

# FACULTAD DE INGENIERÍA

Carrera de Ingeniería Industrial

## **“IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE INSPECCIÓN END UTILIZANDO ULTRASONIDO PHASED ARRAY PARA DETECCIÓN DE POTENCIALES FUGAS DE CRUDO DE PETRÓLEO”**

**Trabajo de suficiencia profesional para optar al título profesional de:  
Ingeniero Industrial**

**Autor:**

**Juan Julio Espino Valle**

**Asesor:**

Dr. Mg. Ing. Miriam Bravo Orellana

<https://orcid.org/0000-0001-9971-6874>

**Lima - Perú**




2024

## Informe de Similitud

Informe Turnitin Juan Julio Espino Valle

# Juan Julio Espino Valle

## IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE INSPECCIÓN END UTILIZANDO ULTRASONIDO PHASED ARRAY PARA DETECCI...

-  Quick Submit
-  Quick Submit
-  Asesores

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::1:3140577435

Fecha de entrega

29 ene 2025, 9:52 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

29 ene 2025, 9:57 a.m. GMT-5

Nombre de archivo

o\_de\_Suficiencia\_profesional\_JUAN\_ESPINO\_VALLE\_rev\_36\_Final.docx

Tamaño de archivo

8.0 MB

69 Páginas

10,672 Palabras

59,199 Caracteres






Página 2 of 76 - Descripción general de integridad

Identificador de la entrega trn:oid:::1:3140577435

## 12% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

### Fuentes principales

- 11%  Fuentes de Internet
- 3%  Publicaciones
- 5%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

### Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

## **DEDICATORIA**

"Dedico este trabajo a mi esposa Isabel y a mis hijos, Santiago y Salvador, quienes son la fuente constante de inspiración y el motor que impulsa mis esfuerzos.

Asimismo, quiero rendir un sincero homenaje a mis padres y a mi hermana, cuyo apoyo incondicional y constante me ha acompañado en cada paso de este camino."

## AGRADECIMIENTO

En primer lugar, expreso mi más sincero agradecimiento a mi esposa por su infinita paciencia, amor y comprensión a lo largo de los momentos más desafiantes de este proceso, y a mis hijos, Santiago y Salvador, quienes han sido mi fuente constante de inspiración y la razón principal que impulsa cada uno de mis esfuerzos.

A mis padres y a mi hermana, les manifiesto mi profunda gratitud por ser el pilar inquebrantable en mi vida, por su confianza incondicional en mis capacidades y por enseñarme, con su ejemplo, el valor del esfuerzo, la perseverancia y los principios que me guían.

Extiendo mi reconocimiento a mis profesores y asesores cuya orientación y conocimiento han sido fundamentales para la realización de este trabajo, así como a mis amigos y colegas, quienes con su apoyo y palabras de aliento me han acompañado en esta travesía. Finalmente, agradezco a Dios, por las bendiciones recibidas, o al destino, por brindarme la fortaleza necesaria para alcanzar este logro.

## TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	3
AGRADECIMIENTO.....	4
ÍNDICE DE TABLAS .....	7
ÍNDICE DE FIGURAS .....	8
RESUMEN.....	9
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN .....	11
1.1.    Contextualización de la Experiencia Profesional .....	11
1.2    Contextualización del sector industrial.....	12
1.3    Descripción general de la empresa .....	14
CAPITULO II. MARCO TEÓRICO.....	23
2.1    Ensayos no Destructivos (END).....	23
2.2    Método de Ultrasonido .....	24
2.3    Normativa y Estándares.....	25
2.4    Integridad de Ductos.....	26
2.5    Técnicas alternativas utilizadas en los ensayos especializados para el análisis de fallas .....	26
CAPITULO III. DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA .....	28
3.1    Descripción del área de mejora.....	32
3.2    Diseño de la propuesta de Mejora .....	46
3.3    Objetivo de la propuesta de mejora .....	48
3.4    Implementación de la Propuesta de mejora .....	48
3.5    Ejecución de la propuesta de mejora .....	51
3.6    Herramientas utilizadas para el desarrollo de la propuesta.....	58
CAPITULO IV. RESULTADOS .....	60
4.1    Efectividad Técnica para identificación de puntos críticos .....	60
4.2    Riesgos mitigados por la aplicación del Método UTPA en las empresas clientes de Aconcagua Ingeniería S.A.C. ....	62
4.3    Medidas de prevención derivadas de la detección temprana .....	64
4.4    Impacto negativo sobre la reputación de las empresas clientes de Aconcagua Ingeniería S.A.C. de no aplicar métodos eficaces .....	64
4.5    Impacto negativo sobre las finanzas de las empresas involucradas en daños ambientales....	65
CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN .....	66

Conclusiones .....	66
Recomendaciones.....	67
REFERENCIAS .....	68

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Evolución Anual De La Producción De Hidrocarburos Del 2007 Al 2019 .....	13
<b>Tabla 2</b> Resumen De Medición De Espesores Sobre El Sistema De Tubería .....	36
<b>Tabla 3</b> Estimación De Pérdidas Económicas Por Paradas Inesperadas En El Sector Hidrocarburos .....	37
<b>Tabla 4</b> Componentes Identificados Con Alta Probabilidad De Fuga.....	38
<b>Tabla 5</b> Éxito Comparado (En %) Entre Los Métodos Utme Vs. Scan-C, 2023.....	60
<b>Tabla 6</b> Éxito Comparado (En %) Entre Los Métodos Utme Vs. Scan-C, 2024.....	61
<b>Tabla 7</b> Efectividad Técnica Para La Identificación De Puntos Críticos .....	61

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura N° 1</b>	Índice De La Producción Minera A Julio 2024 (Año Base 2007)	13
<b>Figura N° 2</b>	Mapa De Procesos De Aconcagua Ingeniería S.A.C.	17
<b>Figura N° 3</b>	Organigrama Aconcagua Ingeniería S.A.C.	19
<b>Figura N° 4</b>	Diagrama De Flujo De Los Servicios Brindados Por La Empresa – 1ra. Parte	21
<b>Figura N° 5</b>	Diagrama De Flujo De Los Servicios Brindados Por La Empresa – 2da. Parte	22
<b>Figura N° 6</b>	Punto Con Alta Probabilidad De Fuga, Detectado Con Phased Array	31
<b>Figura N° 7</b>	Punto Con Alta Probabilidad De Fuga, Detectado Con Phased Array.	32
<b>Figura N° 8</b>	Discontinuidad Evidenciada Mediante Microscopio Electrónico De Barrido	34
<b>Figura N° 9</b>	Identificación Del Problema: Arbol Del Problema	41
<b>Figura N° 10</b>	Análisis Del Modo Y Efecto De Falla” - Método Amef	43
<b>Figura N° 11</b>	Arbol De Soluciones Para El Problema Principal.	45
<b>Figura N° 12</b>	Cronograma De Actividades: Gantt Del Proyecto	50
<b>Figura N° 13</b>	Detalle De Inspección De Tuberías Utilizando Medición De Espesores	51
<b>Figura N° 14</b>	Ubicación De Radio Interno Y Externo De Codos De 90° Y 45°	53
<b>Figura N° 15</b>	Inspección De Radio Externo De Codos De 90° Y 45°	54
<b>Figura N° 16</b>	Recopilación De Información De La Inspección De Codos De 90° Y 45°	55
<b>Figura N° 17</b>	Ubicación De Zona De No Acople Para Inspección Por R-Scan En Codos De 90° Y 45°	56
<b>Figura N° 18</b>	Inspección Por Haz Longitudinal Con Zapata De Haz Recto	57
<b>Figura N° 19</b>	Ubicación De Zona De No Acople Para Inspección Zona Zac Por Haz Recto En Codos De 90° Y 45°	58

## RESUMEN

La presente tesis se justifica en la necesidad de mejorar la detección de posibles perforaciones en tuberías que transportan crudo de petróleo, a fin de evitar paradas inesperadas de operaciones durante la extracción, también evitar la generación de contaminación en el ecosistema y pérdidas económicas. La empresa Aconcagua Ingeniería SAC, que presta servicios de optimización en la gestión de integridad en ductos en las empresas de extracción de crudo de petróleo. El objetivo de este proyecto incluyó la implementación de una nueva metodología de inspección de ensayos no destructivos utilizando el ultrasonido Phased Array para la detección oportuna de potenciales fugas de crudo de petróleo en el circuito de extracción y producción de crudo en la planta ubicada en la selva norte del Perú.

La metodología empleada es de tipo descriptiva aplicada, con un enfoque cuantitativo, utilizando técnicas de inspección de Ensayos No Destructivos (END) directa. Entre los principales resultados, se evidenció la falta de un sistema eficiente de inspección en tuberías de transporte de crudo de petróleo que generaba paradas inesperadas, daño ambiental y pérdidas económicas.

Esta investigación permitió determinar la implementación de la metodología de inspección con tecnología adecuada, reduciendo los costos de operaciones y transporte de crudo de petróleo, mejorando el manejo del ecosistema en la zona de extracción de petróleo. Como conclusión, la investigación demuestra que la mejora en la inspección de ductos, enfocada en el mapeo de corrosión utilizando técnicas de inspección nuevas, como el Phased Array, genera un incremento considerable en la probabilidad de identificación de pérdidas de material localizados.

**Palabras Claves:** Gestión logística, integridad, eficiencia operativa.

## **ABSTRACT**

This thesis is to justify the need to improve the detection of possible perforations in pipelines that transport crude oil, to avoid unexpected stops of operations during extraction, also to avoid the ecosystem pollution and economic losses. The company Aconcagua Ingeniería S.A.C., which provides optimization services in the integrity management of pipelines in crude oil extraction companies, in this case located in the northern jungle of Peru, seeks to improve efficiency in the different oil extraction processes. The objective of this project included the implementation of a new methodology for inspection of non-destructive tests using Phased Array ultrasound for the timely detection of potential crude oil leaks in the extraction and production circuit of crude oil in the plant located in the northern jungle of Peru.

The methodology used is an applied descriptive type, with a quantitative approach, using direct Non-Destructive Testing (NDT) inspection techniques. Among the main results, the lack of an efficient inspection system in crude oil transportation pipelines was evident, which generated unexpected stops, environmental damage and economic losses.

This research allows to determine the implementation of the inspection methodology with accurate technology, reducing the costs of operations in the transportation of crude oil and improving the ecosystem management in the oil extraction area. In synthesis this research shows that improvement in the inspection of pipelines, focused on corrosion mapping using new inspection techniques, such as the Phased Array, generates a considerable increase in the probability of identifying localized material losses, which allows taking early control measures in order to avoid containment losses.

Keywords: Logistics management, integrity, operational efficiency.

## CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

### 1.1.Contextualización de la Experiencia Profesional

La gestión de calidad en la industria de hidrocarburos está estrechamente vinculada a mantener la integridad mecánica de ductos en plantas de extracción de crudo de petróleo, evitando posibles fugas de fluidos. Estas fugas no solo implican pérdidas económicas para la empresa, sino que, también ponen en riesgo la seguridad ambiental y dañan el entorno ecológico. Por eso, como parte de mi labor como inspector senior en ensayos no destructivos (END), y a lo largo de mi experiencia en diferentes empresas, he podido identificar que el método de ultrasonido en la técnica de arreglo de fases (Phased Array) es clave para identificar diferentes problemas relacionados a la fuga de fluidos que pondrían en riesgo la integridad del proceso de transporte de crudo en una planta de producción, afectando el ecosistema, por lo que desde que asumí la responsabilidad de desarrollar evaluaciones de mejora en la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C., empresa constituida en el 2020 para gestionar soluciones técnicas de ingeniería, en los rubros de energía, minería, gas y petróleo, tuve la oportunidad de implementar la metodología de inspección a través de la técnica de Ultrasonido Avanzado Phased Array, como parte del servicio brindado a las empresas del sector hidrocarburo, específicamente en la extracción de crudo de petróleo.

Esta técnica de ultrasonido denominada Phased Array, permite detectar, prevenir y anticipar las fallas que se puedan presentar como consecuencia de los diferentes tipos de averías, tales como erosión, corrosión interna, corrosión por bacterias, etc. que se presentan generalmente en los diferentes procesos de transporte de fluidos vía tuberías.

Entre los diversos métodos de Ensayos No Destructivos (END) usados en el sector petrolero y gas, destaca el método de Ultrasonido que utiliza la técnica de medición de espesores. Esta última, utilizada especialmente para identificar los espesores remanentes en las tuberías de acero al carbono, es muy limitada, debido a que sus conclusiones se focalizan en un punto específico de la tubería evaluada, dejando de lado áreas importantes que pudieran contener zonas afectadas. Por este motivo, se decidió aplicar la técnica Phased Array, por su mayor grado de detectabilidad, ampliando la capacidad de identificar posibles fallas, como la pérdida de espesor producto de la corrosión interna, mejorando de esta manera el control de la integridad en las tuberías en menor tiempo.

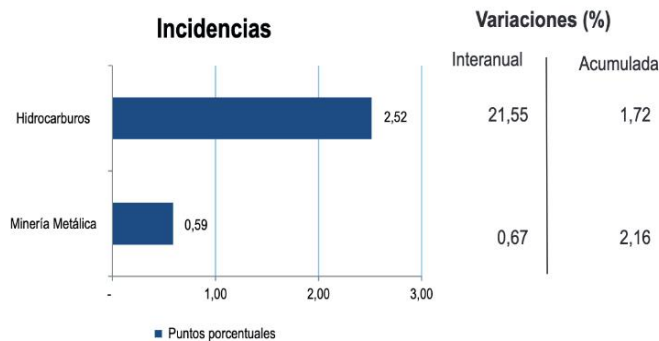
De esta manera, las inspecciones serían trazables, con seguimientos periódicos, mantenimientos más eficientes, menores pérdidas por paralizaciones de planta no planificadas por pérdidas de contención de crudo de petróleo, que afectan la rentabilidad y ponen en riesgo el ecosistema adyacente.

