

CORROSIÓN BAJO SOPORTES EN PLANTAS COMPRESORAS Y ESTACIONES DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN

Fernando Horacio Vazquez. Transportadora de Gas del Norte SA,
fernando.vazquez@tgn.com.ar

SINOPSIS

Como resultado de antecedentes de corrosión avanzada y presencia de pitting en tuberías alojadas en soportes de Plantas Compresoras y Estaciones de Medición y Regulación del sistema de instalaciones de superficie de TGN, el Departamento de Integridad abordó esta problemática en 2018 mediante la implementación de métodos indirectos de evaluación. Estos incluyeron ensayos no destructivos con ondas guiadas de corto alcance, ultrasonido phased array y mapeo integral de espesores.

La campaña se extendió a cuatro Plantas Compresoras y veintiuna Estaciones de Medición y Regulación desde su implementación inicial hasta la actualidad. En el año 2025, se realizaron evaluaciones directas en la Planta Cochico (previamente evaluada en 2022 con los métodos descriptos), con el objetivo de comparar los resultados obtenidos a partir de técnicas indirectas, validar las mismas y mitigar esta amenaza dentro del marco de máxima confiabilidad operativa del sistema de Plantas Compresoras del Centro Oeste.

El principal objetivo de este trabajo es comparar los resultados de las técnicas indirectas frente a las directas, en términos de profundidades detectadas y presiones de falla calculadas. Asimismo, se detallan las reparaciones realizadas a partir de las evaluaciones directas, destacando la aplicación de materiales compuestos como estrategia para evitar la interrupción del transporte en la Planta Cochico.

Además, se explican los principios básicos de cada técnica utilizada y el plan de acción definido, el cual incluyó un relevamiento del tipo de soportería presente en las plantas más críticas del sistema Centro Oeste. Esto permitió desarrollar una matriz de priorización que facilita la definición de los próximos sitios a inspeccionar.

INTRODUCCIÓN

TGN opera y mantiene 22 Plantas Compresoras y 200 estaciones de medición y regulación distribuidas en el territorio cubierto por los 11600 km de gasoductos. El alcance de este trabajo se circunscribe a las cañerías aéreas de plantas y estaciones de medición y regulación.

A continuación, se listan las locaciones en donde se han hecho los ensayos enunciados en la sinopsis con su cantidad respectiva de soportes inspeccionados.

Instalación	Sistema de TGN	Año de Inspección	Soportes Inspeccionados
Planta Compresora Tucumán	Norte	2018	35
Planta Compresora Dean Funes	Norte	2018	15
Planta Compresora San Jerónimo	Centro Oeste	2019	28
Planta Compresora Cochico	Centro Oeste	2022	18

Figura 1. Tabla de Plantas Compresoras inspeccionadas.

En lo que respecta a estaciones de medición y regulación se inspeccionaron veintiuna estaciones de medición y regulación distribuidas entre los sistemas de gasoducto norte y centro oeste.

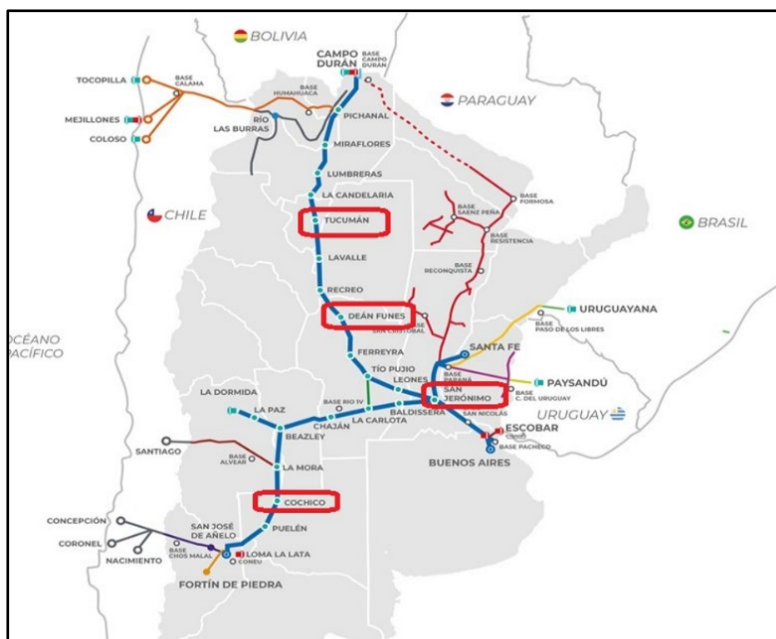


Figura 2. Visualización geográfica de las plantas inspeccionadas.

