



Experiencia con herramienta
ILI de tecnología EMAT.

Pruebas hidráulicas en gestión de SCC en gasoductos de transporte

Por **Pedro M. Hryciuk**, **Eduardo Carzoglio**, **José A. Minellono**
y **Leonardo Martinetto** (TGN S.A.);
Pedro M. Guillen (Macaw Engineering)
y **Joerg Grillenberger** (Rosen Group).

En este documento se describen las actividades y las etapas que se han completado en el marco del Programa de Gestión de la Integridad del SCC (Stress Corrosion Cracking) en el sistema de transporte de gas natural de la empresa Transportadora de Gas del Norte (TGN), que comenzó en 2000 y continúa en la actualidad. Este documento se focaliza en el Tramo 4 del Gasoducto Norte Troncal, que sufrió una rotura en servicio en 2002, debido a SCC de pH alto.

La empresa transporte de gas natural TGN S.A. opera un sistema de gasoductos con más de 9.000 km de longitud, que transporta gas natural a través de la Argentina con entregas hacia Chile, Brasil y Uruguay (Figura 1). Este sistema viaja atravesando diferentes ambientes, como desiertos, selvas tropicales, cordilleras y pampa cruzando, además, una gran variedad de ríos.

El gasoducto más antiguo es el Norte Troncal con una longitud de 1750 km, el cual comienza en Campo Durán (Salta) y finaliza en General Pacheco, en las afueras de la ciudad de Buenos Aires. Esta tubería de 24" fue construida en 1960 con un material de grado API 5L X52 y un revestimiento externo de esmalte asfáltico aplicado en zanja. La MAPO (Presión Máxima Admisible de Operación) varía a lo largo del sistema de 75,5 kg/cm² a 59,8 kg/cm², según el espesor de los diferentes tramos de cañería que componen el gasoducto.

Antecedentes del Programa de Gestión de la Integridad del SCC

En 2000, TGN desarrolló un Programa de Gestión de la Integridad del SCC basado principalmente en las prácticas recomendadas por la Canadian Energy Pipeline Association (CEPA)¹, en conjunto con expertos

de TransCanada, adaptándolas a las necesidades específicas de TGN. El objetivo del programa fue proporcionar un marco detallado que respalde la toma de decisiones y asigne prioridades al momento de ejecutar las actividades de prevención y mitigación del SCC. Los diferentes tramos del sistema se clasificaron en términos de su susceptibilidad al SCC, el cual se basó en un indicador de la probabilidad de encontrarlo.

En la primera etapa, el modelo de susceptibilidad se centró en los segmentos de cañería que cumplían las siguientes condiciones:

- Antigüedad mayor a 10 años.
- Niveles de tensión superiores al 60% de la TFME.
- Temperaturas de operación superiores a 37 °C.
- Distancia a la planta compresora menor a 32 km.
- Revestimiento de cintas plásticas o esmalte asfáltico.

Sobre los tramos que cumplían las condiciones anteriores y a su vez se localizaban en áreas típicas de baja resistividad de suelo (baja elevación y cerca de drenajes naturales), se realizaron un total de 44 excavaciones de investigación de 50 m de longitud, utilizando partículas magnetizables para la detección de fisuras. En esta primera etapa, no se encontraron fisuras por SCC en ninguno de los sitios excavados.

El 17 de marzo de 2002 se produjo una rotura en servicio debido a SCC de pH alto en el Tramo 4 (Lumbreras - Infiernillo). El lugar de la rotura se ubicó 11 km aguas abajo de la Planta Compresora Lumbreras². Como resultado de este evento, se realizó una prueba hidráulica de 30,6 km de longitud aguas abajo de la planta compresora, a un nivel de presión correspondiente a una tensión entre el 100% y el 110% de la TFME. Durante la ejecución de las actividades previas a la prueba hidráulica (eliminación de medias cañas y anomalías de corrosión que no soportarían la presión de prueba) se detectaron varios sitios con colonias de SCC, sin que haya relación entre estas y las zonas con corrosión. Se tomaron muestras de suelo de cada estrato en diferentes lugares, tanto del suelo natural (cercano a la cañería), como del suelo en contacto con su parte baja. En general, las fisuras por SCC se encontraron en la parte inferior de la cañería.

