

Desarrollo de tablero para modelado de velocidad de corrosión

Alan Cornejo, Martin Melucci y Emanuel Benitez, Transportadora de Gas del Norte (TGN),
alan.cornejo@tgn.com.ar, martin.melucci@tgn.com.ar y emanuel.benitez@tgn.com.ar .

Sinopsis

El fenómeno de corrosión externa es una de las principales amenazas a la integridad de los gasoductos enterrados. Una de las principales medidas para el control de la corrosión son los pasajes de herramientas de inspección interna que permiten determinar el estado actual de la corrosión, y en caso más específicos determinar el tipo de revestimiento y estado del mismo.

A menudo para estimar una tasa de crecimiento de la corrosión se realiza una comparación entre las anomalías reportadas por dos inspecciones internas sucesivas, si bien esta técnica puede tener buenos resultados, muchas veces está sujeta a los posibles errores de dimensionamiento propio de las tecnologías de inspección.

Para obtener una mayor confianza en la determinación de la tasa de corrosión, desde TGN se impulsó el desarrollo de herramientas innovadoras que integran información de diversas especialidades.

Este trabajo describe el uso de herramientas de análisis de datos como Power BI y GIS para:

- Integrar datos de inspecciones internas, datos del entorno, protección anticorrosiva, datos históricos de verificaciones y otras especialidades.
- Enriquecer la información y reducir los errores de cálculo.
- Generar modelos para estimar la tasa de crecimiento de la corrosión.
- Tener una alerta temprana para esta amenaza.

Finalmente, los resultados de estos modelos generados serán comparados con mediciones directas realizadas en campo.

Introducción

La corrosión es un proceso natural que deteriora los materiales con el paso del tiempo, y en el caso de los gasoductos, representa una de las principales amenazas a su integridad. Para TGN, con una red de más de 10.000 km de gasoductos, el monitoreo y control de la corrosión es una tarea fundamental para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema.

Tradicionalmente, el análisis de la corrosión se basaba en análisis de resultados de inspecciones internas (ILI) y la aplicación de medidas de mitigación según el marco normativo. Sin embargo, este enfoque reactivo no permite anticipar y prevenir problemas futuros. Es por eso que TGN ha implementado un sistema de monitoreo y control de la corrosión más proactivo, utilizando un tablero de control, basados en el monitoreo de la velocidad de corrosión.

Este tipo de tablero de control funciona como una herramienta centralizada que reúne información de diferentes fuentes, como inspecciones internas, datos operativos, resultados de relevamientos de campo e información geográfica. Al procesar esta información de manera dinámica, permite identificar zonas con mayor riesgo de corrosión y tomar medidas preventivas con anticipación.

Una de las principales ventajas de este tablero es la posibilidad de realizar monitoreo de corrosión en zonas en las cuales existen mantas termo contraíbles, esto es posible ya que mediante la integración de información nos permite localizar tramos de gasoductos en las cuales este revestimiento se encuentra instalado, y mediante el enriquecimiento de datos nos permite definir zonas críticas dentro del sistema.

El sistema de monitoreo y control de la corrosión implementado por TGN representa un avance significativo en la gestión de la integridad de sus gasoductos. Al adoptar un enfoque proactivo y preventivo, la empresa está asegurando la seguridad, confiabilidad y sostenibilidad de su red de transporte de gas natural.

En el presente trabajo se detallará el sistema implementado, mostrando sus desafíos, ventajas y se detallarán acciones derivadas de este plan.

Desarrollo

Integración de información y enriquecimiento de datos

Para analizar en detalle la corrosión en nuestros gasoductos, es fundamental contar con datos precisos y confiables. Es por eso que nuestro proceso de análisis se basa en la integración de información de diversas fuentes:

- **Inspecciones internas actuales y pasadas:** Nos permiten conocer el estado actual de los gasoductos y su evolución a lo largo del tiempo. Para llevar adelante este análisis se utilizan resultados procedentes de la misma tecnología (MFL – herramienta de pérdida de flujo magnético) ya que se busca que los datos sean comparables entre sí.
- **Datos de revestimiento:** Relevamiento del tipo de protección y estado de esta. Estos datos se obtienen de herramientas de inspección interna tipo EMAT (Transductor electromagnético acústico) y de información disponible en la base de datos.
- **Trabajos de campo:** Los resultados de pozos de verificación se utilizan para realizar ajustes a la velocidad de corrosión y validar las corridas MFL o EMAT.
- **Áreas sensibles:** Identifican áreas con mayor riesgo y permite priorizar los defectos de corrosión a verificar en campo.

- **Propiedades del suelo:** Proporcionan información sobre la agresividad del entorno en el que se encuentran los gasoductos (mediciones de pH y resistividad) y ayudan a elegir ubicaciones más propensas a presentar corrosión externa.

Para llevar a cabo este proceso, es fundamental contar con información comparable y alineada correctamente en una línea base común. Utilizamos como referencia el listado de soldaduras disponible en la base de datos, que incluye datos históricos sobre reemplazos de cañería, cambios de nomenclatura y expansiones de gasoductos. De esta manera, garantizamos un seguimiento completamente trazable sobre el cual se realizarán las posteriores etapas del proceso. Por esta razón todos los reportes de inspección interna (pipetally) son recibidos a formato establecido por el Pipeline Operator Forum (POF), de esta manera el análisis se independiza completamente del proveedor ILI y nomenclaturas o reportes particulares. En caso de reportes de corridas de inspección interna antiguas que posean otro formato se cuenta con una herramienta que permite su conversión al formato POF como etapa de preprocesado de los reportes. Esta etapa de preprocesado es llevada adelante mediante un procesamiento automatizado desallorado en Power Bi.

