

BENEFICIOS DE LA ESTANDARIZACIÓN DEL PROCESO DE ANÁLISIS DE CONDICIÓN DE DUCTOS, LÍNEAS FLUJO Y LÍNEAS DE TRANSFERENCIA EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

Johanna M. Ditta, Leidy F. Ardila, Jordy Gómez M, Claudia Bustamante, Carmen A. Dorado
Oficinas 25 de Agosto Refinería Barrancabermeja
E.mail: Johanna.ditta@ecopetrol.com.co
Barrancabermeja, Colombia

Resumen

La estandarización del proceso de análisis de condición de los oleoductos, gasoductos, líneas de transferencia y líneas de flujo en la industria de Oil & Gas, ha venido evolucionando a través del tiempo partiendo desde la subjetividad de las personas y baja o poca documentación de los criterios, hasta la construcción de un modelo que pretende no solo ayudar a los analistas de condición y ejecutores del mantenimiento a priorizar los trabajos, sino también focalizar los esfuerzos y realizar las actividades que aseguren la integridad y disponibilidad de los activos, así como la continuidad del negocio. El proceso se basa en una escala de calificación que define si el equipo tiene un estado de salud Bueno, en Observación, en Alerta, en Emergencia, o si está inactivo. El modelo propone que la definición de dicho estado de salud del activo se realice por un equipo multidisciplinario que integre los datos de todas las inspecciones directas, inspecciones indirectas, monitoreo de la calidad del fluido y condiciones operaciones, que en un periodo de tiempo se hayan recolectado, para que después de integrarlas se analicen a la luz de las amenazas identificadas para el activo y conjuntamente definir las actividades que regresarán o mantendrán al activo analizado con un estado de Salud Bueno. Ahora bien, específicamente para los ductos y líneas flujo, el gerenciamiento y la definición de amenazas se hace basado en la Práctica Recomendada API 1160 [1], para analizar los datos de corrosión externa se utilizan las normas NACE RP0169 [2], NACE RP0502 [3]; para analizar los datos asociados a la amenaza de corrosión interna se utilizan las normas NACE SP0775[4], NACE TM0106[5], NACE SP0110[6], NACE SP0206[7], entre otras. El análisis de la criticidad de las anomalías se realiza siguiendo los criterios del código ASME B31.G[8] Modificado y los métodos de reparación se seleccionan siguiendo los lineamientos del código ASME PCC-2[9]. Este proceso se plantea desde la base de la mejora continua, lo que permite identificar oportunidades de mejora y también permite identificar que cada subproceso tiene características particulares, por tal motivo la experiencia y conocimiento de las personas es base fundamental para el ejercicio y uno de los beneficios de esta metodología.

Introducción

La integridad, confiabilidad y disponibilidad de los oleoductos, gasoductos, líneas de transferencia y líneas de flujo representan un desafío para la producción y transporte de hidrocarburos.[10] La adecuada gestión de mantenimiento de estos activos es fundamental para asegurar la sostenibilidad operacional y la mitigación de riesgos asociados a fallos o

deterioro.[11] En este contexto, garantizar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad de las operaciones requiere implementar procesos estandarizados que permitan una evaluación sistemática y consistente, implementando las oportunidades de mejora y maximizando la toma de decisiones basada en datos. [12] Este enfoque promueve no solo la reducción de riesgos operativos, sino también el aumento de

la vida útil de los activos en el marco del cumplimiento legal y ambiental.

El análisis de condición es la herramienta que mejor se ajusta para dar cumplimiento a los desafíos anteriormente mencionados. La evolución del proceso de análisis de la condición de estos sistemas ha transitado desde enfoques subjetivos y con escasa documentación hasta el desarrollo de modelos integrados que optimizan la toma de decisiones. En este contexto, se plantea un modelo que integra la evaluación de datos provenientes de diversas inspecciones y el monitoreo continuo de los activos, fundamentado en un enfoque multidisciplinario. Este modelo no solo permite priorizar acciones de mantenimiento basadas en la condición de los activos, sino también identifica amenazas, asegura la disponibilidad de los activos y fomenta la mejora continua de los procesos.

