

Gestión de fisuras y Mejora en la Performance EMAT (Un enfoque integral mediante ILI, pull test y técnicas de campo)

Alan Cornejo, Adrian Destefano. Transportadora de gas del norte (TGN)

Alan.cornejo@tgn.com.ar, adrian.destefano@tgn.com.ar

Sinopsis

La gestión de SCC (agrietamiento bajo tensión) es un proceso complejo donde es necesario tener un buen conocimiento de todas las variables involucradas y como interactúan entre sí.

Su impacto en la integridad estructural de los gasoductos es significativo, ya que, si no se trata adecuadamente, puede llevar a fallas catastróficas.

La morfología compleja del SCC dificulta su detección y dimensionamiento. Además, su interacción con el entorno lo convierte en una de las amenazas más críticas para los gasoductos. Existen combinaciones específicas de temperaturas, tipos de suelo y condiciones ambientales que favorecen la aparición del SCC. Por lo general, se observa cerca de las plantas compresoras, pero también puede manifestarse en áreas alejadas de estas zonas.

Dentro de la gestión de integridad de fisuras en tuberías vintage, existen diversas técnicas para su análisis, seguimiento y mitigación. Entre las más convencionales para la verificación en campo se encuentran la evaluación por partículas magnetizables y ultrasonido angular phased array.

A su vez se realizó un trabajo en conjunto con el proveedor de inspecciones internas para generar una mejora en la capacidad de detección y dimensionamiento de las fisuras mediante el uso de la herramienta EMAT.

El objetivo de este trabajo es presentar:

1. El esquema integral para el manejo de fisuras en tuberías de gas antiguas.
2. El trabajo de mejora de performance de la herramienta EMAT (Transductor Electromagnético Acústico) que se realizó junto con el proveedor.
3. También la incorporación técnica de campo no convencionales y el proceso de certificación para el personal de campo.

Introducción

El SCC (Stress Corrosion Cracking) tiene un gran impacto en la integridad estructural de las cañerías. Además, su complejidad en la estimación de dimensiones lo convierte en un problema difícil de abordar. Para que se produzca esta amenaza, deben cumplirse una serie de condiciones, entre las que se incluyen la temperatura, el tipo de suelo y el medio circundante. Estas condiciones favorables para el SCC suelen encontrarse en zonas cercanas a las plantas compresoras.

En 2018, debido a un evento que afectó un tramo de gasoducto de TGN, se detectaron colonias de fisuras fuera de las áreas donde comúnmente ocurre este fenómeno. Esto llevó al desarrollo de un plan de integridad para comprender y tratar mejor esta amenaza.

En el manejo de la integridad de fisuras en cañerías antiguas, existen diversas técnicas para el análisis, monitoreo y mitigación de las mismas. El objetivo de este trabajo es presentar un esquema integral para la gestión de fisuras en cañerías antiguas y demostrar las ventajas obtenidas al integrar diversas técnicas para su manejo.

Desarrollo

Proceso de gestión de integridad

Durante 2018 luego de un evento en servicio provocado por corrosión bajo tensión (SCC) a 148 km de una planta compresora, desde TGN se propuso la implementación de un proceso de análisis integral para el manejo de fisuras de un tramo de gasoducto con aproximadamente 150 kilómetros de extensión. Hasta la fecha no se registraban eventos similares en el tramo y no se tenía registro de la presencia de fisuras ni de colonias en las cañerías verificadas.

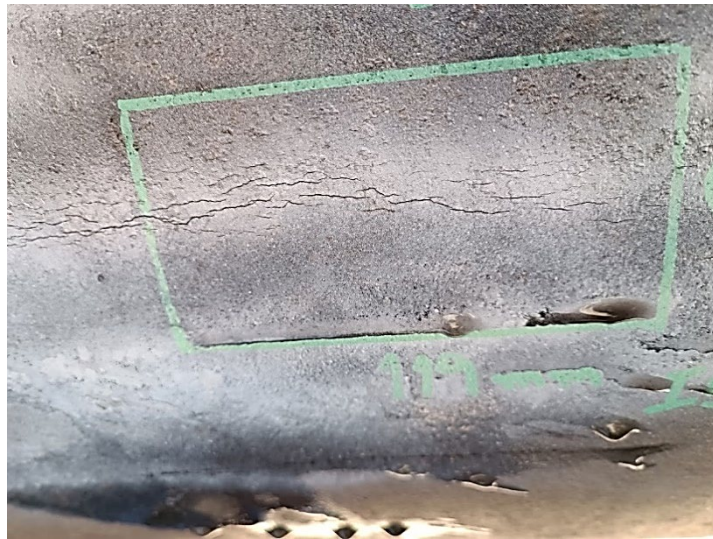


Figura 1- Colonia de fisuras presentes en el segmento

Este plan de trabajos constó de diferentes etapas y la participación de especialistas de distintas especialidades. Esto fue realizado utilizando conjunto de técnicas y análisis que se ve en la Figura 2- Diagrama de proceso para evaluación de SCC

