

DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES AL MAPEO DE CORROSIÓN COMO TÉCNICA PARA PREVENIR PÉRDIDAS DE CONTENCIÓN EN CIRCUITOS DE TUBERÍA DE LA SELVA PERUANA

Rikardo Quispe De La Cruz, ACONCAGUA INGENIERÍA,
rikardo.quispe@aconcaguaingenieria.com / Giroshi Reyes Villar, ACONCAGUA
INGENIERÍA, giroshi.reyes@aconcaguaingenieria.com / Bernardo Elosegui, ACONCAGUA
INGENIERÍA, bernardo.elosegui@aconcaguaingenieria.com

SINOPSIS

Desde el año 2021 hasta la actualidad realizamos 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 con el objetivo de estimar adecuadamente las velocidades de corrosión en cada uno de los circuitos y predecir la vida remanente de los mismos. Sin embargo, se presentaron diversas pérdidas de contención que contradecían la evaluación de integridad realizada con la información recopilada de los monitoreos de medición de espesores.

Debido a esto, se optó por ejecutar ensayos especializados para el análisis de falla mediante uso de técnicas diversas como difracción de rayos X (DRx), microscopía óptica de barrido (SEM), 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 CO₂, etc. Todos estos mecanismos pueden presentar formas de ataque localizados (p.e. picaduras).

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. 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/sensibles de cada circuito. Esto conllevó a un incremento significativo en la detección de puntos de corrosión con alta probabilidad de fuga (espesores detectados con menos de 1mm de diferencia con el espesor requerido):

- Cero (00) puntos con alta probabilidad de fuga detectados entre los años 2021 y 2022.
- Once (11) puntos con alta probabilidad de fuga detectados durante el año 2023.

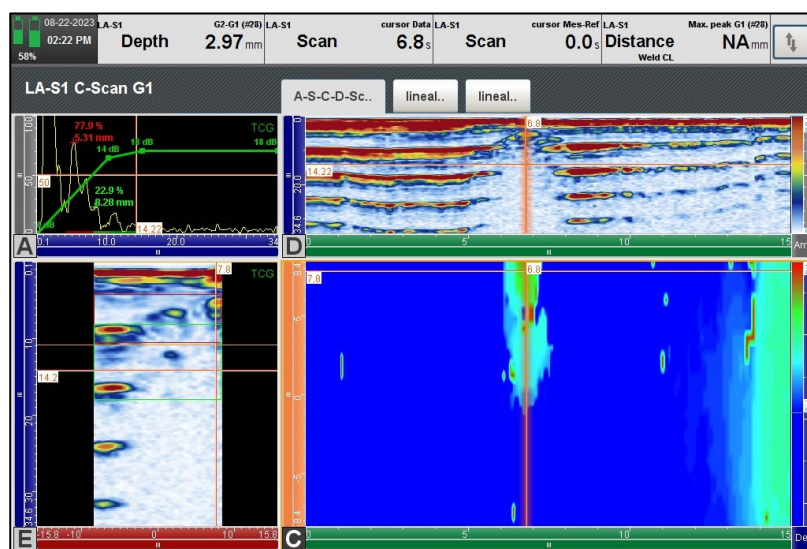


Imagen 1 Punto con alta probabilidad de fuga detectado. Espesor remanente de 2.97mm vs 2.80mm de espesor requerido.

