clase de localidad puede requerir una reducción de la presión de operación o el reemplazo de tramos del ducto para cumplir con factores de diseño más exigentes. Es obligatorio realizar una nueva prueba hidrostática a una presión superior a la futura presión de operación para verificar la integridad estructural de la tubería. Los resultados de esta prueba son fundamentales para determinar la Presión Máxima de Operación Permisible (MAOP) del gasoducto. La MAOP se calcula en función de la presión de prueba y el factor de diseño correspondiente a la clase de localidad, garantizando un margen de seguridad adecuado. |
| Prueba Hidrostática y MAOP | En el caso de una puesta en operación de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos, aplica la prueba hidrostática. | |

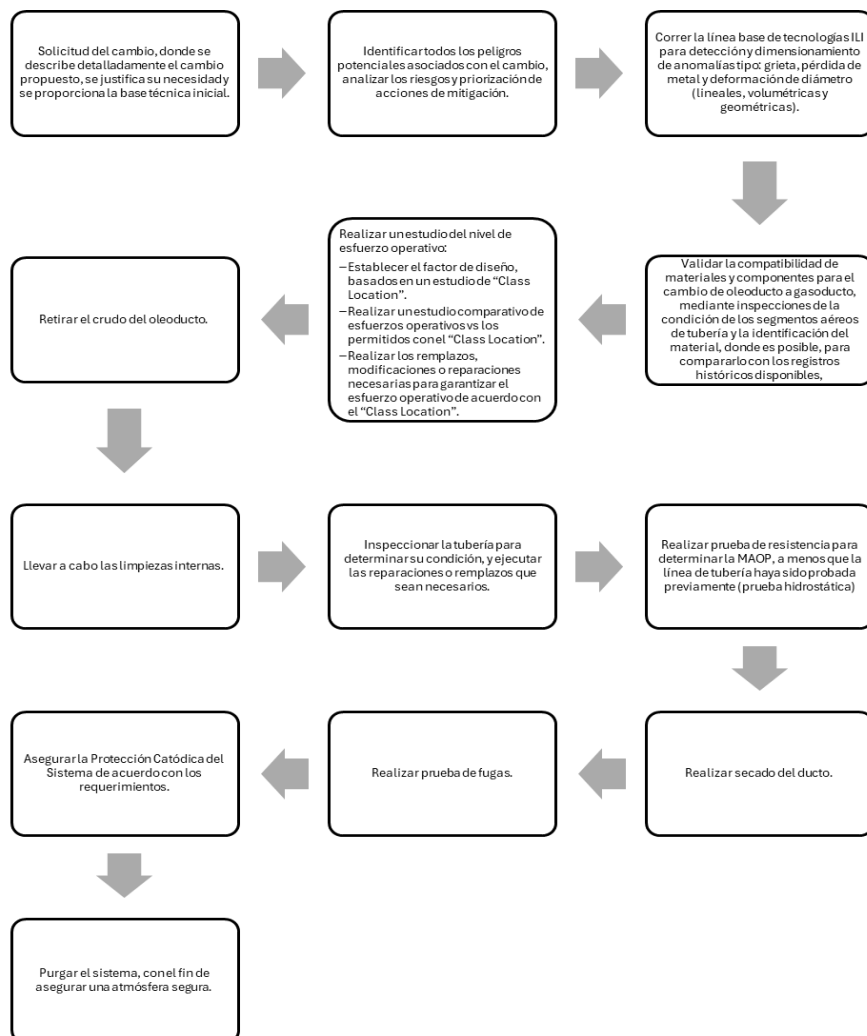
Nota. En esta tabla se presenta algunos de los cambios a considerar para la conversión de un oleoducto a gasoducto.

6. Propuesta de flujo de trabajo para el cambio de un oleoducto a gasoducto, enfocado en la gestión de integridad

Como se detalló anteriormente, para cualquier modificación debe garantizarse el manejo adecuado del cambio, en donde se incorpore un enfoque técnico y de riesgos. A continuación, se propone un flujo de trabajo con los pasos a tener en cuenta desde el enfoque de la gestión de integridad para un ducto que cambia su servicio de transporte de crudo a gas.

Figura 5

Flujo de Trabajo.