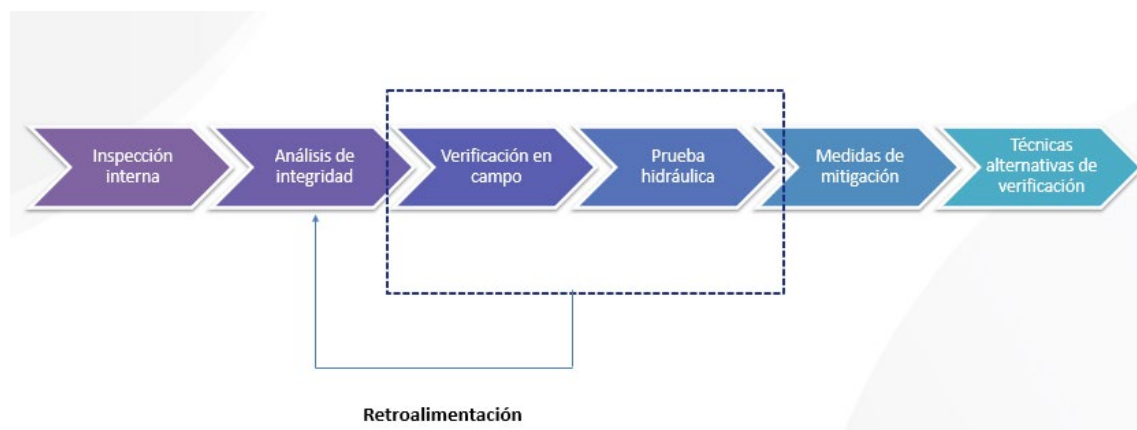


Figura 2- Diagrama de proceso para evaluación de SCC

- Inspección de la línea mediante herramienta de inspección interna para la detección de fisuras (EMAT)

- Prueba hidráulica tipo spike en la totalidad de la extensión del Tramo.
- Análisis de integridad de indicaciones reportadas en campo. (ECA).

Zonas discriminadas

- Verificación en campo mediante técnicas de ensayos no destructivos convencionales.
- Aplicación de medida de mitigación en segmentos definidos como prioritarios.
- Implementación de técnicas alternativas para evaluación en campo de 15 km de cañería.

Inspección Interna

Después del evento descrito previamente, fue necesario reanalizar este tramo, que originalmente se consideraba de baja susceptibilidad a la ocurrencia de SCC. Los especialistas concluyeron que la mejor opción era Re priorizar el plan de inspecciones internas para detectar fisuras y adelantar un año la corrida que originalmente estaba planificada para 2019.

En este contexto, se optó por utilizar una herramienta de tecnología EMAT (Electromagnetic Acoustic Transducer) para la detección de anomalías lineales orientadas axialmente. Esta herramienta nos permite identificar fisuras y colonias que superan el umbral establecido, así como evaluar el estado del revestimiento de cada ducto.

El pasaje de esta herramienta permite detectar aquellas fisuras y colonias cuya profundidad supera 1mm y cuyo largo es mayor a 40mm para indicaciones en metal base.

Cabe mencionar que otras tecnologías, como las herramientas de ultrasonido, se descartaron debido a la extensión de la línea y la complejidad operativa asociada con la inspección.

Proceso de verificación en campo

Una vez recibido el reporte de la inspección se detectaron cerca de 100 anomalías las cuales fueron analizadas por un estudio de aptitud para el servicio, según API 579 parte 9 Nivel 2 (Figura 3- Cálculo de aptitud para el servicio), y de esta forma se realizó una primera priorización considerando las dimensiones reportadas como así también las tolerancias de la herramienta para su verificación en campo.