## **1.2 Contextualización del sector industrial**

El sector hidrocarburos en el Perú ha experimentado una evolución significativa en el mes de julio 2024, según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). En efecto, el sector Hidrocarburos aumentó 21.6% interanual, mientras que la variación acumulada del año ascendió a 1.7%, tal como se puede observar en la Figura N°1 a continuación. En ese mismo período, la minería metálica tuvo una variación de 0.8% interanual y 2.2% acumulada anual.

**Figura N° 1**

Índice de la Producción Minera a Julio 2024 (año base 2007)

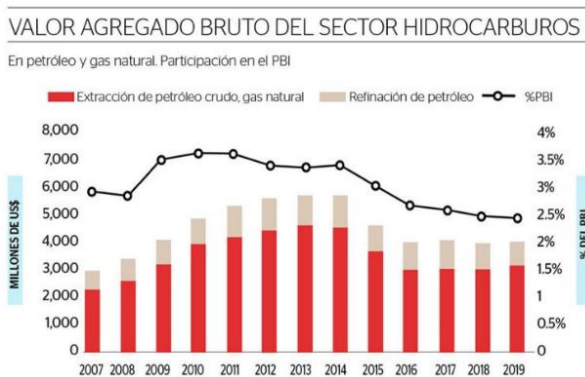


*Nota.* Índice de la producción minera en Perú, "Reporte Minero Nacional", INEI, 2024, URL: <https://www.inei.gob.pe>.

Visto desde la óptica del valor agregado, el sector hidrocarburos ha generado alrededor de US\$ 4,000 millones de dólares anuales entre el 2007 y el 2019, tal como se observa en la Tabla 1 a continuación. Este valor ha significado un aporte promedio de alrededor de 3% al Producto Bruto Interno (PBI) nacional.

**Tabla 1**

Evolución anual de la producción de hidrocarburos del 2007 al 2019



*Nota.* Evolución anual en millones de dólares de la extracción de crudo de petróleo, de refinación de petróleo y su aporte al PBI.

En la actualidad, el sector hidrocarburos representa una parte fundamental de la economía peruana, contribuyendo significativamente a las exportaciones y a la generación de ingresos fiscales.

Sin embargo, este sector también enfrenta numerosos desafíos, entre los que destacan las tendencias y el uso de tecnologías emergentes. Omnia Solution S.A.C., expertos en Consultorías de Programación y Suministros Informáticos (junio 2024) menciona que la industria de hidrocarburos en Perú se encuentra en proceso de transformación, impulsada por la adopción de nuevas tecnologías como la digitalización, inteligencia artificial y analítica de datos. Estas tecnologías permiten mejorar la eficiencia de las operaciones, reduciendo costos y su impacto ambiental.

### **1.3 Descripción general de la empresa**

Aconcagua Ingeniería S.A.C, con Registro Único de Contribuyente (RUC) N° 20606979305, fue constituida en el Perú en el año 2020, es una empresa con una sólida trayectoria en el sector industrial, especialmente en los rubros energético, minero, petróleo y gas, con presencia en Argentina y Perú. La compañía se ha posicionado como un referente en la gestión de soluciones técnicas de alto valor agregado, ofreciendo una amplia gama de servicios que abarcan todo el ciclo de vida de los activos industriales involucrados en los procesos productivos de sus clientes.

Bajo esta premisa, Aconcagua Ingeniería S.A.C. busca ser la empresa de mayor prestigio técnico en la región en el año 2030, de acuerdo a la Visión, Misión y los valores que difunden tanto a sus colaboradores internos y externos.

### **1.3.1 Visión**

Ser la empresa gestora de soluciones técnicas sustentables de mayor prestigio en la región andina para el año 2030.

### **1.3.2 Misión**

Gestionar soluciones técnicas sustentables en el rubro industrial y energético, conformando un equipo humano y profesional en un ambiente de colaboración, compromiso y pertenencia contando con una red de aliados técnicos alineados con nuestra visión.

### **1.3.3 Valores**

- Transparencia
- Prestigio
- Integridad
- Trabajo en equipo
- Puntualidad

Aconcagua Ingeniería S.A.C. cuenta con una amplia oferta de servicios orientados al acompañamiento y asesoría técnica para la gestión de activos. Entre los servicios brindados destacan:

- Evaluación de Aptitud para el Servicio (API 579/ASME FFS)
- Evaluación de condición futura

- Inspección basada en riesgo (API RP 580)
- Asesoramiento normativo
- Auditorías internas y seguimiento a Sistema de Integridad de Ductos
- Análisis de falla
- Evaluación de integridad
- Ensayos no destructivos
- Cubicación de tanques y barcazas

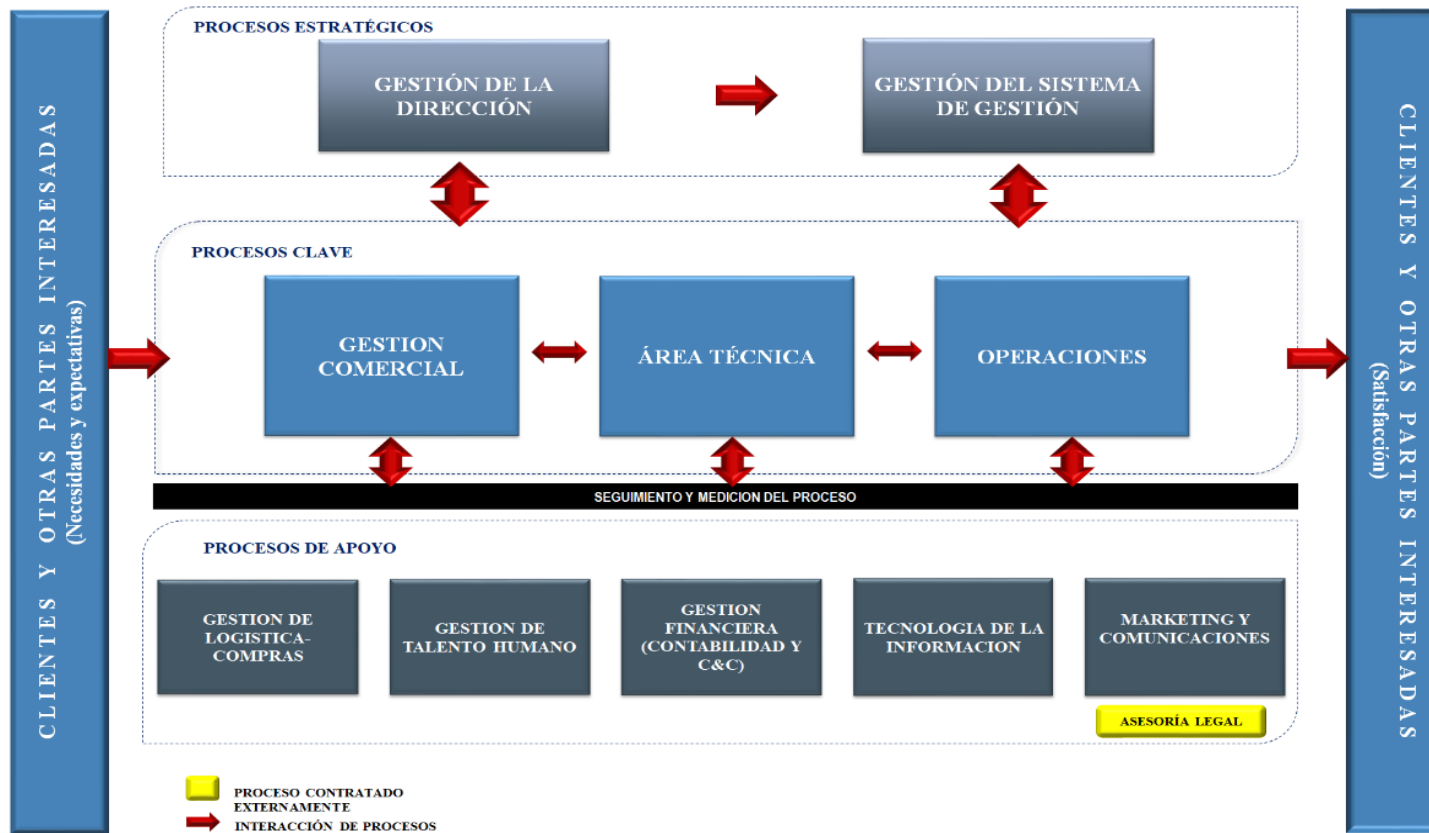
El sistema organizacional de Aconcagua Ingeniería S.A.C., visto desde el enfoque de procesos, está estructurado tal como se observa en la Figura 1 a continuación. En este mapa se observa que los procesos claves de la empresa concentran la Gestión Comercial, al Área Técnica y Operaciones, apoyados por las unidades de Logística y Compras, Gestión del Talento Humano, Finanzas, Tecnologías de la Información y Marketing, principalmente.

La empresa cuenta con una amplia cartera de clientes, entre los que destacan:

- Cia. Minera Antamina S.A.C.
- Petrotal Perú S.R.L.
- Cálidda Gas Natural del Perú
- Terminales del Perú
- Anglo American Quellaveco S.A.

**Figura N° 2**

*Mapa de procesos de Aconcagua Ingeniería S.A.C.*



*Nota.* Mapa de procesos de Aconcagua Ingeniería, "Manual de Operaciones" de Aconcagua Ingeniería S.A.C.

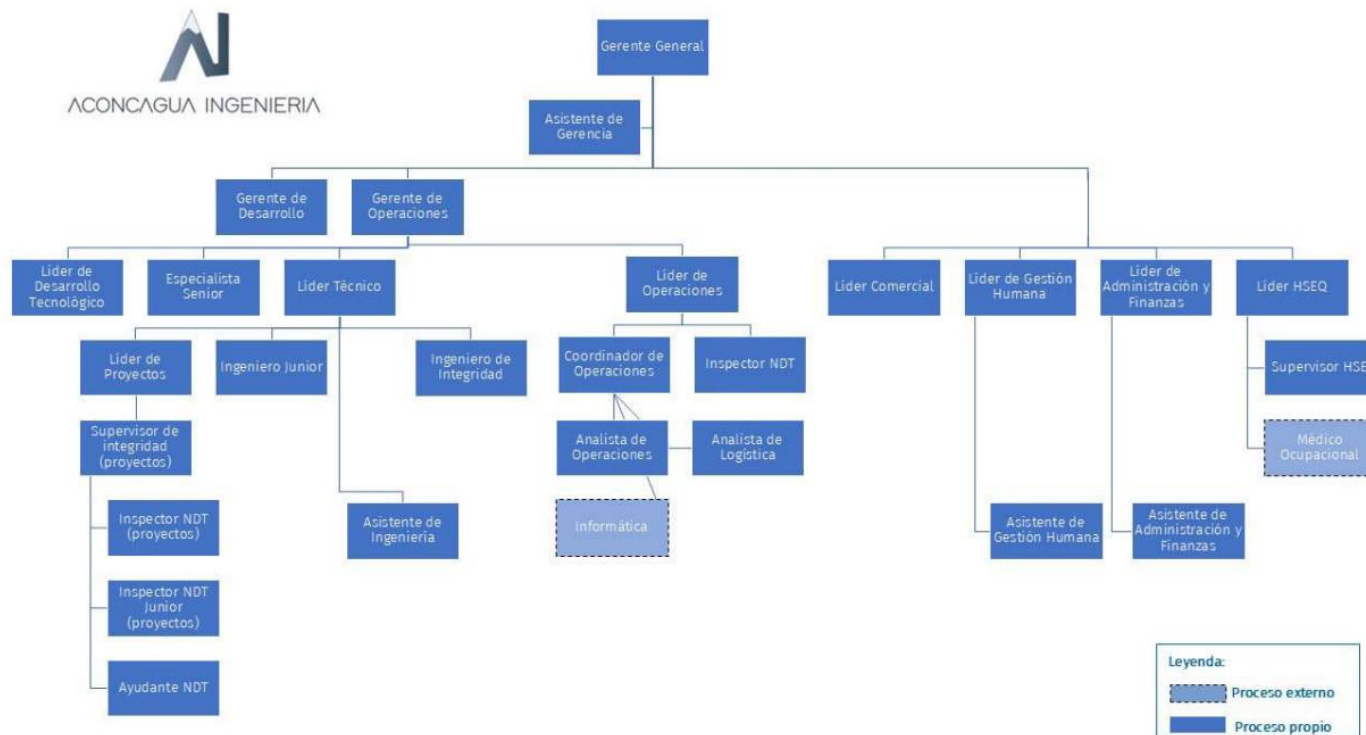
De otro lado, para la ejecución de sus servicios, la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C. se organiza con dos gerencias de línea, Gerencia de Desarrollo y Gerencia de Operaciones, que reportan directamente a la Gerencia General, tal como se observa en la Figura 3 a continuación.

Asimismo, la empresa cuenta con los denominados Líderes, que cumplen funciones comerciales, de recursos humanos, de administración y finanzas, además de la gestión de seguridad, salud y medio ambiente (SSOMA).

Igualmente, debajo de la Gerencia de Operaciones, la empresa cuenta con 4 Líderes que gestionan las áreas de desarrollo tecnológico, operaciones propiamente dichas, especialista senior y un Líder Técnico.

**Figura N° 3**

Organigrama Aconcagua Ingeniería S.A.C.



