

**Viabilidad económica de la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica a la línea principal de
Nafta del campo GLC en Acacias Meta**

Autores:

Miguel Claro Claro

Julián Mauricio Ortega Rey

Miguel Ávila Garzón

Asesor:

MSc, Fred Geovanny Murillo Rondón

**Dirección de Postgrados – Universidad ECCI
Especialización Gerencia de Mantenimiento
Bogotá, D.C., mayo de 2024**

**Viabilidad económica de la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica a la línea principal de
Nafta del campo GLC en Acacias Meta**

Autores:

Miguel Claro Claro Código: 134654

Julián Mauricio Ortega Rey Código: 132245

Miguel Ávila Garzón Código: 132577

**Dirección de Postgrados – Universidad ECCI
Especialización Gerencia de Mantenimiento
Bogotá, D.C., mayo de 2024**

Contenido

1. Título.....	12
2. Problema de Investigación	12
2.1. Descripción del Problema	12
2.2. Formulación del Problema	13
3. Objetivos	13
3.1. Objetivo general.....	13
3.2. Objetivos específicos	14
3.2.1. Diagnosticar los puntos más críticos de la línea de Nafta a través de todo su trazado en el campo GLC, recolectando toda la información necesaria para el desarrollo de este diagnóstico.....	14
3.2.2. Analizar la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección mediante emisión acústica ajustada a líneas de flujo; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación.....	14
3.2.3. Contrastar la factibilidad de la metodología actualmente utilizada mediante spot de inspección directa (apiques de tres metros de longitud) y la implementación de la nueva metodología de inspección propuesta en este documento,.....	14
3.2.4. Proponer estrategias de rutinas y monitoreos en la implementación de la nueva metodología.....	14
4. Justificación y delimitación	14

4.1.	Justificación	14
4.2.	Delimitación.....	15
4.3.	Limitaciones.....	15
5.	Marco de referencia	16
5.1.	Estado del arte.....	16
5.2.	Marco teórico.....	24
5.2.1.	Mantenimiento en Líneas de Flujo	25
5.2.2.	Emisión Acústica en Líneas de Flujo.....	31
5.3.	Marco legal	40
6.	Marco metodológico de la investigación	41
6.1.	Enfoque de investigación.....	41
6.2.	Tipo de investigación.....	42
6.3.	Población.....	43
6.4.	Fuentes de información.....	43
6.4.1.	Fuentes primarias	43
6.4.2.	Fuentes secundarias	43
6.5.	Diseño metodológico	43
6.5.1.	Fase 1 Diagnosticar los puntos más críticos de la línea.....	44
6.5.2.	Fase 2 Analizar la eficiencia y capacidad de implementación	44
6.5.3.	Fase 3 Contrastar la factibilidad de la metodología.....	45

6.5.4.	Fase 4 Proponer estrategias de rutinas y monitoreos	45
6.6.	Cronograma.....	47
7.	Resultados y/o propuesta de solución	48
7.1.	Fase 1, diagnosticar los puntos más críticos de la línea ubicándolos geográficamente y recopilar toda la información de diseño y construcción.....	48
7.1.1.	Verificación de cuantos puntos han dado vida remanente menor a 5 años .	48
7.1.2.	Verificar los modos de falla evidentes en la línea de Nafta.....	52
7.1.3.	Unificar el trazado de la línea y ubicar geográficamente los puntos más críticos	55
7.1.4.	Recopilar toda la información de diseño y construcción de la línea.....	56
7.2.	Fase 2, analizar la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección mediante emisión acústica ajustada a líneas de flujo; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación.....	57
7.2.1.	Verificación de los equipos más ajustados para la inspección de líneas de flujo	58
7.2.2.	Verificación de los costos de adquisición y tiempos de entrega de estos equipos	58
7.2.3.	Ajustar los rendimientos de inspección con el equipo seleccionado	59
7.2.4.	Verificar los tiempos de capacitación	59

7.3. Fase 3, contrastar la factibilidad de la metodología actualmente utilizada mediante spot de inspección directa y la implementación de la nueva metodología de inspección	61
7.3.1. Recopilar la información de costos del método de inspección actual utilizado	61
7.3.2. Verificar los tiempos de ejecución y avance en la inspección directa con el método actual	65
7.3.3. Evaluar la factibilidad a partir de los costos del método actual vs costos de la EA	66
7.3.4. Determinar el ROI de la futura implementación de la EA en el sistema.....	67
7.4. Fase 4, proponer estrategias de rutinas y monitoreos	68
7.4.1. Según buenas prácticas determinar las rutinas más optimas	68
7.4.2. Evaluar la cantidad de monitoreos necesarios según los riesgos del activo	70
7.4.3. Determinar los costos del monitoreo anualizado	70
7.4.4. Proponer la metodología de entrega de resultados	70
8. Análisis costo-beneficio.....	71
9. Conclusiones.....	73
10. Recomendaciones	75
11. Referencias.....	76

Lista de Tablas

Tabla 1	48
Tabla 2	57
Tabla 3	58
Tabla 4	58
Tabla 5	59
Tabla 6	60
Tabla 7	61
Tabla 8	63
Tabla 9	64
Tabla 10	65

Lista de Figuras

Figura 1	36
Figura 2	37
Figura 3	38
Figura 4	47
Figura 5	51
Figura 6	52
Figura 7	56

Introducción

En la línea de nafta del campo GLC, la cual presenta dentro de su diseño la imposibilidad de evaluarla mediante herramientas inteligentes (ILI por sus siglas en inglés) y que a su vez es susceptible a una variedad de daños, incluyendo corrosión, erosión y daños por terceros. Dentro de los últimos cinco años la tubería de Nafta ya ha presentado daños por corrosión por picadura que han tenido graves consecuencias, tales como fugas y derrames afectando el medio ambiente y a las comunidades aledañas.

Existen diferentes técnicas aparte de la inspección ILI para evaluar líneas de flujo que en su mayoría tengan un trazado enterrado, una de ellas es la emisión acústica (EA), la cual es una técnica de monitoreo no destructivo que se utiliza para detectar y ubicar daños en materiales como tuberías, tanques y estructuras. Funciona detectando las ondas elásticas que se generan cuando se libera energía en un material debido a la formación de grietas, fugas u otros defectos; puede usarse para identificar la ubicación y la gravedad del daño, y para rastrear el progreso del daño con el tiempo.

Por lo cual se estudiará la viabilidad económica de poder implementar la EA en la línea de Nafta del campo GLC. Con lo cual se diagnosticarán los puntos más críticos de la línea y se recopilará toda la información de diseño y construcción; se analizará la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación; se contrastará la factibilidad de la metodología actualmente utilizada y la implementación de la EA; y finalmente proponer estrategias de rutinas y monitoreos. Al finalizar este estudio de caso, se hará el análisis costo beneficio y se calculará el retorno de la inversión (ROI por sus siglas en inglés) y poder así determinar si la propuesta realmente es viable económicamente.

Resumen

Se realizó una investigación en una empresa de servicios de integridad de activos en el sector hidrocarburos, en el cual se identifica la factibilidad de aplicar la técnica de ensayo no destructivo emisión acústica dentro de una línea de flujo que no puede ser inspeccionada internamente mediante técnicas convencionales. Se adelantaron estudios iniciales de conocimiento, luego se aplicó una evaluación bajo las condiciones iniciales y actuales de operación lo que permitió conocer los mecanismos de daños, las afectaciones, las ventajas y desventajas de la aplicación de emisión acústica en el activo. Con esta investigación se estableció la factibilidad en la implementación de la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica en la línea de Nafta del campo GLC. Es una investigación con enfoque cuantitativo, de alcance descriptivo y de tipo no experimental transversal, en donde se encontró que una empresa de servicios de integridad de activos deberá adquirir equipos de inspección, capacitar personal y adquirir software para el manejo de la data recolectada y su análisis en el monitoreo de la tubería; se obtuvo la percepción del interventor del campo y los operativos del sistema.

La investigación se sustentada en *Acoustic Emission Testing of Underground Pipelines of Crude Oil of Fuel Storage Depots (Czech Society for Nondestructive Testing, Inc. [CSNT], 2016)*, *Pipeline Leakage Detection Using Acoustic Emission and Machine Learning Algorithms (Department of Electrical, Electronics, and Computer Engineering, University of Ulsan, [DEECEUU], 2023)*; artículos de ensayos no destructivos, e investigaciones afines.

Palabras clave: emisión acústica, línea de flujo, ensayos no destructivos, factibilidad, nafta.

Abstract

An investigation was conducted in a company of assess integrity, in which the feasibility of applying the non-destructive acoustic emission testing technique is identified within a flow line that cannot be inspected internally using conventional techniques. Initial knowledge studies conducted, then an evaluation applied under the initial and current operating conditions, which allowed us to know the damage mechanisms, the effects, the advantages, and disadvantages of the application of acoustic emission in the asset. With this research, the feasibility of implementing the non-destructive acoustic emission testing technique established, especially in the Naphtha line of the GLC field. It is research with a mixed approach, descriptive scope, and non-experimental transversal type, where it was found that a company of assess integrity must acquire inspection equipment, train personnel, and acquire software for managing the data collected and its analysis in pipeline monitoring; The perception of the field controller and the system operatives was obtained.

The research is based on Acoustic Emission Testing of Underground Pipelines of Crude Oil of Fuel Storage Depots (Czech Society for Nondestructive Testing, Inc. [CSNT], 2016), Pipeline Leakage Detection Using Acoustic Emission and Machine Learning Algorithms (Department of Electrical, Electronics, and Computer Engineering, University of Ulsan, [DEECEUU], 2023); non-destructive testing articles, and related research.

Keywords: acoustic emission, flow line, non-destructive testing, feasibility, gasoline.

1. Título

Viabilidad económica de la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica a la línea principal de Nafta del campo GLC en Acacías Meta.

2. Problema de Investigación

2.1. Descripción del Problema

Dentro de la industria petrolera en Colombia uno de los grandes inconvenientes son las pérdidas económicas debido a las fugas que se presentan en los oleoductos o poliductos que transporta fluidos en el país, con lo cual la industria de mantenimiento predictivo ha buscado herramientas para poder determinar el estado de integridad de ductos con gran complejidad las cuales no pueden ser inspeccionadas o evaluadas por métodos convencionales. En este estudio se evaluará la viabilidad económica de aplicar la inspección mediante emisión acústica a la línea principal de nafta en la Gerencia de los Llanos Central (GLC) ubicada en Acacías, Meta; puesto que esta presenta alta cantidad de fugas tipo picaduras internas generando pérdidas económicas muy altas en su operación, diferidas que afectan al medio ambiente, los afluentes acuíferos y las plantaciones de la zona, además del costo financiero y el impacto en la imagen de la compañía que opera la línea; adicionalmente esta línea de flujo no se puede inspeccionar mediante métodos convencionales como las herramientas inteligentes (ILI por sus siglas en inglés) que recorren el 100% de la longitud del tubo, por este motivo solo se logra inspeccionar directamente a través de excavaciones una cierta longitud anualmente lo que mantiene un bajo índice de inspección (menos del 10% de la longitud total) y lo que produce afectaciones con las comunidades por donde pasa la línea, ya que se debe acceder a los predios y afectar cierta cantidad de terreno por el paso de maquinaria, personal y la apertura de la zona a excavar. Con lo cual la compañía requiere realizar una investigación, en el cual se debe identificar la factibilidad de aplicar la

técnica de emisión acústica dentro de la línea de flujo seleccionada. Se necesitan estudios iniciales de conocimiento, y aplicar una evaluación bajo las condiciones iniciales y actuales de operación lo que establecerá qué mecanismos de daños presenta el activo, las afectaciones, las ventajas y desventajas de la aplicación de emisión acústica en el activo. Se debe evaluar que la empresa de inspección deba adquirir equipos de inspección, capacitar personal y adquirir software para el manejo de la data recolectada y su análisis en el monitoreo de la tubería; se debe corroborar la percepción del interventor del campo mediante entrevistas o consultas y el personal operativo del sistema.

2.2. Formulación del Problema

¿Cuáles son los factores que se deben analizar para evaluar si la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica a la línea principal de Nafta del campo GLC en Acacías Meta es viable económicamente?

3. Objetivos

3.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad económica de la técnica emisión acústica como método de inspección en la línea principal de Nafta en el campo GLC, para una empresa de mantenimiento predictivo que realiza inspecciones y monitoreos a activos en el sector de los hidrocarburos.

3.2. Objetivos específicos

3.2.1. Diagnosticar los puntos más críticos de la línea de Nafta a través de todo su trazado en el campo GLC, recolectando toda la información necesaria para el desarrollo de este diagnóstico.

3.2.2. Analizar la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección mediante emisión acústica ajustada a líneas de flujo; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación.

3.2.3. Contrastar la factibilidad de la metodología actualmente utilizada mediante spot de inspección directa (apiques de tres metros de longitud) y la implementación de la nueva metodología de inspección propuesta en este documento,

3.2.4. Proponer estrategias de rutinas y monitoreos en la implementación de la nueva metodología.

4. Justificación y delimitación

4.1. Justificación

Según la Sociedad Americana de Ingenieros Americanos (ASME), la emisión acústica se concentra en vasijas y elementos a presión para determinar los criterios de aceptación y evaluación en un activo (ASME Sección V, 2019). Aplicando este tipo de inspección para la gestión de integridad en modalidad no intrusiva para la detección de corrosión interna o externa y de fallas tipo grietas, esta investigación contribuirá a la documentación y guía de consulta, en donde los directores de integridad podrán determinar la factibilidad económica y riesgos al instaurar este tipo de metodología en tuberías en servicio, al aportar gran cantidad de datos disponibles para la gestión del activo que permita obtener resultados favorables de monitoreo. Según Baran et al (2016) al monitorear líneas de flujo mediante emisión acústica se aumenta la posibilidad de realizar pruebas y monitoreo global de elementos y estructuras grandes (incluidos

aquellos en condiciones operativas) y, sobre todo, la ubicación de fuentes de emisión acústica generadas por defectos/daños activos con la posibilidad de determinar la dinámica de su desarrollo y crecimiento.

Con lo cual la emisión acústica permite monitorear grandes secciones en líneas de flujo, en donde métodos convencionales como el uso de herramientas inteligentes ILI no son aplicables, debido a que su trazado abordan secciones que no permiten el uso de esta tecnología, lo que hace necesario adaptarse a nuevas tecnologías que permitan el monitoreo continuo de los activos y entregar el resultados en el menor tiempo posible o de manera instantánea, contribuyendo a la integridad de los activos (Baran et al, 2016) . Para la empresa Tecna ICE, el desarrollo de este proyecto le servirá de insumo para mejorar la gestión de los activos en el área de la confiabilidad de activos y evaluar la factibilidad y limitantes que pueda tener la técnica.

4.2. Delimitación

De acuerdo con la revisión de los campos de investigación, la delimitación de este estudio se enfoca en líneas de flujo las cuales deben tener trampa de entrada y recibo para la aplicación de técnicas con herramientas inteligentes tipo ILI. Este estudio solo definirá el tema económico de la aplicación de la emisión acústica como técnica reemplazante a la inspección convencional.

4.3. Limitaciones

El estudio se desarrolló en el transcurso del segundo semestre del 2023 y finales del primer semestre del 2024, dentro de las instalaciones de la universidad ECCI y supervisadas por la docente de la especialización.

Solo se realizará la etapa de estudio de viabilidad económica, sin llegar a desarrollar prototipos o simulaciones ya que el enfoque del proyecto solo tiene este fin; no se dio asignación

presupuestal para este estudio, solo las horas hombre vinculadas a cada integrante del grupo investigador. Los recursos necesarios serán obtenidos mediante consulta en línea a diferentes proveedores de servicios y a consultas internas dentro de la documentación de una empresa de mantenimiento predictivo, cumpliendo con todos los requisitos del cliente y reglamentación nacional vigente.

5. Marco de referencia

5.1. Estado del arte

A continuación, definiremos los parámetros que se han dado en diferentes estudios y artículos que ya han verificado o definido efectos de los daños dentro de líneas de flujo o líneas de proceso dentro de la industria de los hidrocarburos. Adicionalmente se verificaron fuentes donde se especifican como estudiar o verificar la integridad de activos de equipo estático, para el análisis de estos y con el fin de aportar metodologías de estudio que sean garantes en la viabilidad económica que se pretende realizar.

Título: Predicción de la corrosión por $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$ en tuberías de acero al carbono

Autores: Fuentes, Carmelo y Peña, Dario.

Institución: Universidad Tecnológica de Pereira

Año: 2007

La corrosión por CO_2 y H_2S es un problema grave en la industria del petróleo y gas, ya que puede causar daños significativos a las instalaciones y equipos. La investigación sobre este tema ha llevado al desarrollo de modelos que permiten predecir la corrosión en las líneas de flujo. Estos modelos son importantes para la planificación del mantenimiento y la prevención de daños. (Fuentes & Peña, 2007)

Título: Corrosión en sistemas multifásicos en flujo intermitente, caso CO₂, agua, aceite, sobre acero al carbono 1020

Autores: Villareal Celis, Jaime Orlando.