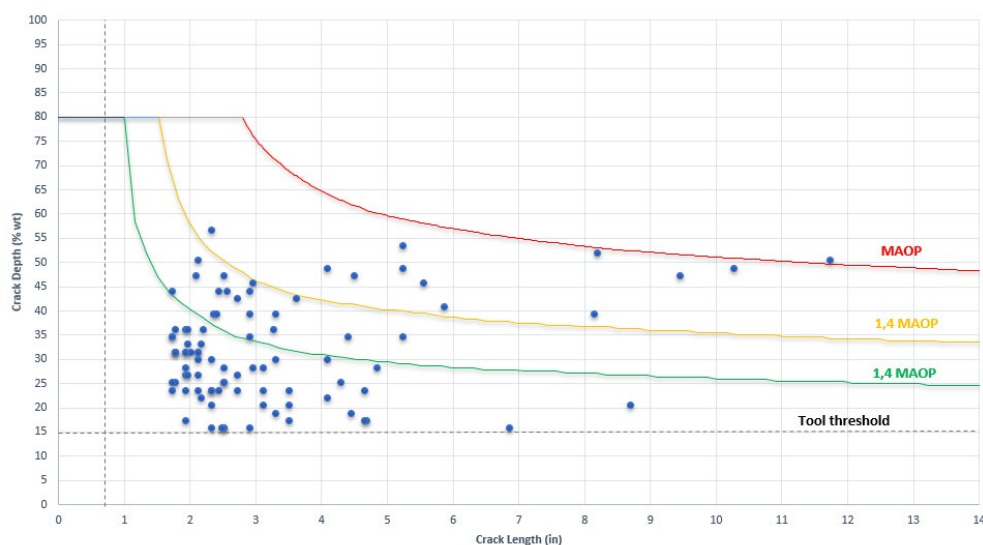


Figura 3- Cálculo de aptitud para el servicio

El proceso definido para estas tareas resulto en el relevamiento in situ de las condiciones del entorno (pH, resistividad, potencial de la cañería, tipo de revestimiento y estado del mismo, condición de napa freática, presencia de interferencias eléctricas, etc.), realización de partículas magnetizables en el 100% de la superficie de la cañería, medición con ultrasonido normal y dimensionamiento de indicaciones con ultrasonido angular phased array. Estas técnicas son de amplio uso en este tipo de verificaciones, pero presentan limitaciones al momento de discriminar colonias de fisuras densas y son muy dependientes del operador.

En vistas de estas limitaciones desde TGN se propuso un proceso de certificación de conocimientos y validación del proceso de evaluación. Este proceso constó en someter a todo el personal abocado a tareas de evaluación a un primer examen teórico que valida conocimientos con respecto a la ejecución de las distintas técnicas, limitaciones, capacidades y procedimientos específicos; en caso de que los resultados fueran satisfactorios se los sometió a la verificación de anomalías reales provenientes de reparaciones realizadas sobre tramos del sistema y sobre una probeta realizada bajo norma API 5L (Figura 3 - Probetas para proceso de certificación).



Figura 4 - Probetas para proceso de certificación

Una vez finalizadas todas las evaluaciones se compararon los resultados de las verificaciones contra las dimensiones de la probeta patrón y se estableció un factor de corrección para cada uno de los operadores y equipos utilizados.

Finalmente se realizó una apertura criogénica (Figura 5- Aperturas criogénicas) de las indicaciones más relevantes con el objetivo de tener valores de comparación con las mediciones de escritorio.

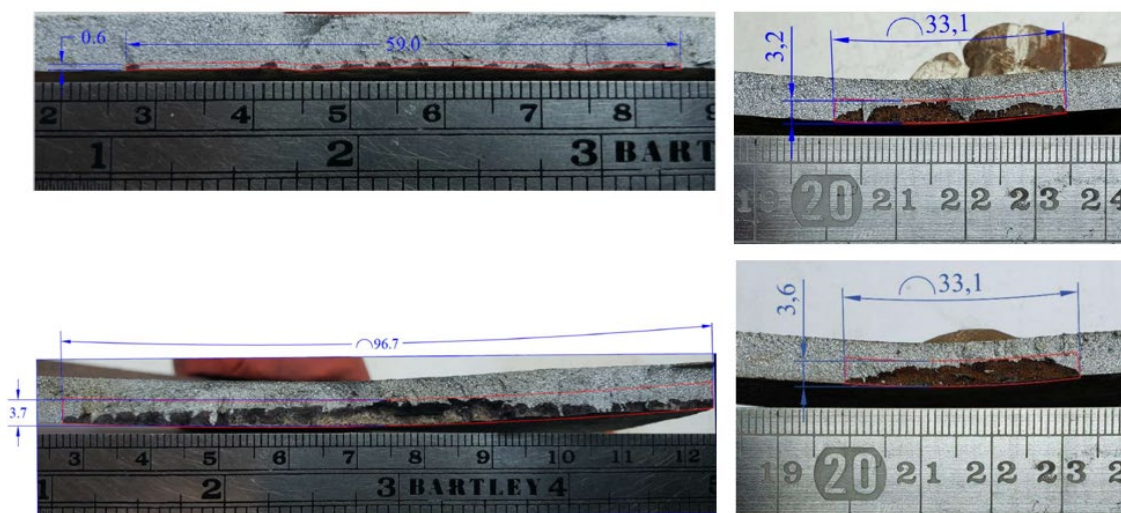


Figura 5- Aperturas criogénicas

Este proceso fue de vital importancia ya que nos permitió tener una categorización de los instrumentos utilizados en el campo, un ranking del personal de evaluación y definir las limitaciones precisamente de cada una de las técnicas y equipos utilizados.