El proceso comienza con la solicitud escrita del cambio, en la que se justifica la necesidad técnica, de negocio y/o de riesgos. Paso seguido, se procede a identificar formalmente los peligros, por parte de un equipo de multidisciplinario, que analiza todos los riesgos relacionados con el cambio de transporte de crudo a gas desde el contexto de gestión de integridad, y se mapea las acciones requeridas para disminuir estos riesgos identificados.

A continuación, se verifica la compatibilidad de materiales, comparando los registros históricos que se tengan, tales como los MTRs, y complementando esta validación con inspecciones de la infraestructura que no se encuentra enterrada y está accesible.

El siguiente paso, comienza con la definición del factor de diseño, considerando el "Class Location", que clasifica las áreas por densidad poblacional y nivel de riesgo. Por ejemplo, una clase 1 (zona rural) permite un mayor esfuerzo operativo que una clase 4 (zona urbana densa), donde se exige mayor seguridad. Así mismo, se analizan los esfuerzos operativos reales frente a los esfuerzos permitidos según el "Location Class", con el fin de identificar cuando los esfuerzos reales superan los límites establecidos, y así realizar acciones correctivas como reemplazos de tramos o reparaciones específicas, asegurando que el ducto opere dentro de los márgenes seguros definidos por la normativa.

El retiro de crudo es una operación crítica que consiste en vaciar completamente el ducto de todo el producto residual. Se realiza forzando al crudo a salir mediante el bombeo de un fluido de empuje, como agua o un gas inerte, continuando con la limpieza interna que se puede realizar con raspadores de limpieza y soluciones químicas, eliminando los restos de crudo y alcanzando los parámetros necesarios para realizar las inspecciones de su interior, y así determinar la condición del ducto y reparar los defectos o anomalías identificadas.

Después de que los trabajos de reparación han terminado, se desarrolla la prueba hidrostática, en donde se pone a prueba la resistencia mecánica del ducto, se determina si es apto para el nuevo uso y se establece la MAOP.

Eliminar la humedad del ducto se hace necesario, para mitigar la formación de hidratos. Continuando con una prueba neumática para asegurar que no existan fugas en las diferentes conexiones.

Finalmente, se evalúa que el sistema de protección catódica esté en condiciones óptimas para proteger el ducto de corrosión externa y se purga el sistema para desplazar el aire que pudiera estar en el ducto y eliminar la posibilidad de una atmósfera explosiva.

En el apéndice B. se incluye una propuesta de lista de chequeo con las actividades que deben ser revisadas, para el cambio de un oleoducto a gasoducto, enfocado en la gestión de integridad.

7. Conclusiones

La gestión de la integridad es una herramienta fundamental para garantizar la seguridad operacional de un sistema de transporte de fluidos de hidrocarburos, y debe ser considerado como un proceso dinámico.

Los principales estándares que determinan las mejores prácticas para el mantenimiento y la gestión de integridad y riesgos de los oleoductos es el API 1160 para hidrocarburos líquidos y ASME B.31.8 para gasoductos.

El riesgo predominante en un oleoducto es el derrame, con consecuencias principalmente ambientales y de limpieza, mientras que la falla de un gasoducto puede resultar en una liberación de energía explosiva con consecuencias catastróficas para la vida y la propiedad, especialmente en Áreas de Alta Consecuencia. Esta diferencia fundamental en el perfil de riesgo es la razón por la cual ASME B31.8 impone requisitos significativamente más estrictos en múltiples frentes.

Los resultados del análisis RBI son el insumo principal para desarrollar el Plan de Gestión de Integridad inicial para el nuevo gasoducto.

La conversión de un sistema que transporta crudo a uno que transporta gas natural, es un ejemplo claro de un cambio importante en la industria energética. Este tipo de proyecto puede ofrecer beneficios económicos, pero también implica riesgos relevantes, relacionados con la seguridad de los procesos. El análisis presentado en esta monografía muestra que aplicar de forma organizada y estricta el componente de “Manejo del Cambio” dentro del sistema de gestión de seguridad es clave para convertir este proyecto riesgoso en uno controlado, seguro y manejado técnicamente.

Al establecer un flujo de trabajo claro que oriente el madejo del cambio para la conversión de un oleoducto, enfocado en la gestión de integridad, se garantiza que cada modificación sea evaluada de manera estructurada, considerando los riesgos técnicos, operativos y ambientales asociados, anticipando impactos sobre la infraestructura y asegurando la trazabilidad de las decisiones.