DESARROLLO

En esta sección se abordarán temáticas tales como los antecedentes en instalaciones propias que llevaron a la aplicación de las técnicas de PSRUT, AUT y verificación directa cañerías vinculadas a soportes, así como también la explicación de los principios básicos de cada técnica y los resultados de campo.

Se hará una comparación de los resultados derivados de la aplicación de técnicas indirectas y directas, y se detallarán las reparaciones planteadas en cada caso.

Finalmente, se mencionará el plan de acción futuro para el tratamiento a este mecanismo de daño.

Antecedentes

- **2014: EMYR Tucumán Norte**

Línea: 16" T-TGN-N1340

Espesor requerido (treq): 3,4mm

Espesor mínimo medido: 6,5mm



Figuras 3 y 4. Visualización geográfica de las plantas inspeccionadas.

Se detectó una zona de corrosión generalizada, obteniéndose como anomalía más significativa un pitting de 3mm de profundidad. Luego de realizar el cálculo de aptitud para el servicio se procedió a reparar la anomalía con un arenado y pintado de la zona, y colocación del teflón correspondiente entre soporte y cañería.

- **2016: Planta Compresora Cochico**

- Línea: 12" VTA-1608-12"-C
- Espesor requerido (treq): 6,17mm
- Espesor medido: 8,03mm



Figuras 5 y 6. Visualización geográfica de las plantas inspeccionadas.

Luego de encontrar pitting pasante en la cañería de venteo, en la zona afectada a los soportes, se procedió a reemplazar el tramo de 18m de cañería de 12".

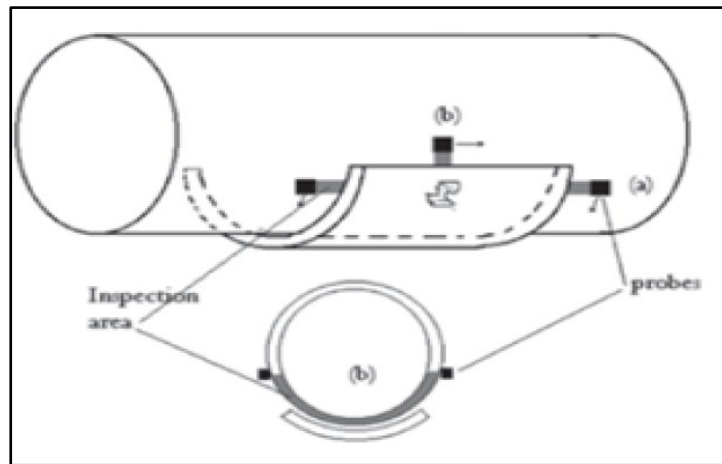
En base a estos hallazgos, el Departamento de Integridad investigó técnicas indirectas disponibles en el mercado para encontrar defectología similar en soportes del tipo "anillo" en las locaciones listadas anteriormente. A raíz de esta iniciativa se decidió aplicar las siguientes técnicas:

- PSRUT: ondas guiadas de corto alcance con tecnología de dimensionamiento phased array.
- AUT: ultrasonido automático