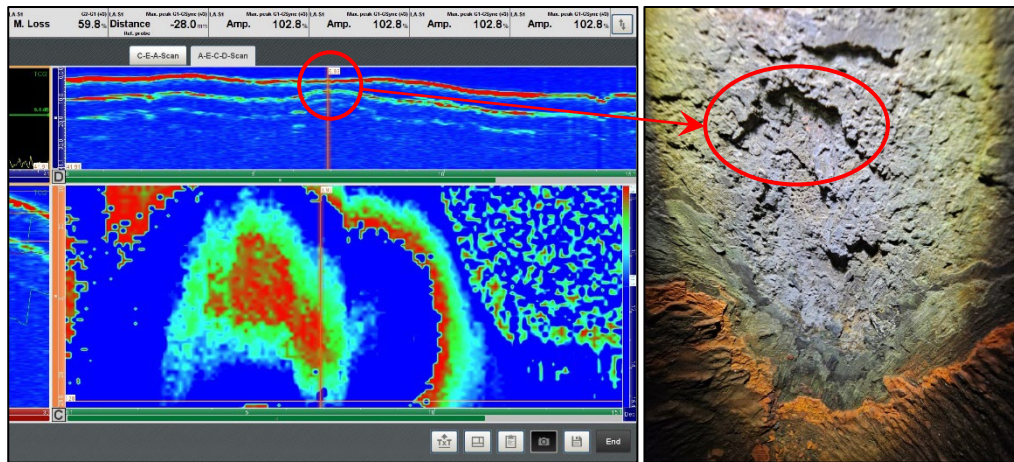


Imagen 2 Punto con alta probabilidad de fuga detectado. Espesor remanente de 2.88mm vs 2.80mm de espesor requerido.

INTRODUCCIÓN

Hablar de Gestión de Integridad está directamente asociado 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 hacia el medio ambiente; por ello la implementación de controles adecuados que permitan prevenir y predecir fallas que puedan generar la pérdida de contención es ampliamente usada mediante aplicación de diferentes ensayos no destructivos (END) siendo los ensayos de ultrasonido una de los más usados en el sector Oil&Gas, entre los que destaca la medición de espesores para el monitoreo de los diferentes circuitos de tubería que forman parte de dicha industria.

Si bien es cierto, la medición de espesores mediante ultrasonido de haz recto no es la única técnica aplicable para el monitoreo de tuberías, muchas veces es 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 en el caso de los circuitos de producción de petróleo de la selva norte del Perú.

Bajo ese escenario, se vuelve 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 evaluación de integridad a partir de la determinación de la velocidad de corrosión y la estimación de la vida remanente de los componentes inspeccionados.

Una adecuada evaluación de integridad se traduce directamente en un incremento en la vida útil de los equipos, una mejor planificación de los mantenimientos preventivos/correctivos, disminución de los costos asociados por pérdidas de contención, incremento de la rentabilidad, entre otros.

DESARROLLO

1. Determinación de medición de espesores sobre circuitos de tubería

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.

La inspección contempló realizar la medición de espesores sobre todos los elementos que componen el circuito de tubería (codos 90°, codos 45°, tees, reducciones, tuberías, etc). Por cada CML identificado se tomaron dos secantes: Secante A y B en sentido del flujo, y por cada secante se realizó la medición sobre cuatro (04) puntos (uno en cada zona horaria: 12, 3, 6 y 9 horas) como se muestra en la Imagen 3.

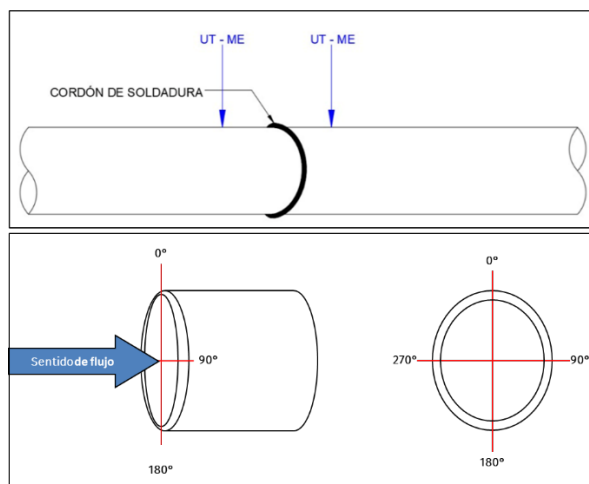


Imagen 3 Detalle de inspección de tuberías utilizando medición de espesores

Con la finalidad de llevar una trazabilidad de las mediciones del sistema de tubería, se identificó cada punto de medición y monitoreo (CML) mediante un sticker, de esta manera se mantuvo 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 de cada componente del circuito.

En la Tabla 1 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.