Prueba hidráulica

Esta línea, construida en 1960, fue probada hidrostáticamente antes de su puesta en servicio a 1,1 veces la MAPO.

Debido a la gran cantidad de indicaciones presentes en este tramo y al tipo de grietas detectadas en pozos de verificación, se definió probar hidráulicamente la cañería en la totalidad de su extensión y de esa forma garantizar el factor de seguridad de todo el tramo de gasoducto.

Debido a la complejidad y extensión del tramo se definió la división en 6 secciones de prueba entre válvulas con unas extensiones de entre 20 y 30 km cada una.

Con el objetivo de tratar el fenómeno de fisuras asistidas por el entorno el tipo de prueba elegida fue spyke test, la cual consistió en someter a la cañería a niveles de tensión de entre el 100% y el 110% de la TFME (Tensión de fluencia mínima especificada) por un corto lapso de tiempo y de esta forma tratar aquellas fisuras que puedan representar una amenaza para la integridad del Tramo.

Previo a realizar las pruebas se verificaron locaciones que según cálculos de aptitud para el servicio no soportarían los niveles de presión objetivo.

A pesar de estas verificaciones previas se encontraron indicaciones que fallaron por debajo de la presión de prueba, este evento ocasionó que se profundicen aún más los procesos de evaluación y gestión de fisuras mediante la ejecución de análisis de falla para tener un mejor entendimiento de las morfología y posible origen de las anomalías.

En la Figura 6- Análisis de falla de indicaciones en PH podemos ver los resultados de estos análisis de fallos, la mayoría de las roturas que se producen durante la prueba estaban relacionados con SCC.