Principios de funcionamiento de técnicas utilizadas

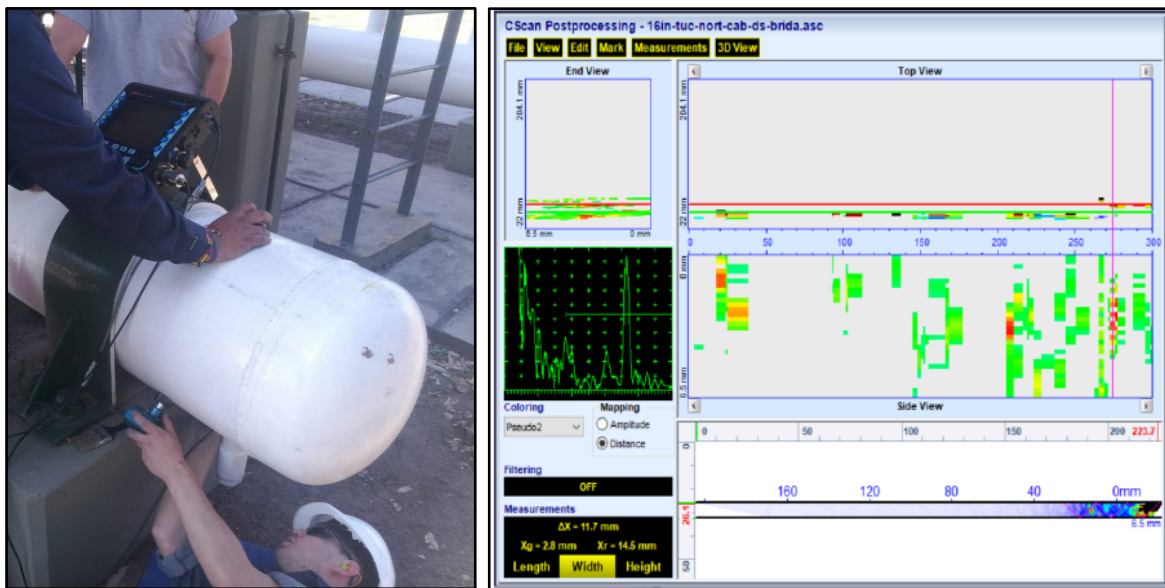
PASRUT

Esta técnica se basa en la pulsación de ondas laminares guiadas hacia el metal base desde las adyacencias del soporte (unos 300mm a cada lado del soporte). Estas ondas se propagan hasta un metro dentro de la placa anular. En caso de encontrar defectos de corrosión, fisuras o erosión, las ondas guiadas de corto alcance son registradas y vuelven hacia el transductor. La combinación de esta técnica con el ultrasonido phased array permiten dimensionar y hacer una evaluación cualitativa de las indicaciones reportadas por las ondas guiadas de corto alcance.



Figuras 7. Representación gráfica de la técnica PSRUT.

En la figura 7 se muestra la configuración de los transductores durante la evaluación. La corrosión se refleja en una imagen C-scan del defecto, y la intensidad de la señal proporciona una aproximación preliminar de las profundidades y de la morfología de las anomalías. Con el transductor Phased Array se obtienen las dimensiones finales del defecto (figuras 8 y 9).

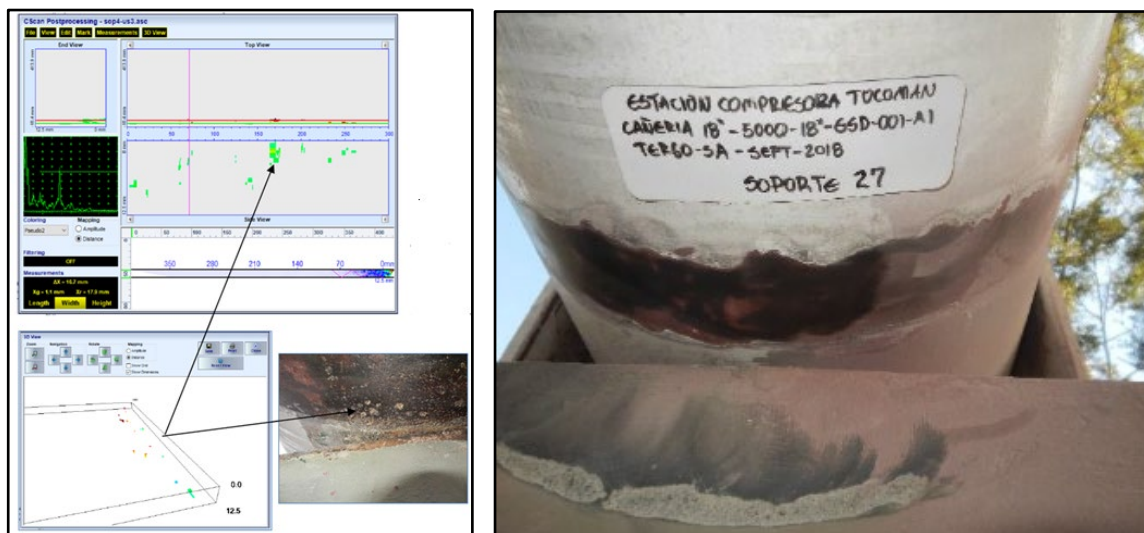


Figuras 8 y 9. Disposición de equipamiento y representación gráfica de la técnica PSRUT.