Institución: Universidad Industrial de Santander

Año: 2004

Un estudio reciente encontró que la frecuencia de los "slugs" (flujos turbulentos de gas y líquido) es un factor importante que afecta la velocidad de corrosión por CO₂ en tuberías de flujo multifásico. Los investigadores desarrollaron una correlación matemática que puede ser utilizada para predecir la velocidad de corrosión y ayudar a prevenir daños a las tuberías. El estudio también investigó el efecto y la morfología de la corrosión por CO₂ en tuberías de acero al carbono. Los resultados de este estudio pueden utilizarse para determinar la efectividad de la emisión acústica en la detección de este tipo de corrosión. (Villareal Celis, 2004).

Título: Evaluación de la integridad mecánica de la línea de flujo ATUBCH211-Clúster 11 para el transporte de crudo

Autores: Guerrero Flechas, Yury Nataly.

Institución: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia

Año: 2019

Para garantizar la integridad de las tuberías que transportan hidrocarburos, es necesario implementar un programa de inspección y mantenimiento preventivo. Este programa debe incluir el monitoreo de las condiciones operacionales de la línea y la implementación de medidas para mitigar los efectos de la corrosión y los daños mecánicos. El estudio de la integridad de líneas de flujo en campos similares y cercanos puede ayudar a establecer frecuencias de inspección y tipos

de monitoreo adecuados para las condiciones específicas de cada campo. (Guerrero Flechas, 2019).

Título: Análisis del uso de inhibidores para mitigar la corrosión interna en tuberías de aguas de formación petrolera

Autores: Cárdenas Pinzón, Lisette Katherine & Cárdenas López, Daniel.

Institución: Fundación Universidad de América

Año: 2020

Esta tesis analiza los diferentes tipos de inhibidores de corrosión utilizados en la industria petrolera. Los inhibidores son sustancias químicas que se agregan al fluido para evitar o retardar la corrosión. El estudio también estima los costos de implementar un inhibidor tipo BIFP, los cuales pueden variar según los niveles de producción y la extracción de crudo en un campo petrolero común. Además, el estudio analiza la efectividad de los inhibidores sobre líneas de flujo en campos similares. Los resultados de este estudio pueden ayudar a establecer los fenómenos de corrosión que pueden ocurrir en las líneas de flujo y cómo los inhibidores pueden ayudar a mitigar los efectos de la corrosión. (Cárdenas Pinzón & Cárdenas López, 2020)

Título: Modulo virtual para control de nivel y flujo de agua

Autores: García Marín, Cesar Luis & Estupiñán Gutiérrez, Juan Eliseo.

Institución: Universidad Pontificia Bolivariana

Año: 2011

En este proyecto, se desarrolló una plataforma de software que simula un laboratorio de control de procesos. El módulo de tipo virtual puede permitir controlar dos o más variables de control normalmente utilizadas en el campo industrial: el nivel y el flujo. Además, permite implementar las diferentes estrategias de control utilizadas. El estudio del comportamiento de los

fluidos en sistemas cerrados con unas propiedades específicas ayuda a determinar el comportamiento mecánico de los fluidos en estos sistemas. Además, permite verificar los mecanismos de daño que los fluidos pueden presentar en las líneas de flujo. (García Marín & Estupiñán Gutiérrez, 2011)

Título: Estudio de la corrosión asistida por flujo (FAC) en un acero API 5L tradicional en un sistema salmuera-H₂S-CO₂ mediante el uso del electrodo cilíndrico rotatorio (ECR)

Autores: Pérez Ramírez, Brandon Fabian

Institución: Instituto Politécnico Nacional

Año: 2016

En este estudio, se investiga la corrosión asistida por flujo del acero API 5L X-70T en un medio dulce y amargo (CO₂/H₂S). El estudio se realiza mediante un electrodo cilíndrico rotatorio (ECR). Se encontró que la presencia de H₂S en el medio de corrosión puede formar capas más protectoras en la superficie del acero. Estas capas están compuestas por una mezcla de óxidos, sulfuros, sulfatos y carbonatos. El estudio de la corrosión por CO₂/H₂S puede ayudar a entender cómo afecta a las tuberías de acero al carbono. Este conocimiento puede utilizarse para mejorar la efectividad de la emisión acústica para la detección de este tipo de corrosión. (Pérez Ramírez, 2016).

Título: Estudio del mecanismo de corrosión en líneas de producción de crudo y gas

Autores: Biomorgi Muzattiz, José Gregorio

Institución: Universidad Central de Venezuela

Año: 2006

En este estudio, se logra la investigación del mecanismo de corrosión en las líneas de producción en el sector petrolero. Se encontró que el mecanismo predominante es la corrosión

bajo depósito, que ocurre cuando la arena y los depósitos sólidos producto de la corrosión se acumulan en la superficie de la tubería. Esto puede provocar la formación de picaduras en diferentes puntos de la tubería. El estudio también investigó las limitaciones de los mecanismos de preservación de líneas de flujo. Esto se hizo para determinar si el estudio está encaminado a mitigar la presencia de fugas y afectaciones en las líneas de flujo. (Biomorgi Muzattiz, 2006).

Título: Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico

Autores: Yasksetig-Castillo, Jorge

Institución: Universidad de Piura

Año: 2011

En este trabajo, se desarrollaron dos métodos para verificar la integridad mecánica de un tramo de ducto transportador de hidrocarburos. El método experimental, conocido como relajación de tensiones, se utiliza para medir las tensiones en un material después de haber sido sometido a cargas. El método computacional, por su parte, utiliza análisis de elementos finitos para predecir el comportamiento mecánico del ducto. Estos métodos pueden ayudar a tomar decisiones técnico-económicas sobre el ducto, como si es necesario reemplazarlo o mantenerlo. Además, el trabajo contribuye a entender cómo se evalúan las nuevas tecnologías en la industria de los hidrocarburos. (Yasksetig-Castillo, 2011).

Título: La confiabilidad e integridad mecánica en sistemas de tuberías enterradas, de acero al carbono, aplicando la norma NACE SP502

Autores: Ramírez Reyes, Obed

Institución: Centro de Tecnología Avanzada CIATEQ

Año: 2019

Para evaluar la integridad mecánica de un gasoducto, se aplicaron métodos de inspección indirectos y directos. Los métodos indirectos se basan en la medición de parámetros físicos o químicos del fluido que transporta el gasoducto, mientras que los métodos directos implican el examen visual o la prueba de la tubería. Los resultados de las inspecciones indirectas se compararon con los resultados de las inspecciones directas para identificar las zonas con corrosión externa e interna. Utilizando una cantidad considerable de datos estadísticos, se logra determinar el grado de confiabilidad de la metodología basada en la NACE para evaluar la integridad mecánica de los gasoductos. El estudio del comportamiento de los fluidos en sistemas cerrados puede ayudar a determinar el comportamiento mecánico de la tubería y a identificar los mecanismos de daño que pueden ocurrir. (Ramírez Reyes, 2019).

Título: Aplicación del método de emisión acústica en recipientes a presión y su impacto en el desarrollo del programa de mantenimiento predictivo en empresa mineras: Milpo y Minsur

Autores: Crisóstomo Barrios, Christian Edgar & Palacios Reto, José Luis

Institución: Universidad Nacional del Callao

Año: 2019

Un estudio realizado en dos mineras peruanas evaluó el impacto de la aplicación del método de emisión acústica en recipientes a presión. Los resultados mostraron que el método tiene un impacto positivo en la ejecución del programa de mantenimiento predictivo, reduciendo los tiempos, mejorando la rentabilidad y aumentando la productividad. El método de emisión acústica permite detectar defectos internos en los recipientes a presión, lo que puede ayudar a prevenir fallas catastróficas. Al detectar los defectos a tiempo, el método permite realizar los mantenimientos necesarios de manera oportuna, evitando paradas innecesarias en la producción. La verificación de métodos de inspección bajo la misma tecnología puede ayudar a determinar si

son viables las condiciones a las cuales se van a aplicar. En este caso, la aplicación del método de emisión acústica en recipientes a presión demostró ser viable en las condiciones de las mineras. (Crisóstomo Barrios & Palacios Reto, 2019).

Título: Modelo de plan de mantenimiento basado en la metodología RBI (inspección basada en riesgo) para los tanques de lavado de estaciones de tratamiento de crudo

Autores: Marulanda Montoya, Jorge Iván & Rojas Medina, Julio Ricardo

Institución: Universidad Industrial De Santander

Año: 2019

La corrosión y la degradación de los equipos en las plantas de recolección y almacenamiento de crudo de Ecopetrol en Castilla causan pérdidas de producto, costos ambientales y paradas de producción. Para mitigar estos efectos, se utilizarán planes de inspecciones predictivas. Estos planes se basarán en la criticidad de los equipos, la retroalimentación de las inspecciones visuales y los datos de los operadores. El estudio del comportamiento de la corrosión puede ayudar a identificar fenómenos específicos que afectan el comportamiento mecánico del material y pueden provocar daños en la línea de flujo. (Marulanda Montoya & Rojas Medina, 2019)

Título: Detección de fallas superficiales e internas en tuberías de alta presión para motores estacionarios por el método de ultrasonido.

Autores: Mosquera Ávila, Paul Fernando & Sánchez Espinoza, Marcel Francisco

Institución: Universidad Politécnica Salesiana

Año: 2015

Los ensayos no destructivos son un conjunto de técnicas que se utilizan para evaluar el estado de un material sin dañarlo. La técnica de ultrasonido industrial es una de estas técnicas, y

se utiliza para detectar defectos en tuberías. En este estudio, se evaluó la aplicación de la técnica de ultrasonido convencional en el análisis de líneas de tuberías que conducen agua y vapor de una central termoeléctrica. Se analizaron los requerimientos para la ejecución del examen, así como los criterios para determinar si una tubería es apta o no para su uso. Los diferentes métodos de ensayos no destructivos y su aplicación en la industria brindan un marco para el desarrollo de metodologías de inspección que puedan aplicarse a líneas de flujo. (Mosquera Ávila & Sánchez Espinoza, 2015).

Título: Las emisiones acústicas y su aplicación al mantenimiento predictivo.

Autores: González, Pau Closa

Institución: *Facultat Nàutica de Barcelona*. UPC

Año: 2014

La emisión acústica (EA) es un fenómeno que ocurre cuando un material está sometido a esfuerzos. La energía elástica almacenada en el material se libera en forma de ondas elásticas que pueden ser captadas por sensores. La EA se utiliza en mantenimiento predictivo para detectar defectos internos en los materiales, como grietas, deformaciones o corrosión. La EA es una técnica versátil que puede aplicarse a una amplia gama de materiales y activos. Entender y estudiar el fenómeno de emisión acústica es importante para comprender sus limitaciones y ventajas, lo que puede ayudar a mejorar la eficacia de su uso en el estudio de líneas de flujo. (González, 2014).

Título: Caracterización ambiental de la industria petrolera: tecnologías disponibles para la prevención y mitigación de impactos ambientales.

Autores: Calao Ruiz, Jorge Emilio

Institución: Universidad Nacional De Colombia Sede Medellín

Año: 2007

La industria petrolera puede tener un impacto negativo significativo en el medio ambiente si no se toman medidas de mitigación adecuadas. Estos impactos pueden incluir la contaminación del agua, el aire y el suelo, así como la pérdida de biodiversidad. La implementación de nuevos procedimientos y tecnologías ambientales puede ayudar a reducir estos impactos. La evaluación del impacto ambiental de la industria de los hidrocarburos es importante para estimar los costos y beneficios del proyecto. Esta evaluación debe ser multidisciplinaria, involucrando a expertos de diferentes campos, para garantizar que sea completa y precisa. (Calao Ruiz, 2007).

Título: Estudio sobre el uso de emisiones acústicas para la detección, localización y monitoreo de la evolución de grietas

Autores: Flores Jaramillo, César Antonio

Institución: Universidad de Concepción

Año: 2018

Las emisiones acústicas (EA) son una técnica eficaz para detectar y caracterizar grietas que se forman por fatiga. Los cambios en la forma de onda de los eventos de EA pueden indicar que la grieta está pasando de un modo de fractura a otro. La verificación de estudios que evalúan activos con las mismas condiciones y bajo los mismos mecanismos de falla puede ayudar a establecer la confiabilidad de este tipo de proyectos. (Flores Jaramillo, 2018).

5.2. Marco teórico

Dentro del estudio que enmarca a este documento, se hace referencia a diferentes fuentes dentro del marco teórico en donde se toman las principales normas aplicables dentro de la industria de los hidrocarburos para el desarrollo de análisis de integridad y confiabilidad de

activos, las normas de construcción y diseño para líneas de flujo, y algunas prácticas recomendadas y artículos científicos que completan el estudio de caso que se pretende en este documento, dando a entender los parámetros que deben tenerse en cuenta a la hora de implementar técnicas de ensayos no destructivos para tubería enterrada.

5.2.1. Mantenimiento en Líneas de Flujo

La integridad debe incorporarse a los sistemas de tuberías desde la planificación inicial, el diseño y la construcción. La gestión de la integridad de una tubería comienza con el diseño y la construcción sólidos de la tubería. La guía para nuevas construcciones se proporciona en varias normas de consenso, así como en las regulaciones de seguridad de tuberías. A medida que estas normas y pautas se aplican al diseño de una tubería, el diseñador debe considerar el área que atraviesa la tubería y los posibles impactos que la tubería puede tener en esa área, y las personas que residen en sus proximidades. Las especificaciones de diseño y la condición de construcción de la tubería proporcionan información de referencia importante para un programa de gestión de la integridad. (American Petroleum Institute API RP 1160, 2019).

Tener un plan para revisar los cambios en las condiciones que afectan la integridad y seguridad del sistema de tuberías, incluidas las disposiciones para patrullar e informar periódicamente sobre la actividad de construcción y los cambios en las condiciones, especialmente en áreas industriales, comerciales y residenciales y en cruces de ríos, ferrocarriles y carreteras, para considerar la posibilidad de proporcionar protección adicional para evitar daños a la tubería. Comunicarse con las autoridades locales que emiten permisos de construcción. Esto ayudará a asegurar que las excavadoras solo se utilicen en áreas seguras y que los operadores estén capacitados adecuadamente; analizar todas las fallas y accidentes. Esto ayudará a identificar las causas de los accidentes y a tomar medidas para prevenirlos en el futuro;

mantener registros actualizados. Esto ayudará a garantizar que los planes y procedimientos de prevención de accidentes sean efectivos. Tener procedimientos para abandonar los sistemas de tuberías. Al establecer planes y procedimientos, preste especial atención a aquellas partes del sistema que presenten el mayor peligro para el público en caso de emergencias o debido a requisitos de construcción o mantenimiento extraordinarios. (The American Society of Mechanical Engineers, 2022).

Muchos productos derivados del petróleo, como el petróleo y el gas, se transportan de un lugar a otro a través de tuberías, aunque pueden sufrir fugas debido a fugas en las tuberías y causar riesgos para las industrias, el medio ambiente y las personas. Las redes de gasoductos de gas natural requieren un sistema de monitoreo continuo en tiempo real para garantizar que los gasoductos entreguen los productos de una estación a otra en condiciones óptimas. (Anselemi B., 2019).

Se debe tener cuidado para asegurar que en cualquier punto del sistema de tuberías la presión máxima de operación en estado estacionario y la presión de carga estática con la línea en condición estática no excedan en ese punto la presión de diseño interno y las clasificaciones de presión para los componentes utilizados, y que el nivel de aumento de presión debido a sobretensiones y otras variaciones de la operación normal no exceda la presión de diseño interno en cualquier punto del sistema de tuberías y equipo en más del 10%. Un sistema de tuberías debe estar calificado para una presión de operación más alta cuando la presión de operación más alta produzca una tensión circunferencial de más del 20% del límite elástico mínimo especificado de la tubería. Si un sistema de tuberías se reduce a una presión de operación más baja en lugar de reparación o reemplazo, la nueva presión máxima de operación en estado estacionario se debe determinar. Para los sistemas existentes que utilizan materiales producidos bajo normas o

especificaciones discontinuadas o reemplazadas, la presión de diseño interno se determinará utilizando los criterios de diseño y tensión permitidos enumerados en la emisión del código o especificación aplicable vigente en el momento de la construcción original. (The American Society of Mechanical Engineers, 2022)

Factores Predominantes en los Mecanismos de Falla.