**Nota.** Organigrama de Aconcagua Ingeniería S.A.C., "Manual de Organización y Gestión".

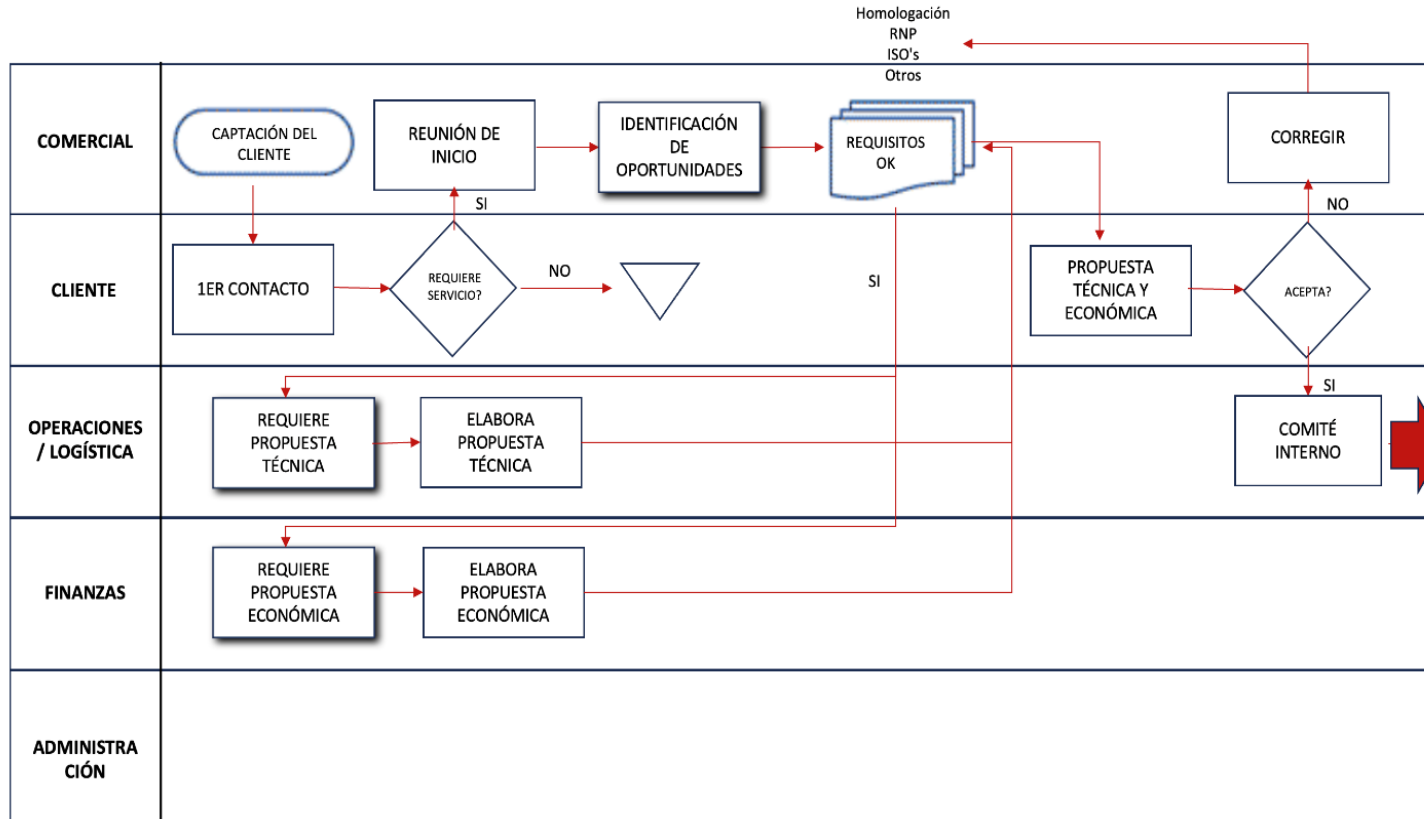
El proceso para la prestación de un servicio por parte de Aconcagua Ingeniería S.A.C. se desarrolla en varias etapas interconectadas, involucrando a diferentes procesos clave y de apoyo. El punto de partida se realiza a través del área comercial mediante la identificación de los clientes potenciales, haciendo un primer contacto con el fin de identificar las necesidades que estos tienen y la posibilidad de brindarles solución con alguno de los servicios que ofrece la empresa. El proceso detallado se muestra los Diagramas de Flujo de Servicios, detallados en las Figuras 4 y 5 a continuación.

Tal como se puede observar en los diagramas mostrados, las áreas Comercial y Operaciones /Logística cumplen un rol clave en la búsqueda de clientes e identificación de necesidades, además de desarrollar las actividades de operaciones, generalmente en las locaciones de los clientes en diferentes sectores económicos y departamentos del Perú, motivo por el cual los recursos humanos de la empresa se movilizan a nivel nacional para cumplir con los contratos pactados entre Aconcagua Ingeniería S.A.C. y sus clientes.

Uno de los aspectos más destacados de Aconcagua Ingeniería S.A.C. es su firme compromiso con la calidad, la seguridad y el cuidado del medio ambiente. Para lograrlo, la empresa implementa rigurosos protocolos de seguridad en todas sus operaciones y busca constantemente soluciones sostenibles que minimicen el impacto ambiental, asegurando que cada proyecto se ejecute superando los estándares establecidos en el sector.

**Figura N° 4**

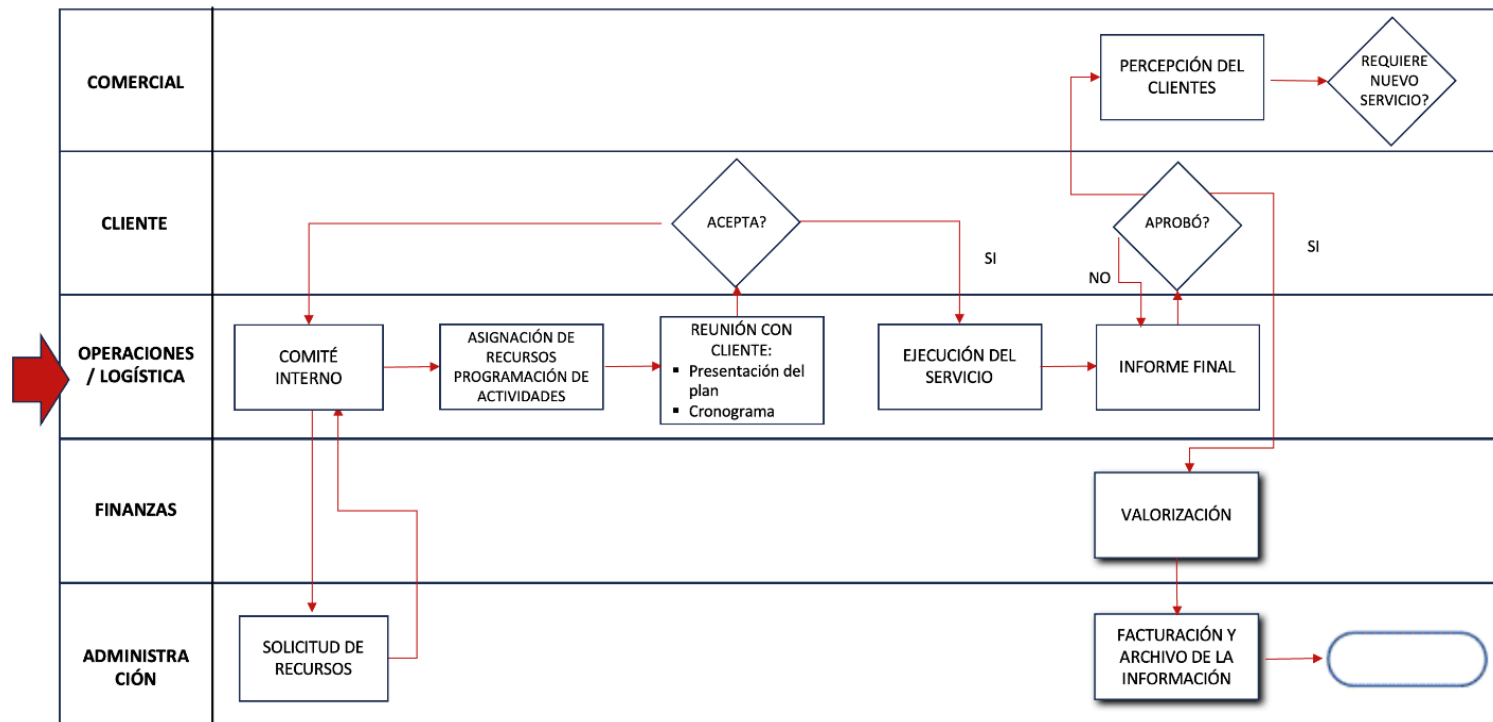
Diagrama de flujo de los servicios brindados por la empresa – Ira. Parte



*Nota.* Diagrama de flujo de servicios (parte 1), "Operaciones 2024" de Aconcagua Ingeniería S.A.C.

**Figura N° 5**

Diagrama de flujo de los servicios brindados por la empresa – 2da. parte



*Nota.* Diagrama de flujo de servicios (parte 1), "Operaciones 2024" de Aconcagua Ingeniería S.A.C.

## CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Ensayos no Destructivos (END).

Los ensayos no destructivos (END) son métodos utilizados para evaluar las propiedades de un material, componente o sistema sin causar daño permanente, utilizando procedimientos que permiten la inspección de materiales o estructuras sin alterarlos. Estos métodos son fundamentales en diversas industrias, como la construcción, petróleo, gas, aeronáutica, energía y manufactura, ya que permiten detectar y caracterizar defectos volumétricos internos y defectos superficiales, evaluar la composición material y por ende, la integridad estructural, garantizando de esta manera la calidad de los productos evaluados, sin comprometer su funcionalidad, asegurando que cumplan con las especificaciones requeridas.

Los ensayos no destructivos, como procedimientos que permiten la inspección de materiales o estructuras, tienen las siguientes ventajas: no daña el material intervenido, permite realizar inspecciones de componentes en servicio, las cuales pueden realizadas en tiempo real y en el lugar de trabajo sin detener procesos.

Sin embargo, los ensayos no destructivos tienen desafíos y limitaciones que deben ser evaluados, tales como que la interpretación de los resultados requiere experiencia técnica, o que algunos métodos pueden ser limitados por el tipo de material o la geometría de la pieza y la preparación de la superficie puede ser necesaria para ciertos métodos, afectando el tiempo de ejecución de las pruebas y el costo implícito en las mismas.

## **2.2 Método de Ultrasonido**

El ultrasonido industrial es un método que usa tecnología de ondas ultrasónicas de alta frecuencia para detectar y medir discontinuidades en el material base usado en la fabricación de tuberías para el transporte de crudo de petróleo, siendo eficaz para medir el espesor de materiales y localizar defectos internos, permitiendo detectar daños que impliquen fugas futuras de petróleo, sin dañar el material.

### **2.1 Técnica de Medición de Espesores**

La medición ultrasónica de espesores es una técnica no destructiva ampliamente utilizada para medir el espesor de un material. Mediante esta técnica es posible medir casi cualquier cosa hecha de metal, plástico, materiales compuestos, cerámica, vidrio, fibra de vidrio o caucho (Ultrasonic Thickness Tutorial ebook, 202109).

### **2.2 Técnica de Arreglo de fases (Phased Array):**

El Ultrasonido de Arreglo de Fases (UTPA por sus siglas en inglés, Phased Array Ultrasound) es una técnica de inspección dentro del método de Ultrasonido Industrial, que se basa en los principios de ultrasonido convencional, que permite a los usuarios incrementar la velocidad de inspección y mejorar la detección de defectos internos de los materiales o estructuras sometidas a evaluación, lo cual se caracteriza adecuadamente, es decir, se definen las dimensiones de las posibles fallas, luego de la inspección aplicada sobre el material intervenido. La denominación “Arreglo de Fases” se origina en una serie de pequeños elementos piezoeléctricos cada uno con su propio conector interno, que se denominan transductores, que trabajan en conjunto para generar las ondas ultrasónicas necesarias para la inspección. El proceso de emisión y recepción de ondas

ultrasónicas puede llevarse a cabo múltiples veces y así generar un haz ultrasónico que es transmitido al material o pieza a inspeccionar.

UTPA se caracteriza por tener transductores especiales que tienen un arreglo de entre 16 y 128 cristales piezoeléctricos, a diferencia de los transductores convencionales, que solamente cuentan con 1 elemento, aspecto que marca una gran diferencia entre el poder de visualización de ambos sistemas (Academia Tesk, 2024) . La técnica de UTPA es diferente del ultrasonido convencional, dado que maneja, procesa y presenta mucha más información, lo que resulta en inspecciones de mayor calidad. Esto permite evaluar componentes que son difíciles de inspeccionar con técnicas tradicionales.

### **2.3 Normativa y Estándares**

Existen diversas normativas que establecen los procedimientos y requisitos para la realización de ensayos no destructivos, tales como las de la American Society for Testing and Materials (ASTM), la International Organization for Standardization (ISO) y la American Society for Non Destructive Testing (ASNT), buscando asegurar la calidad y fiabilidad de los resultados obtenidos.

La empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C. aplica los procedimientos y requisitos definidos en las normas antes mencionadas, dependiendo del servicio a prestar. Algunos servicios requerirán por su naturaleza las normas establecidas por la ASTM, mientras que en otros casos se aplican los requisitos planteados por la ISO y/o la ASNT.

## **2.4 Integridad de Ductos**

Durante la implementación de sistemas de gestión en empresas del sector hidrocarburos, principalmente, la integridad de ductos es un objetivo clave que busca asegurar que los ductos operen de forma continua, segura, confiable y ambientalmente responsable, dado que el sistema de transporte de hidrocarburos es complejo y debe satisfacer exigentes requerimientos técnicos para su óptimo funcionamiento. Debido a que es susceptible a fallos, deben establecerse procesos y técnicas que sirvan para reducir la probabilidad de estos, y acciones para mitigar los efectos que puedan producirse.