Es fundamental asegurar que la inspección, monitoreo y el mantenimiento de los ductos y líneas de flujo se ejecute y se documente oportunamente. La escasa o nula documentación de las actividades de inspección y mantenimiento pueden generar ineficiencias en la asignación de recursos, diagnósticos imprecisos y una falsa sensación de seguridad y control de riesgos operativos.

Durante la implementación de este proceso se definieron las amenazas y se construyó una metodología que integra las buenas prácticas de ingeniería reconocidas y generalmente aceptadas (RAGAGEP por sus siglas en inglés), con un enfoque que permite evaluar la criticidad de las anomalías, el tiempo máximo para atender los hallazgos relevantes que pudieran afectar en el corto, mediano y largo plazo la integridad de la infraestructura analizada y seleccionar los métodos de reparación adecuados. Es así como se ha venido implementando un proceso que se adapte a las particularidades de cada sistema. Este trabajo aborda la estandarización y aplicación en la

evaluación, y análisis de condición para resolver estos desafíos y sus beneficios en términos de seguridad de procesos y confiabilidad operativa.

Metodología

El proceso de análisis de la condición de los ductos, líneas de flujo y líneas de transferencia está basado en una metodología estructurada que integra varios componentes clave. Estos componentes se desarrollan en un enfoque multidisciplinario que incluye la recolección de datos operativos tal como presión, temperatura, caudal, etc, velocidad de corrosión del fluido, tipo de recubrimiento, estado del sistema de protección catódica, espesor de pared remanente, evaluación del estado de salud de los activos, selección de métodos de reparación dentro de un ciclo de mejora continua (ver Ilustración 1).

Ilustración 1. Diagrama de ciclo de Mejora Continua.



A continuación, se describen en detalle los pasos seguidos en este proceso.

1. Recolección de Datos: La recolección de datos es la fase inicial en la que se consolida toda la información relevante para realizar un análisis exhaustivo del estado de los activos. Se

unifican datos provenientes de diversas fuentes, tales como datos de diseño, diagramas de proceso, históricos de falla, isométricos, planos, georreferenciación, datos históricos de monitoreo de corrosión interna y externa, estudios de suelos, entre otros.

2. Definición de Amenazas: Dentro del proceso es fundamental establecer las amenazas que podrían impactar los activos, las consideradas dentro del alcance de este trabajo son: Corrosión Interna y Externa, Clima y Fuerzas Externas y Daños por Terceros, ya que la necesidad de minimizar la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados es la base sobre la cual se define el plan de mantenimiento preventivo y las acciones de mantenimiento basado en condición y mantener y asegurar la integridad de los activos.

3. Análisis de Inspección: El análisis de inspección permite obtener una visión general de las características de diseño y se complementa con información detallada sobre su ubicación y características del Derecho de Vía. A través de la inspección visual y la aplicación de ensayos no destructivos (Ultrasonido Scan A/B, MFL, ondas guiadas y EMAT), se evalúan variables asociadas al estado físico y mecánico de la tubería aérea y enterrada tales como anomalías de pérdida de material o daños mecánicos, también se analiza la información del estado de los accesorios y válvulas de los sistemas y condiciones generales de la tubería tales como amontonamiento, tubería en contacto con el piso, interferencia eléctrica, derecho de vía inundado entre otros factores que pueden afectar la integridad de la línea.

4. Establecimiento de los Tiempos de Intervención: Una vez realizado el análisis de la los dato de inspección, se calcula la criticidad de las anomalías y hallazgos identificados se

establece el tiempo de óptimo para intervenir el activo, a partir de un conjunto de normativas internacionales y códigos estructurales, tales como ASME B31.G[8] Modificado y ASME B31.4[15]/B31.8[16]. Este análisis determina la severidad de las anomalías identificadas, ya sean por corrosión interna/externa, daños mecánicos/geométricos para lo cual se utilizan los criterios en la Tabla I:

Tabla I. Criterios de valoración de los Tiempos de Intervención [1]