Por lo general, el daño en la red de gasoductos de gas natural está relacionado con el tamaño de la fuga. Los daños del gasoducto se clasifican en diferentes clases, como Inaudi & Glisic lo denominan, daños a pequeña escala: Esto no necesita ningún equipo de reemplazo o ventilación de gas natural durante los servicios técnicos; Daños a mediana escala: Esto requiere la reparación de equipos, pero no la ventilación de gas natural durante los servicios técnicos; y daños a gran escala: Esto lleva a la sustitución de equipos y a la ventilación de gas natural durante los servicios técnicos. Por lo tanto, es esencial gestionar los daños en las tuberías previniendo los factores que pueden causar fallas a través de sistemas de monitoreo adecuados. (Inaudi D., 2010).

Cada operador de tuberías debe considerar la necesidad de realizar evaluaciones periódicas de la integridad de dichas tuberías. Una evaluación de la integridad puede consistir en una prueba hidrostática de la tubería, una inspección en línea (ILI) seguida de la corrección de las anomalías indicadas por la inspección como posiblemente perjudiciales, u otros medios técnicos que puedan proporcionar un nivel de evaluación de la integridad equivalente a una prueba hidrostática o una ILI. Para obtener orientación sobre el proceso de evaluación de la integridad, el operador puede consultar API RP 1160. Al evaluar la integridad de la tubería, cada operador debe desarrollar criterios para evaluar las anomalías identificadas a través de métodos ILI, mediante inspección visual o mediante otros medios técnicos. API 1163, API RP 1160, API

RP 1176 y API RP 1183 se pueden utilizar como guía adicional. Los criterios de reparación de defectos y los métodos de reparación se describen a continuación como una guía para que los operadores de tuberías la utilicen al abordar las anomalías descubiertas en sus tuberías. (The American Society of Mechanical Engineers, 2022).

Se reconoce que un operador de tubería puede optar por realizar una evaluación crítica de ingeniería (ECA) para identificar criterios de reparación alternativos u otros métodos mitigativos según se define en API RP 1160. Las reparaciones deberán estar cubiertas por un plan de mantenimiento y se realizarán bajo la supervisión calificada de personal capacitado y familiarizado con los peligros para la seguridad pública. El plan de mantenimiento integral debe considerar de manera enfática la información más apropiada contenida en los diferentes estándares tales como API RP 2200, API RP 2201, API 1104 y API RP 1111. Es esencial que todo el personal que trabaja en las reparaciones de tuberías comprenda la necesidad de una planificación cuidadosa del trabajo, esté informado sobre los procedimientos que se deben seguir para realizar las reparaciones y siga las medidas de precaución y los procedimientos descritos en API RP 2200. (The American Society of Mechanical Engineers, 2022).

Uno de los mecanismos que más afecta a las líneas de flujo, como la evaluada en este documento, es la corrosión por CO₂, la cual se produce cuando el CO₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede reducir de manera eficiente el nivel del pH, y cantidades lo suficientemente necesario que pueden promover la corrosión general y/o la corrosión específica por picaduras del acero al carbono. El acero al carbono y los aceros de baja aleación se ven afectados. El aumento del nivel de cromo en los aceros no ofrece una mejora importante de la resistencia hasta que se alcanza un mínimo del 12 % de Cr, es decir, el acero inoxidable austenítico de la serie 310 tipo 410. La serie 300 de acero inoxidable austenítico es

altamente resistente a la corrosión por CO₂. El agua líquida debe estar presente para que se produzca la corrosión por CO₂. Más allá de eso, la presión parcial de CO₂, el pH, la temperatura, la contaminación por oxígeno y la velocidad son factores críticos. El aumento de las presiones parciales de CO₂ da como resultado un pH más bajo y, por lo tanto, tasas más altas de corrosión. La corrosión se produce en la fase líquida de agua, a menudo en lugares donde el CO₂ se condensa de la fase de vapor. El aumento de las temperaturas aumenta la velocidad de corrosión hasta el punto en que se expulsa el CO₂. El oxígeno puede acelerar las tasas de corrosión. El oxígeno debe limitarse a 10 ppb para evitar la corrosión acelerada. La alta velocidad y la turbulencia pueden causar corrosión acelerada y localizada. (American Petroleum Institute API RP 571, 2020).

El personal que trabaja en reparaciones de tuberías que manipulan líquidos que requieren precauciones especiales de seguridad, como GLP, alcohol líquido o amoníaco anhidro líquido, también debe ser informado sobre las propiedades, características y peligros potenciales específicos asociados con esos líquidos, las precauciones que se deben tomar después de la detección de una fuga y los procedimientos de reparación de seguridad establecidos para tuberías de GLP en API RP 2200. Las tuberías en las proximidades de cualquier reparación deben estar adecuadamente apoyadas durante y después de la reparación.

La corrosión interna genera dentro de las líneas de flujo limitaciones para las áreas corroídas y las áreas con una combinación de corrosión interna y externa son las mismas que para la corrosión externa. Cuando se trata de corrosión interna, se debe tener en cuenta la incertidumbre relacionada con la medición indirecta del espesor de la pared y la posibilidad de que la corrosión interna pueda requerir esfuerzos continuos de mitigación para evitar pérdidas adicionales de metal.

Inspecciones en Líneas de Flujo.

Los sistemas de detección y localización de fugas en tiempo real que ofrecen una seguridad significativa en el transporte por gasoductos al considerar el nivel de sensibilidad, precisión, confiabilidad y robustez son muy necesarios en las redes de gasoductos de gas natural. A través de eso, los operadores/ingenieros de tuberías deben mantener las tuberías libres de daños para garantizar la seguridad de las instalaciones industriales, las personas y el medio ambiente. Sin embargo, las fugas grandes pueden detectarse simplemente, mientras que las fugas menores pueden no detectarse durante algún tiempo, especialmente cuando una tubería está enterrada en lugares remotos o bajo una cubierta de hielo. (Thodi P., 2014).

Dentro de los planes de prevención y/o mitigación que se puedan desarrollar en una línea de flujo directamente relacionados con la corrosión mediante CO₂. Los inhibidores de corrosión pueden reducir la corrosión por CO₂ en los sistemas de condensado de vapor. Es posible que se requieran inhibidores de fase de vapor para proteger contra el vapor de condensación. Aumentar el pH del condensado por encima de 6 puede reducir la corrosión en los sistemas de condensado de vapor. Los SS de la serie 300 son altamente resistentes a la corrosión por CO₂ en la mayoría de las aplicaciones. El acero inoxidable de acero inoxidable y dúplex de la serie 400 también son resistentes. Por lo general, se requiere una actualización selectiva al acero inoxidable en las unidades operativas diseñadas para producir y/o eliminar CO₂ (es decir, plantas de hidrógeno y unidades de eliminación de CO₂). La selección de un acero inoxidable para mitigar la corrosión por CO₂ en cualquier unidad operativa debe tener en cuenta otros mecanismos de daño potencial aplicables al entorno específico. La corrosión por CO₂ en los sistemas de condensado de vapor a menudo se puede controlar corrigiendo o mejorando las condiciones de funcionamiento y/o el programa de tratamiento de agua. Asegúrese de que el aislamiento y el revestimiento estén en

buenas condiciones para evitar un enfriamiento inesperado e indeseado, que podría provocar condensación y la corrosión por CO₂ resultante. Los recubrimientos internos pueden ser efectivos cuando el diseño y el entorno lo permiten. Inspección y Monitoreo. VT, UT y RT (preferiblemente RT de perfil) se pueden utilizar para la pérdida general y local de espesor donde se anticipa la humectación con agua. El uso de sondas de video remotas puede ser efectivo para ubicaciones con una línea de visión directa limitada o nula (e.g.in tubos de caldera). La corrosión preferencial de las soldaduras puede requerir UT de haz angular (SWUT o PAUT) o RT. Se pueden utilizar sensores de control de espesor montados permanentemente. Monitoree los análisis de agua (pH, Fe, O₂, etc.) para determinar los cambios en las condiciones de operación. (American Petroleum Institute API RP 571, 2020).

5.2.2. Emisión Acústica en Líneas de Flujo

Como define Xiao et al, las fugas en las tuberías crean un mal funcionamiento del sistema de suministro de fluidos que puede provocar la descarga de materiales peligrosos en el medio ambiente, gastos de mantenimiento indebidos, aumento de los costos de reparación, pérdidas por tiempo de inactividad del sistema y accidentes graves. Por lo tanto, es importante realizar una inspección continua del estado de la tubería para detectar fugas. En las últimas décadas, se han propuesto numerosos métodos de monitoreo externo e interno para la detección de fugas en tuberías, incluidas las técnicas de onda de presión negativa (NPW), las técnicas basadas en acelerómetros, la tecnología de emisión acústica (AE), la reflectometría en el dominio del tiempo, los sistemas de detección de temperatura distribuida, la tecnología ultrasónica, y técnicas de fuga de flujo magnético. Las tecnologías de EA han ganado una gran popularidad debido a su capacidad de detección rápida de fugas, alta sensibilidad, respuesta en tiempo real y facilidad de adaptación. Una cantidad significativa de investigación asociada con la experiencia en EA utiliza

principalmente técnicas de extracción de características y reconocimiento de patrones para construir los modelos de detección de fugas. Se emplearon características de ondículas y una máquina de vectores de soporte (SVM) para clasificar los estados de fuga y no fuga. (Xiao R., 2019).

En Wang et al. [14] extrajeron características de ancho de frecuencia de las señales de tubería en el dominio del tiempo y las utilizaron para entrenar un modelo de descripción de datos de vector de soporte (SVDD) para detectar fugas. (Wang F., 2017)

Por su parte Zadkarami et al. utilizaron una red neuronal de perceptrón multicapa (MLPNN) y una técnica de fusión de clasificadores de Dempster-Shafer para aprender los patrones de fuga representados por características estadísticas y basadas en ondículas. (Zadkarami M., 2017).

Li et al. sugirieron un enfoque de detección de fugas basado en el análisis de componentes principales del kernel (KPCA) y SVM; se empleó el KPCA para extraer las características óptimas de las fugas y lograr una mejor clasificación de SVM. (Li Z., 2017)

En su concepto Sun et al. utilizar características de entropía del espectro de envolvente obtenidas por la descomposición media local (LMD) de las señales de EA logra entrenar SVM y reconocer fugas. Aplicaron además LMD y WT para extraer características de entropía RMS que luego se utilizaron para construir un modelo de detección de fugas SVM. (Sun J., 2014).

Cui et al. utilizaron la descomposición de modo empírico (EMD) para procesar las señales de tuberías no estacionarias y detectar fugas en gasoductos de CO₂. (Cui X., 2016).

Xu et al. utilizaron la transformada de paquetes de ondículas (WT) y las características en el dominio del tiempo, como el valor medio, el valor máximo, el valor RMS, la desviación estándar, el índice máximo, el índice de pulso, el índice de forma de onda y la amplitud raíz, en

combinación con *Fuzzy SVM* para identificar fugas. Aunque estos estudios eran apropiados para el diagnóstico de fugas, adolecían de varias deficiencias. En primer lugar, se requieren datos de falla asociados con una fuga de tubería para entrenar las técnicas de aprendizaje supervisado, como SVM y MLPNN. (Xu Q., 2013).

En aplicaciones industriales, no es práctico obtener los datos filtrados porque la tubería dañada se reemplaza inmediatamente para evitar repercusiones dañinas. En segundo lugar, los métodos de reconocimiento de patrones requieren una gran cantidad de datos para el entrenamiento. Los datos de entrenamiento insuficientes producen resultados inexactos al clasificar las condiciones de fuga de las condiciones normales. En tercer lugar, es posible que las técnicas anteriores de extracción de características no representen con precisión las señales de fuga. Las señales de EA se ven muy afectadas por la atenuación y el ruido circundante, lo que provoca cambios inesperados en la distribución de la forma de onda de EA. Las entidades en el dominio del tiempo son sensibles a estas variaciones, lo que crea una falsa impresión de la condición de la canalización. Las características del dominio de la frecuencia se corrompen por componentes de frecuencia no deseados generados debido a equipos externos como bombas y motores. Las técnicas en el dominio del tiempo-frecuencia, como WT, EMD y LMD, dependen de la selección de bases de ondículas y modos de frecuencia óptimos para la extracción de características de falla confiables. Además, la descomposición tiempo-frecuencia de las grandes señales de EA es un consumo de tiempo. Para superar estas deficiencias, este artículo propone un enfoque novedoso que utiliza características de eventos de EA y una prueba de Kolmogorov-Smirnov (KS) de dos muestras para la detección de fugas en tuberías. (Rai A., 2021).

Para la evaluación de integridad aumenta su confiabilidad debido a estudios que permita analizar la información necesaria, y a la cual se le llevan a cabo investigaciones experimentales

para la detección de fugas en la tubería utilizando la técnica de emisión acústica para diferentes caudales de fuga. A partir de diferentes estudios, se pueden encontrar las siguientes observaciones.

- Se encuentra que las características de AE podrían usarse para identificar y localizar la fuga en la tubería con la aplicación de instrumentaciones adecuadas.
- Se observa que las características acústicas, como los recuentos de EA, la energía de AE y la intensidad de la señal, son parámetros importantes de EA. Los resultados de los experimentos muestran que los parámetros de EA son muy efectivos para identificar y localizar fugas en la tubería.
- Además, se estudia la influencia del caudal de fuga y se encuentra que las características de EA pueden distinguir la tasa de fuga si es más lenta o rápida.
- El presente estudio mostró la efectividad de la utilización de la técnica de emisión acústica para identificar y localizar la fuga en la tubería, así como para evaluar cualitativamente la tasa de fuga.
- Además, los algoritmos SVM y RVM se utilizan para clasificar los datos de EA sanos y de fugas utilizando una clasificación binaria y múltiple para diferentes presiones en la tubería.
- La precisión de la clasificación binaria es del 99,92% y la precisión de la clasificación multiclase es del 99,46%. Mediante el uso de datos experimentales de AE, SVM y RVM pueden clasificar entre datos sanos y de fugas de la tubería.

En comparación con RVM, SVM ofrece una precisión mucho mayor y es capaz de predecir fugas con clasificación multiclase, mientras que RVM solo se puede usar para clasificación binaria. Los prometedores resultados obtenidos del presente estudio han inspirado a

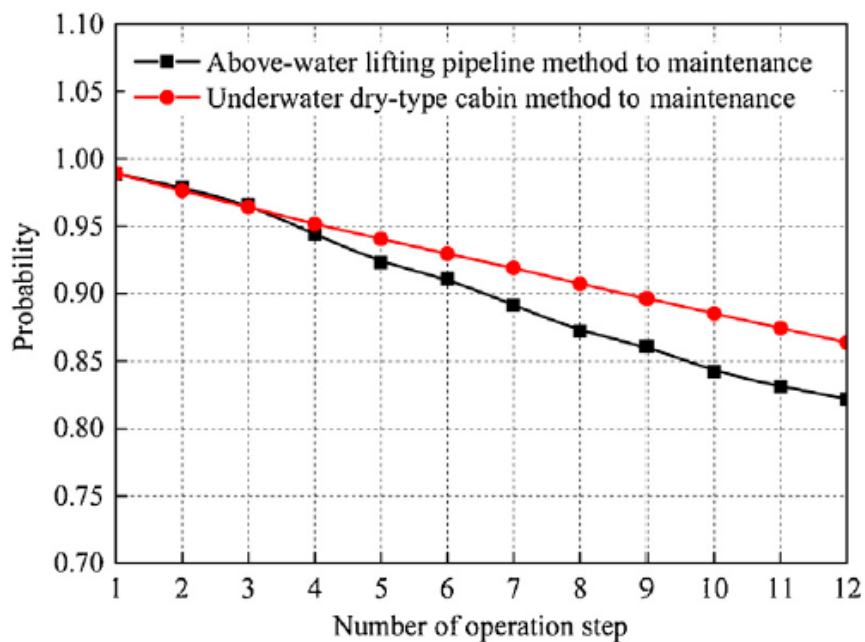
los autores a seguir investigando para utilizar la técnica en condiciones de campo lejano con ruido blanco. (Banjara N., 2020).

Factibilidad de la Aplicación de EA.

Evaluación y gestión de riesgos durante las operaciones de mantenimiento deben permitir determinar el análisis de la fiabilidad de la aplicación de estas metodologías al evaluar el riesgo que puede tener el activo si no se hace este tipo de inspecciones en las zonas críticas. La Figura 1 muestra las probabilidades de finalización de las operaciones de mantenimiento utilizando dos métodos. Se puede ver que la probabilidad de finalización de cada paso de la operación disminuye gradualmente. En general, las probabilidades de finalización de los pasos de operación para el método de cabina de tipo seco submarino son mayores que las de la operación de mantenimiento utilizando el método de tubería de elevación sobre el agua. La probabilidad media de finalización de los pasos críticos de la operación del método de la tubería de elevación sobre el agua es de 0,892, mientras que la probabilidad media de finalización de los pasos críticos de la operación en el método de la cabina de tipo seco submarino es de 0,916. (Li X., 2019).