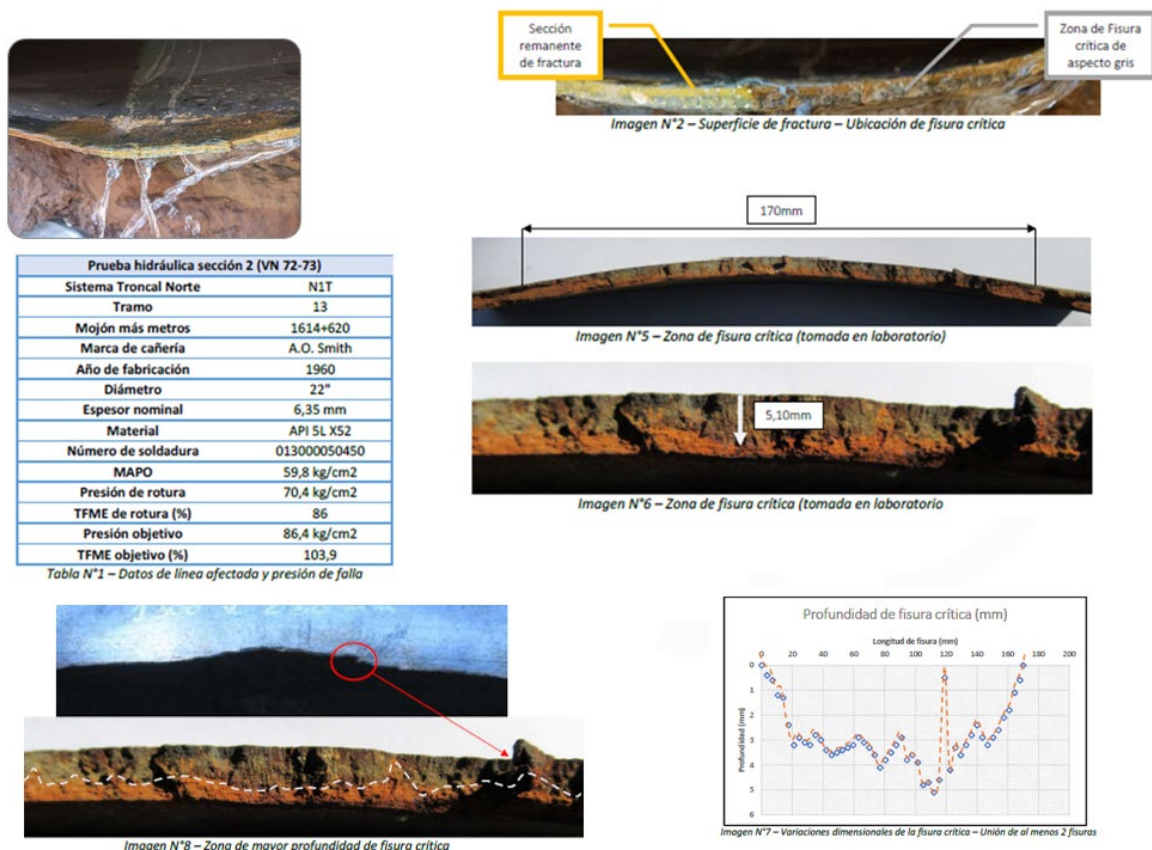


Figura 6- Análisis de falla de indicaciones en PH

Los análisis de falla realizados para cada una de las indicaciones encontradas permitieron reducir la incertidumbre en los valores utilizados para los cálculos de aptitud para el servicio. Además, proporcionaron un punto de partida para llevar a cabo acciones adicionales en las etapas restantes del proceso de gestión de fisuras.

La gran cantidad de fallas detectadas durante la prueba hidráulica llevó a realizar un análisis minucioso de los resultados de la herramienta de inspección interna. En colaboración con el proveedor ILI, se llevó a cabo un proceso de PULL TEST con el objetivo de comprender las limitaciones y condiciones de aplicabilidad de la herramienta para verificar el tipo de defectos.

Para ello, se utilizaron muestras de cañería con anomalías asociadas al tramo analizado, así como anomalías maquinadas artificialmente. Después de varios pasajes de la herramienta, se logró comprender en profundidad sus limitaciones y capacidades.

Es relevante destacar que este proceso contribuyó a obtener mejores resultados y garantizar la detección de indicaciones adicionales.

Análisis integral

Al realizar las verificaciones de campo se tuvo un mejor entendimiento de las anomalías presentes sobre el ducto y se pudo realizar un cálculo de aptitud para el servicio teniendo en cuenta los valores medidos de todos los defectos reportados por la herramienta ILI, valores de fractomecánica obtenidos de análisis de falla y aquellos defectos verificados en campo que no habían sido reportados. Esto permitió obtener una primera aproximación del estado general de la línea.

Luego se planteó la integración de información mediante un esquema integral el cual contempla capas de información de diversas especialidades, entre las más destacadas se encuentran:

1. Tipo de suelo.
2. Marca de cañería
3. Resistividad de suelo.
4. Mediciones de pH.
5. Tipo de revestimiento.
6. Niveles de protección catódica.
7. Densidad de indicaciones reportadas
8. Ocurrencia de eventos

De este cruce de información permitió tener un esquema general del tramo logrando priorizar aquellas zonas que según la interacción de parámetros resultaran críticas. El objetivo de esta etapa era lograr identificar aquellas zonas con una criticidad mayor y aplicarle una medida de mitigación definitiva.

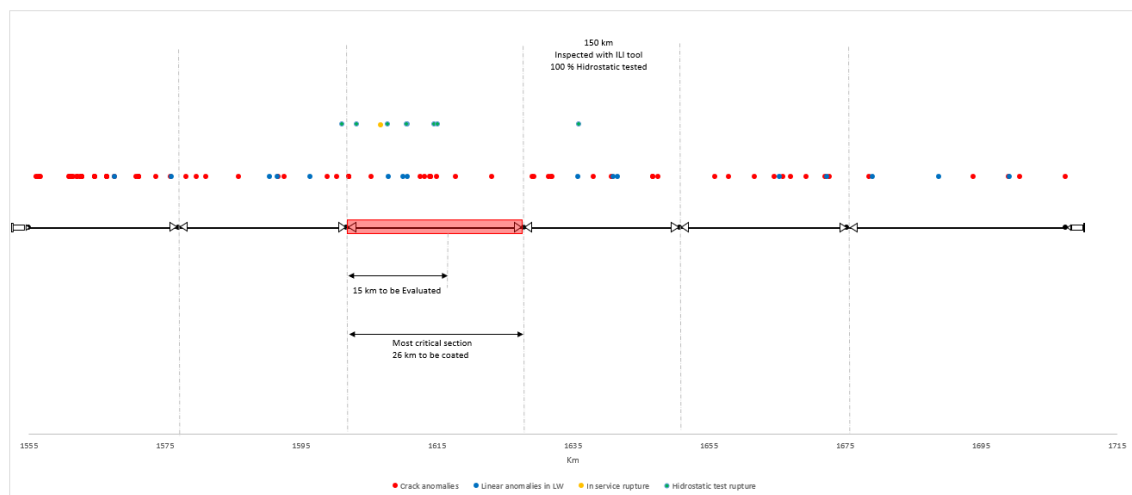


Figura 7 - Correlación de resultados

Como medida de mitigación definitiva y con el fin de aislar las anomalías del medio se definió la realización de una obra de recoating en el segmento entre válvulas que resulto más crítico luego de las etapas anteriormente descritas.