A partir de esto, se realizó una comparación de los resultados de las muestras de suelo, las cuales fueron tomadas de los siguientes lugares:

- Sitios donde se encontraron fisuras.
- Sitios donde no se encontraron fisuras.
- Sitio donde se produjo la rotura en servicio.

En los casos en los que se encontraron colonias de SCC, incluyendo el sitio de la rotura, el pH medido en las muestras de suelo en contacto con la cañería fue superior a 9,6, mientras que el pH de las muestras tomadas en suelo natural no fue superior a 8,8. Se realizó el mismo análisis para el contenido de iones bicarbonato (HCO₃⁻) y de sodio más potasio (Na⁺ + K⁺), y se detectó una concentración alta de estos iones en el terreno natural circundante al gasoducto y una concentración aún mayor donde se encontraron colonias de SCC³.

Como resultado de lo observado, a partir del análisis químico del suelo, se modificó la metodología del programa. Las grandes excavaciones de investigación fueron reemplazadas por pequeñas excavaciones alrededor de la cañería, con el fin de obtener muestras de suelo natural y de suelo en contacto con la parte baja de la misma.

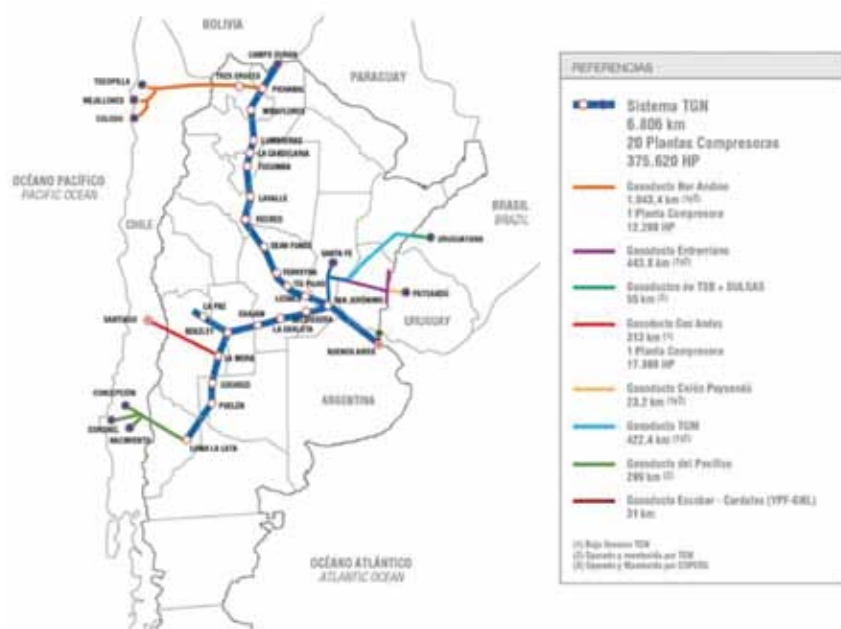


Figura 1. Esquema del sistema operado por TGN.

Entre 2002 y 2005 se tomaron muestras en 562 sitios diferentes, se analizaron 1828 muestras individuales de suelo, tomadas de 17 tramos de cañería situados aguas abajo de 12 Plantas compresoras. En todos los casos, las cañerías tenían más de 15 años en operación y contaban con un revestimiento de esmalte asfáltico. Asimismo, se realizaron pruebas hidráulicas a un nivel de presión correspondiente a una tensión de entre el 100% y el 110% de la TFME, en la descarga de 5 plantas compresoras⁴.

De estas actividades se concluyó lo siguiente:

- Los resultados de los análisis químicos realizados en las muestras de suelo tomadas en 48 puntos (es decir, 48 puntos de 562 sitios totales) indicaron que había una posible relación entre el pH medido del suelo y las concentraciones de las especies iónicas HCO_3^- , Na^+ y K^+ . Por lo tanto, el modelo desarrollado para evaluar la susceptibilidad de la cañería al SCC de pH alto, consideró la presencia de estas especies como las míni-

mas. A su vez, se observa un efecto mínimo de los iones Na^+ y K^+ en el pH del medioambiente. Sin embargo, es muy probable que ambas especies estén unidas como sustancias químicas que contienen HCO_3^- (es decir, bicarbonatos de potasio y sodio) capaces de regular el pH. En cuanto al resto de los lugares que no mostraron una relación clara, probablemente es una consecuencia de la distinta composición del suelo.