Referencias Bibliográficas

- American Petroleum Society (2019). Recommended Practice 1160, 3rd Edition Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. New York, USA: API
- American Society of Mechanical Engineers (2022). B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipelines. New York, USA: ASME
- Badreddine, A., & Ben Amor, N. (2010). A new approach to construct optimal Bow Tie diagrams for risk analysis. In N. García-Pedrajas, F. Herrera, C. Fyfe, J. M. Benítez, & M. Ali (Eds.), Trends in applied intelligent systems (Lecture Notes in Computer Science, Vol. 6097). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-13025-0_61
- California Public Utilities Commission. (2019). Risks & threats in gas transmission pipelines. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/transparency/commissioner-committees/finance-and-administration/2019/12-18-19-emerging-trends---pipeline-safety-program.pdf>
- Campos-Valenciano, T., Sánchez-Delgado, L. D. R., Rodríguez-Esquivel, M. A., Castillo-Corral, D., Gutiérrez-Gómez, E. M., & Valdéz-Gutiérrez, M. E. (2023). Aplicación del Análisis de Modo y Efecto de Falla en Producción y su Impacto en Costos de No Calidad en una Empresa Refresquera. *Conciencia Tecnológica*, (66), 58-69.
- Center for Chemical Process Safety (2007), Guidelines for Risk Based Process Safety. DOI: 10.1002/9780470925119.
- Conde Tocancipá, A. F. (2014). *Procedimiento para la selección de técnicas para la identificación, valorización y control de riesgos y de peligros en la industria de oil & gas*. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

Creus Solé, A. (2009). *Fiabilidad y seguridad de procesos industriales*: (ed.). Barcelona, Spain:

Marcombo. Recuperado de <https://elibro-net.bibliotecavirtual.uis.edu.co/es/ereader/uis/45872?page=8>

de Ruijter, A., & Guldenmund, F. (2016). The bowtie method: A review. *Safety Science*, 88,

211–218. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2016.03.001>

DEPARTMENT OF TRANSPORTATION - DOT (2000). 49 CFR Part 195 Pipeline Safety:

Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas (Hazardous Liquid Operators With 500 or More Miles of Pipeline). Federal Register / Vol. 65, No. 232 / Friday, December 1, 2000 / Rules and Regulations, USA: DOT.

DNV. (2021). *Smart or genius: How do you rate pipeline risk and integrity management?*

Recuperado de <https://www.dnv.com/article/smart-or-genius-how-do-you-rate-pipeline-risk-and-integrity-management--212823/>

DNV. (s.f.). Synergi Pipeline Integrity Management – Software for efficient integrity planning, assessment and management. Recuperado de:

<https://www.dnv.com/software/services/pipeline/synergi-pipeline-integrity-management/>

ICONTEC (2018). NTC-ISO 31000 Gestión del Riesgo Directrices. Bogotá, Colombia: ICONTEC.

ICONTEC (2009). NTC-ISO NTC 5747 Gestión de integridad de gasoductos. Bogotá, Colombia: ICONTEC.

ICONTEC (2012). NTC-ISO NTC 5901 Gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos. Bogotá, Colombia: ICONTEC.

INGAA Foundation, Inc. (2013). *Interacting threats to pipeline integrity: Defined and explained*.

Recuperado de <https://ingaa.org/wp-content/uploads/2013/05/20210.pdf>

International Organization for Standardization. (2019). *ISO 19345-1:2019 Petroleum and natural gas industry — Pipeline transportation systems — Pipeline integrity management specification — Part 1: Full-life cycle integrity management for onshore pipelines*. Standards New Zealand.

Interstate Natural Gas Association of America (2010). Interacting Threats to Pipeline Integrity – Defined and Explained. Recuperado de: <https://ingaa.org/wp-content/uploads/2013/05/20210.pdf>

Minnesota Crossings and Encroachment Awareness Representatives. (s.f.). *Integrity management programs*. Recuperado de: https://mncaer.com/integrity_management_programs/

Occupational Safety and Health Administration. (n.d.). Process safety management of highly hazardous chemicals (29 CFR 1910.119). eCFR. Recuperado e <https://www.ecfr.gov/current/title-29/subtitle-B/chapter-XVII/part-1910/subpart-H/section-1910.119>

Ordoñez Rodríguez, José Luis (2024). *Mecanismos de falla en gasoductos*. Universidad Industrial de Santander, Colombia.