Al tratarse de análisis de anomalías por corrosión se utilizan resultados de inspecciones MFL (magnetic flux leakage) las cuales tienen la capacidad de reportar defectos por corrosión según la clasificación dimensional establecida en API 1163. Este desarrollo se aplica a todas las clasificaciones de defectos detallados en la Figura 1.

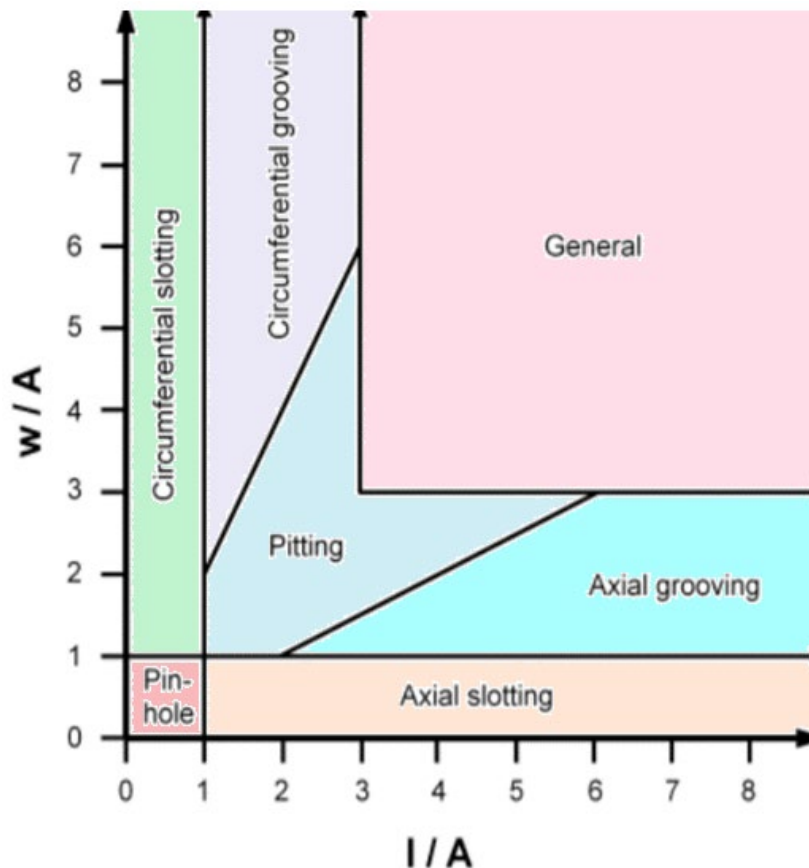


Figura 1. Clasificación de defectos por morfología de acuerdo con el standard API 1163. W : extensión del defecto en sentido circunferencial. A : 10 mm o el espesor del caño en caso de espesores mayores a 10 mm. L : extensión axial del defecto en sentido axial.

A su vez con el fin de tener un resultado consistente se define que cada corrida de inspección interna a ser utilizada debe estar previamente validada por API 1163 – In line Inspection System Qualification. Esta validación consiste en comparar los resultados de cada inspección con verificaciones de campo, y de esta forma definir si lo reportado por la herramienta se encuentra dentro de tolerancia con un nivel de confianza aceptable. Esto garantiza una reducción significativa en los errores de cálculo asociados a las dimensiones de los defectos ya que el cálculo de la velocidad de corrosión (v_c) depende directamente de las profundidades reportadas de los defectos (d). Al ser inspecciones MFL, las profundidades de los defectos son reportadas en relación con el espesor de pared del caño (wt).

$$v_c = \frac{(d_{actual} - d_{inicial}) * wt}{\Delta tiempo * 100} = \left[\frac{mm}{año} \right]$$

Dentro de este desarrollo se utilizan tres inspecciones internas con el objetivo de reducir el efecto del error de la herramienta (10% del espesor) y el efecto de la variable tiempo. Una vez validada la última inspección interna, la misma pasa por un proceso de integración en GIS (Figura 2), mediante el cual se interseca con información geográfica del entorno, como ser áreas sensibles, resistividad del suelo, trabajos de campo, tipo de revestimiento. Cabe destacar que este modelo consume el pipetally y lo separa en bloques de acuerdo con el uso: definición de verificaciones con criterios normativos, verificaciones de corrosión bajo manta, monitoreo de corrosión en caños camisa, etc.

La integración de información enriquece la inspección interna, al proporcionar una amplia gama de datos relevantes para cada anomalía reportada, lo que facilita su priorización.