- El clima también influye en los lugares donde las estaciones húmedas y secas están bien marcadas.
- Durante las pruebas hidráulicas ocurrieron roturas por colonias de SCC en cinco sitios diferentes. En cuatro de ellos, se cumplió la condición mínima para el desarrollo del SCC mencionada.
- En la mayoría de los casos donde se encontraron fisuras por SCC o roturas, existía un rectificador de protección catódica a menos de 500 m, el cual había drenado una gran cantidad de corriente en los últimos 15 años.

- La gran cantidad de corriente de protección catódica inyectada condujo a una fuerte alcalinización en la superficie de la tubería creando las condiciones ambientales favorables para el desarrollo de SCC de pH alto.

En este punto, la metodología aplicada había mostrado mejoras respecto de la primera, al identificar colonias de SCC en la descarga de plantas compresoras sin registros previos de SCC. Además, las pruebas hidráulicas realizadas en áreas identificadas con una susceptibilidad muy baja al SCC confirmó la ausencia de fisuras críticas, ya que no se registraron roturas en esos lugares durante la prueba.

Acciones de mitigación permanentes

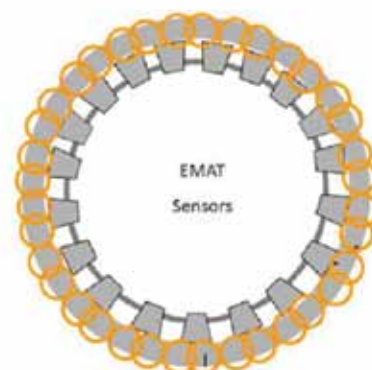
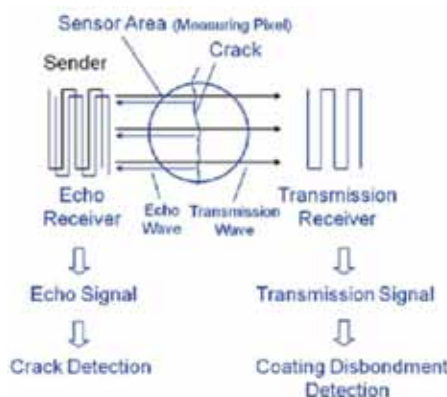
Las pruebas hidráulicas se consideran una medida de mitigación temporal contra el SCC¹. La cañería se somete a una presión muy alta

(equivalente a una tensión del 110% de la TFME) para provocar la rotura de cualquier fisura crítica existente. En condiciones de operación (un 72% TFME), estas fisuras pueden no ser críticas, pero podrían serlo en un futuro. Las pequeñas fisuras que sobrevivieron a la prueba hidráulica, si no se modifican las condiciones ambientales y operacionales existentes, seguirán creciendo hasta volverse críticas y ser capaces de causar una rotura en servicio. Para evitar que esto suceda, debe repetirse periódicamente la prueba hidráulica.

En muestras de metal extraídas de las cañerías que se probaron hidráulicamente, se realizó un ensayo adicional para determinar la tasa de crecimiento de las fisuras que sobrevivieron a la presión desarrollada durante la prueba. Las tasas resultantes variaron entre 0,29 y 0,5 mm/año. Al considerar estas tasas de crecimiento, se recomendó que las pruebas hidráulicas se repitieran después de 5-7 años.

Ante la perspectiva de que el gasoducto se someta a las pruebas mencionadas periódicamente, lo cual tendría un impacto importante en la capacidad de transporte del sistema, se decidió realizar obras de mitigación permanente reemplazando el revestimiento original degradado. El fenómeno del SCC es una tipo particular de corrosión, cuyo proceso de desarrollo se detiene cuando se evita el contacto entre la superficie del acero y el suelo. Por lo tanto, el crecimiento de las fisuras existentes se detiene. Al mismo tiempo, la cantidad de corriente necesaria para mantener la protección catódica de la tubería disminuye significativamente, y evita los efectos perjudiciales de una alcalinización excesiva en la superficie de la tubería. Cuando la tubería está sometida a una corriente de protección catódica alta, la alcalinización en la superficie de la cañería en contacto con el suelo, conduce a un entorno de pH alto, que favorece las condiciones para el desarrollo de SCC.