## **2.5 Técnicas alternativas utilizadas en los ensayos especializados para el análisis de fallas**

### **2.5.1 Difracción de rayos X (DRx)**

La difracción de rayos X (DRx) es una herramienta analítica que permite determinar la geometría tridimensional de materiales cristalinos, para lo cual utiliza radiaciones electromagnéticas, es decir, rayos X, para elaborar un espacio interatómico dentro de un cristal. Este método se utiliza con fines de investigación científica y desarrollo industrial y es de suma importancia por su eficacia para mantener la integridad en diversos sectores industriales, como la fabricación de cemento, la metalurgia y la industria farmacéutica (Espectrometría, 2020).

### **2.5.2 Microscopía óptica de barrido (SEM)**

El Microscopio electrónico de barrido o SEM (Scanning Electron Microscope) es un instrumento que utiliza un haz de electrones en lugar de un haz de luz para formar una imagen con una gran profundidad de campo, lo cual permite que se enfoque a la vez una gran parte de la muestra.

También produce imágenes de alta resolución, que muestra características espacialmente cercanas en la muestra que permiten ser examinadas a una alta magnificación. La preparación de las muestras es relativamente fácil pues la mayoría de SEMs sólo requieren que estas sean conductoras (Microscopia Electronica de Barrido, 2024)

### **2.5.3 Espectroscopía de Energía Dispersada (EDS)**

Es una técnica de inspección conocida como Microanálisis por EDS, que utiliza un detector de energía dispersiva de Rayos X, EDS, la cual recibe los rayos X procedentes de cada uno de los puntos de la superficie sobre los que pasa el haz de electrones. Como la energía dispersada de los Rayos X es característica de cada elemento químico, proporciona información analítica cualitativa y cuantitativa de puntos, líneas o áreas seleccionadas en la superficie de la muestra (Universidad Politecnica Valencia, 2020) .

### **CAPITULO III. DESCRIPCIÓN DE LA EXPERIENCIA**

En el año 2023 ingresé a laborar a la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C., asumiendo el cargo de inspector senior nivel 2 en ensayos no destructivos (END) y especialista en ultrasonido avanzado Phased array, liderando un equipo técnico conformado por 5 personas entre los que se cuentan personal de logística, supervisores e inspectores END, a cargo de implementar métodos de inspección y verificación aplicados a diferentes tipos de servicio a brindar a los clientes de Aconcagua Ingeniería S.A.C., como análisis de integridad, aplicación de métodos de inspección con ultrasonido avanzado, soporte técnico en ensayos no destructivos (END) y elaboración de procedimientos e instructivos de inspección.

La empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C., es una empresa de servicio en el mercado de petróleo y gas, que brinda soluciones técnicas, análisis de procesos a nivel ingeniería y mejora de diseños en los distintos procesos que presentan las empresas en su producción, en diferentes rubros en la industria de hidrocarburos, ayudando a gestionar la integridad de las operaciones de sus empresas clientes.

La gestión de integridad está directamente asociada a la prevención de las pérdidas de contención de producto que supone, además de pérdidas económicas, un riesgo a la seguridad y salud de las personas involucradas en la operación, así como un impacto negativo en el medio ambiente; por ello, la implementación de controles adecuados que permitan prevenir y predecir fallas que puedan generar pérdidas de contención es ampliamente usada mediante la aplicación de diferentes ensayos no destructivos (END), siendo los ensayos de ultrasonido una de los más

efectivos y usados en el sector petrolero y gas, entre los que destaca la medición de espesores para el monitoreo de los diferentes circuitos de tubería que forman parte de dicha industria.

Para el monitoreo de los circuitos de tubería utilizados normalmente, la medición de espesores mediante ultrasonido de haz recto es, muchas veces, la técnica preferida debido a su facilidad de aplicación, así como a los bajos costos asociados. Sin embargo, en muchos casos esta técnica no brinda la sensibilidad necesaria para los mecanismos de daño predominantes en algunas industrias, como es el caso de los circuitos de producción de petróleo de la selva norte del Perú.

Bajo ese escenario, se volvió imperativo utilizar técnicas que permitan detectar los mecanismos de falla presentes en los circuitos de tubería que se inspeccionen. El ultrasonido de arreglo de fases (UTPA) brinda una ventaja significativa en cuanto a efectividad y rapidez en la inspección de componentes y detección de corrosión interna mediante el ensayo de mapeo de corrosión, lo que supone una cuantificación volumétrica (longitud, ancho y pérdida de espesor) de los defectos en los componentes evaluados, permitiendo realizar una mejor valoración de integridad, a partir de la determinación de la velocidad de corrosión y la estimación de la vida remanente de los componentes inspeccionados.

Desde el año 2021 hasta la actualidad se realizó monitoreos constantes utilizando la medición de espesores mediante ultrasonido de haz recto en diversos circuitos de producción de petróleo en la selva norte del Perú en los diferentes pozos de extracción de crudo de petróleo, con el objetivo de estimar adecuadamente las velocidades de corrosión en cada uno de los circuitos y predecir la vida remanente de los mismos.

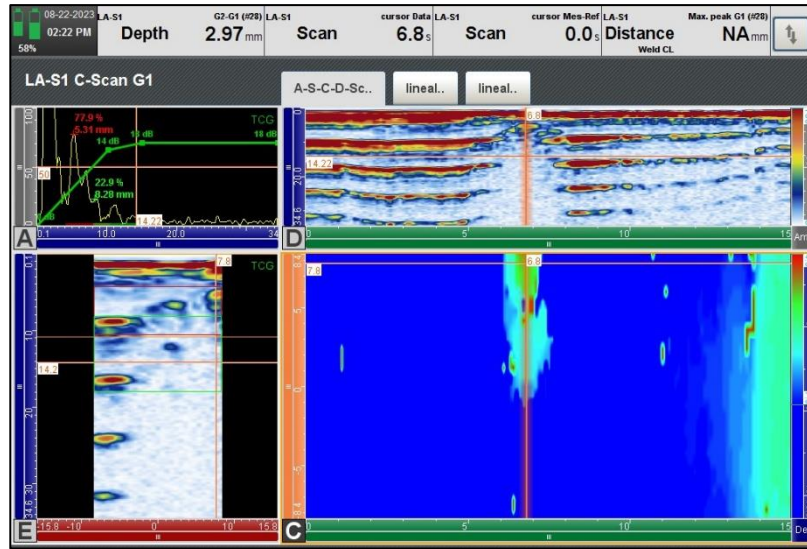
Para ello, se ejecutaron ensayos especializados para el análisis de fallas mediante el uso de técnicas diversas, como la difracción de rayos X (DRx), la microscopía óptica de barrido (SEM) y la espectroscopía de energía dispersada (EDS), entre otros, con la finalidad de caracterizar e identificar con mayor precisión los mecanismos de daño presentes en los circuitos inspeccionados. Como resultado de esta evaluación especializada se determinaron mecanismos como corrosión por oxígeno disuelto, corrosión microbiológica, corrosión por CO<sub>2</sub>, etc. Todos estos mecanismos pueden presentar formas de ataque localizados (p.e. picaduras internas).

Sin embargo, la técnica de medición de espesores por ultrasonido de haz recto posee limitaciones para la detección de corrosión localizada en los componentes pertenecientes al circuito de producción del lote, debido a que es una técnica utilizada para detectar corrosión generalizada. Bajo esta técnica, el resultado de la intervención fue cero (00) puntos con alta probabilidad de fuga detectados entre los años 2021 y 2022. En ese escenario, desde el año 2023 se optó por utilizar la técnica de ultrasonido por arreglo de fases para realizar el mapeo de corrosión en los componentes más críticos y/o sensibles de cada circuito. Esto conllevó a un incremento significativo en la detección de puntos de corrosión con alta probabilidad de fuga: Once (11) puntos con espesores detectados con menos de 1mm de diferencia con el espesor requerido.

En la Figura 6 a continuación se observa el resultado de un END, identificado con la técnica del Phased Array como punto con alta probabilidad de fuga, dado que el espesor remanente, 2.97 mm, no cumple las especificaciones técnicas requeridas, equivalente a 2.80 mm de espesor requerido.

**Figura N° 6**

Punto con alta probabilidad de fuga, detectado con Phased Array

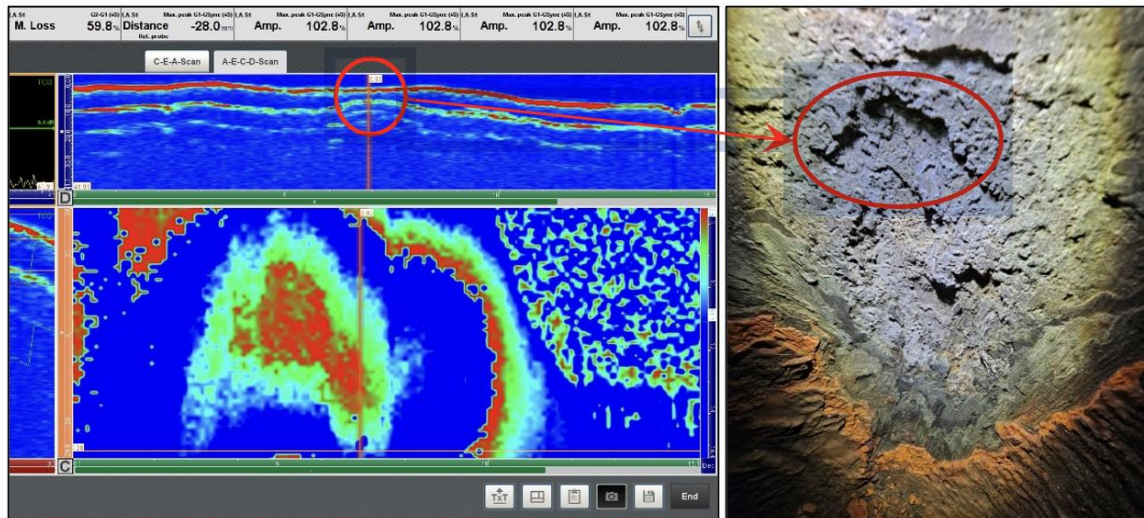


*Nota.* Probabilidad de fuga detectada con Phased Array.

En la Figura 7 a continuación se observa con mayor detalle el área afectada, señalada con una elipse roja en la foto derecha, resultado también de un END que utilizó la técnica del Phased Array acondicionado a un scanner el cual se obtiene data del área inspeccionada y esa misma data es procesada y analizada cuyo resultado es la detección de anomalías internas.

**Figura N° 7**

*Punto con alta probabilidad de fuga, detectado con Phased Array.*



*Nota.* Punto con alta probabilidad de fuga detectado con Phased Array, "Análisis de Riesgos 2023"

### **3.1 Descripción del área de mejora**

Durante la prestación de servicios a una empresa petrolera ubicada en la selva norte de la Amazonía peruana, cliente de Aconcagua Ingeniería S.A.C., se contempló como parte del proyecto la inspección en ocho (8) pozos inyectoros, las líneas de tubería de extracción de crudo de petróleo así como también la inspección de los pozos productores en crudo de petróleo. Esto demandó la implementación de instalaciones y facilidades que permitieron recolectar, procesar, almacenar y cargar el crudo para su transporte. Se realizaron los estudios planificados para mejorar la detectabilidad de fallas internas en su sistema de tuberías de los diferentes pozos de extracción de crudo de petróleo, fallas que venían generando pérdidas importantes en términos económicos, sociales y ambientales, principalmente. Por ello, se analizaron los datos relevantes de las inspecciones previamente registradas a fin de encontrar las causas principales del problema.

### 3.1.1 Análisis de problemas

Desde el enfoque de un Ingeniero Industrial es clave analizar un problema de manera sistemática y estructurada, lo que significa primero definir claramente el problema que se quiere solucionar. Para lograrlo, se procedió a recopilar información, es decir, datos relevantes sobre el problema en cuestión.

Producto de las pérdidas de contención reportadas en los años 2019 y 2020, que contradecían los resultados del monitoreo de medición de espesores realizados hasta la fecha, se procedieron a realizar análisis más rigurosos sobre los circuitos de tubería, a fin de determinar adecuadamente los mecanismos de falla presentes sobre cada uno de los circuitos que presentaron pérdida de contención. Para ello se ejecutaron análisis de fallas en las diferentes perforaciones presentadas durante el proceso de extracción.

Producto de ello se procedió a realizar análisis más rigurosos sobre los circuitos de tubería a fin de determinar adecuadamente los mecanismos de falla presentes sobre cada uno de los circuitos que presentaron pérdida de contención. Para ello se ejecutaron las siguientes técnicas:

- Difracción de rayos X (DRx)
- Microscopía óptica de barrido (SEM)
- Espectroscopía de energía dispersada (EDS)
- Análisis fisicoquímicos

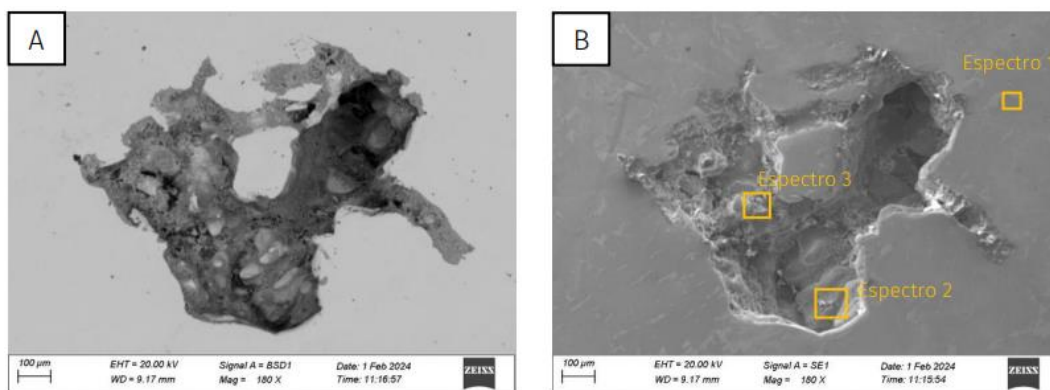
Estas técnicas se aplicaron en una secuencia de actividades que implicó, inicialmente, la observación visual con lupa estereoscópica de los sectores donde se presentaron pérdidas de material, identificando la presencia de picaduras muy definidas sobre la superficie interna del material en el área de falla.