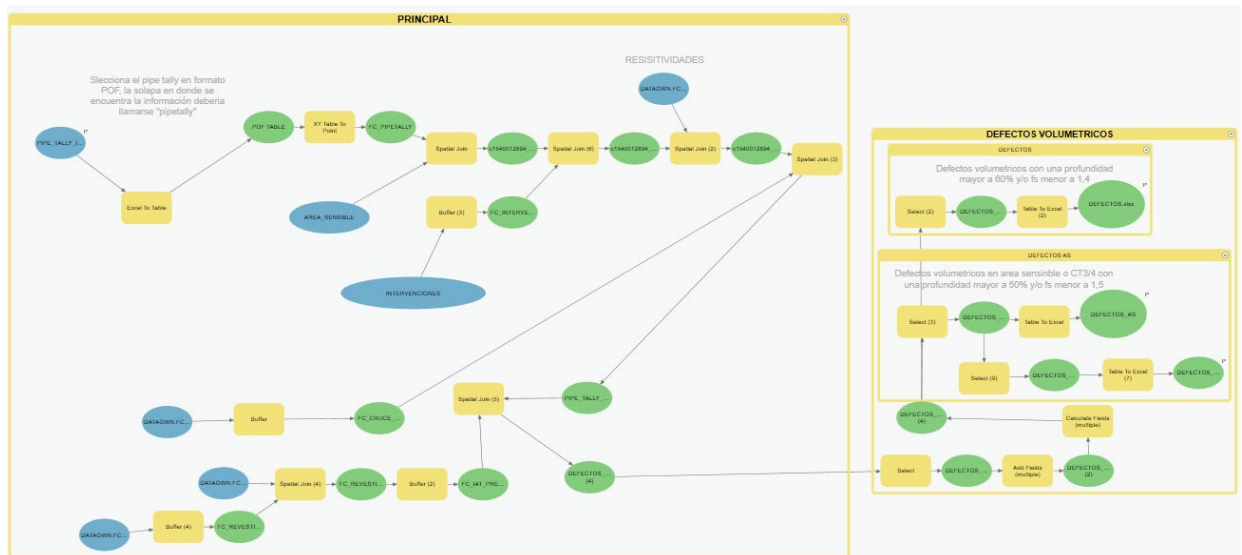


Figura 2. Modelo de integración de información en GIS.

Una vez integrada la información la misma es utilizada en Power Bi para realizar los distintos tipos de análisis que se detallaran a continuación.

Tablero para monitoreo y control de corrosión por caño

Para cada línea del sistema de TGN, se analizan tres pipetallys, de los cuales uno se integra en el GIS y los otros dos corresponden a inspecciones anteriores. Se lleva a cabo una alineación de estas corridas donde se controla el largo y el espesor de cada caño realizando una comparación de profundidades de defectos reportadas. Debido a la experiencia de TGN en análisis de velocidades de corrosión este proceso se realiza considerando el mayor defecto en cada caño, debido a que no se obtuvieron grandes mejoras en los resultados por comparar defecto por defecto. Posteriormente, se calcula la Velocidad de Corrosión (VC) para cada caño y se realizan ajustes en función de los resultados históricos obtenidos en campo.

Teniendo en cuenta el error de la herramienta de Inspección Interna de Líneas (ILI), el resultado del proceso es una velocidad de corrosión con su respectiva tolerancia, obteniendo así una franja de error para cada valor de VC. Las profundidades se proyectan en función de la velocidad de corrosión calculada y se estima el tiempo a falla, considerado como falla el momento en que la anomalía alcanza el 80% del espesor de pared de la cañería.

En las Figura 3 y 4 se detalla la visualización de la información obtenida y permite analizar cada tramo de acuerdo con distintas métricas facilitando la toma de decisiones e identificando fácilmente zonas donde la velocidad de corrosión es más elevada. Este análisis se utiliza en la definición de las campañas de pozos de verificación con el objetivo de mitigar zonas antes de que se lleguen a valores críticos o requieran reparaciones más costosas.

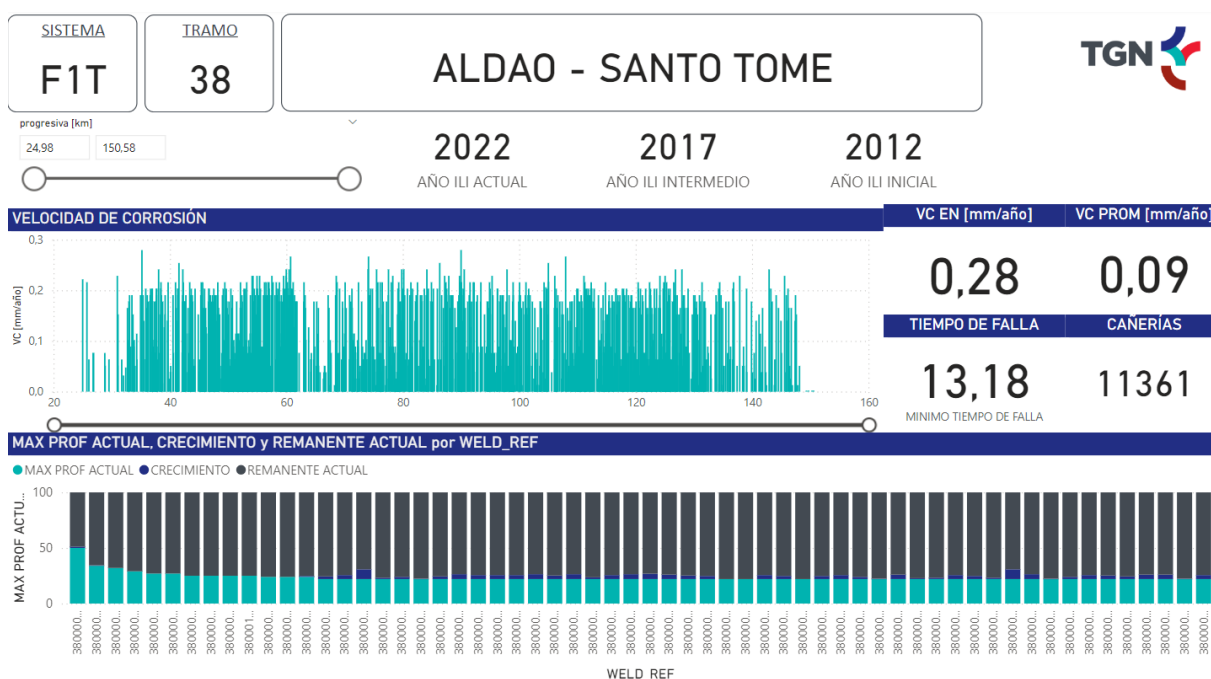


Figura 3 - Tablero de monitoreo de corrosión por caño pestaña 1.