En consecuencia, se decidió recurrir los segmentos susceptibles con un revestimiento de epoxi líquido 100% sólido, sin uso de solvente y con un espesor mínimo de 500 μm . Se aplicó en una sola capa con equipos duales air-less, sobre una superficie arenada a un grado Sa 2½ (según ISO 8501-1⁵) con arena seleccionada.



Figuras 2 y 3. Principio de medición de alta resolución utilizado en las herramientas EMAT-C.

Desde 2003 hasta la fecha, el revestimiento de epoxi líquido se ha aplicado a más de 400 km de cañerías, a la descarga de varias plantas compresoras ubicadas a lo largo del Gasoducto Norte y sobre cañerías con alta densidad de corriente de protección catódica. Este programa de mitigación se limitó solamente al reemplazo del revestimiento de la cañería, sin realizar ensayos no destructivos en busca de fisuras por SCC. Por lo tanto, es posible que las fisuras en estado subcrítico que sobrevivieron a la prueba hidráulica pudieran permanecer en estos tramos de cañería reforzados, sin ningún efecto sobre la integridad del gasoducto.

Descripción tecnológica de las inspecciones ILI con tecnología EMAT-C

Con el desarrollo de nuevas tecnologías de inspección interna que detectan y dimensionan las fisuras por SCC, en 2014 se decidió agregar la tecnología EMAT-C al plan de inspecciones de TGN.

La tecnología EMAT-C genera ondas ultrasónicas en materiales eléctricamente conductores por medio de una combinación de bobinas eléctricas y un campo de polarización magnética y utiliza la misma combinación para la recepción de las señales acústicas. Las herramientas ILI, que logran detectar fisuras e indicar la falta de adherencia del revestimiento, emplean esta tecnología y generan las señales ultrasónicas para el proceso de inspección directamente en la pared de la cañería. Por lo tanto, estas herramientas funcionan

independientemente de cualquier medio de acoplamiento, ya sea en oleoductos como en gasoductos. En la actualidad, se han inspeccionado más de 12.000 km de cañerías con tecnología de alta resolución EMAT-C desde su introducción en 2006.

Para detectar las fisuras y la falta de adherencia del revestimiento, las herramientas ILI de tecnología EMAT-C registran datos de medición continua que permiten realizar una imagen de alta resolución de la pared de la cañería. Cada sensor escanea una pequeña área de la pared del caño (píxel de medición). Para cubrir toda la circunferencia, la herramienta está equipada con una gran cantidad de sensores que registran las señales ultrasónicas reflejadas, así como las transmitidas. Esta configuración se ilustra en las figuras 2 y 3.

Todas las reflexiones dentro de la pared de la cañería causan una señal de eco, que son recolectadas y almacenadas. Según sus características espaciales, temporales y espectrales cada señal se clasifica durante el proceso de evaluación de los datos. Para las fisuras detectadas se determina su longitud y su profundidad.

La evaluación del revestimiento se basa en las señales de transmisión medidas. En su recorrido a través del píxel de medición, las fuerzas de adhesión del revestimiento atenúan la señal de transmisión. La identificación del tipo de revestimiento y la evaluación de su adherencia se basan en este efecto (Figura 4). Dada la configuración del sensor de alta resolución, con estas herramientas se pueden detectar áreas con falta de adherencia del revestimiento de hasta un tamaño mínimo de 50 x 50 mm.

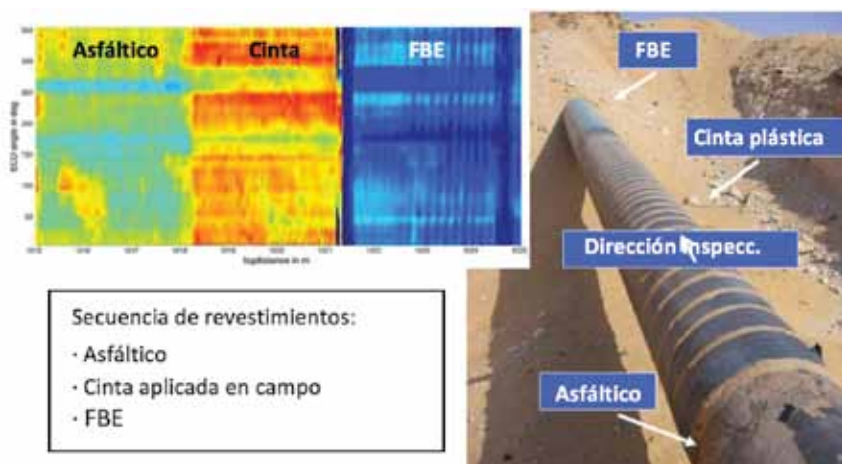


Figura 4. Diferentes tipos de revestimiento y sus patrones de señales de transmisión característicos en los datos EMAT-C.