La preparación superficial consta en un pulido sobre la superficie adyacente a ambos lados del soporte a evaluar. Este procedimiento se ejecuta a través de medios mecánicos del tipo: amoladora de baja potencia y discos de lija montados (flap). La secuencia de lijas que se utiliza es, del tipo 60-80-120-150 respectivamente. Cada paso de lija se ejecuta en sentido perpendicular al previo (evitando así marcas sobre la superficie).

Este procedimiento se realizó para la totalidad de los soportes inspeccionados, lo que requirió una campaña de limpiezas previas con anterioridad a los escaneos con ondas guiadas y AUT.

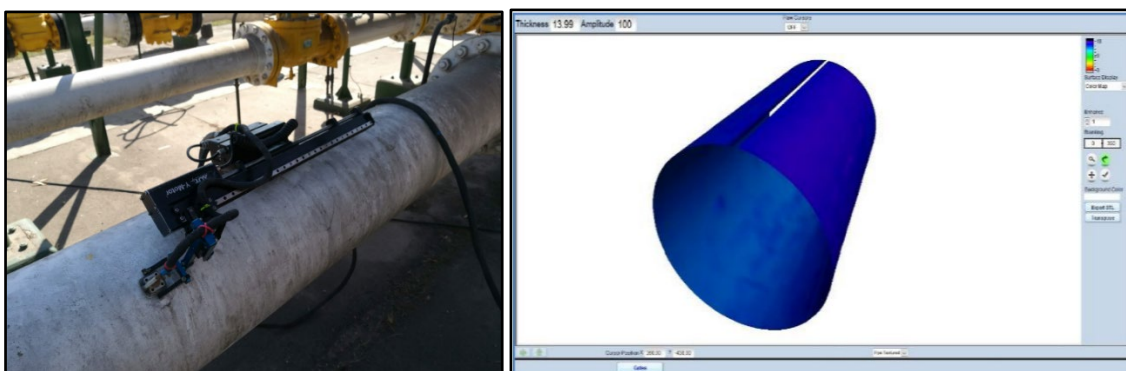
Luego de las inspecciones, se ejecutó la recomposición de pintura de las zonas afectadas al procedimiento anteriormente descrito, alineándose a los procedimientos internos de revestimiento de tuberías de instalaciones aéreas.



Figuras 10 y 11. Representación gráfica de la técnica PSRUT.

AUT

Este ensayo no destructivo se basa en la adquisición de datos y procesamiento de técnicas de ultrasonido en sus variantes A-Scan; B-Scan; C-Scan con la posibilidad de la superposición de los datos de estas técnicas. El equipamiento utilizado (escáneres robóticos computarizados) permite gran velocidad de escaneo, cubriendo grandes superficies de evaluación y versatilidad para usar diferentes combinaciones de técnicas, como ser haz ultrasónico recto, angular, phased array y TOFD. En lo que respecta a reportes, se entregan las imágenes de las superficies escaneadas y los resultados del dimensionamiento de las anomalías.



Figuras 12 y 13. Montaje del equipo de AUT y gráfico del barrido de superficies.

Hallazgos en campañas de corrosión bajo soportes en plantas

Las dos primeras plantas inspeccionadas en 2018, Tucumán y Dean Funes, no presentaron indicaciones relevantes con la técnica PSRUT.

Del barrido de espesores por ultrasonido con la técnica AUT, el escenario de pérdida máxima de material reportado fue del 7,5% del espesor de pared de la cañería en Planta Tucumán y 12% en PC Dean Funes.