AÑO	Cantidad de CMLs	Rango de pérdida detectado	Cantidad de pérdidas de contención
2021	633	5% - 31%	-
2022	1241	3% - 21%	2
2023	2333	8% - 32%	4

Tabla 1. Resumen de medición de espesores sobre el sistema de tubería.

A pesar de no evidenciar pérdidas de espesor superiores al 32%, se presentaron diversas pérdidas de contención lo que contradice directamente la evaluación de integridad realizada con la información recopilada de los monitoreos de medición de espesores. Por lo que se optó por realizar un análisis más detallado de los diferentes circuitos de tubería.

2. Seguimiento de eventos en líneas de proceso

Producto de las pérdidas de contención reportadas en los años 2022 y 2023, que no fueron previstas por los resultados del monitoreo de medición de espesores realizados hasta la fecha, se decidió modificar la metodología de abordaje de la problemática. Se optó por realizar un análisis más riguroso sobre los circuitos de tubería que presentaron pérdida de contención, a fin de

determinar adecuadamente los mecanismos de falla presentes. Para ello se ejecutaron las siguientes técnicas:

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

La secuencia de análisis se realizó de la siguiente manera:

- Se realizaron análisis visuales y con lupa estereoscópica de los sectores donde presentaba pérdida de material identificando presencia de picaduras muy definidos sobre la superficie interna del material sobre el área de falla.
- Se seleccionó el área más representativa de la falla y se analizó mediante microscopia óptica de barrido (SEM), esto 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.

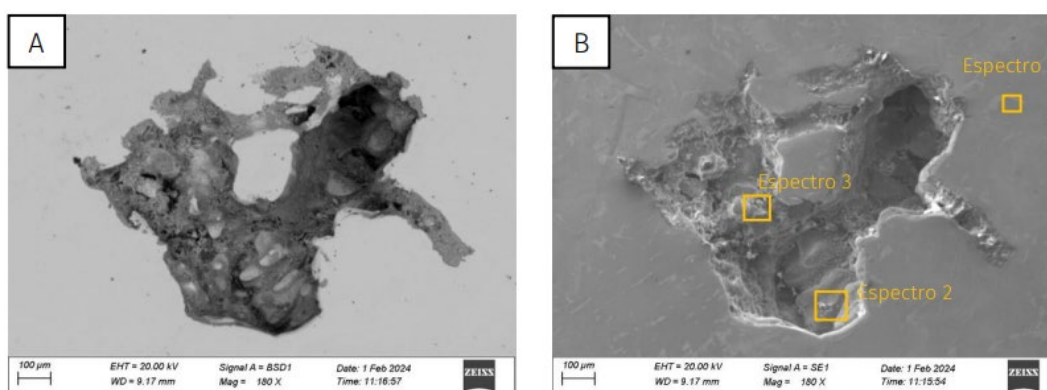


Imagen 4 Discontinuidad evidenciada mediante microscopio electrónico de barrido

- Adicionalmente, se desarrollaron distintos análisis fisicoquímicos sobre diferentes puntos a lo largo de todo el circuito de proceso a fin de identificar compuestos que propicien los mecanismos de daño. Estos análisis fisicoquímicos comprenden 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.

Esta secuencia de análisis permitió identificar mecanismos de daño tales como: corrosión por oxígeno disuelto, corrosión microbiológica y corrosión por CO₂. Dichos mecanismos presentan modos de falla de tipo ataque localizado sobre el material.

Una vez identificados los modos de falla, el siguiente paso en el proceso consistió en determinar alternativas de inspección que permitiesen detectar aquellos puntos potencialmente afectados o cuya probabilidad de falla fuese elevada, y que no pudieron ser identificados mediante la medición de espesores.

3. De la medición de espesores al mapeo de corrosión

La medición de espesores por ultrasonido de haz recto posee grandes limitaciones para la detección de corrosión localizada en cualquier circuito de 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/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 de cada uno de los accesorios a inspeccionar. A continuación, se describen los pasos a seguir:

3.1. Inspección de zona exterior de codos de 45° y 90°

Se realizan 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. Con esto, la zona de cobertura efectiva sería 180° entre laterales. La cantidad de pases o escaneos en cada accesorio dependerá de las dimensiones de cada uno. Asegurando un traslape de 20mm entre cada uno de los pases para asegurar la adecuada recopilación de información en cada pase.