Debido a la cantidad de indicaciones detectadas en las fallas ocurridas durante la prueba hidráulica de esta sección entre válvulas se planteó profundizar el manejo de fisuras y realizar un relevamiento en profundidad en la zona más crítica de este segmento.

Por otro lado, con la finalidad de validar los cálculos de aptitud para el servicio y reducir el conservadurismo de estos se planteó la realización de una prueba hidráulica de rotura para cañerías con fisuras (Figura 8- Ensayos a rotura de cañería con indicaciones).

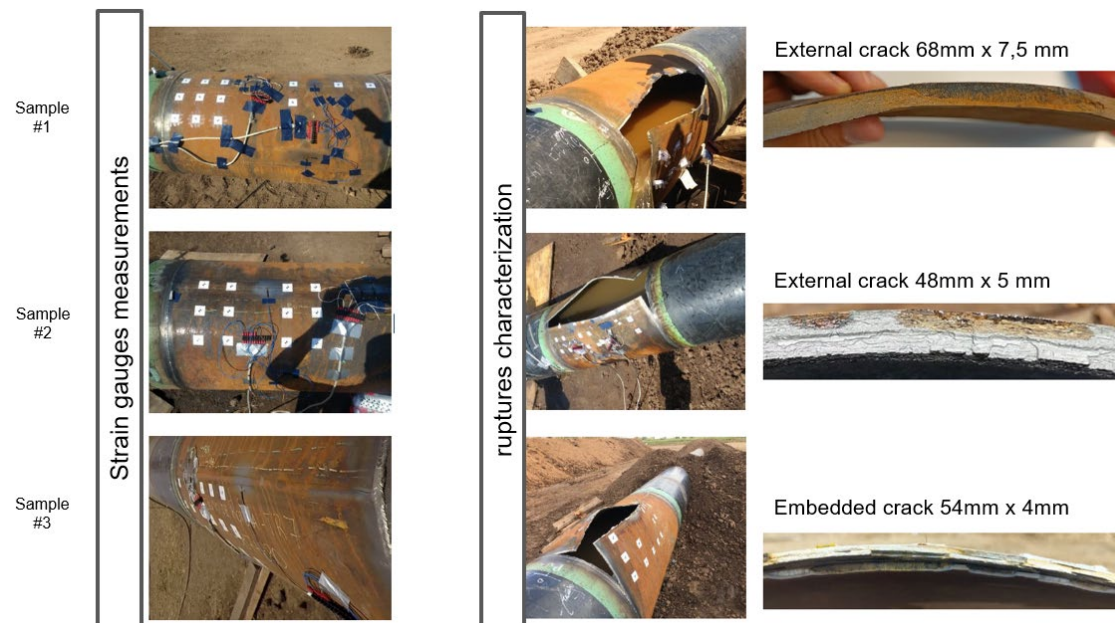


Figura 8- Ensayos a rotura de cañería con indicaciones

Este proceso permitió validar los modelos de aptitud para el servicio utilizados y poder detectar cual era la predominancia de cada una de las variables involucradas en los cálculos; de este análisis las variables más predominantes fueron:

- Fractoténacidad
- Recategorización de fisuras
- Desvíos geométricos en caso de defectos en soldadura.

Implementación de técnicas alternativas de evaluación

Las técnicas convencionales para evaluación de fisuras si bien demostraron ser precisas y su ejecución en campo esta ampliamente implementada no permitían acompañar la ventana de tiempo establecida para la ejecución de la obra de recoating ni la extensión a verificar (15 km). Por esta razón se buscaron técnicas de ensayos no destructivos que permitieron un importante grado de avance. La técnica elegida para estas tareas fue la verificación mediante equipos basados en corrientes de Eddy.

Este método se basa en la penetración de un campo de corrientes de Eddy en el material y la detección de aquellas indicaciones que generen una perturbación del flujo de corrientes.

Este proceso fue realizado en 2 etapas, en una primera instancia se realiza la detección de todas las indicaciones presentes en la cañería. Una vez detectadas y ubicadas sobre la cañería las indicaciones se pasan a la segunda etapa de dimensionamiento.

Screening inicial.