Las características de las líneas inspeccionadas en la Planta Compresora Tucumán son las siguientes:

Diámetro nominal: 20"

Material: API 5L X52

Esperor requerido por Sección 105 NAG 100: 8,57mm

Espesor mínimo medido: 12,5mm

Presión de diseño: 61,7 kg/cm²

Factor de diseño: 0,5

En tanto que los soportes correspondientes a la Planta Compresora Dean Funes presentan las siguientes características:

Diámetro nominal: 24"

Material: API 5L X52

Esperor requerido por Sección 105 NAG 100: 10,29mm

Espesor mínimo medido: 13,3mm

Presión de diseño: 61,7 kg/cm²

Factor de diseño: 0,5

De acuerdo con estos datos, se puede observar que los porcentajes de pérdidas de material reportado por las técnicas indirectas no representan un riesgo a la integridad de las tuberías ya que el espesor de pared remanente resulta en todos los casos mayor al mínimo requerido por norma para la presión interna respectiva de cada sistema estudiado.

La tendencia se mantuvo en la Planta Compresora San Jeronimo, donde no se encontraron indicaciones relevantes con la técnica PSRUT y la máxima profundidad reportada rondó el 20% de profundidad.

Caso de estudio. Planta Compresora Cochico

Continuando con el plan de inspección por técnicas indirectas de ondas guiadas, en 2021 se verificaron dieciocho soportes en Planta Compresora Cochico, ubicada en el gasoducto Centro Oeste.

De esta primera campaña se encontraron seis soportes con indicaciones de pérdida de material de profundidades entre el 19 y 54% del espesor de pared. Dados los antecedentes de esta planta, en las que se había realizado en 2016 el reemplazo de una de las cañerías de venteo, se optó por realizar la inspección por métodos directos, es decir, removiendo las estructuras asociadas a las cañerías soportadas, rotura de fustes, y medición de profundidad de anomalías con comparadores, calibres previa elaboración de microgrillas de puntos para construir los caminos de fondo de río para lograr una caracterización del perfil del defecto.

El instrumental asociado a la medición directa se constituyó de comparador digital; puentes para el correcto apoyo de este; medidor de espesores, un relevador de perfiles; cintas métricas de diez y quince metros; calibre metálico; imanes; marcadores de cera y lápices de pintura; cepillos de

bronce; hojas de registro; computadora portátil con el software de RSTRENG para cálculo de presión de falla y un navegador GPS.

Cabe destacar que estas evaluaciones se realizaron en concordancia a los procedimientos internos de evaluación de defectos volumétricos y las reparaciones respondieron a los estándares de tratamiento de defectos en gasoductos e instalaciones de superficie del Departamento de Integridad.

Debemos mencionar que, para llevar estos trabajos de evaluación directa descriptos, previamente se realizó un relevamiento con ingenieros civiles especialistas del Departamento de Ingeniería de TGN, que idearon la suportación provisoria con colocación de apoyos temporarios, remoción de los soportes originales, construcción de cabezales de fustes, fraguado de los soportes y remoción de los apoyos temporarios.



Figuras 14 y 15. Estructura original en estudio y corrosión bajo soporte en estudio.



Figuras 16 a 18. Obra civil para armado de soportería provisoria.

Metodología de cálculo y evaluación de corrosión bajo soportes

El criterio para evaluar los valores arrojados por las mediciones efectuadas en el área afectada a cada soporte se valió de dos ejes, el análisis de profundidades máximas medidas y el cálculo de presión de falla.

El cálculo de la presión de falla se realiza mediante el método R-Steng Area Efectiva, el que pasamos a describir a continuación.

RSTRENG utiliza el perfil de profundidad máximo detallado ("perfil de fondo de río") para calcular la presión de falla mediante la evaluación de secciones trapezoidales del defecto. Sin embargo, posee una limitación mecánica, la proyección bidimensional. Al proyectar todos los puntos profundos sobre el eje axial, ignora la separación circunferencial entre picaduras. Mecánicamente, dos picaduras separadas circunferencialmente no interactúan de la misma manera que si estuvieran alineadas axialmente. Este método asume una interpolación entre los valores de profundidad asociados al perfil de fondo de río para determinar la peor condición de falla asociada al defecto.