Figura 1

Probabilidades de finalización de las operaciones de mantenimiento

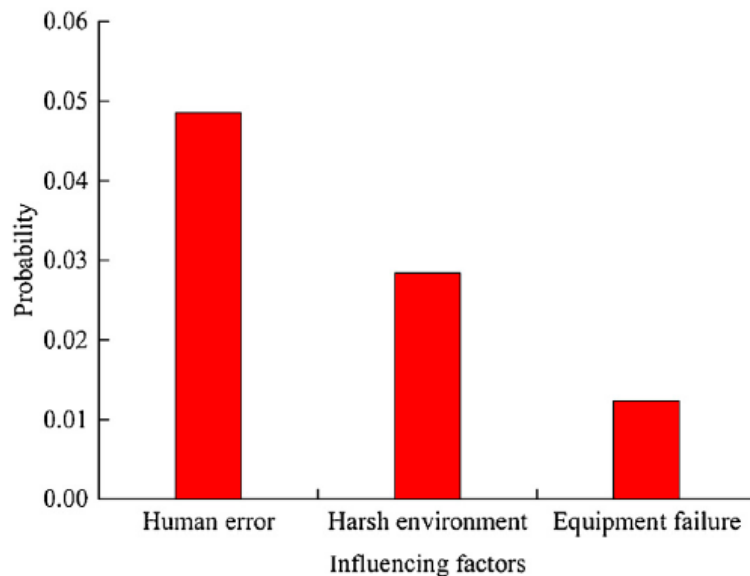


Nota: El grafico representa la probabilidad que pueda tener con el número de pasos de operación. Tomado de *Análisis de seguridad de operación basado en el riesgo durante las actividades de mantenimiento de tuberías submarinas* (p. 13), por X. Li et al., 2019, Centro de Ingeniería Extraterritorial y Tecnología de Seguridad.

La Figura 2 presenta la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de factor influyente. El error humano tiene la mayor probabilidad de ocurrencia, mientras que la falla del equipo tiene la menor probabilidad de ocurrencia. La probabilidad del entorno hostil está entre la falla del equipo y el error humano. Dado que el impacto adverso debido a la dureza del entorno es inevitable, se requieren esfuerzos suficientes para reducir la probabilidad de ocurrencia de errores humanos en las operaciones de mantenimiento. Además, los equipos utilizados para las operaciones de mantenimiento deben ser revisados y mantenidos periódicamente para mejorar su fiabilidad antes de iniciar una actividad de mantenimiento. (Li X., 2019).

Figura 2

Probabilidades de ocurrencia de factores influyentes en las operaciones de mantenimiento



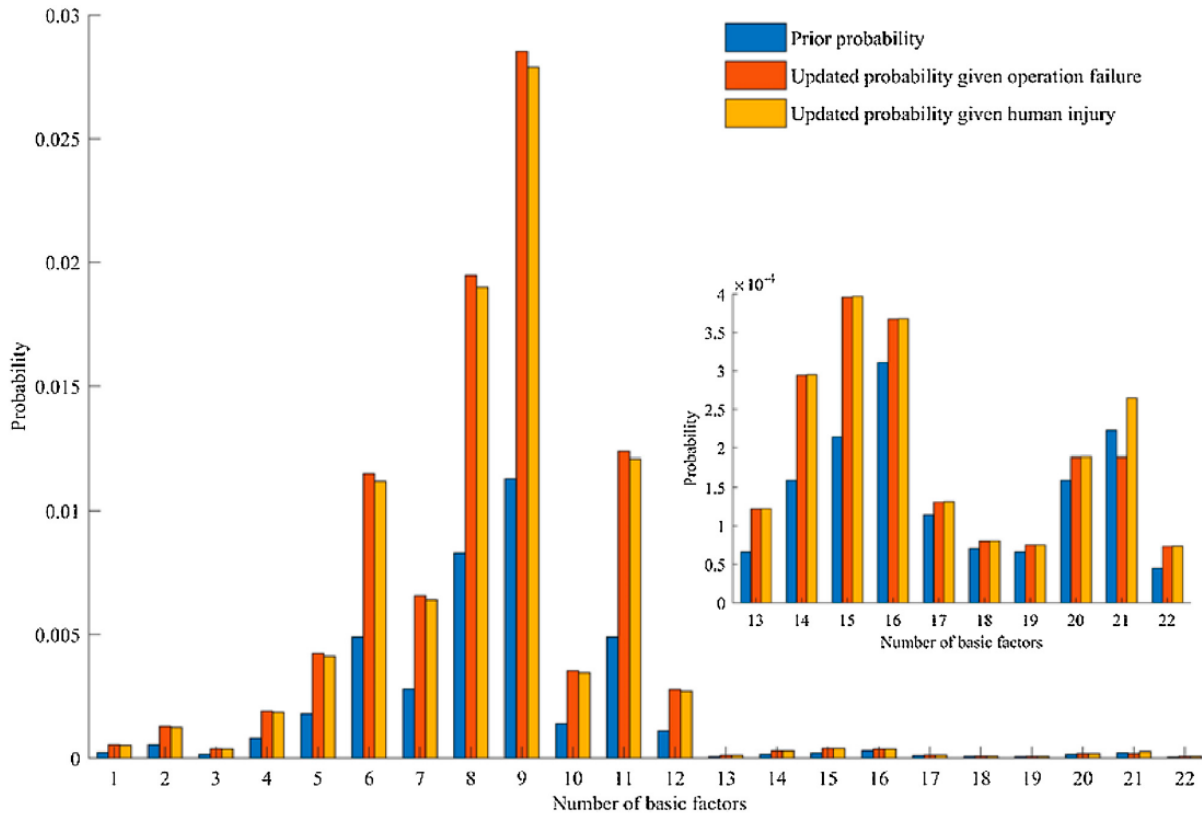
Nota: El grafico representa los factores que influyen en la probabilidad que ocurran. Tomado de *Análisis de seguridad de operación basado en el riesgo durante las actividades de mantenimiento de tuberías submarinas* (p. 13), por X. Li et al., 2019, Centro de Ingeniería Extraterritorial y Tecnología de Seguridad.

La Figura 3 presenta las probabilidades actualizadas de los factores básicos para la operación de mantenimiento utilizando el método de cabina subacuática de tipo seco. Dado que la estructura BN similar se utiliza en el modelado de dos operaciones de mantenimiento, la tendencia de variación de probabilidades de los factores básicos para los factores de riesgo básicos en la operación de mantenimiento utilizando el método de cabina de tipo seco bajo el agua es similar a la operación de mantenimiento utilizando el método de tubería de elevación sobre el agua. Como se puede ver, los aspectos más probables que contribuyen a la falla de toda la operación y a la ocurrencia de lesiones humanas incluyen factores organizativos irrazonables, entornos hostiles, fallas en la grúa y fallas en la cabina de tipo seco. La falla de la cabina de tipo seco es una causa específica que contribuye a la falla de las operaciones de mantenimiento que

utilizan el método subacuático. En general, la utilización de diferentes evidencias tiene un ligero efecto en las probabilidades actualizadas. (Li X., 2019).

Figura 3

Se actualizaron las probabilidades de los factores de riesgo básicos en la operación utilizando el método de tubería de elevación por encima del agua para el mantenimiento.



Nota: El gráfico representa como al aumentar la confiabilidad los factores que influyen en la probabilidad que ocurran disminuyen. Tomado de *Análisis de seguridad de operación basado en el riesgo durante las actividades de mantenimiento de tuberías submarinas* (p. 14), por X. Li et al., 2019, Centro de Ingeniería Extraterritorial y Tecnología de Seguridad.

La planificación del mantenimiento de tuberías corroídas. Se utiliza un modelo de corrosión para calcular la probabilidad de falla de la tubería en función de su edad. Para una baja tasa de corrosión, la probabilidad de falla es muy baja durante toda la vida útil de la tubería. Para una alta tasa de corrosión, la probabilidad de falla aumenta rápidamente y la tubería puede fallar

en un corto período de tiempo. Además de la tasa de corrosión, la planificación del mantenimiento también debe tener en cuenta los costos de falla, inspección y reparación. El tamaño del defecto crítico, que corresponde a una probabilidad de falla de 10^{-2} , debe utilizarse para determinar la frecuencia de las inspecciones.

Los siguientes factores en la planificación del mantenimiento:

- Lapso entre inspecciones: Al aumentar el lapso entre inspecciones, los costos de inspección y reparación disminuyen, pero el costo de falla aumenta. El lapso óptimo entre inspecciones se obtiene con el costo total mínimo esperado.
- Costo de inspección: El costo total esperado y el lapso óptimo entre inspecciones aumentan con el costo de inspección.
- Calidad de la inspección: Una mayor precisión de la inspección conduce a un menor lapso entre inspecciones.
- Velocidad de corrosión: El lapso óptimo entre inspecciones disminuye con la velocidad de corrosión.

En general, se concluye que el lapso óptimo entre inspecciones depende de una serie de factores, incluidos la tasa de corrosión, el costo de inspección, la calidad de la inspección y la vida útil de la tubería. Este enfoque completo para la política de Inspección-Reparación de tuberías corroídas que permite considerar los errores en los resultados de la inspección. El procedimiento propuesto nos permite comparar diversas estrategias, comparando la eficacia de diversas técnicas y frecuencias de inspección. Se sugieren las formulaciones del costo esperado en diferentes situaciones y se concluye con una ilustración para decidir la frecuencia óptima de las inspecciones para diferentes tasas de corrosión. La aplicación numérica muestra la coherencia

del modelo propuesto, así como su capacidad para tener en cuenta la planificación práctica de las inspecciones. (Sahraoui Y., 2013).

5.3. Marco legal

En el desarrollo de esta investigación se pueden evidenciar diferentes tipos de normativa, códigos y estándares en las cuales se pueden observar lineamientos para determinar aspectos relevantes, con lo cual se expone a continuación sus aportes más relevantes.

Estándar de la *American Petroleum Institute 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities*. En este estándar especifican como se debe determinar los procedimientos o métodos de reparación de las líneas de flujo, con lo cual se puede determinar valores económicos y tiempos para verificar el beneficio que se puede dar en la aplicación de la tecnología que se pretende presentar en esta investigación.

Estándares de la *National Association of Corrosion Engineers*. Los cuales evalúan los tipos de corrosión y metodologías para la inspección y monitoreo de líneas de flujo de manera segura, para determinar el valor del riesgo a la que está sometida una tubería que transporta hidrocarburos.

Practica Recomendada de la *American Petroleum Institute 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. En esta práctica recomendada se especifican procedimiento y normativa para el manejo de la integridad de líneas de flujo para líquidos peligrosos, la cual es la base para la generación de un plan de mantenimiento en donde se estipulan intervalos y métodos de inspección.

Código de la *American Society Mechanical Engineers Sección V*. En este estándar se establece los parámetros iniciales e indicativos para la técnica de emisión acústica, sus usos y

procedimientos, adicionalmente identifica los parámetros para la aplicación de la técnica por personal calificado.

6. Marco metodológico de la investigación

6.1. Enfoque de investigación

El enfoque de la investigación de la viabilidad económica en la aplicación de la técnica de ensayos no destructivos emisión acústica a la línea principal de Nafta del campo GLC, se quiere aumentar la validez de toda la información, mecanismos de intervención, modos de fallas presentes, con enfoque en la metodología de inspecciones y monitoreos sobre la línea de flujo, adicionalmente con la recopilación de toda la data necesaria, se busca aumentar la confiabilidad de la información, de tal manera que se dé un veredicto concreto y fidedigno a lo que presenta el activo y lo que se puede aplicar a la nueva técnica propuesta.

Buscaremos cuantificar el fenómeno al que está expuesto la línea de flujo, estructurando de manera más concreta las fallas y como estas se pueden evitar a partir de la técnica de emisión acústica, esta viabilidad económica será objetiva y ayudará a reducir la influencia del investigador en los resultados. Enfocaremos la investigación en el comportamiento de la técnica de emisión acústica a líneas de flujo respondiendo preguntas como cuántas, con qué frecuencia y en qué medida.

En nuestra investigación los datos son cuantitativos debido a que existe evidencia en la cantidad de fallas que se han presentado en la línea, las cantidades medibles en este caso son tales como la longitud de falla, el tamaño de la falla, las cantidades de falla, el precio o diferida de producción y la duración de cada una de ellas. Adicionalmente se cuenta con la información del alcance de la técnica de emisión acústica, los cuales también son numéricos, en donde se identifican que tipo de sensores, que cantidad de sensores se necesitan, que longitud cubren los

sensores, el costo de los sensores, equipos y de la instalación de estos, sumando la variación de la tasa representativa del mercado sobre la moneda de compra (en este caso el dólar), los tiempos de envío y nacionalización de los equipos.

Estos datos cuantitativos se analizarán utilizando métodos estadísticos y se presentarán tablas, gráficos, porcentajes u otras representaciones estadísticas. Mediante métodos de muestreo probabilístico se utilizará una selección de lugares críticos de la línea de flujo y permitirá a la investigación hacer una declaración de probabilidad basada en datos recolectados de la población objetivo.

6.2. Tipo de investigación

El tipo de investigación que tendrá este proyecto es de tipo de “Estudio de caso”, ya que la metodología de estudios de caso implica un enfoque detallado y profundo de un fenómeno particular o situación, que se examina dentro de su contexto natural. Este método busca comprender las complejidades y dinámicas de un caso específico, permitiendo una exploración exhaustiva de múltiples variables y factores que influyen en él. Los estudios de caso son especialmente útiles para investigaciones que requieren un análisis minucioso y una comprensión holística de un problema o fenómeno, aunque suelen requerir un tiempo considerable debido a su naturaleza detallada y exhaustiva. (ARR, 2023); ya que se buscará analizar la viabilidad económica acerca de la técnica de emisión acústica inspecciona líneas de flujo en reemplazo de la intervención directa a través de apiques. Con lo cual se seguirán los siguientes pasos:

- Se identifica el problema como la viabilidad económica debido a la no posibilidad de inspeccionar líneas de flujo con técnicas convencionales.
- Se realizará el diagnóstico de la aplicación de la técnica, cantidad de sensores, costos de instalación y demás temas económicos.

- Se recomendarán rutinas de inspección y monitoreo con el fin de verificar el estado de la línea de flujo.

6.3. Población

Empresa de exploración, explotación y distribución de hidrocarburos. dueño del activo por el cual circula nafta.

Empresa del sector de servicios en integridad de activos. El cual generará los planes de inspección con procedimiento específico para la técnica de emisión acústica.

Sociedades aledañas. Al trazado de la línea de flujo, dueños de predios por donde directamente pasa la tubería y se ve damnificada por la intervención anual de sus predios y genera conflictos con la empresa dueña del activo.

6.4. Fuentes de información

6.4.1. Fuentes primarias

Documentos originales, manuales de usuario de equipos de emisión acústica, estándares de inspección y técnicas de ensayos no destructivos, costos de equipos y tiempos de inspección registrados en las compañías de mantenimiento predictivo.

6.4.2. Fuentes secundarias

Revistas de investigación, artículos de investigación, diferentes estudios de otras compañías o institutos de investigación en donde se identifican las principales características de cada etapa en la implementación de esta metodología, adicionalmente los estados financieros de empresas del sector hidrocarburos.

6.5. Diseño metodológico

Investigación de tipo “Estudio de Caso” mediante un enfoque cuantitativo en donde se busca aumentar la validez y confiabilidad de la información recopilada para la viabilidad

económica de la aplicación de la técnica de emisión acústica en una línea de flujo que no se puede inspeccionar mediante técnicas convencionales. Se divide en 4 fases las cuales se describen a continuación:

6.5.1. Fase 1 Diagnosticar los puntos más críticos de la línea

La primera fase se enfoca en verificar cuantos puntos han dado vida remanente menor a 5 años, verificar los modos de falla evidentes en la línea de nafta, unificar el trazado de la línea y ubicar geográficamente los puntos más críticos, finalmente recopilar toda la información de diseño y construcción de la línea.

Fase 1 Actividad 1, verificar cuantos puntos han dado vida remanente menor a 5 años; se codificará dentro del cronograma como F1A1.

Fase 1 Actividad 2, verificar los modos de falla evidentes en la línea de nafta; se codificará dentro del cronograma como F1A2.

Fase 1 Actividad 3, unificar el trazado de la línea y ubicar geográficamente los puntos más críticos; se codificará dentro del cronograma como F1A3.

Fase 1 Actividad 4, recopilar toda la información de diseño y construcción de la línea; se codificará dentro del cronograma como F1A4.

6.5.2. Fase 2 Analizar la eficiencia y capacidad de implementación

En la segunda fase se procederá a verificar que equipos son los más ajustados para la inspección de esta línea de flujo, verificar los costos de adquisición y tiempos de entrega de estos equipos, ajustar los rendimientos de inspección con el equipo seleccionado, para finalmente verificar los tiempos de capacitación.