Pérdida de Material	y/o	ERF	Tiempo de Atención y Reparación
≤ 30%	y/o	≤ 0,3	Plan Preventivo
30% - 50%	y/o	0,3 - 0,5	540 días
50% - 80%	y/o	0,5 - 0,9	270 días
≥ 80	y/o	ERF ≥ 0,9	Inmediata

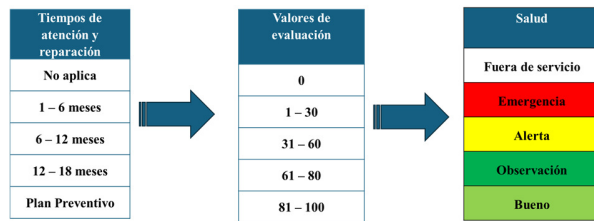
Estos criterios se integran a variables como la velocidad de corrosión calculada, la corrosividad del fluido, de los suelos, la presencia de bacterias, potenciales de protección catódica, entre otras, con las que se complementa y se definen los tiempos de atención específicos para cada anomalía y/o hallazgo.

5. Evaluación del Estado de Salud: El estado de salud de cada ducto, línea de flujo o línea de transferencia se evalúa después de definir el tiempo de atención de las anomalías, si evalúan las anomalías y se le asigna una calificación de 0 a 100 para definir el Estado de Salud Cualitativo del activo [17] y esta calificación se debe definir por un equipo multidisciplinario formado por personal de mantenimiento, operaciones e ingeniería. Una vez definido el valor de la evaluación se determina el Estado de Salud Cualitativo, ver Ilustración 2.

6. Selección de Métodos de Reparación: Una vez evaluado el estado de salud de las

líneas, se seleccionan los métodos de reparación adecuados para restablecer la integridad de los activos. Según el diagnóstico realizado, y basados en las directrices del ASME PCC-2[9], se eligen las acciones correctivas más apropiadas, que pueden incluir la sustitución de tramos de tubería, la aplicación de refuerzos, o la implementación de sistemas de protección adicionales. La selección de métodos se realiza en función de la naturaleza del daño y las condiciones del activo, asegurando que las intervenciones sean efectivas y oportunas.

Ilustración 2. Criterios de valoración de estados de salud [17]



7. Proceso de Mejora Continua: El proceso de análisis de condición se complementa con un ciclo de mejora continua, que permite identificar oportunidades de optimización en cada subproceso. A través de la retroalimentación obtenida de los análisis previos y de la experiencia acumulada por el equipo técnico, se pueden ajustar los procedimientos y estrategias de mantenimiento para mejorar la eficiencia operativa. La mejora continua contribuye a la sostenibilidad y la reducción de costos operativos, asegurando la integridad de los activos a largo plazo.

Resultados y Beneficios del Proceso

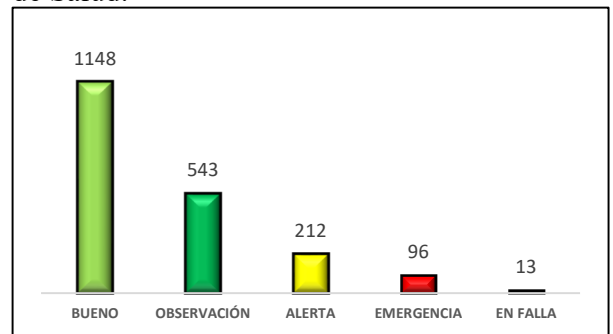
Durante el periodo comprendido entre enero de 2023 y diciembre de 2024, se implementó la estandarización del proceso de análisis de condición para oleoductos, gasoductos, líneas de transferencia y líneas de flujo en la industria Oil&Gas. El modelo implementado integra un

enfoque multidisciplinario que, como se ha dicho antes, consiste en la integración de datos cuyo resultado es la clasificación de los activos de acuerdo con su Estado de Salud.

Los beneficios de realizar la implementación de este proceso se presentan a continuación:

Línea Base de Estados de Salud: Se realizaron más de 2012 análisis de condición, durante el periodo de 2023 a 2024 y se encontró infraestructura de especial atención como se observa en la Ilustración 3.

Ilustración 3. Distribución de líneas por estado de Salud.