Seleccionada el área más representativa de falla, se realizó un análisis mediante la toma de muestras con la técnica de microscopía óptica de barrido (SEM), lo que permitió caracterizar adecuadamente la corrosión presente (corrosión intergranular). Se realizó además un análisis con microscopio electrónico de barrido (EDS) lo que permitió identificar productos de corrosión con alto contenido de azufre y cloro, tal como se observa en la Figura 8 a continuación.

Adicionalmente, se solicitó realizar un análisis fisicoquímico sobre diferentes puntos a lo largo de todo el circuito de transporte de crudo de petróleo, a fin de identificar compuestos químicos que propician los mecanismos de daño en las tuberías de transporte. Estos análisis fisicoquímicos comprendieron los análisis de cloro, hierro disuelto y total, dióxido de carbono y oxígeno disuelto. Producto de estos análisis se evidenció la presencia de oxígeno disuelto sobre el sistema.

### Figura N° 8

*Discontinuidad evidenciada mediante microscopio electrónico de barrido*



**Nota.** Discontinuidad detectada con microscopio electrónico, tomado del "Estudio Técnico" pertinente al proyecto.

Esta secuencia de análisis, que se explica en detalle a continuación, permitió identificar mecanismos de daño tales como corrosión por oxígeno disuelto, corrosión microbiológica y corrosión por CO<sub>2</sub>, los cuales presentaron tipos de falla relacionados al ataque localizado de material corrosivo sobre las tuberías analizadas.

En efecto, el año 2021 se inició con la inspección sobre diversos circuitos de tubería de producción de petróleo en la selva norte del Perú con el objetivo de obtener información de entrada para realizar adecuadamente las estimaciones de velocidad de corrosión en cada uno de los circuitos y predecir la vida remanente de los mismos.

Con la finalidad de llevar una trazabilidad de las mediciones del sistema de tuberías, se identificó cada punto de medición y monitoreo (CML) mediante un sticker, que sirvió para mantener un registro de datos históricos durante los años 2021, 2022 y 2023. Producto de estas mediciones se identificaron pérdidas de espesores puntuales de hasta 32%, respecto al espesor nominal, definido de fábrica, de cada componente del circuito.

En la Tabla 2 a continuación se muestra un resumen general de la cantidad de CMLs inspeccionados, el rango de pérdida de espesor detectado y la cantidad de pérdidas de contención reportadas por cada uno de los años indicados previamente.

**Tabla 2**

Resumen de medición de espesores sobre el sistema de tubería

<b>AÑO</b>	<b>Cantidad de CMLs</b>	<b>Rango de pérdida detectado</b>	<b>Cantidad de pérdidas de contención</b>
<b>2021</b>	633	5% - 31%	-
<b>2022</b>	1,241	3% - 21%	2
<b>2023</b>	2,333	8% - 32%	4

*Nota.* Datos recopilados sobre las mediciones de espesores en tuberías durante los años 2021 a 2023, indicando rangos de pérdida y casos de pérdidas de contención.

Hallazgo relevante en esta secuencia de análisis es que, a pesar de no evidenciar pérdidas de espesor superiores al 32%, se presentaron diversas pérdidas de contención, con fugas de petróleo en diversos puntos del sistema de tuberías, lo que contradice directamente la evaluación de integridad realizada con la información recopilada de los monitoreos de medición de espesores. Ante estas evidencias, se optó por realizar un análisis más detallado de los diferentes circuitos de tuberías.

De otro lado, según la información histórica con la que se cuenta en el sector hidrocarburos desde el año 2018 hasta el 2023, mostrada en la tabla 3, se han presentado un total 33 pérdidas de contención durante ese período, generando paradas de emergencia con una duración promedio de 8 horas por cada una de ellas. Bajo esta perspectiva, vista a nivel sectorial, se dejaron de percibir un total de 7.2 millones de dólares como consecuencia de las paradas de producción para mitigar y corregir las pérdidas (PetroPeru, 2024).

**Tabla 3**

*Estimación de pérdidas económicas por paradas inesperadas en el sector hidrocarburos*

<b>AÑO</b>	<b>Precio Promedio de Crudo (US\$)</b>	<b>Cant. de Perdida</b>	<b>Tiempo Total en Parada de Emergencia</b>	<b>Días al Año parados por Perdida de Contencion</b>	<b>Producción Promedio (BPD)</b>	<b>Ingreso Dejado de Percibir por Perdida de contencion (US\$)</b>
2018	64.92	3	24	1.0	467	30,316.08
2019	57.00	5	40	1.7	4106	390,070.00
2020	39.33	5	40	1.7	5643	369,930.00
2021	68.00	6	48	2.0	8847	1,203,192.00
2022	95.00	7	56	2.3	12075	2,676,625.00
2023	77.67	7	56	2.3	14091	2,553,602.33
		<b>33</b>				<b>7,223,735.42</b>

*Nota.* Análisis financiero que estima las pérdidas económicas derivadas de interrupciones no planificadas en operaciones del sector hidrocarburos.

Con los modos de falla identificados, el siguiente paso en el proceso fue buscar alternativas de inspección que permitieran detectar oportunamente aquellos puntos con mayor riesgo de pérdida de contención que no pudieron ser identificados con la medición de espesores tradicional.

Es así como, durante el año 2023 se inspeccionaron un total de 154 CMLs, de los cuales diecisiete (17) evidenciaron pérdidas mayores al 40% con respecto al espesor nominal, tal como se observa en Tabla 4 a continuación.

Once (11) de los CMLs monitoreados presentaron espesores menores a 1 mm de diferencia respecto al espesor requerido, lo que permitió a la empresa operadora de la planta, tomar las

acciones preventivas necesarias para evitar potenciales pérdidas de contención en sus instalaciones.

**Tabla 4**

*Componentes identificados con alta probabilidad de fuga.*

<b>AÑO</b>	<b>Cantidad de CMLs mediante mapeo de corrosión</b>	<b>CML con pérdida mayor a 40%</b>	<b>Puntos con alta probabilidad de fuga</b>
<b>2023</b>	154	17	11

*Nota.* Identificación de CML's con alta probabilidad de fuga de crudo de petróleo. Tomado del "Informe del Proyecto".

Esto conllevó a un incremento significativo en la detección de puntos de corrosión con alta probabilidad de fuga, es decir, áreas de las tuberías y otros componentes de los circuitos de transporte de crudo de petróleo con espesores detectados con menos de 1mm de diferencia con el espesor requerido.

A partir de estos hallazgos, se analizaron las diferentes causas que coadyuvan al problema central, determinando la baja detectabilidad de posibles perforaciones en circuitos de transporte de crudo de petróleo (PetroPeru, 2024).

Las pérdidas de contención reportadas en los años 2022 y 2023 indicaban que los resultados del monitoreo de medición de espesores realizados hasta la fecha no estaban cumpliendo su objetivo de detectar adecuadamente y a tiempo las pérdidas probables de crudo de petróleo, por lo que se realizó un análisis de las causas de esta situación.

Luego de aplicar las mencionadas técnicas de inspección, se llegó a la conclusión de que las causas principales que determinaban la “Baja detectabilidad y posibles perforaciones en circuitos de transporte de crudo de petróleo” eran básicamente 3:

1. Métodos END mal empleados
2. Inspectores END sin experiencia
3. Mantenimiento correctivo a destiempo.

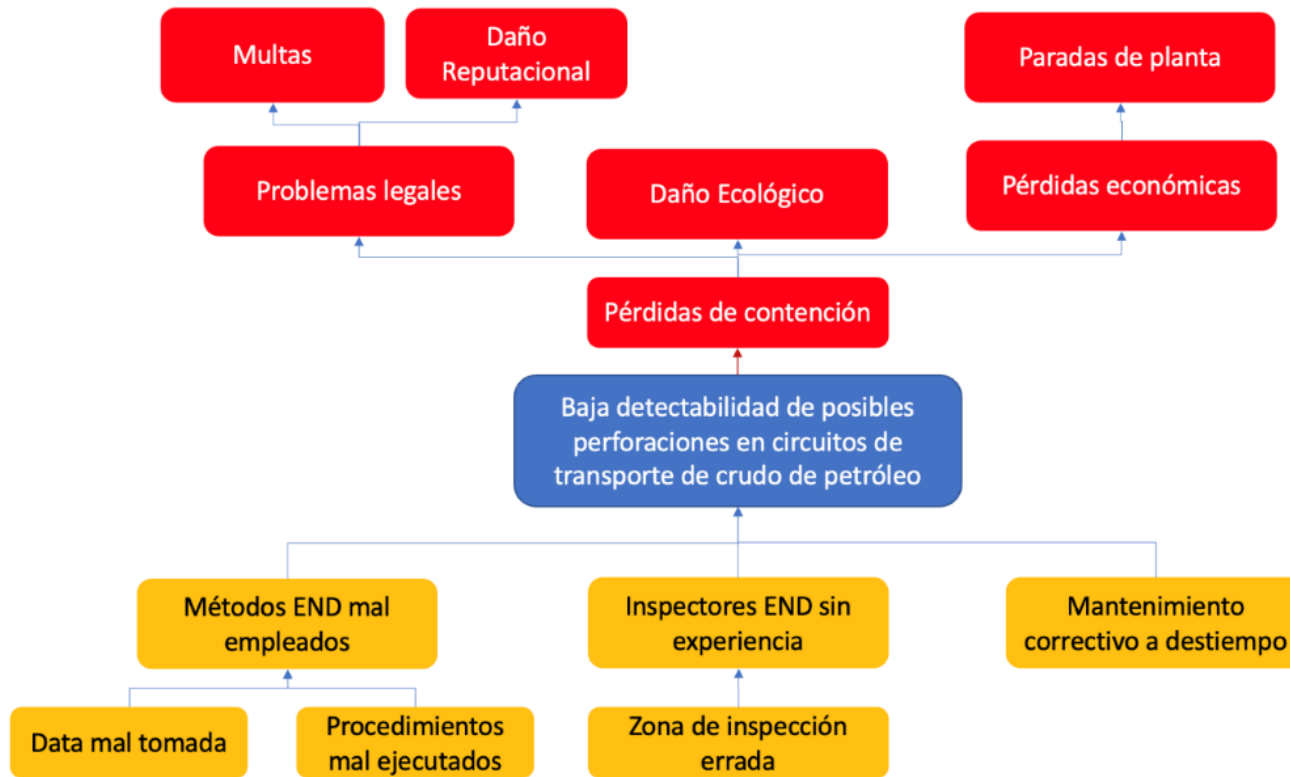
Estas causas “raíz” generaron, en parte, las pérdidas económicas mostradas en la Tabla 3, debido a las paralizaciones de las operaciones como consecuencia de las fugas de petróleo, además del perjuicio a la imagen de la empresa, que ponía en riesgo su reputación. Para controlar esta situación, que requería la toma de decisiones relevantes, se realizó un diagnóstico integral que permitió identificar el problema central, así como sus causas y consecuencias, las cuales se pueden observar en la figura 9 a continuación, denominado “Árbol de Problemas”.

Como resultado del análisis efectuado con esta herramienta, se identificó que el problema central estaba relacionado con la baja detectabilidad de posibles perforaciones en circuitos de transporte de crudo de petróleo. Como se puede observar, en la parte superior de la herramienta se registraron las consecuencias o efectos derivados del problema central, las cuales se concentran en pérdidas de contención de crudo de petróleo, consecuencia que se amplifica por los problemas legales derivados de dichas pérdidas, el daño ecológico causado por el derrame y las pérdidas económicas relacionadas con la paralización de la planta de producción y las menores ventas por la menor disponibilidad de producción.

En base al diagnóstico realizado, se llegó a la conclusión de que los métodos tradicionales de inspección tienen limitaciones en la detección de fallas que generan fugas de petróleo que implican, a su vez, importantes pérdidas económicas y reputacionales que obligaron a investigar la aplicación de nuevos procedimientos para mejorar la detectabilidad de fallas estructurales en las tuberías que transportan el crudo de petróleo extraído de los diferentes pozos perforados por el cliente de la empresa petrolera. En efecto, la utilización de la técnica denominada UTME, o Medición de Espesores por el método de ultrasonido, no es adecuada para los diferentes modos de falla presentes en los circuitos de producción de crudo de la selva peruana, tales como fallas de corrosión por ataque químico, por abrasión, corrosión por presencia de agua, principalmente.

**Figura N° 9**

*Identificación del problema: Arbol del Problema*



*Nota.* Árbol de problemas del proyecto, "Análisis de Problemas"

Ante estas evidencias, y con el objeto de fortalecer la toma de decisiones que debía afrontar la empresa, se decidió realizar un análisis de las fallas recurrentes en el proceso de producción, para lo cual se aplicó la herramienta denominada “Análisis del Modo y Efecto de Falla” ó Método AMEF, que se muestra a continuación en la Figura 10.

Realizado el análisis mediante el Método AMEF, se llegó a la conclusión de que el modo de falla potencial más relevante era la pérdida de contención de crudo de petróleo, lo cual impactaba a la empresa por la obligación de paralizar las operaciones e impactaba al entorno, dado el impacto negativo sobre el medio ambiente. Asimismo, la causa principal identificada bajo este método fue la pérdida de espesor no detectada a tiempo, dadas las limitaciones de las técnicas END utilizadas hasta ese momento, que determinaban un nivel de detección calificada como “remota”.