Fase 2 Actividad 1, verificar que equipos son los más ajustados para la inspección de esta línea de flujo; se codificará dentro del cronograma como F2A1.

Fase 2 Actividad 2, verificar los costos de adquisición y tiempos de entrega de estos equipos; se codificará dentro del cronograma como F2A2.

Fase 2 Actividad 3, ajustar los rendimientos de inspección con el equipo seleccionado; se codificará dentro del cronograma como F2A3.

Fase 2 Actividad 4, verificar los tiempos de capacitación; se codificará dentro del cronograma como F2A4.

6.5.3. Fase 3 Contrastar la factibilidad de la metodología

Como fase 3 se tiene la evaluación de la factibilidad a partir de los costos del método actual vs costos de la EA, la recopilación de la información de costos del método de inspección actual utilizado, verificación los tiempos de ejecución y avance en la inspección directa con el método actual, y finalizar con la determinación del ROI de la futura implementación de la EA en el sistema.

Fase 3 Actividad 1, recopilar la información de costos del método de inspección actual utilizado; se codificará dentro del cronograma como F3A1.

Fase 3 Actividad 2, verificar los tiempos de ejecución y avance en la inspección directa con el método actual; se codificará dentro del cronograma como F3A2.

Fase 3 Actividad 3, evaluar la factibilidad a partir de los costos del método actual vs costos de la EA; se codificará dentro del cronograma como F3A3.

Fase 3 Actividad 4, determinar el ROI de la futura implementación de la EA en el sistema; se codificará dentro del cronograma como F3A4.

6.5.4. Fase 4 Proponer estrategias de rutinas y monitoreos

Por último, en la fase cuatro se deben establecer según manuales de usuario las rutinas más optimas, evaluar la cantidad de monitores necesarios según los riesgos del activo,

determinar los costos del monitoreo anualizado y concluir con la proposición de la metodología de entrega de resultados.

Fase 4 Actividad 1, según buenas prácticas determinar las rutinas más optimas; se codificará dentro del cronograma como F4A1.

Fase 4 Actividad 2, evaluar la cantidad de monitores necesarios según los riesgos del activo; se codificará dentro del cronograma como F4A2.

Fase 4 Actividad 3, determinar los costos del monitoreo anualizado; se codificará dentro del cronograma como F4A3.

Fase 4 Actividad 4, proponer la metodología de entrega de resultados; se codificará dentro del cronograma como F4A4.

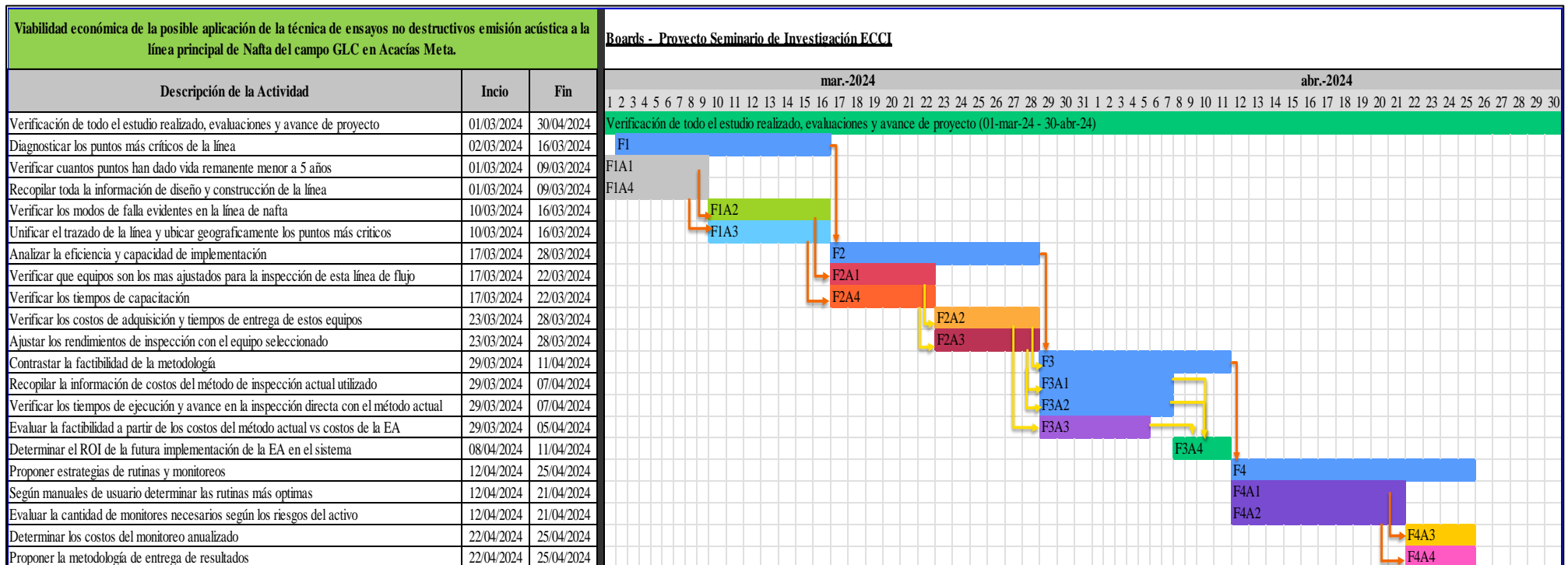
Con este conjunto de actividades se define cada una de las actividades necesarias para la ejecución final de todo el proyecto. En cada una de ellas se especifica la tarea detallada con su dependencia y dentro del cronograma se evidencia las fechas límites de ejecución, se define la jerarquía de las actividades y como cada una de ellas le da la progresión necesaria para finalizar el estudio.

6.6. Cronograma

A continuación, se modelará las actividades con un cronograma en donde se puede verificar la ejecución de las actividades propuestas, dándole un periodo para su ejecución y la jerarquía de estas, ya que en la ejecución de todo el proyecto se generan dependencias en cada una de las actividades.

Figura 4

Cronograma de las fases y actividades propuestas



Nota.

7. Resultados y/o propuesta de solución

7.1. Fase 1, diagnosticar los puntos más críticos de la línea ubicándolos geográficamente y recopilar toda la información de diseño y construcción

La ejecución de las actividades en la fase 1 se basa en el diagnóstico de los puntos más críticos de la línea, por lo tanto, se presentan a continuación los resultados de cada una de las actividades propuestas de esta primera fase, discriminado por cada una de las actividades que contempla la fase 1. En esta fase inicial se verificaron los puntos con vidas remanentes menores a 5 años, se identificaron los modos de falla, se ubicaron geográficamente todos los puntos críticos referenciados y finalmente se recopiló toda la información de diseño, construcción y operación de la línea.

7.1.1. Verificación de cuantos puntos han dado vida remanente menor a 5 años

En la ejecución del objetivo específico 3.2.1. Diagnosticar los puntos más críticos de la línea de Nafta a través de todo su trazado en el campo GLC, recolectando toda la información necesaria para el desarrollo de este diagnóstico. Se realizó el análisis de información de los puntos críticos con vida remanentes menor a 5 años se establece los siguientes tramos:

Tabla 1

Tramos identificados como críticos de la línea de Nafta

Troncal	Espesor nominal [in]	Espesor mínimo medido [in]	% pérdida metal	Velocidad de corrosión [mpy]	Vida remanente [año]
ALNCL47Y1	0,28	0,145	48,21428571	25,38639876	1,37869102
ALNCL47Y1	0,28	0,172	38,57142857	79,09921671	0,783825714
ALNCL47Y1	280	0,182	35	44,41798942	1,62096486
ALNCL47Y1	280	0,172	38,57142857	79,091	0,783825714
ALNCL47Y1	237	0,165	30,37974684	55,27415144	1,356872933
ALNCL47Y1	0,28	0,204	27,14285714	59,36746988	1,583358701
ALNCL47Y1	0,28	0,237	15,35714286	32,98192771	3,850593607
ALNCL47Y1	0,237	0,194	18,14345992	31,88253012	3,261974492

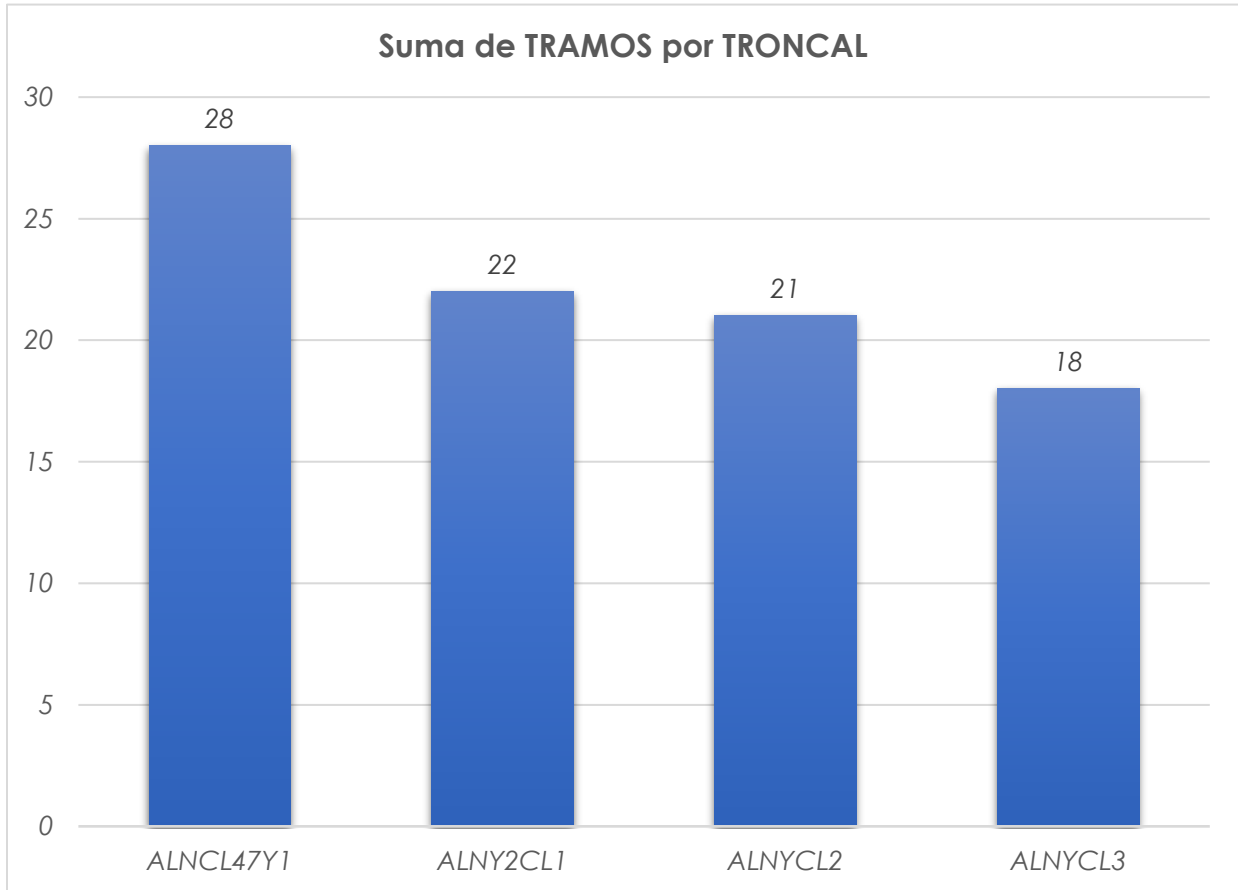
Troncal	Espesor nominal [in]	Espesor mínimo medido [in]	% pérdida metal	Velocidad de corrosión [mpy]	Vida remanente [año]
ALNCL47Y1	0,28	0,161	42,5	20,04383941	1,27221135
ALNCL47Y1	0,28	0,161	42,50	14,2	2,2
ALNCL47Y1	0,28	0,153	45,36	15,19	1,5
ALNCL47Y1	0,28	0,170	39,29	13,134	3
ALNCL47Y1	0,28	0,179	36,07	12,151	4
ALNCL47Y1	0,28	0,181	35,36	11,91	4,3
ALNCL47Y1	0,28	0,183	34,64	11,669	4,5
ALNCL47Y1	0,28	0,152	45,71	15,4	1,4
ALNCL47Y1	0,28	0,113	59,6	20,091	0
ALNCL47Y1	0,28	0,115	59	20,298	0
ALNCL47Y1	0,28	0,104	63	28,93	0
ALNCL47Y1	0,28	0,185	33,92857143	15,70425725	4,775775054
ALNCL47Y1	0,28	0,172	38,57142857	15,06880734	4,114459665
ALNCL47Y1	0,28	0,156	44	16,8	2,73804684
ALNCL47Y1	0,28	0,111	60	23	0,04
ALNCL47Y1	0,28	0,175	37,5	14,18918919	4,580952381
ALNCL47Y1	0,28	0,111	60,35714286	22,83783784	0,043786982
ALNCL47Y1	0,28	0,1	64,28571429	24,27041005	0
ALNCL47Y1	0,28	0,089	68,21428571	25,75360177	0
ALNCL47Y1	0,28	0,133	52,5	19,8	1,16
ALNYCL2	0,28	0,17	39,28571429	15,34785933	3,909339975
ALNYCL2	0,28	0,165	41,07142857	16,0026687	3,436926742
ALNYCL2	0,28	0,138	50,7	24,93	1,12
ALNYCL2	0,28	0,138	50,7	24,93	1,12
ALNYCL2	0,28	0,105	62,50	30,75349061	0
ALNYCL2	0,28	0,104	62,86	30,92922484	0
ALNYCL2	0,28	0,147	47,5	18,61388037	1,98776393
ALNYCL2	0,28	0,115	59	22,6	0,22
ALNYCL2	0,28	0,177	36,78571429	14,0227527	4,777949195
ALNYCL2	0,28	0,264	5,714285714	44,24242424	3,480821918
ALNYCL2	0,154	0,121	21,42	25,9	1,58
ALNYCL2	0,154	114	25,97402597	17,38095238	1,956164384
ALNYCL2	0,216	0,13	39,81481481	79,42542787	0,629521318
ALNYCL2	0,25	0,153	38,8	70,50122249	1,035443038
ALNYCL2	0,25	0,131	47,6	100,8435208	0,505734028
ALNYCL2	0,25	0,121	51,6	107,9828851	0,3796898
ALNYCL2	0,154	0,113	26,62337662	11,98158527	2,754226529
ALNYCL2	0,218	0,092	57,79816514	79,42542787	0,27698938
ALNYCL2	0,218	0,102	53,21100917	88,34963325	0,362197316
ALNYCL2	0,25	0,118	53	129,8	0,3
ALNYCL2	0,218	0,076	65	136,5	0,1
ALNY2CL1	0,28	0,178	36,42857143	14,37451737	4,730593607

Troncal	Espesor nominal [in]	Espesor mínimo medido [in]	% pérdida metal	Velocidad de corrosión [mpy]	Vida remanente [año]
ALNY2CL1	0,28	0,173	38,21428571	14,87809524	4,234413007
ALNY2CL1	0,28	0,176	37,14285714	14,46095238	4,564014752
ALNY2CL1	0,28	0,16	42,85714286	16,68571429	2,996575342
ALNY2CL1	0,28	0,167	40,35714286	15,47654784	3,682991878
ALNY2CL1	0,28	0,176	37,14285714	14,24390244	4,633561644
ALNY2CL1	0,28	0,086	69 -57	26,61029688	0,90190651
ALNY2CL1	0,28	0,178	36,42857143	13,99098083	4,860273973
ALNY2CL1	0,28	0,253	9,642857143	74,65909091	1,915372907
ALNY2CL1	0,28	0,169	21,76	32,80114723	2,713319732
ALNY2CL1	0,28	0,121	56,79	134,2401216	0,081942715
ALNY2CL1	0,28	0,193	31,07	86,53	0,959149982
ALNY2CL1	0,375	0,343	8,533333333	69,94011976	3,331421233
ALNY2CL1	0,218	0,11	49,5412844	236,0479042	0,169457128
ALNY2CL1	0,28	0,241	13,92857143	85,23952096	1,536845803
ALNY2CL1	0,216	0,121	43,98148148	63,05352798	0,650241173
ALNY2CL1	0,216	0,133	38,42592593	36,41119221	1,455596392
ALNY2CL1	0,154	0,1	35,06493506	15,60570071	1,922374429
ALNY2CL1	0,218	0,135	38,0733945	50,62043796	1,28406633
ALNY2CL1	0,28	0,24	14,28571429	48,02631579	2,706849315
ALNY2CL1	0,28	0,241	13,92857143	46,82565789	2,797611521
ALNY2CL1	0,216	0,139	35,64814815	60,2310231	0,979561644
ALNYCL3	0,28	0,154	41,42857143	15,83988028	3,409116675
ALNYCL3	0,28	0,152	38- 45,71	21,55976004	1,94807363
ALNYCL3	0,28	0,163	41,78571429	19,79833102	2,676993326
ALNYCL3	0,28	0,133	52,5	24,87482615	0,924629578
ALNYCL3	0,28	0,125	55,35714286	26,22855818	0,571895714
ALNYCL3	0,28	0,098	65	30,7974038	0,389643233
ALNYCL3	0,28	0,178	36,4	80,05	0,85
ALNYCL3	0,28	0,178	36,42857143	80,05221932	0,849445532
ALNYCL3	0,28	0,233	16,78571429	40,02610966	3,072994129
ALNYCL3	0,216	0,145	32,87037037	50,71428571	1,281690141
ALNYCL3	0,216	0,141	34,72222222	33,30291971	1,831671233
ALNYCL3	0,216	131	39,35185185	25,49301561	2,000547945
ALNYCL3	154	119	22,72727273	10,49712408	4,667945205
ALNYCL3	280	265	5,357142857	37,16710183	4,170354759
ALNYCL3	0,216	0,078	64	85,7	0,02
ALNYCL3	250	196	21,6	39,07310705	3,224724357
ALNYCL3	218	143	34,40366972	46,69712794	1,563265306
ALNYCL3	218	66	69,72477064	126,7493473	0,031558348

Nota. Puntos críticos de la línea en estudio donde se identifica el porcentaje de pérdida, la velocidad de corrosión y la vida remanente de cada troncal. Fuente documentación interna de la empresa de mantenimiento en alianza con el dueño del activo.