Pacific Cert. (2022). *ISO certifications for pipeline construction businesses, requirements and benefits*. Recuperado de <https://blog.pacificcert.com/iso-certifications-for-pipeline-construction-businesses/>

República de Colombia, Ministerio del Trabajo. (2015). Decreto 1072 de 2015: Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo. Diario Oficial No. 49.523. Recuperado de <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=72173>

- ROSEN Group (2025). Feasibility of Converting a Pipeline for Hydrogen Storage. Recuperado de: <https://www.rosen-group.com/en/expertise/experience-center/case-studies/assessing-the-feasibility-of-converting-an-existing-pipeline-for-hydrogenstorage>
- Scholarly Community Encyclopedia.pub. (2022). Industry guidance on pipeline integrity management. Recuperado de: <https://encyclopedia.pub/entry/39956>
- Tip of the Mitt Watershed Council. (s.f.). *Pipeline risks*. Recuperado de: <https://watershedcouncil.org/policy-advocacy/state/pipelines/pipeline-risks/>
- Wang, Yong-Yi, Jia, Dan. (2021). Managing Standards with Evolving Industry Practice – Lessons Learned from Girth Weld Failures in Newly Constructed Pipelines. Technology for Future and Ageing Pipelines 2021, Belgium. Recuperado de: https://www.cres-america.com/wpcontent/uploads/2022/10/TFAP2021_ManagingStandards_GirthWeldFailures_LessonsLearnt_Final2_Aug-10-2021-Abstract.pdf
- Zandieh, M., & Zandieh, M. (2020). Risk assessment in the Nanofluid stabilization process and optimization of process parameters by HAZOP methodology. *Revista de la Universidad del Zulia*, 11(30), 26-40.

Apéndices

Apéndice A. RAM (Risk Assessment Matrix)

| Tipos de Impacto | | | | Uso Probabilidad | Probabilidad | | | | | |
|--|-----------|----------------|-------------------------|---|---|--|--|--|--|--------------------------------------|
| Impacto | | | | Proyectos Operaciones Confabilidad Corporativo | Ha ocurrido hace más de 10 años en el negocio de transporte | Ha ocurrido hace más de 5 años en el negocio de transporte | Ha ocurrido en los últimos 5 años en la compañía | Ha ocurrido en los últimos 2 años en la compañía | Ha ocurrido 1 vez en el año en la compañía | Ha ocurrido más de una vez en el año |
| Personas | Económico | Medio Ambiente | Reputación | Es raro que ocurra (0-15%) | Es improbable que ocurra (15%-30%) | Es posible que ocurra (30%-45%) | Es probable que ocurra (45%-60%) | Es muy probable que ocurra (60%-80%) | Occurrirá con alto nivel de certeza (80%-100%) | |
| | | | | Probabilidad de evento individual e independiente | menor a 1 x 10 ⁻⁵ | 1 x 10 ⁻⁵ a 1 x 10 ⁻⁴ | 1 x 10 ⁻⁴ a 1 x 10 ⁻³ | 1 x 10 ⁻³ a 1 x 10 ⁻² | 1 x 10 ⁻² a 1 x 10 ⁻¹ | más de 1 x 10 ⁻¹ |
| | | | | Nivel de Impacto | A: Improbable | B: Raro | C: Posible | D: Probable | E: Muy Probable | F: Con Certeza |
| Fatalidad o invalidez mayor a 5 personas | >= 38 MUS | Catastrófico | Afectación catastrófica | 6 Catastrófico | M | I | A | A | MA | MA |
| Fatalidad o invalidez de 1 a 5 personas | 32-38 MUS | Extremo | Afectación extrema | 5 Extremo | M | I | I | A | A | MA |
| - Incapacidad permanente, pérdida de capacidad laboral parcial o total: - Daños irreversibles en la salud sin discapacidad y/o - Personal en estado crítico que requiere acciones de salvamento inmediatas | 15-32 MUS | Mayor | Afectación mayor | 4 Mayor | B | M | I | I | A | A |
| - Incapacidad temporal y/o - Reubicación laboral permanente y/o - Efectos en la salud que son reversibles. | 5-15 MUS | Moderado | Afectación moderada | 3 Moderado | B | M | M | I | I | A |
| - Tratamiento médico y/o - Trabajo restringido | 1-5 MUS | Menor | Impacto Menor | 2 Menor | B | B | M | M | I | I |
| - Lesión leve y/o - Atención en lugar de trabajo y/o - Primeros auxilios | < 1 MUS | Leve | Impacto Leve | 1 Leve | B | B | B | B | M | M |