Bajo estos parámetros, el Nivel de Probabilidad del Riesgo (NPR) que arrojó la herramienta AMEF indicó un riesgo equivalente a 720, considerado ALTO bajo esta metodología. Por tal motivo, se definieron acciones dirigidas a mitigar este nivel de riesgo, definiéndose aplicar técnicas END complementarias que resultarían en una reducción importante del nivel de riesgo, bajando el mismo hasta un nivel de 81, considerado BAJO según la misma metodología.

**Figura N° 10**

*Análisis del Modo y Efecto de Falla” - Método AMEF*

Función del producto	Modo de Falla Potencial	Efecto(s) de la Falla Potencial	Severidad	Clase	Causa / Mecanismo de la Falla Potencial	Ocurrencia	Controles Actuales del Proceso para la Detección	Detección	N. P. R.	Acciones Recomendadas	Responsabilidad y Fecha Prometida	Resultado de Acción				
												Acciones Tomadas	Severidad	Ocurrencia	Detección	N. P. R.
Extracción de crudo utilizando sistema de tuberías	Pérdida de contención	Paralización de producción no planificada	6		Desconocimiento de modos de falla específicos del circuito de tuberías	5	Falta de análisis de laboratorio adecuados para la identificación de los modos de falla.	10	300	Ejecución de análisis de falla y fisicoquímicos para identificación de modos de falla específicos para los circuitos de tubería de producción de crudo.	Área técnica	Análisis de falla y fisicoquímicos, con lo que se identificaron los modos de falla específicos para los circuitos de tubería de producción de crudo.	6	3	3	54
			6		Metodo de inspección no adecuado	6	Uso de equipos con baja detectabilidad para los modos de falla predominantes.	9	324	Utilización de equipos con mayor alcance y detectabilidad.	Operaciones	Se mejoraron los equipos utilizados para medir el alcance y la detección de fallas.	6	3	3	54
			9		Pérdida de espesor no detectada	8	Limitación de la técnica NDT utilizada	10	720	Utilización de técnicas NDT complementarias.	Operaciones	Se utilizaron técnicas NDT adicionales.	9	3	3	81

<b>PROBABILIDAD DE OCURRENCIA</b>	<b>GRAVEDAD</b>	<b>PROBABILIDAD DE DETECCIÓN</b>	<b>RIESGO</b>
MUY REMOTA 1	APENAS PERCEPTIBLE 1	MUY ALTA 1	BAJO 1 a 135
MUY PEQUEÑA 2	POCA IMPORTANCIA 2, 3	ALTA 2, 3	MODERADO 136 a 500
PEQUEÑA 3	MODERADAMENTE GRAVE 4, 5, 6	MODERADA 4, 5, 6	ALTO 501 a 1,000
MODERADA 4, 5, 6	GRAVE 7, 8	PEQUEÑA 7, 8	
ALTA 7, 8	EXTREMADAMENTE GRAVE 9, 10	MUY PEQUEÑA 9	
MUY ALTA 9, 10		REMOTA 10	

**Nota.** Análisis del Modo y Efecto de Falla (AMEF), "Informe de Análisis AMEF", parte del proyecto elaborado con el cliente de Aconcagua Ingeniería S.A.C.

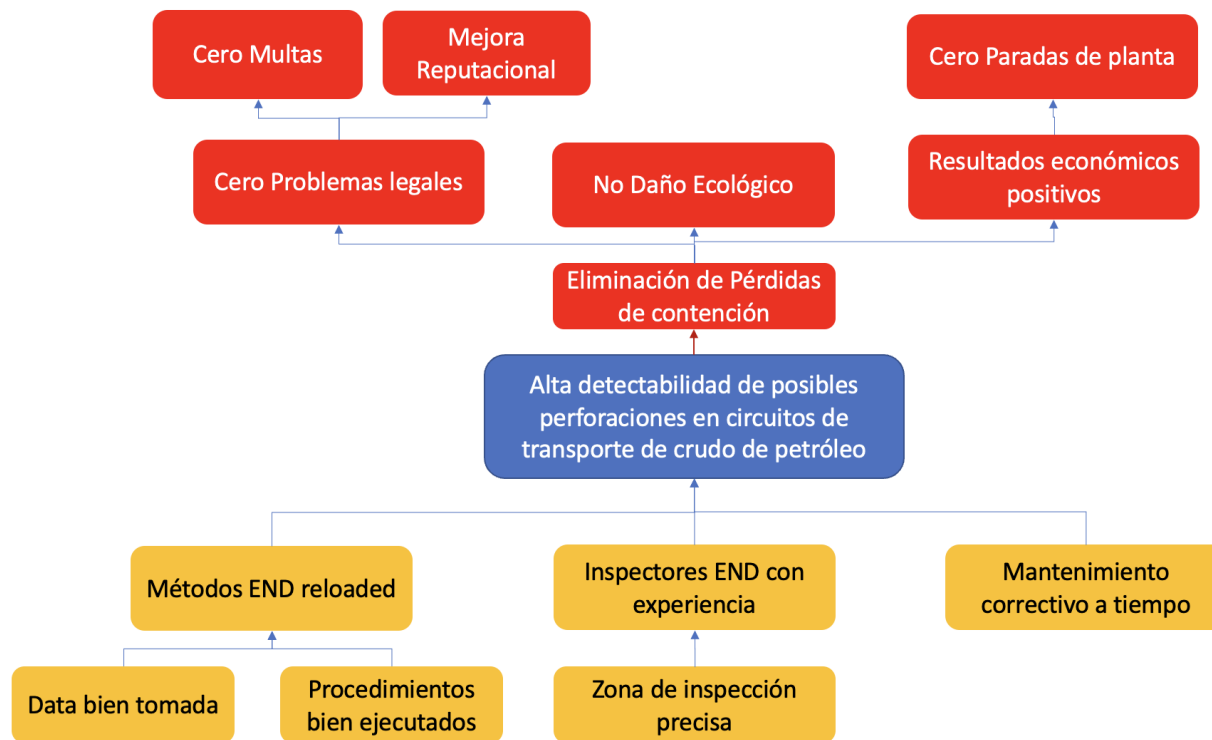
Basados en estos hallazgos, se buscaron soluciones que permitieran reducir significativamente las pérdidas de crudo de petróleo, tal como se registra en el desarrollo del Plan de Mejora propuesto a partir del diagnóstico detallado en el presente capítulo.

Este diagnóstico contribuyó a buscar las soluciones adecuadas para reducir al mínimo las pérdidas de contención, para lo que se utilizó la herramienta denominada “Árbol de Soluciones”, la misma que ayudó a tomar decisiones estratégicas y metodológicas importantes, enfocadas en atacar las causas principales del problema central.

El Árbol de Soluciones indicado se presenta a continuación (Figura 11).

**Figura N° 11**

*Arbol de soluciones para el problema principal.*



*Nota.* Detalle de la solución propuesta para eliminar las causas del Problema Central hallado en el Arbol de Problemas.

Tal como se observa en el árbol de soluciones propuesto en la Figura 11, el objetivo central de la solución fue alcanzar una alta detectabilidad de posibles perforaciones en circuitos de transporte de crudo de petróleo; y para ello, se definió como imprescindible mejorar los métodos END, contratar inspectores con mayor experiencia y realizar mantenimientos correctivos recurrentes y a tiempo, acciones que se denominan “medios” a través de los cuales se puede alcanzar el objetivo central, evento que a su vez facilitará el logro de efectos positivos, tales como eliminar la pérdida de contención, reducir el riesgo ambiental y reputacional, así como las pérdidas económicas, principalmente.

### **3.2 Diseño de la propuesta de Mejora**

La propuesta se basó en la implementación de un método de inspección basado en el método de Ultrasonido con Arreglo de Fases (Phased Array) en el sistema de tuberías de producción de petróleo de un cliente de Aconcagua Ingeniería S.A.C. en la selva norte del Perú. Para lograrlo, se definió el desarrollo de una Etapa Preliminar, que se detalla a continuación, que permitiera contar con toda la información necesaria para la toma de decisiones informadas y sustentadas.

#### **3.2.1 Etapa Preliminar**

Enfocada en el levantamiento de información y diseño de la propuesta propiamente dicha.

- Recopilación de información histórica del lote (UTME): implica el levantamiento de la información estadística registradas de las fugas encontradas.
- Análisis de información histórica: para determinar el origen de las fallas.

- Identificación de puntos o elementos críticos para inspección: a fin de especificar los puntos y/o elementos que se deben focalizar en las pruebas a desarrollar.
- Presentación de propuesta para cambio de método de inspección (reemplazar UTME por UTPA): se refiere a la formalización de la propuesta de cambio.

### **3.2.2 Etapa de Aprobaciones**

- Aprobaciones en Aconcagua Ingeniería S.A.C.
- Aprobaciones en Gerencia de clientes.

### **3.2.3 Etapa de Ejecución y Análisis de Resultados**

- Ejecución de Inspecciones.
- Análisis de resultados.
- Ejecución ampliada.
- Análisis de resultados de campo.

### **3.2.4 Entrega de resultados e Implementación de la mejora final**

- Presentación de resultados
- Aprobación de la propuesta definitiva.
- Implementación de la solución final.

### **3.3 Objetivo de la propuesta de mejora**

#### **3.3.1 Objetivo General**

Implementar una nueva metodología de inspección de ensayos no destructivos utilizando el ultrasonido Phased Array para la detección oportuna de potenciales fugas de crudo de petróleo en el circuito de extracción y producción de crudo en la planta ubicada en la selva norte del Perú.

#### **3.3.2 Objetivo Especifico**

- Incrementar el área inspeccionada de los diferentes circuitos de tubería en el proceso de extracción y producción de petróleo crudo.
- Reducir los eventos no deseados por pérdida de contención.
- Implementar una nueva técnica de inspección que permita una mejor identificación de los elementos con mayor probabilidad de pérdida de contención.
- Incrementar el nivel de confiabilidad de las técnicas utilizadas para la detección de zonas con mayor probabilidad de pérdida de contención.

### **3.4 Implementación de la Propuesta de mejora**

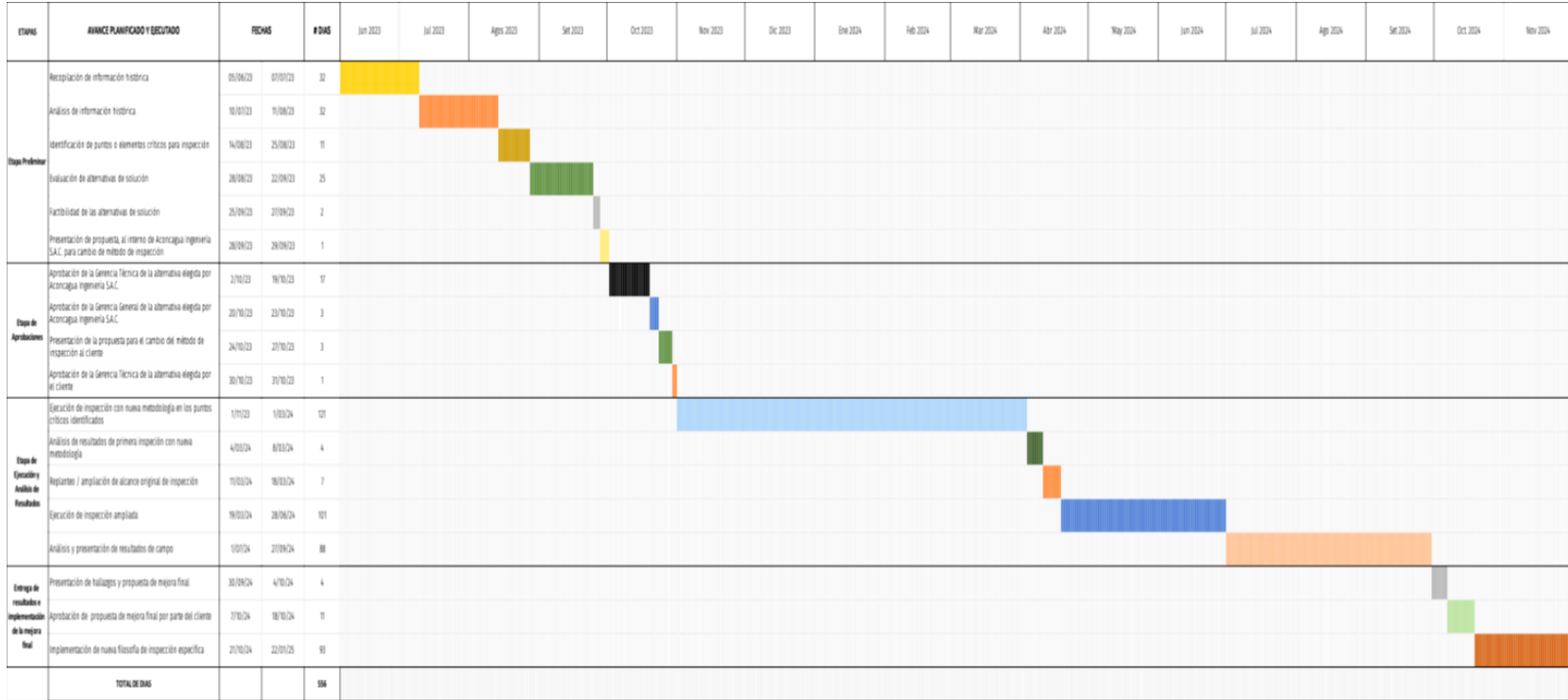
Esta etapa de mejora se enfocó en la implementación de la propuesta diseñada en la etapa preliminar, para lo cual se programó la ejecución de inspecciones en los puntos y/o elementos críticos identificados en etapa 3.2.1, cuyos elementos principales fueron los siguientes:

- Análisis de resultados de primera inspección utilizando la nueva metodología propuesta (UTPA): a fin de comparar los resultados derivados de la aplicación de este método, versus la utilización de los métodos tradicionales.
- Replanteo / ampliación de alcance original de inspección (incremento de puntos de inspección): con el objeto de asegurar la integridad del proceso productivo.
- Ejecución de inspección ampliada en etapa previa (2.c): se refiere a la ampliación del ámbito de inspección.
- Análisis y presentación de resultados: conclusiones del estudio.
- Presentación de hallazgos y propuesta de mejora final: enfocado en socializar los hallazgos de la aplicación de las nuevas técnicas.
- Implementación de nueva filosofía de inspección específica: compartiendo con los clientes la ampliación de las pruebas y las metodologías a usarse para que formen parte de sus procesos normales de inspección.