Figura 5

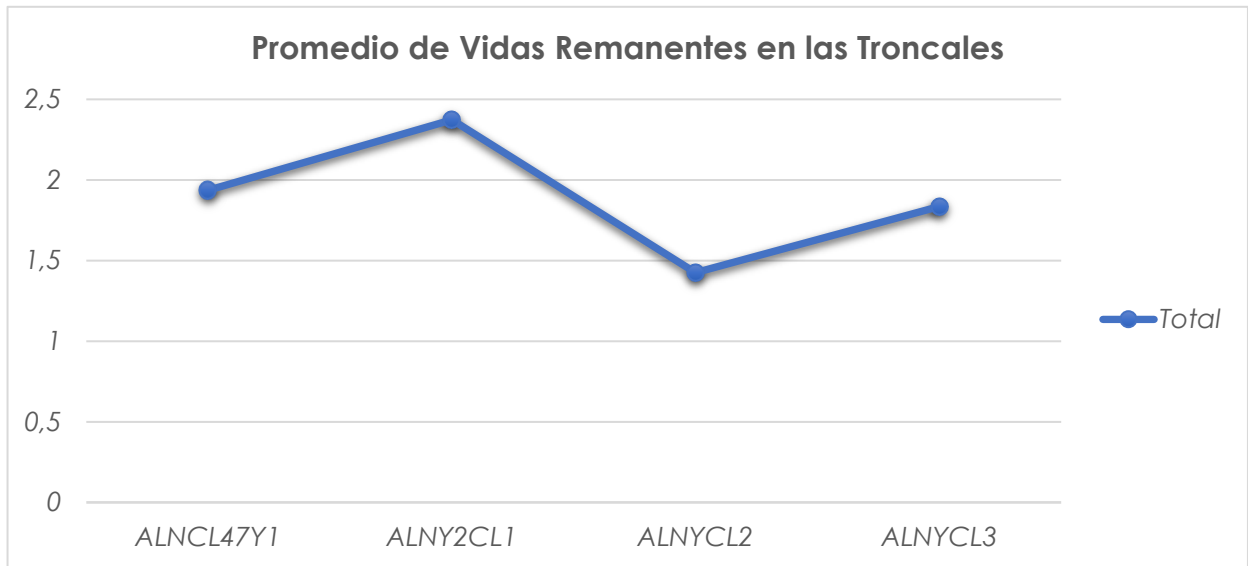
Cantidad de tramos por troncal perteneciente a la línea de Nafta



Nota. En la figura se puede establecer la cantidad de puntos críticos de cada una de las secciones de la línea en estudio donde se identifica que la sección ALNCL47Y1 es la que presenta mayor cantidad de tramos afectados con un total de 28. Fuente documentación interna de la empresa de mantenimiento en alianza con el dueño del activo.

Figura 6

Promedio de vida remanentes por sección de la línea de Nafta



Nota. En la figura se puede establecer la vida remanente promedio de cada una de las secciones de la línea en estudio donde se identifica que ninguna de ellas supera los 2,5 años de vida remanente en promedio. Fuente documentación interna de la empresa de mantenimiento en alianza con el dueño del activo.

7.1.2. Verificar los modos de falla evidentes en la línea de Nafta

Continuando con la ejecución del objetivo 3.2.1. una vez establecidas las propiedades químicas, mecánicas y microestructurales de la tubería, se realizó la caracterización de las afectaciones que ha presentado de forma transversal, así como una evaluación morfológica de los daños presentados y el estudio composicional de los productos de corrosión adheridos a la superficie interna, lo cual se contrastó con la información de diseño y construcción, todo esto con la finalidad de identificar las causas de falla reportadas en campo.

En primer lugar, por medio de la técnica no destructiva de inspección visual, se han detallado características geométricas representativas de la pieza, identificando las zonas de daño, justo en la posición horaria de las 6:00, donde externamente no se identificaron pérdidas de

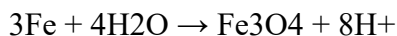
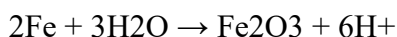
material que se relacionen con el inicio de los daños, descartando procesos de corrosión externa en la línea. Sin embargo, en la pared interna, se identificaron altas concentración de productos sólidos o depósitos, los cuales, una vez removidos, exponen picaduras causantes de pérdida de contención, estableciendo que esta se originó por fenómenos de corrosión interna, relacionados directamente con la fisicoquímica propia del fluido.

Por su parte, los resultados en diferentes ensayos de composición química y tensión permitieron corroborar que el material de la sección de tubería en estudio cumple con los lineamientos contemplados en la norma API 5L para un acero al carbono grado X42. De igual forma, microestructuralmente se han identificado en varias muestras granos de perlita y ferrita, típicos de la aleación antes mencionada, con una distribución de fases homogénea, lo cual se constató por medio de barrer las microdurezas, donde los valores son semejantes. Lo antes mencionado, permite descartar directamente la implicación del material en los eventos de fallas.

En cuanto a los estudios morfológicos de las superficies internas de los tramos, han aparecido pérdidas de material generalizada entre las posiciones horarias de las 4:00 y las 8:00 aproximadamente, indicativo de cambios de fase en el fluido de transporte, probablemente relacionado con la capa de depósitos sólidos o productos de corrosión que, según los antecedentes, se presenta en toda la línea, que hace que exista una diferencia en la concentración de oxígeno entre las dos fases, permitiendo un daño localizado en dicha región; Así mismo, esta afectación localizada, indica el régimen del fluido de transporte de tipo laminar por bajos caudales. De igual forma, se identifica en las zonas antes descrita, un daño concentrado o picadura localizada, causante de las afectaciones pasantes, la cual poseen bordes lisos y lados inclinados, donde se observó la presencia de productos de corrosión de tonalidad rojiza, características relacionadas con presencia de óxidos e hidróxidos sobre la pared interna,

asociados a procesos de corrosión por oxígeno. Los productos en mención, generalmente se depositan sobre la superficie, facilitando un diferencial de potencial por la variación en la concentración de oxígeno de forma puntual. En lo que respecta a las caracterizaciones transversal en las áreas de falla, se evidenció, en los bordes de las picaduras pasante, una microestructura ferrítico-perlítica, con un perfil de microdureza obtenido relacionado con los datos derivados de una zona lejana a los puntos de falla, descartando de esta manera variaciones metalúrgicas de forma puntual que hubieran incidido en el inicio y propagación de los daños.

Por otro lado, la caracterización de los productos de corrosión, inicialmente realizada por marcha analítica, mostraron que, un porcentaje de estos, son de carácter magnético y no reaccionan ante la adición de ácido clorhídrico. De igual forma, por medio de fluorescencia de rayos X, se identificó que dichos sólidos, se constituyen en su mayoría por hierro que se relacionan con óxidos e hidróxidos, identificados posteriormente por medio difracción de rayos X, propios de fenómenos de corrosión por oxígeno, los cuales se forman en un ambiente con presencia de trazas de agua proveniente del almacenamiento y transporte de la nafta que, en contacto con el acero al carbono que constituye la línea, interactúan según las siguientes reacciones:



De igual forma, se identificaron trazas de azufre y sulfuro de hierro en los productos, relacionados con la fisicoquímica propia del fluido de transporte y por la acción metabólica de bacterias reportadas en los antecedentes, las cuales, pueden llegar a aumentar la cinética del daño, favorecida por la alta concentración de depósitos, que generan ambientes propicios para el

crecimiento de microorganismos. Finalmente, teniendo en cuenta lo antes descrito y con relación a la información de operación, se concluye que las picaduras pasantes, causante de la pérdida de contención reportadas en campo, se han generado debido a fenómenos de corrosión por oxígeno e influenciada por microorganismos “MIC”. Durante el funcionamiento de la línea, esta presenta una alta acumulación de depósitos sólidos sobre la superficie, provenientes del almacenamiento y transporte de la nafta, los cuales, en primer lugar, generan de forma puntual, variaciones en la concentración de oxígeno que permiten la formación de regiones anódicas, por deposición y desprendimiento de los depósitos, que fomentan el daño de forma puntual.

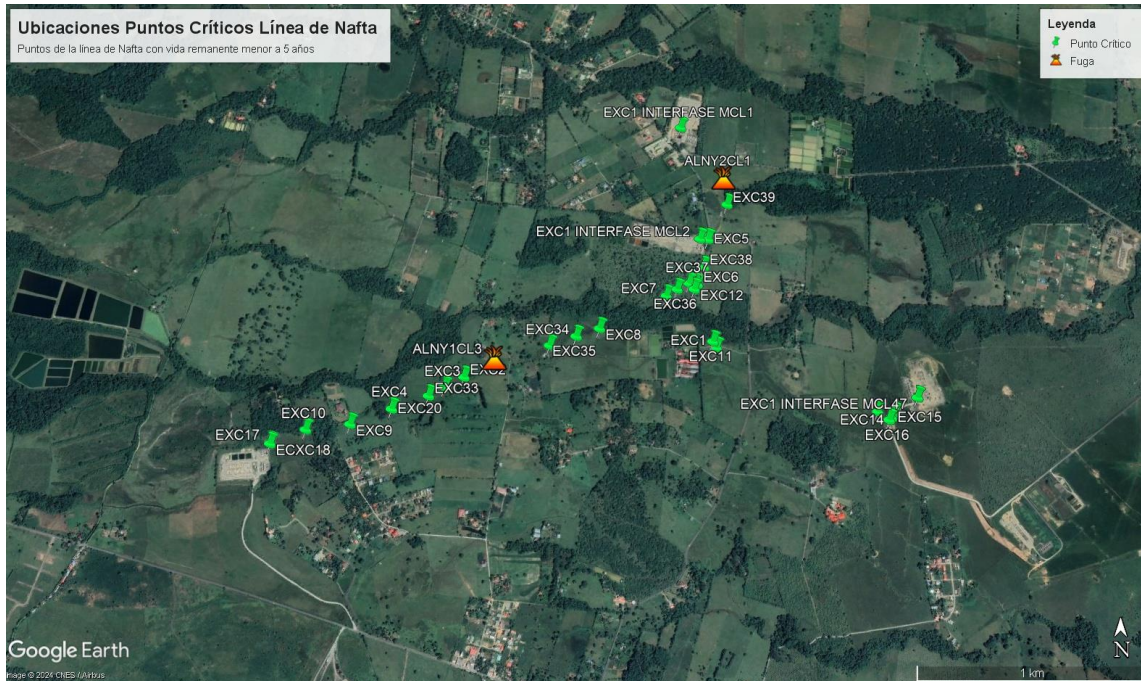
Posteriormente, luego de la disminución de oxígeno de manera localizada, se pueden generar las condiciones para la proliferación de microorganismos, que aumentan la cinética de corrosión y la pérdida de material, hasta terminar con las fallas causantes de los daños pasantes reportadas en campo.

7.1.3. Unificar el trazado de la línea y ubicar geográficamente los puntos más críticos

Dándole continuidad a la ejecución del objetivo 3.2.1, se unifico la información de los 92 puntos establecidos como críticos dentro de la línea de Nafta y se les asigno la etiqueta por la excavación realizada en la línea de flujo, a continuación, se muestra la ubicación geográfica de cada punto referenciado.

Figura 7

Ubicación geográfica de los puntos críticos establecidos de la línea de flujo



Nota. La ilustración describe la ubicación geográfica donde se discrimina cada una de las ubicaciones con vida remanente menor a 5 años. Fuente documentación interna de la empresa de mantenimiento en alianza con el dueño del activo.

Como se puede observar a lo largo del trazado de la línea de flujo en todas las secciones de la línea se presentan indicaciones relevantes, las fallas que se han presentado no tienen una ubicación específica tales como los bajos de la altimetría del trazado o los pasos de afluentes de agua, sino se distribuye en la totalidad de la línea, por lo cual se debe implementar el sistema de inspección mediante la técnica no destructiva de emisión acústica en todo el trazado enterrado de la línea.

7.1.4. Recopilar toda la información de diseño y construcción de la línea

Para finalizar el objetivo 3.2.1, entender la problemática a la cual se enfrenta este proyecto de investigación se debe especificar las características principales de la línea de Nafta que será objeto de evaluación dentro de este estudio de caso, por lo tanto, se debe enmarcar los

parámetros de diseño, construcción y operación de la línea de flujo, los cuales son parámetros necesarios para el desarrollo completo de esta investigación.

Tabla 2

Parámetros de diseño, construcción y operación de la línea de Nafta

TAG/ID	Presión operación	Temperatura operación	Diámetro de línea	Longitud línea	Fluido de servicio
6-NAP-14004-A3-3FG-UC	312 psi	125 °F	6 in	3500 m	Nafta

Nota. Esta delimita los parámetros de diseño, construcción y operación de la línea de Nafta,

objeto de estudio en esta investigación. Fuente documentación interna de la empresa de mantenimiento en alianza con el dueño del activo.

7.2. Fase 2, analizar la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección mediante emisión acústica ajustada a líneas de flujo; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación

Continuando con el objetivo 3.2.2 Analizar la eficiencia y capacidad de implementación del método de inspección mediante emisión acústica ajustada a líneas de flujo; sus costos, tiempos de importación de materiales y tiempos de implementación. La ejecución de las actividades en la fase 2 se basa en analizar la eficiencia y capacidad de implementación de la emisión acústica, por lo tanto, se presentan a continuación los resultados de cada una de las actividades propuestas de esta segunda fase, discriminado por cada una de las actividades que contempla la fase 2. En esta fase secundaria se verificaron que equipos son los más ajustados para la inspección de esta línea de flujo, se verificaron los costos de adquisición y tiempos de entrega de estos equipos, se ajustaron los rendimientos de inspección con el equipo seleccionado y finalmente se verificaron los tiempos de capacitación.

7.2.1. Verificación de los equipos más ajustados para la inspección de líneas de flujo

Se inició el segundo objetivo 3.2.2, en la verificación de que tipos de equipos y las calidades de las señales se pudieron establecer las siguientes marcas y modelos que pueden ser aquellos que pueden ser implementados para la posible instalación en la tubería.

Tabla 3

Fabricantes, modelos y tipos de equipo para emisión acústica en líneas de flujo

Fabricante	Tipo equipo	Modelo equipo	Cantidad canales	Software análisis	País fabricante	Transferencia de datos
Qawrums	Multi canal	SAEU3H	48 canales	SWAE	China	12 MB/s
Vallen AE	Multi canal	AMSY-6	42 canales	Suite Lite	Alemania	60 MB/s
Innerspec	Multi canal	Micro-II	32 canales	AEwin	USA	34 MB/s

Nota. Se describen las características principales de los equipos de inspección mediante emisión acústica. Fuente de las páginas de cada uno de los fabricantes <https://www.aendt.com/>, <https://www.vallen.de/> y <https://es.innerspec.com/about-us>.

7.2.2. Verificación de los costos de adquisición y tiempos de entrega de estos equipos

En la ejecución de la segunda actividad del objetivo 3.2.2, se solicitó información a los fabricantes, sobre los costos de adquisición y el tiempo total de entrega con la respectiva nacionalización, a continuación, se definen los valores que fueron suministrados.