Dentro de estos, se volvieron a analizar 554 líneas dado que se ejecutaron las acciones necesarias para recuperar el estado de salud y anticiparse a la ocurrencia de eventos no deseados y operar dentro de los criterios de seguridad y riesgos tolerables por la organización, lo que permitió obtener un total de 1720 líneas con al menos un análisis de condición completo durante el periodo de estudio.

Geoposicionamiento: Se generó un inventario detallado de geoposicionamiento de las líneas de tubería, lo que permitió una gestión eficiente del mantenimiento y de mapas de ubicación de los activos, como se muestra en la ilustración 2. Esto facilitó la visualización de las áreas de mayor riesgo y permitió una mejor

planificación de las intervenciones (ver Ilustración 4).

Ilustración 4 . Mapa de ubicación de tubería.

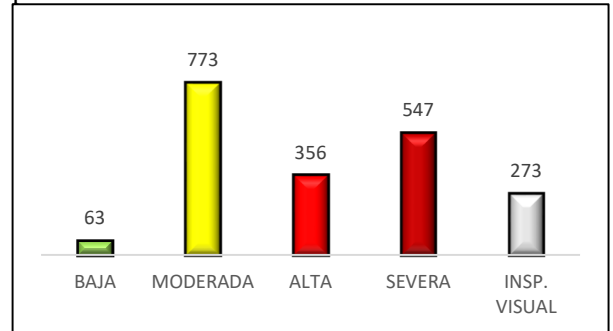


Acciones Recomendadas: Tanto actividades basadas en condición (CBM) como optimizaciones y mejoras en los Planes de Mantenimiento Preventivo, con el objetivo de restablecer la integridad, confiabilidad y disponibilidad de las tuberías, que mantengan la infraestructura dentro de un nivel de riesgos tolerable y/o aceptable por la organización. Dichas recomendaciones CBM fueron registradas en el software de gestión de activos CMMS, generando avisos para los gestores de activos, facilitando la programación de actividades en los tiempos estipulados y garantizando la integridad continua de las tuberías. Igualmente, en dicho software se ajustaron los planes de inspección, monitoreo y mantenimiento con el fin de asegurar la trazabilidad en la gestión de mantenimiento.

Integración de Resultados de Corrosión Interna y Externa: Los análisis de corrosión interna y externa permitieron identificar líneas con velocidades de corrosión superiores a 10 mpy determinadas por inspección, lo que indicaba un riesgo elevado de daño por su Severidad y la necesidad de una intervención inmediata. Además, se detectaron diversas anomalías por corrosión, tanto interna como externa, lo que motivó recomendaciones de refuerzos, cambios de tramos y tratamientos adicionales (ver Ilustración 5).

Aunque la velocidad de corrosión se determina mediante inspección directa, lo que constituye la medición primaria para el proceso propuesto de análisis de la condición de los ductos en estudio (como oleoductos, gasoductos, líneas de transferencia, líneas colectoras y líneas de flujo), es importante complementar este diagnóstico con la identificación de los mecanismos de daño (corrosión general o corrosión localizada) y los agentes corrosivos asociados con la principal amenaza observada en los diferentes ductos en la industria petroquímica: corrosión interna y corrosión externa.

Ilustración 5 Distribución de líneas según parametrización de velocidad de corrosión interna.



Aunque la velocidad de corrosión se determina mediante inspección directa, lo que constituye la medición primaria para el proceso propuesto de análisis de la condición de los ductos en estudio (como oleoductos, gasoductos, líneas de transferencia, líneas colectoras y líneas de flujo), es importante complementar este diagnóstico con la identificación de los mecanismos de daño (corrosión general o corrosión localizada) y los agentes corrosivos asociados con la principal amenaza observada en los diferentes ductos en la industria petroquímica: corrosión interna y corrosión externa. Este enfoque permite identificar el tipo específico de corrosión que se está presentando en las líneas, así como el parámetro responsable del deterioro observado en estos activos.

Lo anterior, permite implementar estrategias de prevención y mantenimiento eficaces como tratamientos químicos, cambio de material de construcción, uso de recubrimientos internos o externos, eliminación del agente corrosivo, entre otros, para garantizar la integridad y la seguridad de la infraestructura.