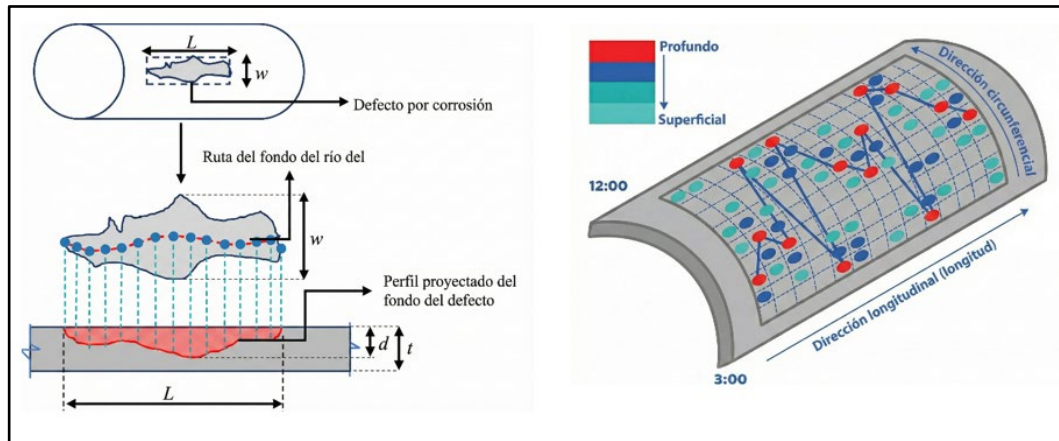


Figura 19. Esquema de elaboración del camino de profundidades.

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - A/A_0}{1 - (A/A_0)/M} \right]$$

Este método integra la fórmula precedente explicada en ASME B31.G para calcular la tensión de falla en las secciones trapezoidales que constituyen el camino de fondo de río.

En cuanto a profundidades, el Departamento de Integridad, en concordancia a la normativa internacional vigente definió los siguientes tipos de reparación asociada, combinando esta dimensión con el cálculo de presión de falla por R-STRENG área efectiva. A continuación, se detallan los posibles escenarios:

- Defectos de PF >1,25 y/o Profundidad < 60%: RECOATING (pintado de la tubería)
- Defectos de PF >1,40 y/o Profundidad ≤ 50%: RECOATING (pintado de la tubería)
- Defectos 1,25 < PF ≤ 1,40 y/o 50% ≤ Prof < 70% Reparación tipo refuerzo mecánico / compuesto
- Defectos 1,10 < PF ≤ 1,25 y/o 70% ≤ Prof < 80% Reparación tipo refuerzo mecánico / compuesto
- Defectos PF ≤ 1,25 y/o Prof ≤ 70% Reparación tipo reemplazo de cañería
- Defectos PF ≤ 1,10 y/o Prof ≥ 80% Reparación tipo reemplazo de cañería

Cabe destacar que la PF, se refiere a la presión de falla calculada con los datos relevados en campo.

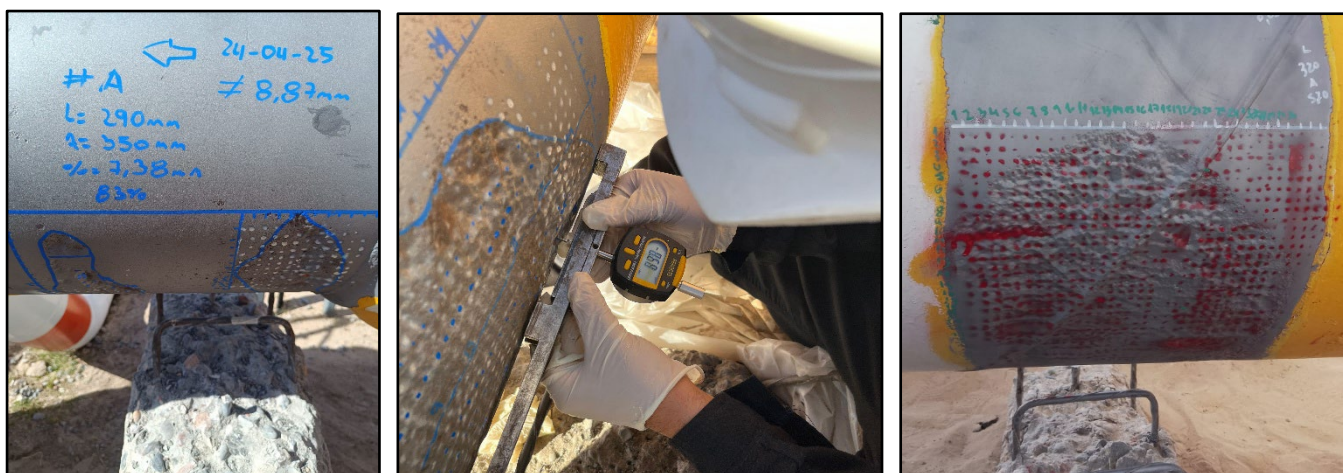
A continuación, se presentarán los resultados del cálculo de los seis soportes estudiados y las diferencias entre profundidades reportadas por los métodos indirectos y las técnicas directas de evaluación.