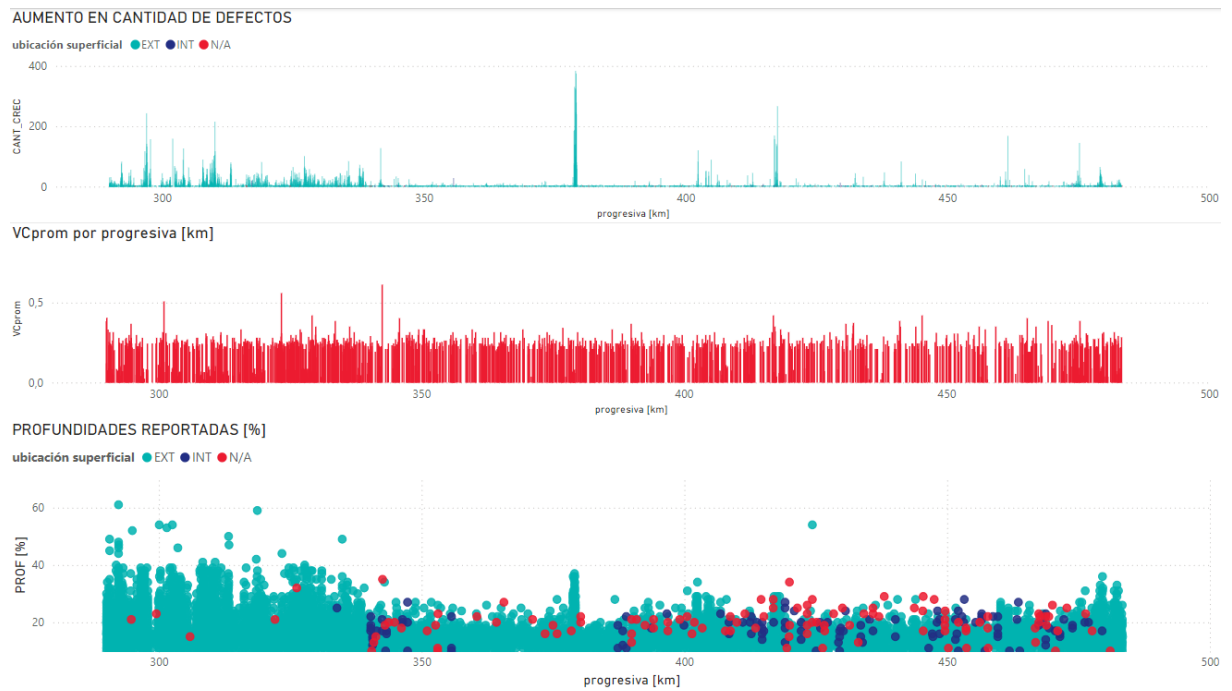


Figura 4. Tablero de monitoreo de corrosión por caño pestaña 2.

Además de la visualización de métricas se detalla de forma grafica valores de velocidad de corrosión para cada caño y la proyección de la profundidad al momento de lectura del tablero.

Los valores de VC calculados se analizan en conjunto con las profundidades reportadas por las herramientas ILI, Ubicación de la anomalía con respecto a la pared del tubo (Interno o externo) y crecimiento de anomalías entre inspecciones.

Tablero para análisis de VC con relación al entorno geográfico

El análisis antes desarrollado se complementa con la correlación del perfil altimétrico que permite analizar puntos bajos en el terreno que promuevan el avance de la corrosión, esto es tanto para corrosión externa como interna. Mediante la utilización del perfil altimétrico y la visualización del entorno del gasoducto se pueden detectar zonas propensas a inundaciones, napas freáticas altas, suelos de baja resistividad, con cambios cíclicos en sus características, etc. También se correlaciona la velocidad con el aumento de la cantidad de anomalías para cada uno de los caños del tramo analizado.

Toda la información antes indicada se cruza con áreas de alta consecuencia para generar una priorización en los trabajos de campo.