Tabla 4

Costo de adquisición y tiempos de entrega de los equipos seleccionados

Fabricante	Precio del equipo	Precio x sensor	Tarjetas procesadoras	Módulo registrador	Cable coaxiales metro	Licencia software año	Tiempo entrega (días)
Qawrums	\$ 8.250,00	\$ 750,00	\$ 3.210,00	\$ 550,00	\$ 250,00	\$ 1.280,00	120
Vallen AE	\$ 11.489,00	\$ 2.123,00	\$ 4.498,00	\$ 980,00	\$ 264,00	\$ 3.389,00	45
Innerspec	\$ 10.325,00	\$ 1.925,00	\$ 5.210,00	\$ 955,00	\$ 285,00	\$ 3.550,00	60

Nota. Se especifican los valores de cada uno de los componentes por cada fabricante y el

tiempo que se demora el equipo con sus accesorios en llegar a Colombia. Fuente de las páginas

de cada uno de los fabricantes <https://www.aendt.com/>, <https://www.vallen.de/> y <https://es.innerspec.com/about-us>. Precios en dólares.

7.2.3. Ajustar los rendimientos de inspección con el equipo seleccionado

Con las características de cada uno de los equipos se verifica la eficiencia de la inspección según los conocimientos establecidos y las diferentes practicas recomendadas.

Dándole cumplimiento a la actividad del objetivo 3.2.2.

Tabla 5

Rendimientos en la adquisición de información de cada uno de los equipos

Fabricante	Puntos inspeccionados por día	Precisión de la data	Facilidad en el manejo del software	Calidad de la señal en las lecturas	Peso y movilidad del equipo
Qawrums	15	50MHz	Regular	Fina	28 kg
Vallen AE	25	60MHz	Excelente	Ultrafina	25 kg
Innerspec	20	60MHz	Regular	Ultrafina	30 kg

Nota. Se especifican los valores de los rendimientos en cada una de las funciones esenciales y el tiempo de respuesta del equipo. Fuente de las páginas de cada uno de los fabricantes <https://www.aendt.com/>, <https://www.vallen.de/> y <https://es.innerspec.com/about-us>.

7.2.4. Verificar los tiempos de capacitación

Para terminar la ejecución del objetivo 3.2.2, en esta parte de la investigación se verifica si el fabricante brinda capacitación, su costo y su flexibilidad en las fechas de la programación.

Los datos suministrados por los fabricantes fueron los siguientes.

Tabla 6

Disponibilidad y formas de capacitación de personal en la operación y mantenimiento del equipo de emisión acústica

Fabricante	Prestan capacitación	Costo de capacitación	Número personas	Flexibilidad en las fechas	Emiten certificado bajo código
Qawrums	No	--	--	--	--
Vallen AE	Si	\$ 6.000,00	10	Definida	Si bajo ISO9712
Innerspec	Si	\$ 5.500,00	6	Definida	Si bajo ASNT-TC-1A

Nota. Se especifican los valores necesarios para determinar la capacitación prestada y

bajo el código al cual se certificará el personal. Fuente de las páginas de cada uno de los fabricantes (<https://www.aendt.com/>); (<https://www.vallen.de/>) y (<https://es.innerspec.com/about-us>). Los precios están en dólares.

Analizando toda la información recopilada en la segunda fase del proyecto, principalmente los más específicos en este caso de estudio, tales como, el costo del equipo, el tiempo en que será entregado, la precisión de la data recolectada por el equipo, la calidad de la señal en cada uno de los sensores a utilizar, se determinó que el equipo que cumple con los requisitos solicitados por el cliente operador del ducto, y el cual a su vez cumple con el equilibrio entre costo/beneficio que buscan las empresas de mantenimiento predictivo, se selecciona el equipo del fabricante Vallen AE, con su modelo AMSY-6, a continuación se describe sus características principales.

Tabla 7

Especificación del equipo seleccionado para la verificación de la viabilidad económica

Fabricante	Modelo equipo	Cantidad sensores	Precio total del equipo	Tiempo entrega (días)	Puntos por día	País fabricante	Peso equipo
Vallen AE	AMSY-6	42 canales	\$ 26.356,00 ¹	45	25	Alemania	25 kg

Nota. Se especifican las características del equipo seleccionado para el estudio que

analiza este documento. Fuente de la página del fabricante (<https://www.vallen.de/>). Precio está en dólares.

7.3. Fase 3, contrastar la factibilidad de la metodología actualmente utilizada mediante spot de inspección directa y la implementación de la nueva metodología de inspección

En el desarrollo de este caso de estudio el objetivo 3.2.3 Contrastar la factibilidad de la metodología actualmente utilizada mediante spot de inspección directa (apiques de tres metros de longitud) y la implementación de la nueva metodología de inspección propuesta en este documento, en donde la ejecución de las actividades en la fase 3 se basa en recopilar la información de costos del método de inspección actual utilizado, verificar los tiempos de ejecución y avance en la inspección directa con el método actual, evaluar la factibilidad a partir de los costos del método actual vs costos de la EA. Para finalmente determinar el ROI de la futura implementación de la EA en el sistema.

7.3.1. Recopilar la información de costos del método de inspección actual utilizado

En esta actividad la finalidad es poder entender en términos económicos como es la actualidad de los métodos de inspección actuales, cuáles son sus costos operacionales, de tal manera que esta información pueda ser contrastada con la metodología de inspección propuesta.

¹ Precio sin contemplar la cantidad de sensores ni el cable coaxial.

A partir de este lineamiento se dan los valores que se tienen en cada una de las etapas de la inspección actual.

Negociación con los dueños de los predios, en cada uno de los terrenos afectados o intervenidos se debe presentar una negociación con los dueños de dicho predio, en donde se debe negociar los modos de intervención, en subvención se debe entregar algún tipo de alivio económico que depende de cada uno de los dueños de predios, no hay un estándar establecido y este se da de manera particular, por lo cual este costo cuenta con demasiadas variables, en costos y tiempos. Pero es un aspecto que se debe tener en cuenta ya que en la metodología propuesta puede subsanar en gran manera este tipo de inconvenientes.

Aprobación de licencias ambientales, cuando ya se tiene negociado con los dueños de los predios para el ingreso a estos, se debe iniciar el trámite de las licencias ambientales con la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la cual determina según el artículo 96 de la ley 633 del 200, que:

El valor total de los servicios de evaluación y seguimiento se obtendrá del resultado de sumar el costo de los honorarios de los profesionales por el tiempo de dedicación establecido en esta resolución, más el costo total de los viáticos, los gastos de viaje de los profesionales, el valor de los análisis de laboratorio, otros estudios y diseños técnicos (en caso de ser requeridos), más el porcentaje establecido de gastos de administración, aplicando para ello la siguiente fórmula:

$$\text{Valor total del servicio} = [(a) + (b) + (c)] + [(a + b + c) * (G)]$$

Donde:

(a) Honorarios x dedicación hombre/mes

(b) El total de los viáticos + gastos de viaje

(c) Valor de los análisis de laboratorio, otros estudios y diseños técnicos)

(G) Gastos de administración según resolución del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, 2021).

Con base a estos parámetros establecidos este costo puede llegar a tener un valor de alrededor de COP\$2.600 millones, (Acosta, 2016), con lo cual este es un valor bastante significativo en cada intervención de terrenos.

Intervención de predios, ya mediado con los dueños de los predios y adquiridas las licencias ambientales se inicia las actividades con la empresa contratada para las actividades de excavación y preparación de superficies. Para los cuales se tienen los siguientes valores:

Tabla 8

Valores por metro cubico de excavación

Actividad excavación	Costos
Excavación con maquina por m ³	\$400.000,00
Excavación manual por m ³	\$600.000,00
Preparación de superficie por m ²	\$250.000,00
Reparación de recubrimiento por m ²	\$500.000,00

Nota. Esta tabla determina los valores por unidad establecida en excavaciones, las cuales pueden variar por la región en donde se desarrolle. Fuente: valores comerciales con empresas de mantenimiento. Precios en pesos colombianos.

Los valores establecidos en la tabla 8, pueden variar dependiendo de la región en donde se realicen las actividades, estos valores son para el área de influencia del activo en estudio en Acacias, Meta. Con base en estos valores podemos determinar que, para una excavación de una longitud de 8 metros, el cual es el promedio de longitud excavada de la tubería en estudio. Con lo cual el valor de la excavación rodea un costo de COP\$50.000.000,00.

Posterior a esta primera intervención se realiza la inspección directa de las excavaciones mediante ensayos no destructivos que son aquellos que están establecidos en la NACE SP 0502

en su numeral 5.5.3, la cual establece que se debe evaluar el estado del recubrimiento y el estado del metal base de la tubería evaluada. (American National Standard Institute, 2010).

Los costos de la inspección directa se establecen a continuación:

Tabla 9

Valores de actividades de inspección directa en excavaciones

Actividad inspección	Costos
Medición de película seca del recubrimiento	\$1.250.000,00
Medición de continuidad eléctrica del recubrimiento	\$1.320.000,00
Medición de espesores mediante ultrasonido	\$1.220.000,00
Medición de corrosión mediante ultrasonido con traductor electromagnético	\$2.500.000,00

Nota. Esta tabla determina los valores por unidad establecida en la inspección de las excavaciones. Fuente: valores comerciales con empresas de mantenimiento predictivo. Precios en pesos colombianos.

Los valores establecidos en la tabla 9, pueden variar dependiendo de la empresa de mantenimiento que ejecuta las actividades, estos valores son de la empresa que actualmente ejecuta las inspecciones del activo en estudio en Acacias, Meta. Con base en estos valores podemos determinar que, para una excavación de una longitud de 8 metros, el cual es el promedio de longitud excavada de la tubería en estudio. Con lo cual el valor de la inspección de la excavación rodea un costo de COP\$6.290.000,00.

Por ende, para un periodo de 5 años de apertura de excavaciones y de inspecciones directas a la línea de Nafta con una cantidad de excavaciones en total de 89, da una suma aproximada de costo total de excavaciones e inspección directa de COP\$5.009.810.000,00. Un promedio de COP\$56.290.000,00 por excavación.

7.3.2. Verificar los tiempos de ejecución y avance en la inspección directa con el método actual

En el análisis y verificación de la información suministrada por empresas de mantenimiento, se puede evidenciar que los tiempos normales de ejecución de una actividad de inspección directa son los siguientes:

Tabla 10

Tiempos de ejecución de actividades para la inspección directa de tuberías

Actividad	Tiempo en días
Solicitud y aprobación de licencia ambiental	30
Entrada de personal de mantenimiento	1
Excavación con retroexcavadora	3
Adecuación manual de la excavación	1
Retiro de recubrimiento	2
Inspección inicial mediante ensayos no destructivos	1
Reparación y aplicación de recubrimiento	5
Inspección de recubrimiento aplicado	1
Relleno y zanjado de la excavación	3
Recuperación del terreno afectado	2

Nota. Esta tabla determina los valores por día establecidos en la apertura, inspección y cierre de las excavaciones. Fuente: tiempos comerciales con empresas de mantenimiento predictivo.

A partir de la información recopilada y suministrada se puede evidenciar que las excavaciones generalmente pueden tomarse un total de 19 días por excavación sin tomar en cuenta imprevistos que se puedan presentar en la zona, tales como lluvias, nivel freático de las zonas y cualquier otra anomalía lo que puede ampliar este tiempo en 5 a 10 días adicionales.

Para el total de excavaciones realizadas se han utilizado un total de 1691 días en los últimos 5 años, con lo cual se puede verificar que la cantidad de días de intervención en predios de la comunidad representan un total de 92,6% de cada año con predios intervenidos.

Para evaluar el avance de la inspección de la línea, podemos revisar la longitud de la línea en estudio, la cual es de 3500 metros, y se contrasta con el número de excavaciones

realizadas, 89 en total, y con una longitud por excavación de 8 metros da un total de 712 metros aproximadamente de tubería inspeccionada, lo que representa un porcentaje de inspección apenas del 4,06% por año.

7.3.3. Evaluar la factibilidad a partir de los costos del método actual vs costos de la EA

Para definir la factibilidad se debe definir principalmente el costo de la implementación de la técnica en los puntos críticos de la línea, los cuales suman en su totalidad 1200 metros de longitud de la línea de flujo, en donde se instalaría los sensores para evaluación cada 40 metros con excavaciones puntuales para la instalación de cada uno de los sensores con un total de 30 sensores. Y con base en los precios comerciales de los sensores de la marca ya establecida AE Vallen da un total de COP\$250.000.000,00. Adicionalmente, se debe sumar el costo de las excavaciones, los cuales rodea un costo de COP\$7.000.000,00 por excavación para un total de COP\$210.000.000,00 incluyendo el retiro y la reparación del recubrimiento, y se debe también sumar el costo de las casetas de inspección, las cuales tienen un costo de COP\$5.000.000,00 por caseta, lo que suma un total de COP\$150.000.000,00. Para un costo total de instalación de todo el sistema de COP\$610.000.000,00 el cual sería asumido por el operador de la tubería. Las rutinas de inspección se deberían hacerse mensualmente con un costo aproximado de campaña de COP\$25.000.000,00. Para un costo total de campaña anual de mantenimiento predictivo de COP\$300.000.000,00.

Posteriormente se debe recopilar la información de las pérdidas por parada de los equipos de extracción de hidrocarburos que ha tenido el cliente el cual sería ahorrado por el monitoreo mediante la metodología de EA y evitaría que estas pérdidas se presentarían en el sistema. Corroborando dicha información del operador del ducto determina que las pérdidas por paradas dan un total de 9.283 Barriles al año en promedio, lo que representa a precio actual de barril de

referencia Brent de USD\$85,65 y con una Tasa Representativa del Mercado de COP\$3.910,00 por dólar, una pérdida anual de COP\$3.108.756.300,00 por año.

Por lo tanto, al evaluar los costos actuales por pérdidas operativas en la no extracción de hidrocarburos debido a fallas en la tubería y sumado al costo de excavaciones anuales establecidas en la tubería, da una suma total de costos actuales de COP\$4.110.718.300,00 versus el costo de implementar la técnica más las campañas de inspección con una cifra de COP\$910.000.000,00, y adicionar el costo de las intervenciones de los hallazgos relevantes que puede llegar a un monto de COP\$1.001.962.000,00. Lo que suma un costo total de COP\$1.911.962.000,00.

7.3.4. Determinar el ROI de la futura implementación de la EA en el sistema

El ROI, (*Return On Investment*) o Retorno de Inversión es el indicador que permite determinar las ganancias que se han obtenido tras llevar a cabo determinadas acciones. Es decir, con él podemos calcular las conversiones y los resultados obtenidos de una inversión concreta.

Medir estos resultados nos permite visualizar el rendimiento de nuestro trabajo y detectar fallos o mejoras para amortizar la inversión realizada.

Utilizar el ROI o Tasa de Retorno de la Inversión en marketing nos permitirá contar con ratios de retorno de la inversión en cada una de las campañas que realicemos. Por lo que siempre podremos ver si esas acciones si son rentables o no. (Estaún, 2022).

Con base en esta definición y la formula definida para el cálculo del ROI podemos determinar que este retorno de inversión nos daría los siguientes valores.

$$\%ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Inversión}}{\text{Inversión}} * 100$$

Los ingresos en este caso son la diferencia que existe en la aplicación de la metodología y el ahorro que se presentaría en caso implementar la técnica de EA, lo que nos arroja una cifra de COP\$2.198.756.300,00. con lo cual nos da el siguiente ROI.

$$\%ROI = \frac{\$2.198.754.300,00 - \$1.911.962.000,00}{\$1.911.962.000,00} * 100 = 14,98\%$$

En general, un ROI del 10% o más se considera bueno. Sin embargo, lo que se considera "bueno" dependerá de los factores específicos tales como el tipo de proyecto, la industria, el costo de capital, los objetivos de la empresa y la situación económica. Con la tasa de retorno de la inversión calculada se puede considerar como proyecto de bajo riesgo, ya que estos suelen tener un ROI bajo, entre el 10% y el 20%.

7.4. Fase 4, proponer estrategias de rutinas y monitoreos

7.4.1. Según buenas prácticas determinar las rutinas más optimas

A partir de las buenas prácticas recomendadas por las normas de inspección y ensayos no destructivos establecidos, adicionalmente basados en las recomendaciones de los fabricantes del equipo seleccionado, se estableció la siguiente rutina de inspección a partir de los conocimientos propios de metodologías de inspección. En donde se determina que para la realización de las rutinas de inspección cada cuadrilla debe contar con dos técnicos capacitados en la técnica de emisión acústica y en la operación y mantenimiento del equipo Vallen AE. Para el inicio de las actividades se estableció que se debe realizar la parametrización del equipo en donde se especifican los valores base para el inicio de la inspección, esta configuración debe quedar registrada en un reporte establecido por parte del operador del ducto. Posteriormente se debe desplazar la cuadrilla de inspección al punto inicial en donde se encuentra instalada la caseta de conexión, pasando por el derecho de vía de la línea de Nafta con un vehículo tipo camioneta 4X4 de preferencia que use combustible Diesel para trabajo pesado, debido a que el terreno en los

derechos de vía es de difícil acceso, a partir de este punto se deben desplazar a pie pasando por cada una de las casetas de monitoreo instauradas en el trazado de la línea.