N° Soporte	D (")	t _{medido} (mm)	SMYS (psi)	F	L _{entre} mediciones (mm)	L _{defecto} (mm)	Máxima profundidad-PSRUT (%)	Máxima profundidad (%)	MAPO (kg/cm ²)	Pfalla (Rstreng)	FS (Rstreng)
3	16	8.87	52000	0.5	10	290	21	80	69.68	128.9	1.85
5	24	12.1	60000	0.5	10	310	46	72	69.68	116.4	1.67
6	24	12.17	60000	0.5	10	280	54	71	69.68	105.9	1.52
7	24	12.1	60000	0.5	10	370	34	53	69.68	134.5	1.93
8	24	12.03	60000	0.5	10	250	38	50	69.68	153.3	2.2
14	24	12.12	60000	0.5	10	20	28	12	69.68	195.1	2.8

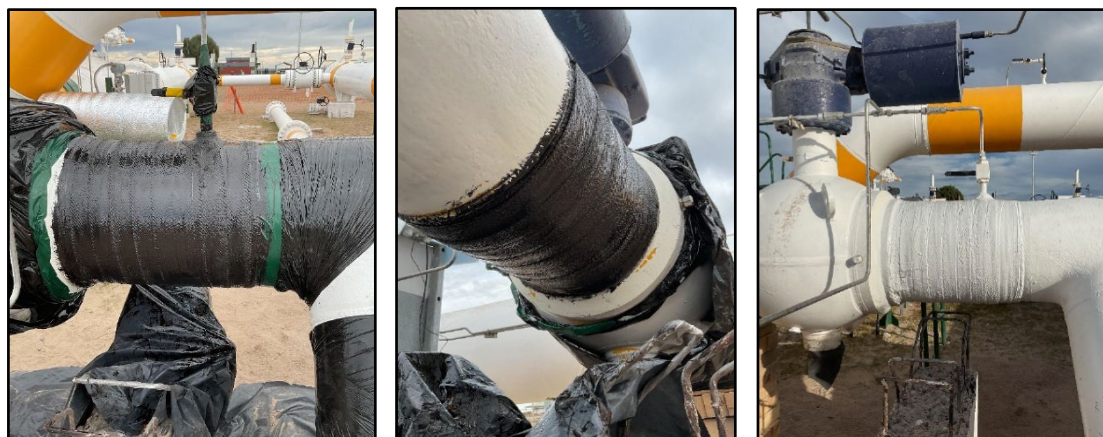
Figura 20. Tabla comparativa de profundidades y presiones de falla calculadas.

Con los resultados expuestos en la Figura 20, y de acuerdo con los criterios de reparación en función de las profundidades y presiones de falla, se definió hacer reparaciones en los tres primeros soportes, los N° 3; 5 y 6. Para estos casos se colocaron refuerzos de material compuesto, admitidos por la norma de reparación ASME PCC-2 “Repair of Pressure Equipment and Piping”. Las corrosiones restantes, en los soportes N°7; 8 y 14 fueron mitigadas mediante el masillado y repintado.

El refuerzo de material compuesto se basa en fibras de kevlar recubiertas con resina epóxica. El procedimiento de aplicación consiste en pintar la superficie a reforzar con la resina epóxica y luego comenzar a envolver la cañería con la cinta de kevlar solapándola al 50% en cada vuelta, mientras prosigue con la aplicación de resina entre capas.



Figuras 21-23. De izquierda a derecha, imágenes de los soportes N°3; 5 y 7.