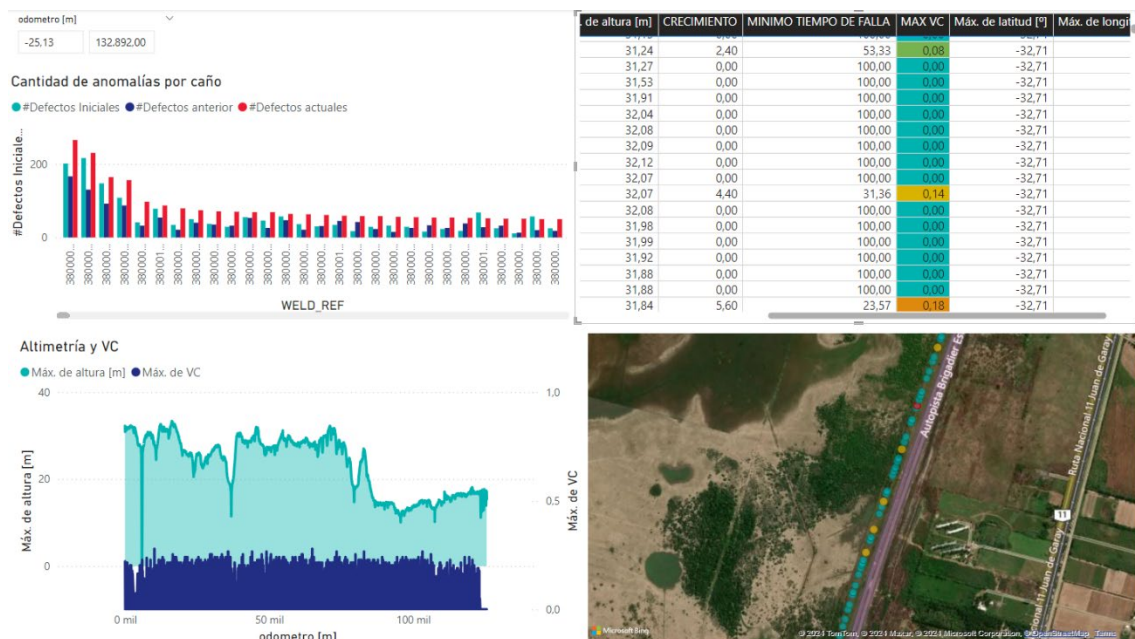


Figura 5. Tablero de monitoreo de la corrosión incluye control de: la cantidad de defectos, la altimetría y su posición espacial.

Tablero para control de avance de la corrosión bajo mantas termocontraíbles

Debido al avance de la corrosión externa provocado por el deterioro de mantas termocontraíbles colocadas en soldaduras circunferenciales durante la construcción de ciertos tramos de gasoductos, se generó una visualización específica para estudiar esta problemática. Estos casos presentan importancia debido a las características de apantallamiento de la protección catódica por parte de las mantas cuando estas pierden adhesión generando concentraciones altas de defectos por corrosión con el consiguiente aumento de la VC. A su vez, las dimensiones de estos defectos típicamente pinhole, en general se encuentran en el rango mínimo de detección y dimensionamiento de las herramientas de inspección interna.

En la Figura 5 se presenta el tablero de control de corrosión bajo mantas y se utiliza en la priorización de las verificaciones para estos tipos de defectos de acuerdo con características del suelo, áreas de alta consecuencia, ubicación circunferencial, velocidad de corrosión estimada y vida remanente. La principal fuente de alimentación del tablero es la misma mencionada anteriormente, solamente para este análisis se realiza un filtrado específico de la información enfocada a costuras circunferenciales para aquellos tramos que posean revestimiento polietileno tricapa.

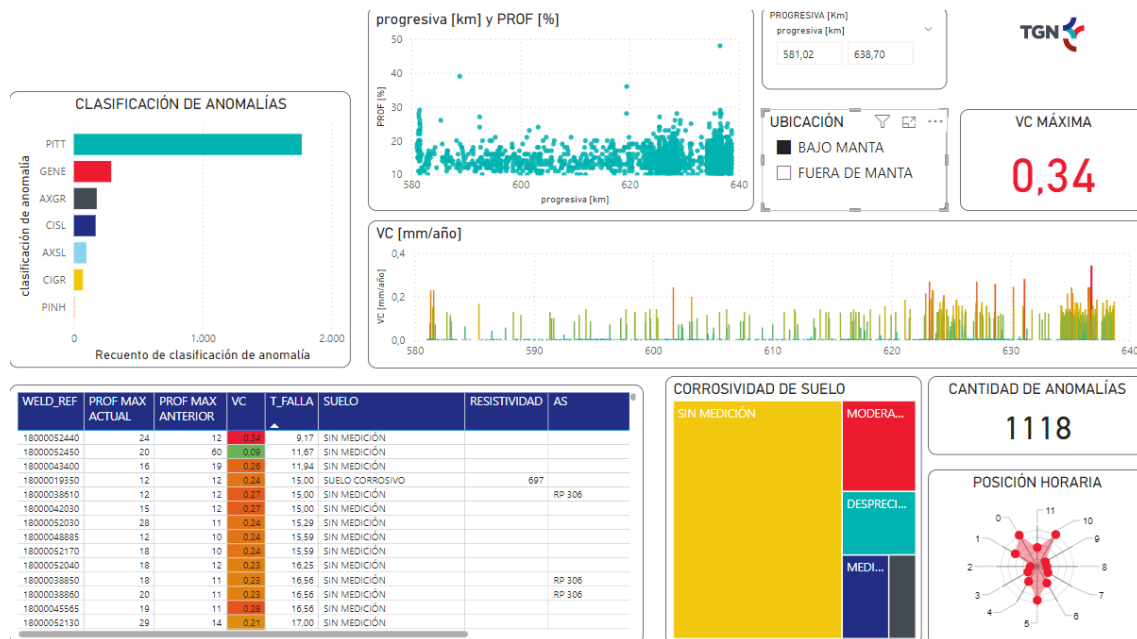


Figura 6. Tablero de control de corrosión bajo mantas termocontraíbles.

Usos adicionales del Tablero de Control de Corrosión.