Para el análisis de la amenaza de corrosión interna de los activos de estudio, inicialmente se establece cual es el servicio de la líneas (agua, crudo, gas o fluido multifásico) y se realiza el análisis en función de los resultados obtenidos del monitoreo de corrosión mediante cupones gravimétricos de corrosión expuestos a cada ambiente específico, pues, además de obtenerse una medida de la velocidad de corrosión interna, se obtiene información sobre la morfología de daño, lo cual, permite confirmar o verificar el mecanismo de daño y agentes corrosivos presentes tales como Corrosión por CO₂, Corrosión por O₂, Corrosión Microbiológica, Corrosión bajo depósitos, Corrosión-Erosión entre otras. Se establece, de la misma forma que son determinantes, la caracterización físico-química del medio a las que están expuestas las líneas. Así, algunos de los parámetros que se tuvieron en cuenta son: el porcentaje de corte de agua (%BSW), pH, resultados de análisis de gases corrosivos (CO₂, H₂S, O₂) en gas y disueltos, aniones, cationes, índice de Langelier, bacterias (BSR, BPA), entre otras. A partir de estos resultados se identifican los agentes corrosivos y una vez con esta información se define el modelo matemático a usar, con lo cual, es posible obtener un valor de velocidad de corrosión teórica, que es un indicativo teórico de la corrosividad de los fluidos.

En general, en función de estos resultados, el proceso de análisis de condición estandarizado considera fundamental tener en cuenta las siguientes normas para la amenaza de corrosión interna NACE SP0775[4], NACE TM0106[5], NACE SP0110[6], NACE SP0206[7], API RP 14E[13], API581[14], y para la amenaza de la

corrosión externa, la evaluación y recomendaciones del especialista se basan en las normas NACE RP0169[2], NACE RP0502[3], entre otras. Estas normas establecen estándares, con los cuales es posible tanto la interpretación de los resultados, como la comparación de estos, respecto a la industria petroquímica en general. Toda la información de corrosión interna incluyendo los límites establecidos por los estándares internacionales se organizó en una base de datos y se utilizó como visualizador de la integración de datos la aplicación Power BI® para el análisis, un ejemplo de esto se presenta en las ilustraciones 5 y 6.

Ilustración 6 Variables fisicoquímicas

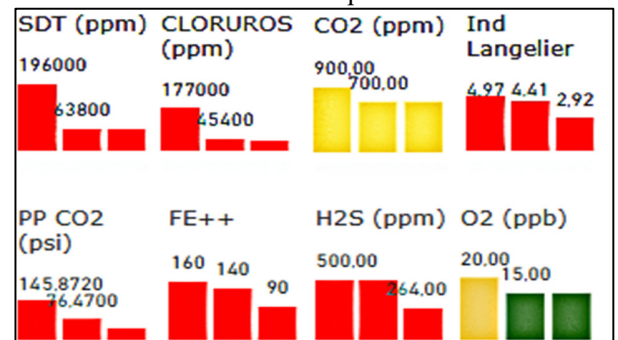
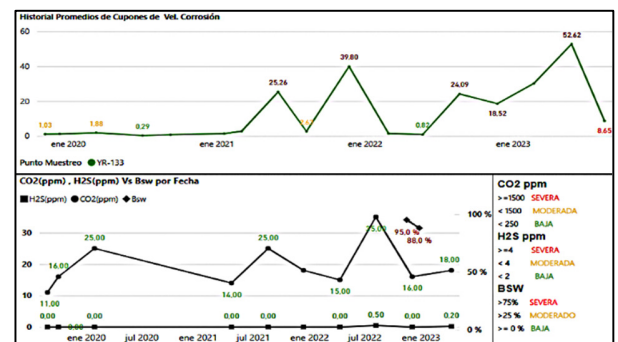


Ilustración 7 Velocidades de corrosión por cupones y variables fisicoquímicas



Respecto al análisis de la amenaza de corrosión externa en los activos de estudio, este se lleva a cabo a partir del informe de inspección visual, en el cual se identifica el tipo de corrosión (localizada o general). Con base en estos resultados, el especialista en corrosión externa evalúa la anomalía reportada y define las acciones de mitigación necesarias.