B: Bajo M: Medio I: Intermedio A: Alto MA: Muy alto

Apéndice B. Propuesta de lista de chequeo para el cambio de un oleoducto a gasoducto, enfocado en la gestión de integridad

Línea base para detección y dimensionamiento de anomalías tipo: grieta, pérdida de metal y deformación de diámetro (lineales, volumétricas y geométricas).

- Realizar corridas ILI de múltiples tecnologías (Magnetic flux leakage de alta resolución MFL + UT-CD).
- Realizar Fitness-for-Service para todas las indicaciones de grietas y defectos críticos.
- Construir y ejecutar programa de excavación y validación directa de indicaciones ILI.

Compatibilidad de materiales y componentes

- Validar registros MTRs (Material Test Reports) de todos los componentes.
- Analizar propagación de fractura para definir MAOP segura.
- Revisar y reemplazar componentes no certificados para servicio de gas.
- Seleccionar materiales de sellado compatibles con la composición del gas.

Estudio de “Location Class”

- Realizar estudio de “Location Class” para cada segmento.
- Calcular PMOP considerando el factor de diseño y MAOP.
- Realizar los reemplazos, modificaciones o reparaciones necesarias para garantizar el esfuerzo operativo de acuerdo con el “Location Class”.
- Actualizar la filosofía de seccionamiento.
- Actualizar la filosofía de detección de fugas en zonas densamente pobladas.

Procedimiento de drenaje y retiro de crudo

- Elaborar un plan de drenaje basado en un estudio de las elevaciones y topografía del ducto, la viscosidad del crudo y las condiciones operativas, que incluya inyección de diluyentes, como la Nafta o Diesel (según la composición del crudo).
- Utilizar "herramienta de limpieza - pigs" equipadas con sensores de presión, temperatura y sistema de emisión de señal electromagnética, para seguir el avance del fluido de desplazamiento y detectar la localización de cualquier anomalía o acumulación de presión que pueda indicar la formación de un tapón.
- Implementar un control estricto de la velocidad de inyección y el volumen del fluido de desplazamiento para evitar la sobre presurización y garantizar un drenaje lento y constante.

Limpieza del ducto

- Construir y ejecutar plan de corridas con raspadores de limpieza para remover residuos blandos y duros. Adicionalmente, en donde se contemple el uso de un gas impulsor, los puntos de inyección de este gas y el cumplimiento de la reglamentación de las corporaciones ambientales.
- Evaluar y aplicar limpieza química si es necesario.
- Verificar que los residuos sólidos cumplan con el umbral establecido y la concentración de hidrocarburos residuales tras limpieza final, sea insignificante.
- Documentar limpiezas y residuos obtenidos.

Prueba hidrostática

- Implementar un procedimiento de prueba hidrostática controlada en donde se incluya:
 - Presión de prueba.
 - Tasa de presurización.
 - Tiempo de sostenimiento (la norma establece que son 4 horas).
 - Monitoreo preciso de la relación presión-volumen durante la prueba.

Eliminación de humedad

- Asegurar eliminación de vapor de agua y humedad adherida a las paredes del ducto.

Perfil de presiones operativas y fatiga

- Realizar un estudio detallado para predecir con precisión cuáles serán las fluctuaciones de presión (ciclos) del nuevo servicio del ducto.
- Realizar análisis de vida por fatiga.

- Reparar defectos susceptibles a crecimiento por fatiga.
- Ajustar el programa de gestión de integridad, de acuerdo con los resultados de los análisis.
- Monitorear los ciclos de presión operativos. (En operación).

Prueba de fugas a baja presión

- Cambiar todos los empaques en las conexiones y asegurar los procedimientos de torque de juntas bridadas.
- Construir y ejecutar prueba de hermeticidad neumática a baja presión.
- Inspeccionar el 100% de las conexiones del ducto.

Sistema de protección catódica

- Evaluar y actualizar el sistema de protección catódica.
- Realizar estudios de resistividad del suelo e interferencias eléctricas.
- Inspeccionar y reparar daños en el recubrimiento externo del ducto.