Como resultado, la tecnología EMAT-C no solo puede detectar las características de las fisuras por SCC –con dimensiones por encima del umbral de detección de la herramienta–, sino que también es capaz de identificar el tipo de revestimiento de las cañerías donde se han detectado las mismas. Al combinar esta información, las fisuras por SCC que no tuvieron *recoating* pueden ser identificadas y, por lo tanto, clasificadas como más susceptibles al crecimiento dadas sus condiciones ambientales.

Resultados de la inspección ILI de 2014

En 2014 se realizó una inspección interna, con el uso de la tecnología EMAT-C en el Tramo 4, que sufrió la rotura en servicio mencionada. Específicamente, la sección que va desde Lumbreras hasta Infiernillo con un diámetro de 24" (609 mm) y un espesor de pared nominal de 7,9 mm. Los resultados de la inspección indicaron la existencia de nueve anomalías del tipo fisura (crack-like) en el tramo inspeccionado, cinco de ellas se informaron en el mismo caño (Figura 5) ubicado a 800 m aguas arriba del sitio de la rotura de 2002, en una sección que había tenido *recoating* y prueba hidráulica.

Como se mencionó, en los segmentos con *recoating* era posible que las fisuras por SCC subcríticas permanecieran en la cañería luego de la prueba hidráulica y, por lo tanto, se consideraban aptas para el servicio.

Las verificaciones en campo, con partículas magnetizables y ultrasonido manual, confirmaron la presencia de fisuras por SCC en cinco anomalías de tipo fisura reportadas por el ILI en el mismo caño. La Figura 5 muestra una vista general de las señales de inspección del caño que contiene las anomalías. La tabla 1 enumera las dimensiones de las anomalías según lo informado por el ILI y las subsiguientes verificaciones en campo. Se puede observar que las mediciones

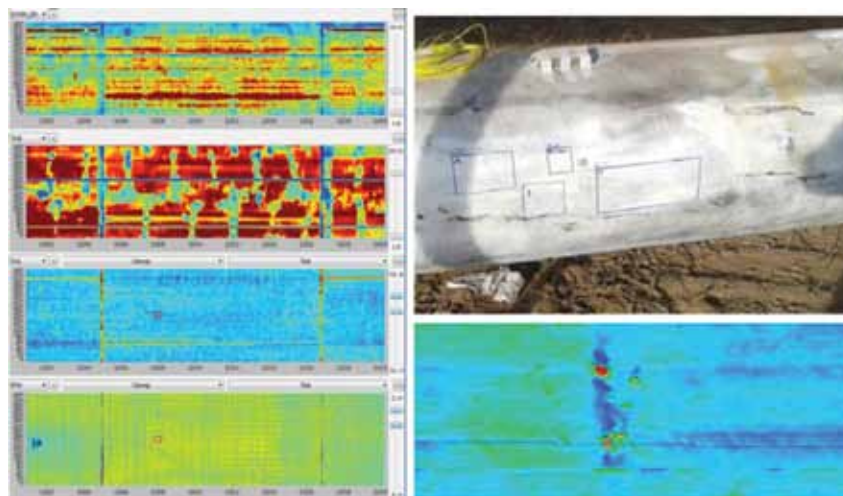


Figura 5. Anomalías informadas.

Anomalía Tipo Fisura	Inspección ILI EMAT 2014			Verificaciones en campo		
	Longitud [mm]	Ancho [mm]	Prof. [mm]	Longitud [mm]	Ancho [mm]	Prof. [mm]
A	130	96	2,4	85	34	4,6
B	92	96	1	253	106	3,7
C	53	64	1,6	83	45	3,9
D	254	128	2,1	248	122	4,2
E	33	32	2,4	33	105	3,5

Tabla 1. Anomalías informadas de tipo fisura y confirmadas como SCC por las verificaciones en campo.

en campo, verificaron que la profundidad había sido subestimada por la inspección EMAT-C. Es probable que esta diferencia esté relacionada con las distintas precisiones en las tecnologías de medición utilizadas. Para las cuatro excavaciones restantes, se encontraron defectos de fabricación (laminaciones y marcas de rodillos) en los lugares donde el ILI informó anomalías del tipo fisura.