Finalmente, otros parámetros a considerar son el material de la línea, ya que la amenaza de corrosión interna o externa puede verse mitigada si se utilizan materiales con recubrimientos internos o externos en la construcción de estos activos. Asimismo, la cantidad y calidad de la información disponible sobre la caracterización de los fluidos (agua, crudo, gas) y el monitoreo de la corrosión interna (mediante la evaluación y análisis de cupones de corrosión) son aspectos fundamentales. No menos importante, se sugiere que, para realizar un análisis integral de la condición de estos equipos estáticos, el equipo multidisciplinario debe contar con la colaboración de un profesional especializado en corrosión interna y externa.

Inventario de accesorios: Incluye la recopilación de datos sobre válvulas, acoplamientos y otros accesorios mecánicos instalados en las líneas, así como su estado y condición.

Inventario de zonas de alta consecuencia: Identificación de áreas donde un fallo podría tener consecuencias graves para las personas, medio ambiente, económicas, reputación, entre otras.

Geoposicionamiento de anomalías: Incluye anomalías por corrosión interna, externa, daños mecánicos y geométricos, permitiendo una ubicación detallada de los puntos más críticos para priorizar la atención de acuerdo con el nivel de consecuencia potencial.

Actualización y Disponibilidad de las Condiciones de Operación y Diseño: El análisis también incluye una evaluación de las condiciones de operación y diseño de las líneas, lo que permitió identificar posibles deficiencias estructurales u operativas que podrían comprometer la integridad a corto, mediano y largo plazo.

Conclusiones

La estandarización del proceso de análisis de condición de los ductos y líneas de transferencia en la industria Oil&Gas ha demostrado ser una estrategia efectiva para mejorar la gestión de activos, optimizar los costos de mantenimiento y asegurar la disponibilidad operativa. La metodología implementada ha permitido clasificar el estado de salud de las infraestructuras, identificar riesgos y establecer planes de mantenimiento efectivos, contribuyendo a la sostenibilidad operativa anticipando y reduciendo la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados.

Al aplicar esta metodología de análisis de condición, se ha logrado la mejorar el tiempo en la toma de decisiones basadas en evidencias durante en la etapa de inspección, ya que al integrar los datos se pueden emitir planes de mantenimiento a corto, mediano y largo plazo.

La identificación de las amenazas y la caracterización de los mecanismos de daño, sumado a los parámetros operativos permite optimizar la estrategia de prevención y mitigación alineadas con el RAGAGEP.

La implementación de este modelo permite definir las acciones que arrojen información requerida para utilizar en el proceso de análisis e integración; facilita la toma de decisiones y los pasos a seguir para garantizar la confiabilidad de los activos; el enfoque estandarizado garantiza un diagnóstico más riguroso, prioriza las acciones con el objetivo de mitigar los riesgos, y extiende la vida útil; promueve la implementación de nuevas tecnologías tales como el uso de recubrimientos protectores, materiales resistentes a la corrosión y ajustar las estrategias de mantenimiento preventivo y correctivo.

Otra ventaja es que se minimiza la subjetividad en el proceso, ya que se lleva a cabo por un equipo multidisciplinario quienes integran sistemáticamente la información y como resultado se puede visualizar en plataformas especializadas como Power BI® que facilitan el manejo de la información y en tiempo real se puede ajustar colaborativamente fortaleciendo el trabajo en equipo.

En definitiva, este enfoque integral contribuye significativamente a la seguridad, sostenibilidad y rentabilidad del negocio, al crecimiento de los equipos de trabajo y a la documentación de las actividades de mantenimiento, lo cual es fundamental en el proceso de Gestión de Activos.