Imagen 5 Ubicación de radio interno y externo de accesorios como codo de 90° y 45°

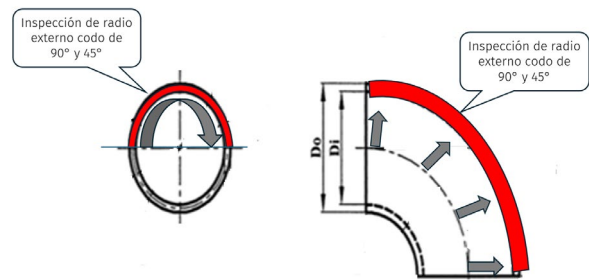


Imagen 6 Ubicación de zona para la inspección del codo de 90° y 45°

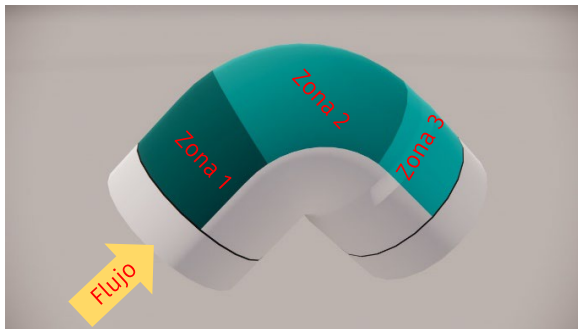


Imagen 7 Ubicación de zonas 1, 2, 3 para la inspección del codo de 90° y 45°



Imagen 8 Zona para la inspección radio exterior del codo de 90° y 45°

Esta inspección utilizando el escáner R-Scan Array no es posible realizarla en la zona interior de los accesorios (Ver Imagen 9) 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.

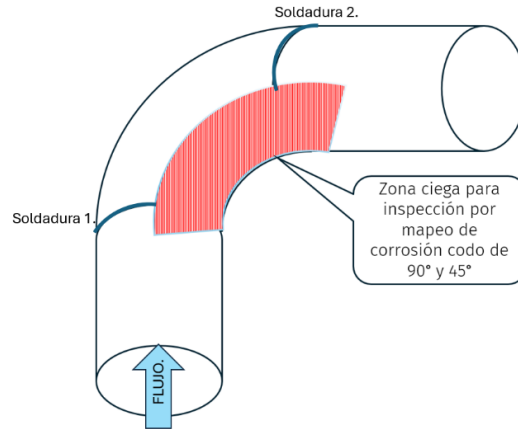


Imagen 9 Ubicación de zona de no acople para inspección por R-scan en codos de 90° y 45°

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

Aquellas zonas donde no se puede realizar la inspección con R-Scan debido a la geometría de curvatura del accesorio, así como para la zona ZAC (Zona Afectada por el Calor) en la soldadura codo-niple de la parte interna (Imagen 9), se utiliza un transductor 5L32 equipada con una zapata cuya dirección del haz ultrasónico es longitudinal (haz recto) como se muestra en la Imagen 10. 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.