La cañería que contenía las fisuras por SCC, se cortó para realizar una prueba hidráulica a rotura. Esta prueba se realizó con el propósito de conocer si las fisuras habían crecido desde la prueba hidráulica, seguida del *recoating* de 2002. La pieza probada falló por rotura, la cual inició en una de las fisuras identificada por la herramienta EMAT-C (Anomalía D), a una presión de 108,5 kg/cm². En la figura 6 se ilustra el detalle de la señal de la herramienta para esta anomalía junto con una toma y contraste del ensayo de partículas magnetizables. En el Anexo A se ha incluido la ilustración detallada de la señal para las cinco anomalías verificadas. En la prueba hidráulica de 2002, la presión máxima registrada en este lugar, fue de 102,8 kg/cm². Por lo tanto, esta diferencia de unos +5,5% indica que los

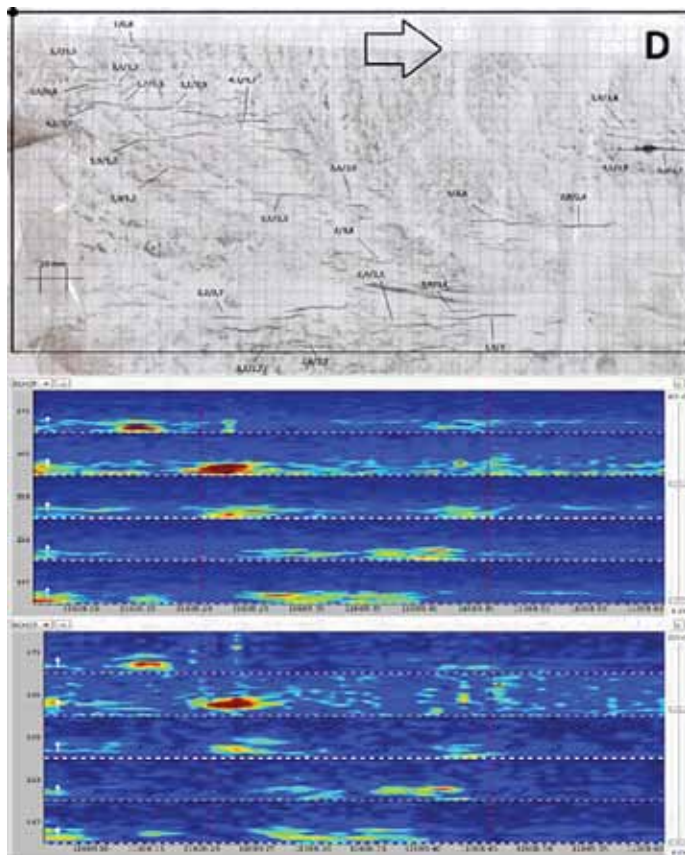


Figura 6. Frecuencia y dominio del tiempo herramienta EMAT-C, y toma y contraste del ensayo realizado para la anomalía D.

trabajos de mitigación desarrollados en ese momento impidieron el crecimiento de las fisuras que habían sobrevivido a la prueba hidráulica de 2002.

También se realizaron ensayos en el material de la cañería probada a rotura. Los resultados mostraron una tensión de fluencia de 428 MPa y una tenacidad mínima a 0 °C (Ensayo de Charpy entalla en V) de 18 J (en una probeta subsize de 5 x 10 x 55 mm, equivalente a 36 J en una de tamaño completo). Estos valores están por encima de los requisitos mínimos para un grado API X52 (360 Mpa de TFME y 27 J para la tenacidad).

Evaluación de integridad de las anomalías informadas por la herramienta ILI

Como se describió, una vez que las indicaciones de tipo fisura fueron informadas por la herramienta, se realizaron verificaciones en campo de las anomalías más significativas, y finalmente se encontró que cinco de ellas

correspondían a colonias de SCC. Luego, con estos datos se evaluó la importancia de estas anomalías para determinar su criticidad en la integridad del gasoducto.