Bibliografía

- [1] API Recommended Practice 1160, "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines," 3rd ed., American Petroleum Institute, 2023.
- [2] NACE RP0169, "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems," NACE International, 2002.
- [3] NACE RP0502, "Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology," NACE International, 2002.
- [4] NACE SP0775, "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations," NACE International, 2013.
- [5] NACE TM0106, "Detection, Testing, and Evaluation of Microbiologically Influenced Corrosion on Internal Surfaces of Pipelines," NACE International, 2006.
- [6] NACE SP0110, "Cathodic Protection of Reinforcing Steel in Buried or Submerged Concrete Structures," NACE International, 2010.
- [7] NACE SP0206, "Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA)," NACE International, 2006.
- [8] ASME B31G, "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines," American Society of Mechanical Engineers, 2012.
- [9] ASME PCC-2, "Repair of Pressure Equipment and Piping," American Society of Mechanical Engineers, 2022.
- [10] NWE, Importance of Pipeline and Piping Integrity: Critical to Safe and Efficient Energy Operations. Recuperado: <https://nwegroup.no/importance-of-pipeline-and-piping-integrity/>. Fecha:08/01/2025.
- [11] ANTAKI, George A. Piping and pipeline engineering: design, construction, maintenance, integrity, and repair. CRC Press, 2003.
- [12] TELFORD, Samuel; MAZHAR, Muhammad Ilyas; HOWARD, Ian. Condition based maintenance (CBM) in the oil and gas industry: An overview of methods and techniques. En *Proceedings of the 2011 international conference on industrial engineering and operations management, Kuala Lumpur, Malaysia*. 2011. p. 22-24
- [13] American Petroleum Institute, "Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems," API RP 14E, 5th ed., Washington, D.C., 1991, reaffirmed 2019.
- [14] American Petroleum Institute, "Risk-Based Inspection Technology," API 581, Washington, D.C., 2016
- [15] ASME B31.4, "Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries," American Society of Mechanical Engineers, 2019.
- [16] ASME B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems," American Society of Mechanical Engineers, 2020.
- [17] EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS. Guía para Control de Condición y Riesgo en Equipos de Superficie en Producción. Bogotá: ECOPETROL 2023. 4 p. (GOP-G-036 V.1)

Hojas de vida

Johanna Milena Ditta Sarmiento, Ingeniera Metalúrgica egresada de la Universidad Industrial de Santander, Especialista en Gerencia de Mantenimiento y Confiabilidad de la Universidad Pontificia Bolivariana. Con experiencia en integridad y mantenimiento de equipos estáticos e infraestructura para el transporte de hidrocarburos, liderazgo en los procesos de confiabilidad en todo el ciclo de vida de los activos, con foco en Seguridad de Procesos y Disciplina Operativa.

Leidy Florén Ardila Alvarado, Ingeniera Metalúrgica y Magíster en Ingeniería de Materiales, con amplia experiencia en integridad y mantenimiento de activos industriales. Experta en inspección, monitoreo y aseguramiento de integridad de tuberías, aplicando normativas clave para optimizar la seguridad y eficiencia operativa. Enfocada por la innovación en procesos sostenibles, ha liderado investigaciones para el desarrollo de tecnologías avanzadas en materiales, impulsando soluciones de alto impacto en la industria.

Jordy Gómez Miranda, Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Industrial de Santander, con experiencia en la industria de Oil & Gas en el rol de Ingeniero de Integridad, donde recopila y analiza información técnica relacionada con mantenimiento e inspección, conforme a normativas internacionales y evaluando el estado de los activos.

Claudia Bustamante Pineda, ingeniera Metalúrgica, Especialista en Gerencia de Proyectos. Con certificación nivel II en técnicas de Ensayos No Destructivos (UT, PT, MT y VT). Tiene amplia experiencia en inspección de activos, mantenimiento y aseguramiento de calidad en plantas y estaciones a nivel nacional. Experiencia en paradas de planta y proyectos de mantenimiento, coordinando el área de calidad,

asegurando el cumplimiento de los estándares en cada etapa del proceso de la industria oil & gas.

Carmen Alicia Dorado Domínguez, Ingeniera Química, Magíster en Ingeniería Química, especialista en Corrosión Interna. Con más de quince años de experiencia como ingeniera de aseguramiento de integridad de activos, implementación de la metodología RBI, programas de control de corrosión, estrategias de mantenimiento predictivo, diagnóstico y requerimientos de tratamiento químico en la industria de Oil & Gas, en las fases de construcción, operación y abandono.