Asimismo, estos tableros se utilizan en otras aplicaciones como, por ejemplo:

- Priorización en planes de integridad para los tramos.
- Cálculo de velocidad de corrosión en función de hallazgos de campo.
- Detección de malas aplicaciones de revestimiento en campo (mantas).
- Identificación/monitoreo de corrosión dentro de caños camisa.
- Predicción de profundidades de defectos.
- Priorización de zonas críticas.
- Comparación de resultados reportes vs pozos en campo.

Resultados

Aplicación del modelo de corrosión para predicción caño a caño.

En función de los resultados de los tableros se definieron distintas campañas de verificación en campo con el objetivo de mitigar zonas críticas. Se realizaron 11 verificaciones en gasoductos de 24 pulgadas de diámetro y revestimiento tipo esmalte asfáltico (muestras 1 a 11); y 7 en gasoductos de 30 pulgadas y revestimiento tipo cinta plástica (muestra 12 a 18). En la Figura 7 se presentan la profundidad de los defectos reportados en la últimas inspecciones internas, siendo verde la inspección más antigua del Tramo, violeta la intermedia y celeste la más actual. Se puede considerar que hubo un avance de la corrosión en los casos donde la diferencia entre las profundidades reportadas es mayor a la tolerancia de las mediciones.

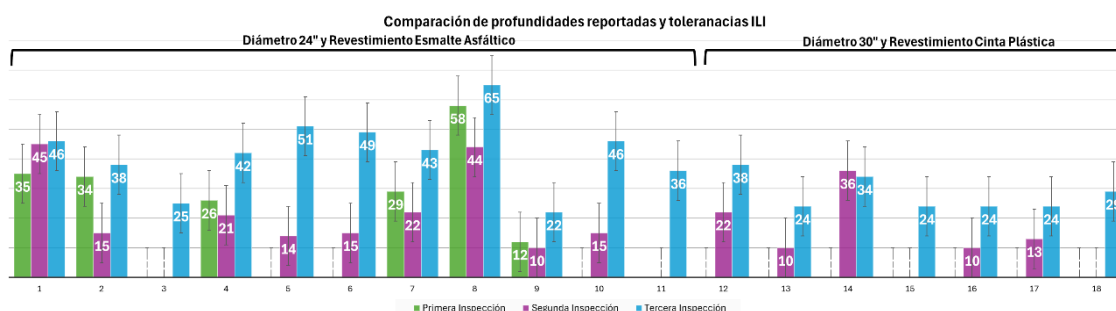


Figura 7. Profundidades reportadas para los defectos evaluados en campo en cañerías de 24" y 30".

En la Figura 8 se presentan las velocidades de corrosión determinadas mediante el uso del tablero y se comparan con velocidades de corrosión estimadas por consultoras internacionales y mediciones instantáneas de testigos de corrosión cercanos a los puntos a verificar en campo. Se puede observar que en general los valores estimados por el tablero son más conservativos en los gasoductos de 24 pulgadas. Asimismo, las velocidades medidas en los testigos de corrosión presentan valores bajos en puntos cercanos a las verificaciones en los gasoductos de 30 pulgadas. Por otro lado, las mayores velocidades de corrosión se estiman en los gasoductos de 24 pulgadas tanto en los valores de consultoras, los testigos de corrosión y el tablero de control, esto puede estar promovido por la antigüedad de la cañería, tipo y estado del revestimiento. En el caso de las velocidades de corrosión medidas en testigos de corrosión en los gasoductos de 30" pueden no ser representativas ya que se debe tener en cuenta que al están revestidos con cinta plástica capaz de apantallar la protección catódica.

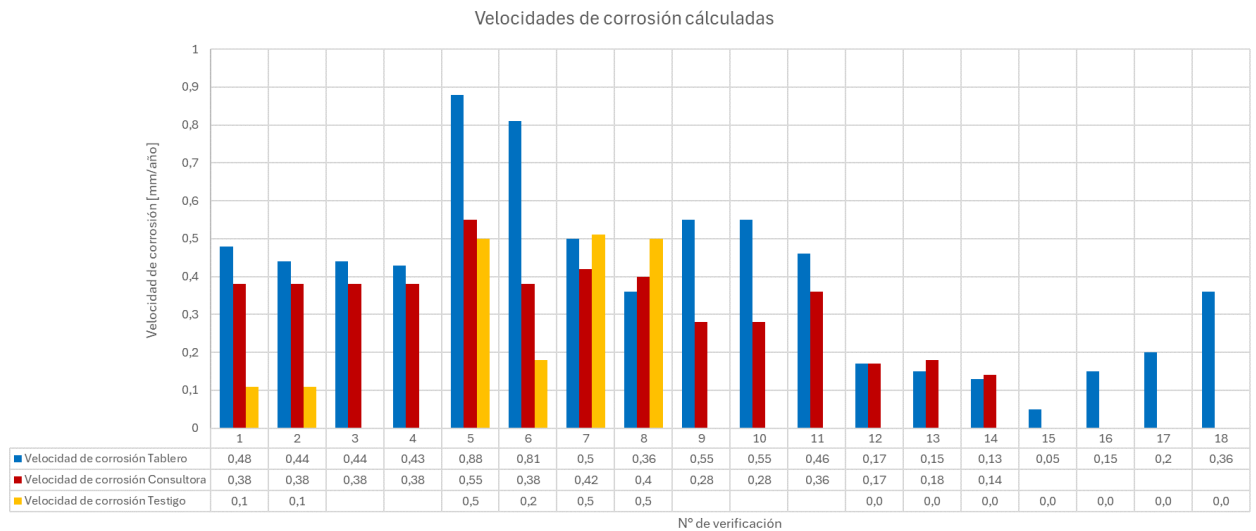


Figura 8. Velocidades de corrosión dentro del estudio- Muestras 1 a 11 correspondientes a 24''- Muestras 12 a 18 correspondientes a 30''.