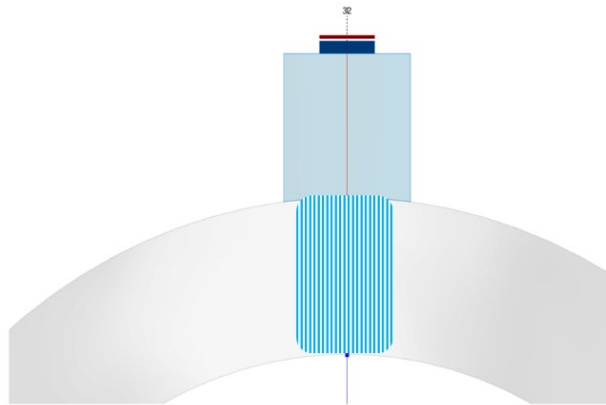


Imagen 10 Inspección por haz longitudinal con zapata de haz recto

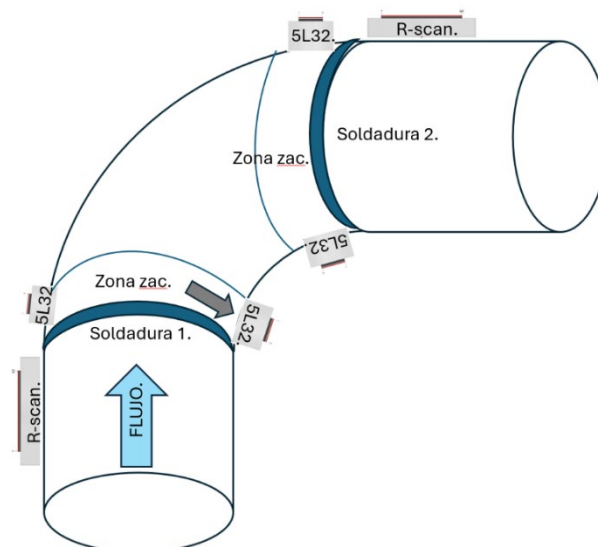


Imagen 11 Ubicación de zona de no acople para inspección zona ZAC por haz recto en codos de 90° y 45°

4. Análisis de datos

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. Once (11) de ellos 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.

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

Tabla 2. Componentes identificados con alta probabilidad de fuga.

Esto conllevó a un incremento significativo en la detección de puntos de corrosión con alta probabilidad de fuga (espesores detectados con menos de 1mm de diferencia con el espesor requerido):

- Cero (00) puntos con alta probabilidad de fuga detectados entre los años 2021 y 2022.
- Once (11) puntos con alta probabilidad de fuga detectados durante el año 2023.

CONCLUSIONES

Con la información recopilada durante los tres años previos, sumada a la experiencia y conocimiento adquirido de los diferentes mecanismos de daño y modos de falla presentes en los diferentes circuitos de tubería de los campos petroleros de la selva norte del Perú, podemos concluir que:

- La técnica de medición de espesores mediante ultrasonido convencional posee limitaciones importantes para la detección oportuna de puntos con pérdida de material sobre sistema de tubería con predominancia de modos de falla de corrosión localizada.
- El mapeo de corrosión (R-Scan) utilizando UTPA genera un incremento considerable en la probabilidad de identificación de pérdida de material localizados típicos de los

mecanismos de corrosión por oxígeno disuelto, corrosión microbiana, corrosión por CO₂.

BIBLIOGRAFÍA

- ASME Sec. V. Nondestructive Examination
- API STD 570. Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair and Alteration of Piping Systems.
- API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.
- API RP 574. Inspection Practices for Piping System Components.

CV: RIKARDO QUISPE DE LA CRUZ

Título y lugar de estudio: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, Lima, Perú.

Trayectoria: Mas de cinco años en la ejecución de técnicas de ensayos no destructivos, supervisando y liderando actividades asociadas a la integridad mecánica en diferentes plantas del sector Oil&Gas del Perú. Inspector certificado API 580 (ID: 116071).

Cargo actual en la empresa: Líder de Proyecto.

CV: GIROSHI REYES VILLAR

Título y lugar de estudio: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, Lima, Perú.

Trayectoria: Mas de tres años en la ejecución de técnicas de ensayos no destructivos, con experiencia en aplicación de reparaciones bajo normativa ASME PPC 2 en circuitos de tubería del sector Oil&Gas del Perú. Inspector certificado API 580 (ID: 622108).

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Integridad.

CV: BERNARDO ELOSEGUI

Título y lugar de estudio: UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA, Mar del Plata, Argentina.

Trayectoria: Mas de 18 años de experiencia en el sector Oil&Gas, especialista en evaluación de integridad de activos. Con experiencia en manejo de software especializado en gestión de activos. Inspector certificado API 580 (ID: 56507), API 653 (ID: 42238).

Cargo actual en la empresa: Gerente de Operaciones.