Para la ejecución de esta técnica se deben dividir la cañería en segmentos de igual sección y que presenten un grado de solape para garantizar la no pérdida de datos como puede observarse en la Figura 9 -Screening de anomalías

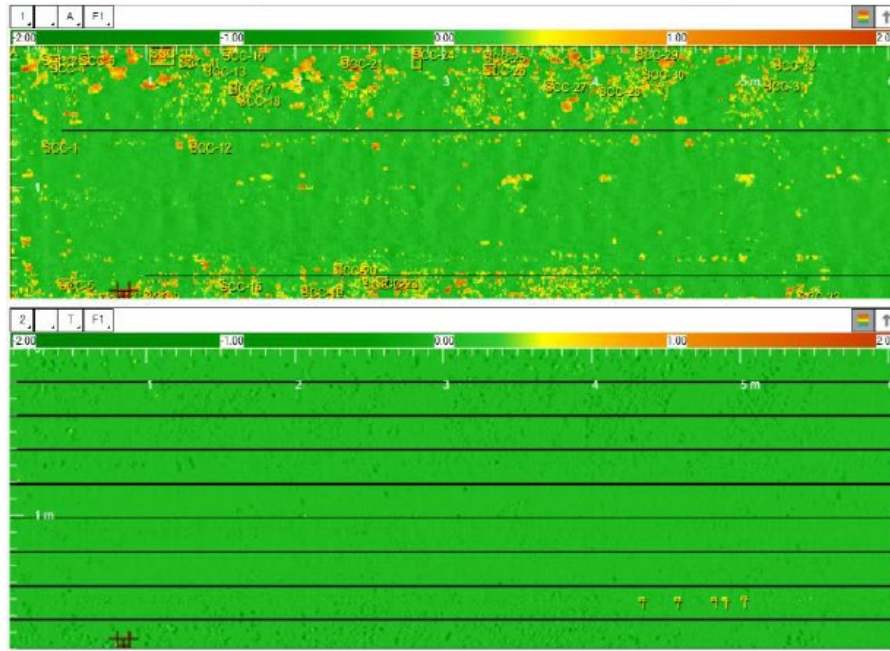


Figura 9 -Screening de anomalías

Esta técnica permite una evaluación veloz obteniendo un grado de avance promedio de 100 metros de cañería diarios por frente de trabajo, logrando así evaluar los 15 kilómetros planificados en un total de 141 días con la participación de 2 frentes de trabajo.

Este screening es una mejora en cuanto a la realización de partículas magnetizables ya que mejora los tiempos de ejecución pasando de aproximadamente 650 días a 141; y se cuenta con un registro digital el cual puede ser reanalizado e interpretado con posterioridad.

Una vez detectadas y clasificadas todas las indicaciones se procede a comparar su largo con las dimensiones de los defectos críticos para el material en estudio y los valores de presión a los cuales fue sometida la cañería en la prueba hidráulica realizada y se definen aquellas que ameritan su verificación en campo. Este proceso es simple y se focaliza en las zonas que surgen del análisis previamente indicado. Como resultado de este método se puede una evaluación precisa.

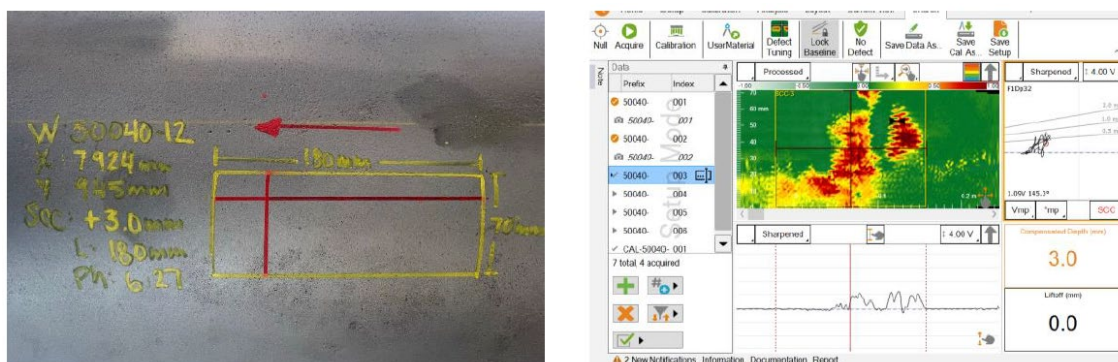
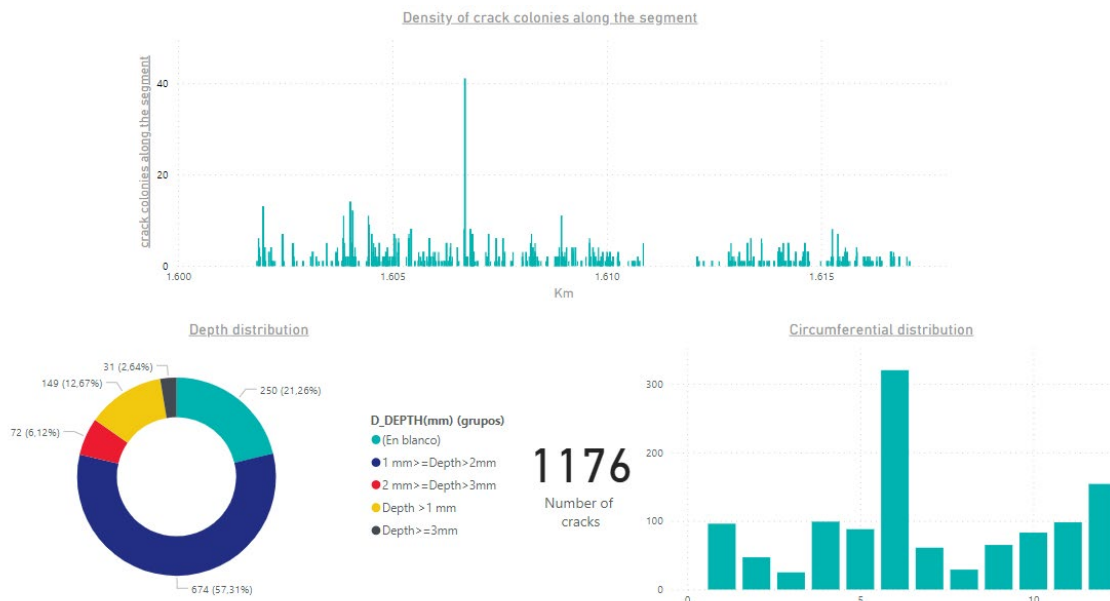