Para ejecutar la etapa de mejora detallada en el punto anterior, se hizo indispensable el definir el alcance de las actividades programadas con el objeto de alcanzar los objetivos del proyecto de mejora. En este sentido, se propuso un plan de actividades, plasmado en el Diagrama de Gantt presentado en la Figura 12 a continuación.

Figura N° 12

Cronograma de actividades: Gantt del Proyecto



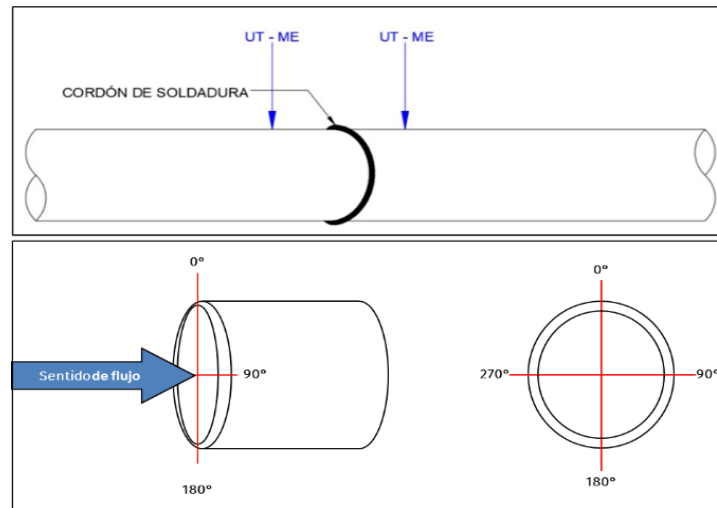
**Nota.** Detalle de las actividades desarrolladas en el marco del Proyecto de Servicio con el Cliente de Aconcagua Ingeniería S.A.C. para implementar las nuevas técnicas de detección de probables fugas de crudo de petróleo. Tomado del “Informe del Proyecto” respectivo.

### 3.5 Ejecución de la propuesta de mejora

Para el desarrollo de la propuesta de mejora, se decidió realizar la medición de espesores sobre todos los elementos que componen el circuito de tuberías utilizada para el transporte de crudo de petróleo (codos 90°, codos 45°, Tees, reducciones, tuberías, etc), realizando inmediatamente después una inspección visual de “Corrosión, Medición y Localización” (CML), denominado también punto de medición y monitoreo. Por cada CML identificado se tomaron dos secantes: Secante A y B en sentido del flujo, tal como se observa en la figura 13 a continuación.

**Figura N° 13**

*Detalle de inspección de tuberías utilizando medición de espesores*



*Nota.* Ubicación del radio interno y externo de codos, "Estudio de Tuberías Industriales".

Se ejecutó la propuesta de mejora utilizando la técnica de ultrasonido denominada Phased Array (UTPA) por demostrar una mejor detectabilidad de las zonas críticas, dado que en las inspecciones mencionadas en capítulos anteriores se determinó que la medición de espesores por ultrasonido de haz recto posee limitaciones para la detección de corrosión localizada en circuitos de tuberías, puesto que es una técnica enfocada principalmente en la detección de corrosión generalizada. Bajo ese escenario, y conocidos los mecanismos de daño predominantes en los circuitos de tubería de producción de petróleo, el año 2023 se optó por realizar la inspección de los componentes más críticos y/o sensibles de cada circuito utilizando la técnica de UTPA.

Elegida la técnica de inspección, se generaron procedimientos específicos con el objetivo de abarcar la mayor área posible de cada uno de los accesorios a inspeccionar. A continuación, se describen los pasos seguidos en estos procedimientos:

### **3.5.1 Inspección de zonas exteriores de codos de 45° y 90° que forman parte de los circuitos de tuberías**

Inicialmente, se realizaron inspecciones directas a través de barridos longitudinales con el escáner por mapeo de corrosión (R-Scan Array) con el objetivo de cubrir toda la zona del radio exterior de los accesorios, para piezas similares a la observada en la Figura 14 a continuación.

**Figura N° 14**

*Ubicación de radio interno y externo de codos de 90° y 45°*

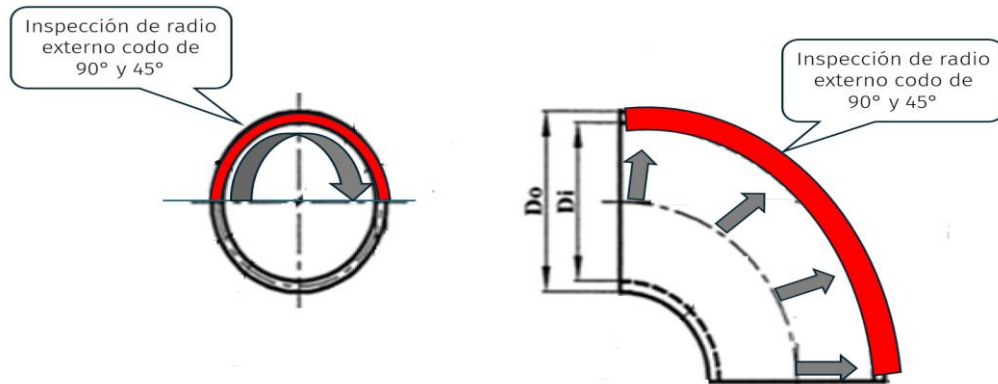


**Nota.** Inspección del radio externo de codos de 90° y 45°, "Informe de Inspección".

Con esto, la zona de cobertura efectiva sería 180° entre laterales, es decir, los extremos del diámetro en los componentes de la tubería. En este proceso, la cantidad de pases o escaneos en cada accesorio depende de las dimensiones de cada uno de los mencionados accesorios, buscando asegurar un traslape de 20mm entre cada uno de los pases para asegurar la adecuada recopilación de información en cada pase, tal como se observa en la Figura 15 a continuación.

**Figura N° 15**

*Inspección de radio externo de codos de 90° y 45°*



**Nota.** Esquema de inspección del radio externo de un codo del circuito de tuberías.

La posición inicial o punto de referencia de barrido se indicó como punto de partida de la zona a inspeccionar, con una marca permanente a partir del cual se inició el escaneo propiamente dicho. Los barridos con el scanner por mapeo de corrosión (R-Scan Array) se realizaron para cubrir la zona del radio exterior en codos de 90° y 45°, determinando de esta manera la zona de cobertura efectiva de 180° entre laterales. La cantidad de escaneos por codos se definió como dependiente de la longitud del radio exterior con un traslape de 20mm para aseguramiento de la zona inspeccionada. De esta manera, toda la data recopilada por mapeo de corrosión fue guardada en una carpeta que contenía el número de CML inspeccionado, tal como se observa en la Figura 16 a continuación.

**Figura N° 16**

*Recopilación de información de la inspección de codos de 90° y 45°*



*Nota.* Inspección de campo utilizando la técnica Phased Array para el levantamiento de información pertinente.

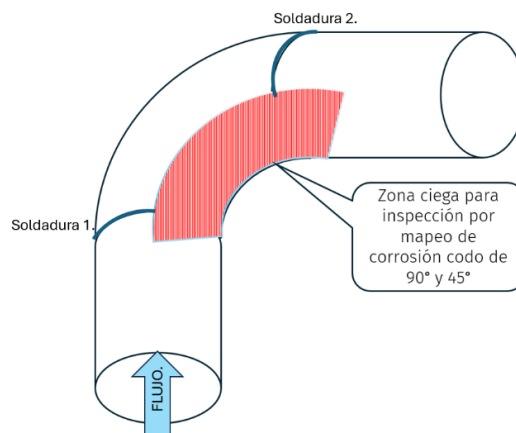
Esta inspección utilizando el escáner R-Scan Array no fue posible realizarla en la zona interior de los accesorios debido a la geometría de los mismos y a la dificultad para asegurar un acople adecuado entre el transductor y el elemento inspeccionado. Por ello, se optó por realizar inspecciones adicionales utilizando la misma técnica UTPA, pero con transductores de menor tamaño.

La inspección por mapeo de corrosión en codos de 90° y 45° presentó áreas donde el acople del transductor y del escáner R-Scan array no permitió la inspección, tanto en el radio interno como

para la Zona Afectada por el Calor, denominada zona ZAC, de la soldadura 1 y 2 adyacente entre el codo-niple de la parte interna, tal como se visualiza en la Figura 17 a continuación. Para estas zonas se realizaron inspecciones adicionales con arreglo de fases diferente al mapeo de corrosión para la disminución de zonas donde no se pueda realizar la inspección con Haz recto o haz angular, a fin de que el sistema de inspección detecte puntos de corrosión.

### Figura N° 17

*Ubicación de zona de no acople para inspección por R-Scan en codos de 90° y 45°*



*Nota.* Esquema de identificación de zonas ciegas para el mapeo de corrosión en codos del sistema de tuberías.

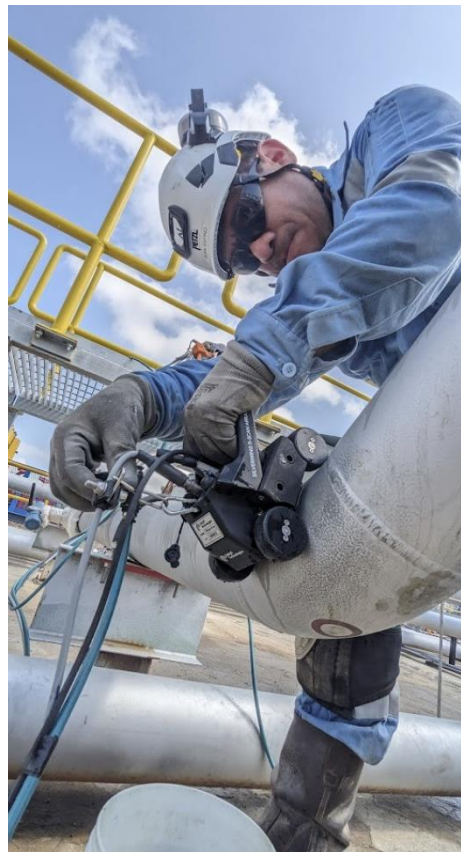
### 3.5.2 Inspección en zonas interiores (fuera del alcance con R-Scan) usando haz recto

Aquellas zonas donde no se pudo realizar la inspección con R-Scan debido a la geometría de curvatura del accesorio, así como para la zona ZAC en la soldadura codo-niple de la parte interna, senlalada en la Figura 16 anterior, se utilizó un transductor 5L32, equipado con una zapata

cuya dirección del haz ultrasónico es longitudinal (haz recto) como se muestra en la Figura 18 a continuación. Este equipo permite abarcar 1" de ancho en todo el perímetro de la circunferencia utilizando gel acoplante adecuado a las condiciones de operación del circuito.

### **Figura N° 18**

*Inspección por haz longitudinal con zapata de haz recto*



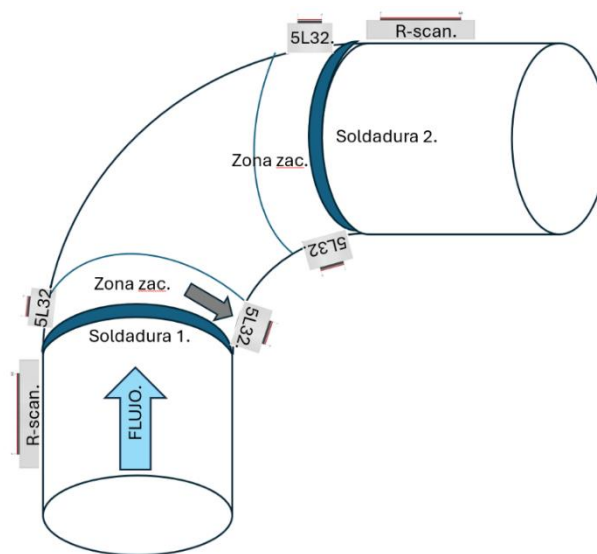
*Nota.* Inspección de la zona ZAC por haz recto en codos, "Reporte Técnico".

En la figura 19 a continuación se muestra la posición de los transductores de ultrasonido Phased array en la zona ZAC utilizados para analizar las juntas de soldadura con el transductor de 5L32, que permitieron inspeccionar las zonas que no eran accesibles para el scanner de R-scan

Array, de tal forma de poder cubrir el 100% de inspección e identificar las zonas con espesores remanentes muy bajos.

### Figura N° 19

*Ubicación de zona de no acople para inspección zona ZAC por haz recto en codos de 90° y 45°*



*Nota.* Ubicación de zona de no acople para inspección zona ZAC por haz recto en codos de 90° y 45°, "Análisis de Tuberías Industriales".

## 3.6 Herramientas utilizadas para el desarrollo de la propuesta

### 3.6.1 Scanner R-Scan Array

El Sistema UTPA R-Scan Array es una solución para la inspección de componentes geométricos complejos, incluyendo superficies curvas, superficies planas, tuberías y áreas de acceso restringido. Esta versátil solución para el mapeo de corrosión bajo el método Phased-Array (PA), semi automática y operada a batería, incluye en su estructura una colección de data capaz de mejorar las inspecciones con precisión y destreza.