En la Figura 9 se presentan los resultados de las verificaciones realizadas, se tuvo en cuenta el error de las mediciones de campo y la tolerancia de las herramientas de inspección para definir la franja de error aceptable. Se observa que el 67% de las verificaciones realizadas se encuentran dentro del rango de aceptabilidad definido por TGN para este modelo.

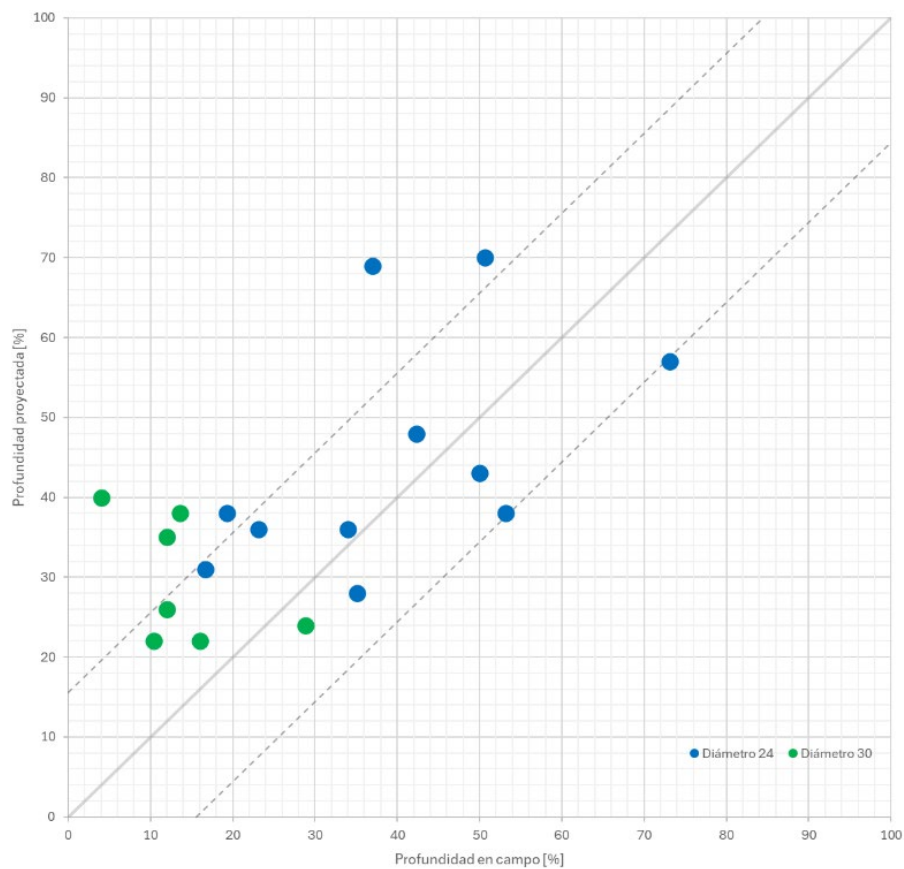


Figura 9. Comparación de profundidades medidas en campo con profundidades proyectadas.

Con el fin de validar los resultados y generar confianza, se contrastaron en la Figura 10 los desvíos de las predicciones de la profundidad utilizando las velocidades de corrosión estimadas por TGN, las medidas de los testigos de corrosión y las calculadas por consultoras internacionales en el caso que estén disponibles. Se puede observar que existen casos (verificaciones 5, 12 y 14) que superan la media y ningún modelo presenta un buen desempeño, para estos casos se debe realizar un análisis de mayor profundidad mediante la incorporación de variables buscando reducir las diferencias. El modelo del tablero presentó mejor performance a comparación de las mediciones de los testigos de corrosión que presentaron peores resultados en casos de gasoductos con cinta plástica. Las predicciones que utilizaron las velocidades de corrosión estimadas por consultoras fueron un punto intermedio. Se debe resaltar que tanto la consultora y el tablero de TGN utilizan las mismas fuentes de información a diferencia del testigo de corrosión.

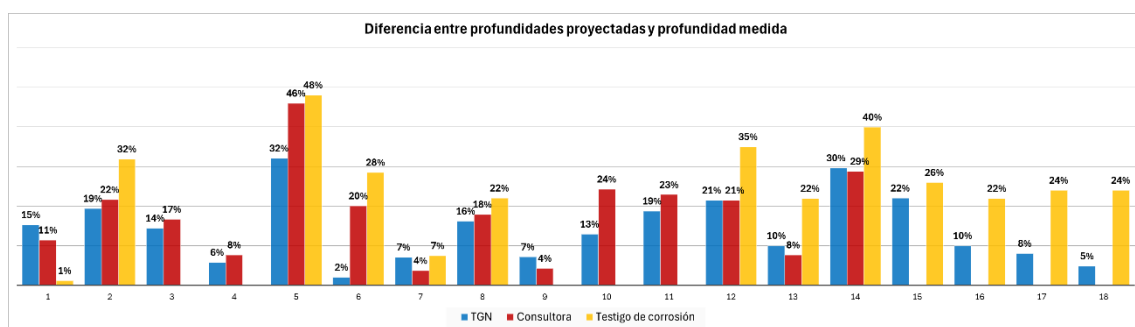


Figura 10. Diferencia entre profundidades proyectadas con la profundidad medida. Muestras 1 a 11 correspondientes a 24"- Muestras 12 a 18 correspondientes a 30".