Figura 10- medición de indicaciones

Esta metodología de evaluación demostró buenos resultados al lograr detectarse un total de 1176 indicaciones en campo, de las cuales 250 están por debajo del umbral de detección de herramientas de inspección interna. Por otro lado, se pudo comprobar que la gran mayoría de las indicaciones se encontraban en la parte baja de la cañería, como era de esperarse con este tipo de amenaza.

Finalmente, esta evaluación permitió discriminar dentro de los 15 kilómetros evaluados zonas que presentaron una gran concentración de anomalías, esta información retroalimenta el esquema de gestión de integridad permitiendo tener un resultado mucho más preciso al momento de atacar este tipo de amenaza.



Conclusiones

De lo planteado en este trabajo, se pudo ver que el SCC puede existir en áreas que son no clasificadas como altamente susceptible, lo que indica que no existe una receta mágica para limitar su aparición. Por este motivo se debe realizar un estudio exhaustivo que analice todas las variables y detectar patrones que nos lleven a gestionar y comprender esta amenaza de la mejor manera posible.

Es una buena práctica no quedarse con una única técnica para analizar las variables y siempre que sea posible utilizar una combinación de técnicas ya que genera resultados mucho mejores que realizarlas de forma independientemente.

Entre las ventajas de utilizar técnicas combinadas se pueden nombrar:

- Mayor capacidad de detección.
- Mejor dimensionamiento.
- Reducción de los niveles de incertidumbre.
- Reducción de tiempos de ejecución en campo.

Por otro lado, un proceso de mejora continua en tareas de campo y personal junto con la certificación muestra muy buenos resultados ya que genera un aumento en la calidad del trabajo realizado y reduce los niveles de incertidumbre en las tareas de campo.

Para realizar esta tarea debemos tener en cuenta que cada técnica tiene un objetivo particular, limitaciones y ventajas y conviene entender la amenaza a la que nos enfrentamos para definir el punto de partida que debemos adoptar.

Bibliografía

API 579-1/ASME FFS-1

API 1176 Recommended Practice for Assessment and Management of Cracking in Pipelines

Breve Cv

Título y lugar de estudio: Trayectoria: Cargo actual en la empresa: El CV deberá tener 85 palabras como máximo

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.

Adrián Destefano

Ingeniero Mecánico con 20 años de experiencia en la industria del petróleo y gas. Después de trabajar en ingeniería y diseño, me especialicé en integridad de tuberías para sistemas de transmisión de gas natural. Durante mi primera etapa en integridad, me enfoqué en análisis de tensiones, gestión de integridad en instalaciones superficiales, análisis de aptitud para el servicio según API 579, diseño, cálculo y supervisión de pruebas hidrostáticas, así como análisis de presión y aumentos controlados de presión. Posteriormente, asumí el cargo de Jefe del Departamento de Integridad, encargado de políticas y programas para controlar todas las amenazas en nuestros 11,000 km de gasoductos de alta presión.