Figuras 24-26. Reparación de material compuesto soporte N°3.

Analizando los resultados de las evaluaciones directas, se puede apreciar que, de los seis soportes verificados, en cuatro se obtuvo un patrón del 20% al 30% por debajo en lo que respecta a profundidad entre las técnicas indirectas y directas. La ejecución de la obra de verificaciones directas sirvió para realizar las adecuaciones y recomponer la resistencia estructural de los segmentos de tubería asociados a estos soportes. En los dos soportes restantes se obtuvieron dos patrones diferentes. En el N°3 hubo un subdimensionamiento notable de alrededor del 60% en la técnica indirecta y en el N°14 luego de evaluado de manera directa se obtuvo una menor profundidad del orden del 16% con respecto a lo reportado por el método indirecto.

De lo expuesto, se deduce que de los doce soportes restantes que fueron evaluados por el método de ondas guiadas de corto alcance por arreglo de fases (PASRUT), los cuales no fueron sometidos a una comparación mediante el método directo, deberán como plan de acción futuro ser evaluados por esta última técnica. A su vez, se realizará un relevamiento de la totalidad restante de soportes de la plata Cochico. Con los resultados y la asociación a los hallazgos de una matriz de riesgos, se confeccionará un modelo que le permita al Departamento de Integridad, la selección final de los soportes a evaluar para dar por finalizada la campaña de corrosión bajo soportes en esta planta.

De igual manera, se planifica la evaluación de corrosión bajo soportes en plantas del gasoducto centro oeste. Se plantean la ejecución de estas obras de verificación en las Plantas Puelén y Beazley y La Paz, las cuales conforman el triángulo de plantas a las que se les debe procurar la máxima confiabilidad en el sistema centro oeste.

Conclusiones

La corrosión bajo soportes constituye un riesgo relevante para la integridad de las instalaciones de superficie de TGN, para el cual se incursionó en un abordaje sistemático.

Las técnicas indirectas (PASRUT y AUT) resultaron útiles para un relevamiento inicial, pero su comparación con inspecciones directas evidenció diferencias que obligan a validar los resultados en soportes críticos, aumentando la cantidad de soportes evaluados de manera directa para poder nutrir la población de muestras y recolectar datos suficientes para hacer una evaluación más consistente.

Las reparaciones aplicadas; refuerzo con materiales compuestos y repintado demostraron eficacia para restituir la confiabilidad sin afectar la operación.

Se consolidará una matriz de priorización a través del análisis de riesgos que oriente futuras campañas de inspección y reparación, garantizando máxima confiabilidad en el sistema Centro Oeste y en el sistema de cañerías aéreas de Plantas Compresoras y Estaciones de Medición y Regulación.

Bibliografía

- 1- **ASME PCC-2 2022**. Repair of Pressure Equipment and Piping. Article 401, Nonmetallic Composite Repair Systems: High-Risk Applications.
- 2- **ASME B31G-2023** Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines
- 3- **API 570** Piping Inspection Code: In service, Inspection, Rating, Repair and Alteration of Piping Systems.
- 4- **NAG 100** Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías.

CURRICULUM VITAE FERNANDO HORACIO VAZQUEZ

ESTUDIOS UNIVERSITARIOS

Ingeniero Mecánico, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Haedo
Especialidad en Gas Natural, UBA

EXPERIENCIA LABORAL

Transportadora de Gas del Norte SA

Desde enero 2015 a la actualidad

Especialista de Integridad en Análisis de Tensiones

En mis primeros años en el Dpto. de Integridad, me desarrollé en el ámbito de gestión de integridad de instalaciones de superficie, tanto en Plantas Compresoras como en Estaciones de Medición y regulación, mediante la ejecución de cálculos de aptitud para el servicio de componentes, vida remanente de los mismos y diseño de obras afines a esa función, haciendo incursiones en la práctica de RBI.

En paralelo incursioné en el acondicionamiento y manejo de presiones operativas del Departamento, como así también me especialicé en el diseño y aplicación en campo del programa de pruebas hidráulicas de la compañía. A su vez desde mediados de 2019, llevo adelante el programa de Incrementos de Presión en el Gasoducto Norte Troncal.