Aplicación del modelo para mantas

Durante las obras de verificación de defectos se detectaron zonas con corrosión avanzada bajo mantas se determinó la utilización del tablero de corrosión bajo mantas, para realizar un análisis con mayor precisión y de esta manera se definieron locaciones en las cuales se observa un aumento acelerado en la cantidad de defectos, velocidades de corrosión cercanas a las soldaduras circunferenciales y un entorno agresivo.

A continuación, se presentan fotografías obtenidas durante la evaluación de la corrosión bajo mantas. En todas las verificaciones realizadas se detectó pérdida de adhesión de las mantas y velocidades de corrosión acordes a las estimadas mediante el uso del tablero. Se puede destacar que en este caso es importante contar con información del tipo de suelo para priorizar dentro de las más de 20.000 mantas analizadas en el sistema de TGN.



Figura 11. Resultados de verificaciones de mantas.

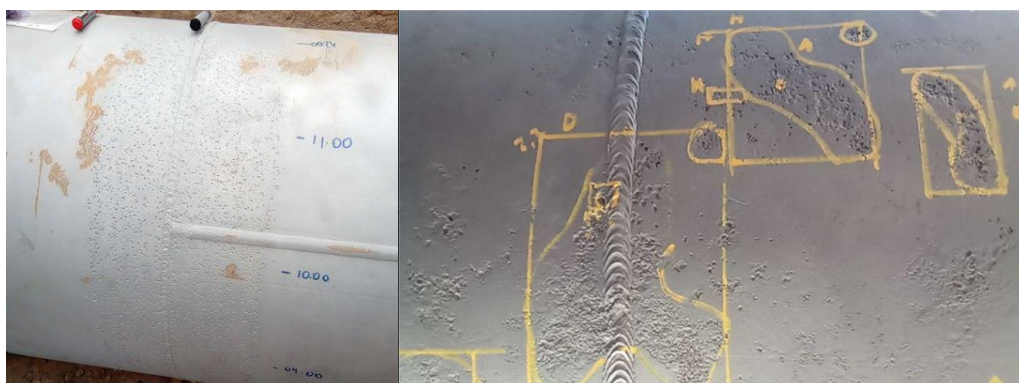


Figura 12. Resultados de verificaciones de mantas.



Figura 13. Resultados de verificaciones de mantas.

Mediante resultados de campo se pudo comprobar la eficacia del tablero y de esta manera fue incorporado dentro de las herramientas para el armado del plan anual de pozos de verificación.

Conclusiones

En conclusión, un enfoque proactivo en la gestión de gasoductos ofrece múltiples beneficios y ventajas. Entre ellos, se destaca una mayor seguridad gracias a la reducción del riesgo de fallas y fugas. Este enfoque también permite una optimización de recursos al planificar de manera más eficiente las tareas de mantenimiento y reparación, lo que resulta en una mayor confiabilidad del sistema y una reducción de interrupciones en el servicio. Además, este proceso a demanda ofrece ventajas como el ahorro de tiempo de análisis y la estandarización de los reportes o resultados.

La automatización del proceso y la posibilidad de acotar geográficamente zonas de interés permiten disminuir costos en reparaciones al detectar la corrosión en etapas tempranas.

En resumen, un enfoque proactivo no solo mejora la seguridad y la confiabilidad, sino que también optimiza los recursos y reduce los costos gestionando de manera eficiente la amenaza de la corrosión.

Si bien este desarrollo demostró ser una herramienta potente para la gestión de la corrosión no se debe dejar de lado que la información a utilizar debe ser estandarizada, confiable y trazable. A su vez una etapa clave para estas herramientas en la retroalimentación con resultados de campo, de esta manera se reduce el error y se mejoran los cálculos asociados.

En ambos casos de aplicación presentados se pudo observar un buen desempeño de los modelos utilizados, de igual manera al ser un proceso que se retroalimenta de resultados de campo y nuevos datos de inspección se plantea un esquema de mejora continua del mismo. Con miras al futuro se contempla la incorporación de otras fuentes de información para la toma de decisiones, por ejemplo, información de potenciales.

Bibliografía

ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipelines

API 1163. In-line Inspection Systems Qualification Standard

NACE SP 502. Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology

POF 110. Specifications and requirements for Universal POF Template (UPT) data format

DNV RP F101. Corroded pipelines

Breve CV

Alan Cornejo

Ingeniero Mecánico, graduado de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBA), con más de 9 años de experiencia en la industria del petróleo y gas. Desde 2015, me he dedicado a tareas relacionadas con la gestión de inspecciones internas, la definición de verificaciones en campo, el análisis de aptitud para el servicio y la implementación de medidas de mitigación.

Martin Melucci

Ingeniero en Materiales, graduado en la Universidad Nacional de Mar del Plata. Se desempeñó como Consultor de Integridad en GIE desde el 2021 hasta el 2023. Desde ese año a la actualidad se desempeña como Analista de Integridad en el Departamento de Integridad de TGN.

Emmanuel Benitez

Ingeniero Electromecánico, graduado en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRP). Ingreso a TGN en 2018 como Mecánico de Gasoductos. Desde 2022 a la actualidad se desempeña como Analista de Integridad en el Departamento de Integridad de TGN.