### **3.6.2 Software de Analysis Capture 4.0**

Capture 4.0 es un módulo de análisis asistido dedicado a inspecciones de piezas con el método UTPA. Este módulo permite incrementar la productividad del análisis, brindando detección automática, filtros y clasificación de indicaciones.

### **3.6.3 Equipo de ultrasonido Mantis Spec Sheet**

Mantis es uno de los instrumentos del método Phased array más robustos y confiables de la industria. La innovación detrás de la Mantis es continuamente motivada por aplicaciones del mercado e incluye avanzados algoritmos a través de un poderoso software, constituyéndose en la última tecnología del sector para aplicaciones UTPA.

## CAPITULO IV. RESULTADOS

El desarrollo de las pruebas bajo el nuevo método implementado de UTPA desarrolladas por la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C. en los años 2023 y 2024 para su empresa cliente en la selva norte del Perú permitió conocer la alta efectividad de este método sobre el tradicional UTME, logrando implementar la metodología de inspección mediante la técnica de Phased array de este modo detectar y anticipar posibles pérdidas de crudo de petróleo durante el proceso de transporte de este producto por las tuberías de la empresa hasta su destino final.

Para demostrar dichas diferencias de efectividad, se definió un indicador denominado “Efectividad Técnica para Identificación de Puntos Críticos”, cuyos resultados se muestran a continuación.

### 4.1 Efectividad Técnica para identificación de puntos críticos

En las tablas 5 y 6 a continuación, se muestran los porcentajes de éxito comparados de los métodos UTME y SCAN-C del método Phased Array en los años 2023 y 2024, los cuales son notoriamente diferentes a favor del Método Scan-C, o sea, UTPA.

**Tabla 5**

*Éxito comparado (en %) entre los métodos UTME vs. Scan-C, 2023*

Método	2023		
	CML Inspeccionados	Vida menor 5 años	% de Éxito
UTME	13329	52	0.4%
SCAN-C	204	47	23.0%

*Nota.* Éxito comparado de métodos UTME vs. Scan-C, "Evaluación Técnica 2024".

**Tabla 6**

*Éxito comparado (en %) entre los métodos UTME vs. Scan-C, 2024*

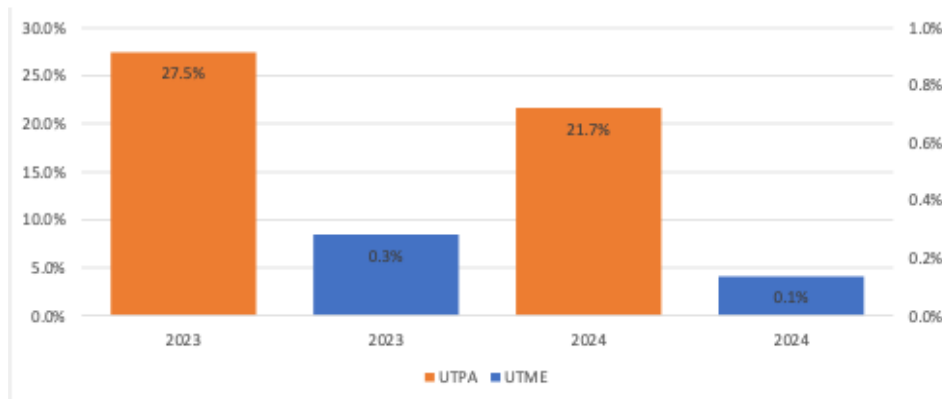
2024				
Método	CML	Vida menor 5	% de Éxito	
	Inspeccionados	años		
UTME	13329	30		0.2%
SCAN-C	193	38		19.7%

*Nota.* Efectividad técnica para puntos críticos de UTME Vs Phased Array

Tal como se observa en la tabla 7 a continuación, la efectividad del Método Phased Array UTPA para la detección anticipada de pérdidas de contención de crudo de petróleo es notoriamente más elevada que la misma para los métodos tradicionales UTME.

**Tabla 7**

*Efectividad técnica para la identificación de puntos críticos*



*Nota.* Identificación de componentes con alta probabilidad de fuga

En efecto, en el año 2023 la efectividad calculada con este indicador del método UTPA ascendió a 27.5% del total de muestras tomadas, versus 0.3% del método UTME. En el año 2024,

la efectividad del total de muestras tomadas ascendió a 21.7%, versus el 0.1% del método UTME, lo que claramente definió el tipo de pruebas que la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C. debía continuar a futuro, a fin de asegurar la integridad en los procesos productivos de sus clientes.

Durante los tres primeros trimestres del 2024 se realizó la inspección con UTME en un total de 13'329 diferentes puntos en los circuitos de tubería del lote. identificándose 18 puntos de alta probabilidad, es decir un 0.1% del total inspeccionado.

En el mismo periodo, se realizó el mapeo de corrosión de 263 puntos adicionales, hallándose 57 puntos con alta probabilidad de fuga (21.7%).

Con la aplicación del Método UTPA, se mejoró significativamente la confiabilidad e impacto ambiental derivado de un derrame de petróleo, con la detección de zonas de mayor probabilidad de la pérdida de contención el cual puede ser devastador y duradero, dados los riesgos derivados de la pérdida de contención, cuyos efectos inmediatos han sido detallados a continuación:

#### **4.2 Riesgos mitigados por la aplicación del Método UTPA en las empresas clientes de Aconcagua Ingeniería S.A.C.**

Los riesgos mitigados gracias a la metodología empleada en la detección de eventos no deseados y potenciales fugas de contención se suma el ecosistema que se minimiza los riesgos de acuerdo a los diferentes aspectos

#### **4.2.1 Riesgos de corto plazo.**

- Contaminación del agua: El petróleo puede contaminar ríos, lagos, océanos y aguas subterráneas.
- Muerte de fauna marina: El petróleo puede ahogar o envenenar a peces, aves, mamíferos marinos y otros organismos.
- Destrucción de hábitats: El petróleo puede dañar o destruir hábitats naturales, como manglares, coral y praderas marinas.
- Contaminación del suelo: El petróleo puede contaminar el suelo y afectar la vegetación.

#### **4.2.2 Riesgos de largo plazo**

- Persistencia del petróleo: El petróleo puede permanecer en el medio ambiente durante décadas o incluso siglos.
- Impacto en la salud humana: La exposición al petróleo puede causar problemas de salud, como cáncer, enfermedades respiratorias y problemas neurológicos.

#### **4.2.3 Riesgos en el plano económico.**

En este ámbito, igualmente, los efectos son significativos, y se concentran en las variables que se detallan a continuación.

- Pérdida de ingresos: El derrame de petróleo puede afectar la industria pesquera, turística y otras actividades económicas.

- Daños a la infraestructura: El derrame de petróleo puede dañar infraestructuras, como puertos, carreteras y edificios.

#### **4.3 Medidas de prevención derivadas de la detección temprana**

La detección temprana de fallas en los circuitos de transporte de crudo de petróleo, ha permitido tomar medidas de prevención y mitigación de los efectos de un potencial derrame de petróleo, las cuales se resumen a continuación:

1. Implementar medidas de seguridad y prevención.
2. Realizar simulacros de emergencia.
3. Desarrollar planes de respuesta a emergencias.
4. Utilizar tecnologías de contención y limpieza.
5. Realizar monitoreo y seguimiento ambiental.

#### **4.4 Impacto negativo sobre la reputación de las empresas clientes de Aconcagua Ingeniería S.A.C. de no aplicar métodos eficaces**

Un aspecto relevante en la detección temprana de probables pérdidas de contención está relacionado con evitar el impacto negativo sobre la reputación de la empresa que extrae petróleo, dado que después de un derrame, el impacto sobre la imagen de la empresa puede ser significativo y duradero. A continuación, se presentan algunos posibles efectos:

1. Pérdida de confianza pública
2. Críticas y condenas de organizaciones ambientales y sociales

3. Cobertura negativa en medios de comunicación
4. Reacción negativa en las redes sociales
5. Daño a la marca y reputación de la empresa
6. Pérdida de valor en el mercado de acciones
7. Dificultades para obtener permisos y licencias para futuros proyectos
8. Aumento de costos de seguro y financiamiento
9. Problemas para atraer y retener talento y personal calificado

#### **4.5 Impacto negativo sobre las finanzas de las empresas involucradas en daños ambientales**

Del mismo modo, derivado del impacto negativo ocasionado por el derrame de petróleo, normalmente se presentan consecuencias financieras significativas, las cuales se detallan a continuación:

1. Multas y sanciones legales
2. Costos de limpieza y restauración
3. Pérdida de ingresos debido a la interrupción de operaciones
4. Aumento de costos de seguros y financiamiento

## CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIÓN

### Conclusiones

Con la información recopilada desde el año 2021 hasta el año 2023 de acuerdo con la nueva metodología de inspección en la detección de fallas en los circuitos de transporte de crudo de petróleo, podemos concluir que:

La efectividad del Ultrasonido Phased Array (UTPA) en la Inspección de Circuitos de Tuberías y la implementación del método UTPA ha demostrado ser significativamente más efectiva que el ultrasonido tradicional (UTME), la metodología contemplando el ultrasonido Phased Array (UTPA) incrementó la efectividad en la detección de defectos de alta probabilidad de fuga, pasando de un 0.3% con UTME a un 27.5% en 2023, y un 21.7% en 2024, los resultados mostraron una mejora notable en la identificación de puntos con alta probabilidad de fuga, permitiendo una mejor toma de decisiones en el mantenimiento preventivo.

Reducción del Riesgo de Pérdidas de Contención con la nueva metodología ha permitido detectar oportunamente defectos que podrían haber derivado en fugas de petróleo. Esto ha reducido el impacto ambiental, los costos asociados con interrupciones operativas y el riesgo reputacional para las empresas del sector hidrocarburos.

El impacto Económico y Financiero de la Nueva Metodología y la identificación temprana de fallas mediante el uso de UTPA ha contribuido a minimizar pérdidas económicas significativas. En años anteriores, las pérdidas de contención habían generado paradas operativas que costaron millones de dólares. Con la implementación de la nueva metodología, se ha logrado mitigar estos costos.

## **Recomendaciones**

Se recomienda la ampliación del Alcance en el uso del ultrasonido Phased Array dado el éxito de esta técnica, se recomienda extender su uso a otros procesos en la extracción de petróleo crudo dentro de las instalaciones de la planta, donde la detección temprana de fallas estructurales sea crítica.

Se recomienda realizar Protocolos de Mantenimiento Basados en Datos Predictivos y se sugiere la implementación de un sistema de monitoreo continuo que permita predecir y prevenir fallas antes de que ocurran, reduciendo así la necesidad de mantenimiento correctivo y optimizando los costos de operación.

### Implementación de un Plan de Gestión de Integridad de Activos

Se recomienda también que para mejorar la confiabilidad operativa de los circuitos de tuberías, es recomendable desarrollar e implementar un plan de gestión de integridad basado en evaluaciones periódicas y el uso de tecnología avanzada para la detección de fallas.

Finalmente, es fundamental reforzar los programas de monitoreo ambiental y cumplimiento de regulaciones para asegurar que las operaciones en el sector hidrocarburos se desarrollen de manera sostenible y con el menor impacto posible, estas conclusiones y recomendaciones reflejan los hallazgos clave de la experiencia y desarrollo del proyecto en la empresa Aconcagua Ingeniería S.A.C. y pueden ser integradas en la tesis como una síntesis de los logros y aprendizajes obtenidos.

## REFERENCIAS

Academia Tesk. (10 de Mayo de 2024). *Introduccion General a Ultrasonido de Arreglo de fases.*

Obtenido de Academia Tesk: <https://academiatestek.net/introduccion-general-a-ultrasonido-de-arreglo-de-fases/>

Banco Central de Reserva Del Peru. (2023). *Gerencia Central de Estudios Economicos.*

Recuperado el Enero de 2025, de Banco Central de Reserva Del Peru:

<https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PN01660XM/html>

Espectrometria. (20 de Octubre de 2020). *¿Qué es la difracción de rayos X (XRD) y por qué es*

*tan importante para la industria?* Recuperado el Noviembre de 2024, de Espectrometria:

<https://espectrometria.com.mx/que-es-la-difraccion-de-rayos-x-xrd-y-por-que-es-tan-importante-para-la-industria/>

Microscopia Electronica de Barrido. (2024). *Microscopia Electronica de Barrido.* Obtenido de

Universidad de Burgos : [www.ubu.es](http://www.ubu.es)

PetroPeru. (2024). *Estadistica Petrolera.* Recuperado el Diciembre de 2024, de PetroPeru:

[https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/estad%3ADstica%20petrolera!/ut/p/z1/pZFLC4JAEIB\\_SwePOdtqJt2MwpKelGhzCY1tE8yNXcu\\_nz0uQW5Bc5oZvg\\_mAQgxYJFcM56UmSiSvK636OzmdGSPx3Yn8Jczl6zszTDY1ElnakP0AEhDeASw2R\\_M6MtvAFbU-cu\\_A\\_](https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/estad%3ADstica%20petrolera!/ut/p/z1/pZFLC4JAEIB_SwePOdtqJt2MwpKelGhzCY1tE8yNXcu_nz0uQW5Bc5oZvg_mAQgxYJFcM56UmSiSvK636OzmdGSPx3Yn8Jczl6zszTDY1ElnakP0AEhDeASw2R_M6MtvAFbU-cu_A_)

Universidad Politecnica Valencia. (2020). *Microanalisis Por EDS.* Recuperado el Enero de

2025, de Universidad Politecnica Valencia:

<https://www.upv.es/entidades/SME/info/1146011normalc.html#:~:text=Detector%20de%20energ%C3%ADa%20dispersiva%20de,pasa%20el%20haz%20de%20electrones.>