En cada una de las casetas se deben hacer las conexiones en cada uno de los sensores al equipo Vallen AE, en la cual se establece principalmente la verificación del buen funcionamiento de los sensores. El segundo paso es configurar los parámetros iniciales de la inspección en donde se fija el nivel de los decibeles a los cuales el sensor debe recopilar datos, posteriormente iniciar la grabación de la información y dejándolo un mínimo de tiempo de una hora; al paso de este tiempo se para la grabación y se guarda en el formato establecido por el fabricante. Y se repite este procedimiento en cada una de las casetas, ejecutando un mínimo de siete casetas por día.

Al finalizar cada día de monitoreo, se debe comparar la información obtenida con la información del monitoreo anterior, verificando si existe alguna desviación, indicación, hallazgo relevante que pueda ser considerado como anomalía, todo esto consignado en un reporte de inspección por cada una de las casetas, con su ubicación submétrica y con los datos del monitoreo anterior para verificar el comparativo. Se debe generar un grafico en ese mismo reporte en donde se especifique los valores de los puntos más críticos y su comportamiento a lo largo de todos los monitoreos.

Finalmente, mensualmente se debe generar un informe ejecutivo de inspección, compuesto de resumen, alcance, objetivos, normas aplicables, abreviaturas, metodología de inspección, análisis de resultados, conclusiones y recomendaciones. En donde se especifica todo lo evidenciado en la rutina ejecutada, con sus conclusiones y recomendaciones especificando las acciones requeridas y recomendadas por si se requiere alguna actividad de mantenimiento o intervención en la tubería.

7.4.2. Evaluar la cantidad de monitoreos necesarios según los riesgos del activo

Ya con lo expresado en el numeral anterior y los cálculos de campaña de inspección esta se hará 12 veces en el año, con una periodicidad mensual, basados en el riesgo expresado en la Figura 3. Y puesto que el riesgo de pérdida de contención para una línea que transporta Nafta es considerable, debido a las consecuencias que puede presentarse al ambiente, a las comunidades, con lo clientes y el impacto en la imagen de la compañía versus la probabilidad de ocurrencia en la cual ha ocurrido varias veces al año en la línea de flujo, representan un riesgo evaluado como ALTO.

7.4.3. Determinar los costos del monitoreo anualizado

Los costos del monitoreo anualizado, después de la instalación del sistema por parte del operador del ducto, se determina a partir del costo de las campañas de monitoreo y el costo de las excavaciones para intervención de las zonas que puedan presentar afectaciones críticas.

El costo de campaña mensual de COP\$25.000.000,00 puesto que este debe ser realizado por dos técnicos de inspección en el transcurso de 5 días hábiles, y con la emisión de informes de inspección evidenciando las variaciones que puedan presentarse en el monitoreo. Lo que calcula un costo final anualizado de COP\$300.000.000,00, ha este valor se le suma el costo de las excavaciones que puedan presentarse debido a los monitoreos, los cuales irán disminuyendo anualmente debido a las reparaciones ya ejecutadas. Este costo se calcula en promedio de excavaciones anuales de 17 con un costo de COP\$56.290.000,00, para un total de COP\$956.930.000,00.

7.4.4. Proponer la metodología de entrega de resultados

Los resultados que se entregarán al cliente deben constar de dos partes. Primero los reportes diarios de inspección, en donde se deben entregar al cliente el estado actual de cada

punto monitoreado, la data entregada por el equipo con todas las señales evidenciadas por los sensores y el dictamen del inspector.

La segunda parte de la entrega de los resultados es un informe especializado y detallado en donde se dará los objetivos, alcance de la inspección, metodología de la técnica, para finalizar con el análisis y resultados, para finalmente se redacten conclusiones y recomendaciones en donde se darán las acciones requeridas y recomendadas en cada uno de los hallazgos establecidos.

8. Análisis costo-beneficio

En este caso de estudio se realiza el análisis de costo-beneficio para medir la relación que existe entre los costes de este proyecto y los beneficios que otorga. Con el objetivo de determinar si la implementación de la metodología de emisión acústica como próxima inversión es rentable o no para una empresa de mantenimiento predictivo.

El análisis costo-beneficio también es conocido como índice neto de rentabilidad. Esta es una herramienta muy utilizada por las diferentes empresas en todos los sectores, ya que permite llevar la administración financiera sustentada en bases de datos y métricas económicas. Esto ayuda a los gerentes o coordinadores de proyecto a tomar decisiones acertadas acerca del manejo de la inversión y recursos.

Con lo cual se debe aplicar la siguiente fórmula para determinar la rentabilidad de la posible implementación de la metodología de inspección establecida en este documento.

$$\text{Costo|Beneficio} = \frac{\text{Beneficios Netos}}{\text{Costo de Inversión}}$$

Una vez que se realice el cálculo se puede hacer una interpretación del resultado al compararlo con el número 1, a partir de las siguientes reglas:

Costo | Beneficio mayor a 1: establece que los ingresos son superiores a los costos, por lo que la implementación es rentable.

Costo | Beneficio igual a 1: significa que no existen ganancias o pérdidas, ya que un parámetro absorbe al otro, por lo cual la implementación no es viable.

Costo | Beneficio menor a 1: se interpreta que los costos son superiores a los beneficios por lo que la implementación no es rentable.

Los valores establecidos en este caso de estudio nos dieron los siguientes resultados:

$$\text{Costo|Beneficio} = \frac{\$2.198.754.300,00}{\$1.911.962.000,00} = 1,149$$

A partir de estos cálculos podemos verificar que este resultado significa que la implementación de la metodología propuesta en este caso de estudio es viable económicamente, ya que el índice Costo | Beneficio calculado es mayor a 1. Y con este parámetro establecido podemos determinar lo que es la finalidad de este proyecto, el cual es realizar la viabilidad económica de la posible implementación de emisión acústica en esta línea de flujo, y establecer todos los parámetros que intervienen en el proyecto, evaluar los riesgos a los que pueda estar expuesto e indicar los costos y beneficios económicos que pueda tener, lo que finalmente se produce al establecer a partir del ROI y del índice ya calculado, si realmente la propuesta de posible implementación es realmente viable económicamente.

9. Conclusiones

Lo expuesto a lo largo de este documento se establece que las fugas en el sistema de línea de flujo presurizadas es un problema fundamental que puede provocar contaminación ambiental, disminución de la eficiencia operativa de las tuberías y pérdidas económicas para la industria y la sociedad. Por lo tanto, una técnica consistente de detección en tiempo real para reconocer rápidamente los puntos más críticos es muy obligatoria para líneas de flujo. Una tecnología sencilla, práctica y consistente se especifica en nuestro análisis para la detección de fugas en líneas de flujo presurizados; Una tecnología de sensor de emisión acústica es muy adecuada entre otros métodos de detección de ondas de emisión acústica debido a su alta tasa de detección y bajo costo de operación y mantenimiento. La tecnología de detección de emisión acústica ofrece un resultado de detección radical que puede localizar directamente una fuga en cualquier lugar del trazado de la tubería.

En cuanto a la viabilidad económica de los sistemas EA modernos, los cuales hoy ofrecen un mayor rango dinámico (por ejemplo, usando una resolución de 18 bits) y poco ruido junto con la opción de transmisión de formas de onda. La transmisión de formas de onda permite el registro de formas de onda continuas de la actividad EA independientemente del ajuste del umbral a alta sensibilidad y ofrece capacidades mejoradas de evaluación y ubicación al operador. Además, se podría utilizar un procesamiento avanzado utilizando un software especial de reconocimiento de patrones para discriminar el ruido de las señales de fuga y proporcionar la posición de la fuga de manera confiable y/o automatizar el proceso de evaluación, especialmente en el caso de monitoreo remoto de tuberías.

Según los resultados obtenidos se concluye que la metodología propuesta al verificar sus costos de implementación e inspección, y en comparación a los costos actuales de inspección

presentan una tasa de retorno de la inversión entre el 10 al 20% con lo cual podemos establecer que esta propuesta en su viabilidad económica es factible y de bajo riesgo, ya que las pérdidas por la no operación del campo son cuantiosas cada vez que se presentan fallas en la tubería de Nafta que es la actualmente estudiada en este documento. Por lo tanto, podemos determinar que la metodología propuesta da cabida para que esta misma metodología sea utilizada en diferentes ductos o tuberías que presenten similares condiciones.

Finalmente se concluye con las propuestas de planeación para la estrategia de las rutinas y monitoreos que se pueden utilizar para inspeccionar las zonas más críticas de la tubería en evaluación, esta puede variar en gran medida dependiendo del riesgo que pueda presentar la línea a la cual se le quiera instalar la metodología propuesta. La rutina recomendada tiene una periodicidad mensual en donde podemos establecer que para la criticidad y riesgos establecidos para este tipo de líneas de flujo es la ideal puesto que el crecimiento de las afectaciones puede darse de manera exponencial dando como resultado pérdidas de contención.

10. Recomendaciones

Se recomienda generar un proyecto para la aplicación e implementación de la metodología de emisión acústica en la línea de flujo de Nafta del campo GLC-CPO9. Ya que gracias a esta técnica de ensayos no destructivos puede tenerse un monitoreo continuo de la integridad de la línea, y gracias a este estudio se pudo verificar que esta técnica es viable económicamente, pues representa una tasa de retorno de inversión del 14,98%. Adicionalmente la imagen del cliente, las afectaciones a las comunidades y al medio ambiente se verían reducidos a su mínima expresión pues establecería un punto de partida para el programa de fugas cero implementado por el operador del ducto.

A su vez se recomienda evaluar todos los activos del cliente a nivel local y nacional que puedan tener las mismas condiciones operativas de la línea estudiada, que presenten similares mecanismos de falla o que tengan una alta rata de fallas en su operación, y que principalmente no cuenten con la opción de ser inspeccionadas bajo herramientas inteligentes de inspección (ILI por sus siglas en ingles).

Finalmente, se recomienda realizar un estudio de mercadeo en donde se pueda verificar otros tipos de técnicas que puedan monitorear en tiempo real el estado integral de tuberías enterradas, verificando su viabilidad económica y estableciendo los parámetros de aplicación e implementación, sus costos y tasas de retorno de la inversión.

11. Referencias

- Acosta, J. (18 de 04 de 2016). *Portafolio, Negocios*. Obtenido de Una licencia ambiental vale \$2.600 millones: <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/licencia-ambiental-vale-600-millones-494301>
- American National Standard Institute. (2010). Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology. En N. International, *Direct Examination* (págs. 28 - 29). Houston: NACE International.
- American Petroleum Institute API RP 1160. (2019). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. API.
- American Petroleum Institute API RP 571. (2020). *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.
- Anselemi B., L. A. (2019). Sistema de detección de fugas para gasoductos de larga distancia en tierra y en alta mar mediante tecnología de emisión acústica.
- ARR. (21 de Agosto de 2023). *Estudio de Caso*. Obtenido de Universidad de Colima: https://recursos.ucol.mx/tesis/estudios_de_caso.php#:~:text=La%20metodolog%C3%ADa%20de%20estudios%20de,tiempo%20que%20generalmente%20es%20limitado.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (2021). *Tarifas para el cobro de los servicios de evaluación y seguimiento de licencias*. Bogotá D.C.: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Banjara N., S. S. (2020). Técnica de emisión acústica compatible con el aprendizaje automático para la detección de fugas en. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 28.
- Biomorgi Muzattiz, J. G. (2006). *Estudio del Mecanismo de Corrosión en Líneas de Producción de Crudo y Gas*. Maracaibo: Universidad Central de Venezuela.

- Calao Ruiz, J. E. (2007). *Caracterización Ambiental de la Industria Petrolera: Tecnologías Disponibles para la Prevención y Mitigación de Impactos Ambientales*. Medellín: Universidad Nacional De Colombia Sede Medellín.
- Cárdenas Pinzón, L. K., & Cárdenas López, D. (2020). *Análisis del Uso de Inhibidores para Mitigar la Corrosión Interna en Tuberías de Aguas de Formación Petrolera*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Crisóstomo Barrios, C. E., & Palacios Reto, J. L. (2019). *Aplicación del Método de Emisión Acústica en Recipientes a Presión y Su Impacto en el Desarrollo del Programa de Mantenimiento Predictivo en Empresa Mineras: Milpo y Minsur*. Callao: Universidad Nacional del Callao.
- Cui X., Y. Y. (2016). Localización de fugas de CO₂ de tuberías de transporte a través de la detección de emisiones acústicas de baja frecuencia.
- Estaún, M. (15 de 11 de 2022). *IEBS Digital School*. Obtenido de Qué es y cómo se calcula el ROI o Retorno de Inversión: <https://www.iebschool.com/blog/que-es-como-calcula-roi-marketing-estrategico/>
- Flores Jaramillo, C. A. (2018). *Estudio Sobre el Uso de Emisiones Acústicas para la Detección, Localización y Monitoreo de la Evolución de Grietas*. Concepción: Universidad de Concepción.
- Fuentes, C., & Peña, D. (2007). *Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- García Marín, C. L., & Estupiñán Gutiérrez, J. E. (2011). *Modulo Virtual para Control de Nivel y Flujo de Agua*. Bucaramanga: Universidad Pontificia Bolivariana.

- González, P. C. (2014). *Las Emisiones Acústicas y Su Aplicación al Mantenimiento Predictivo*.
Barcelona: Facultat Nàutica de Barcelona. UPC.
- Guerrero Flechas, Y. N. (2019). *Evaluación de la Integridad Mecánica de la Línea de Flujo ATUBCH211-Clúster 11 para el Transporte de Crudo*. Tunja: Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.
- Inaudi D., G. B. (2010). *Pressure Vessel Technology*.
- Li X., C. G. (2019). Análisis de seguridad de operación basado en el riesgo durante las actividades de mantenimiento de tuberías submarinas. *Elsevier*, 16.
- Li Z., Z. H. (2017). Un novedoso módulo de detección de emisiones acústicas para el reconocimiento de fugas en una válvula de gasoducto.
- Marulanda Montoya, J. I., & Rojas Medina, J. R. (2019). *Modelo de Plan de Mantenimiento Basado en la Metodología RBI (Inspección Basada en Riesgo) para los Tanques de Lavado de Estaciones de Tratamiento de Crudo*. Bucaramanga: Universidad Industrial De Santander.
- Mosquera Ávila, P. F., & Sánchez Espinoza, M. F. (2015). *Detección de Fallas Superficiales E Internas en Tuberías de Alta Presión para Motores Estacionarios por el Método de Ultrasonido*. Perú: Universidad Politécnica Salesiana.
- Pérez Ramírez, B. F. (2016). *Estudio de la Corrosión Asistida por Flujo (FAC) en un Acero API 5L Tradicional en un Sistema Salmuera-H₂S-CO₂ Mediante el Uso del Electrodo Cilíndrico Rotatorio (ECR)*. Perú: Instituto Politécnico Nacional.
- Rai A., A. Z. (2021). Una novedosa técnica de detección de fugas en tuberías basada en características de emisión acústica y prueba de Kolmogorov-Smirnov de dos muestras.

- Ramírez Reyes, O. (2019). *La Confiabilidad e Integridad Mecánica en Sistemas de Tuberías Enterradas, de Acero al Carbono, Aplicando la Norma Nace SP502*. Perú: Centro de Tecnología Avanzada CIATEQ.
- Sahraoui Y., K. R. (2013). Maintenance planning under imperfect inspections of corroded pipelines. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 23.
- Sun J., X. Q. (2014). *Extracción y reconocimiento de características de fugas pequeñas de gasoductos de gas natural basadas en la entropía del espectro de la envolvente LMD y SVM*.
- The American Society of Mechanical Engineers. (2022). *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*. ASME.
- Thodi P., P. M. (2014). OTC Arctic Technology Conference.
- Villareal Celis, J. O. (2004). *Corrosion en Sistemas Multifásicos en Flujo Intermitente, Caso CO₂, Agua, Aceite, Sobre Acero al Carbono 1020*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Wang F., L. W. (2017). Detección de fugas en tuberías mediante el uso de características estadísticas en el dominio del tiempo.
- Xiao R., H. Q. (2019). *Detección de fugas de gasoductos mediante señales acústicas basadas en transformada wavelet y máquina de vectores de soporte*.
- Xu Q., Z. L. (2013). Tecnología de detección acústica para fugas en gasoductos.
- Yasksetig-Castillo, J. (2011). *Análisis de la Integridad Mecánica de un Tramo de Oleoducto Afectado por un Fenómeno Geodinámico*. Piura: Universidad de Piura.

Zadkarami M., S. M. (2017). Diagnóstico de fugas en tuberías basado en ondículas y características estadísticas utilizando la técnica de fusión del clasificador Dempster-Shafer.