En la evaluación de las fisuras se

considera su geometría lineal, ya que estas introducen concentradores de tensiones en la punta de la fisura. La dimensión de la anomalía, la orientación, el agrupamiento y las propiedades del material, son factores que se deben tener en cuenta durante el proceso de evaluación.

En esta sección del trabajo, se tiene como objetivo estimar la presión de falla del segmento de cañería extraído del gasoducto, usando una evaluación según el código API 579 Sección 9 Nivel 27 y compararla con la presión alcanzada en la prueba hidráulica de 2002 y la presión de falla real durante la prueba hidráulica a rotura de 2014.

El método de evaluación se basa en un diagrama tipo FAD que muestra la susceptibilidad relativa de una fisura a fallar, ya sea por fractura o colapso plástico. Si el punto de evaluación se encuentra dentro o justo encima de la curva FAD, entonces la anomalía es aceptable. Si el punto de evaluación está fuera, la anomalía es inaceptable.

Las anomalías por SCC se evaluaron según lo informado por las verificaciones en campo. A su vez, se consideraron las propiedades reales del material, obtenidas en los ensayos mencionados. Los resultados de la evaluación se muestran en la figura 7.

Tres de las indicaciones evaluadas (A, B y D) se consideraron inaceptables para la MAPO (es decir, fuera de la curva FAD), mientras que las dos

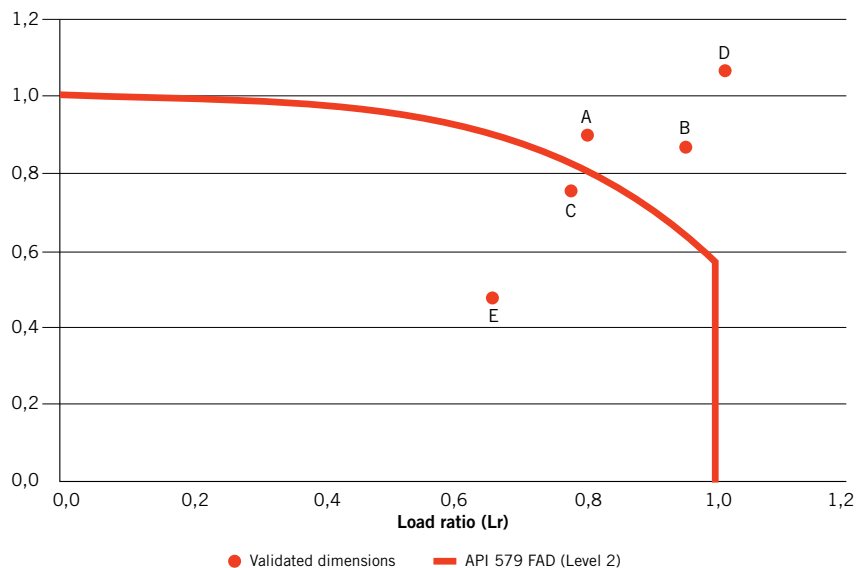


Figura 7. Diagrama FAD API 579 Nivel 2: Presión de evaluación 68,4 kg/cm² – CVN= 36 J y TFME= 428 Mpa.

indicaciones restantes (C y E) se consideraron aceptables. En la tabla 2 se muestra las PF (Presión de Falla) calculadas para las cinco anomalías por SCC, tres de las PF eran inferiores a la MAPO (68,4 kg/cm²), la Anomalía D resultó con la PF más baja, con 54,4 kg/cm² (774 PSI). Este resultado pone en evidencia cuan conservador es el método de evaluación, ya que predice un PF muy inferior a la real observada durante la prueba hidráulica a rotura de 108,5 kg/cm². Sin embargo, las dimensiones de las anomalías utilizadas para esta evaluación inicial corresponden a cada caja que contiene varias fisuras individuales que no necesariamente interactúan entre sí en términos de los criterios de agrupación establecidos en la API 579. Por lo tanto, si cada fisura o grupo de fisuras dentro de cada caja se evalúan por se-

Anomalía	Longitud (mm)	Profundidad (mm)	Presión de falla (kg/cm ²)
A	85	4,6	66,0
B	253	3,7	62,2
C	83	3,9	73,9
D	248	4,2	54,4
E	172	3,5	98,9

Tabla 2. Presión de falla de las anomalías de acuerdo con API 579.

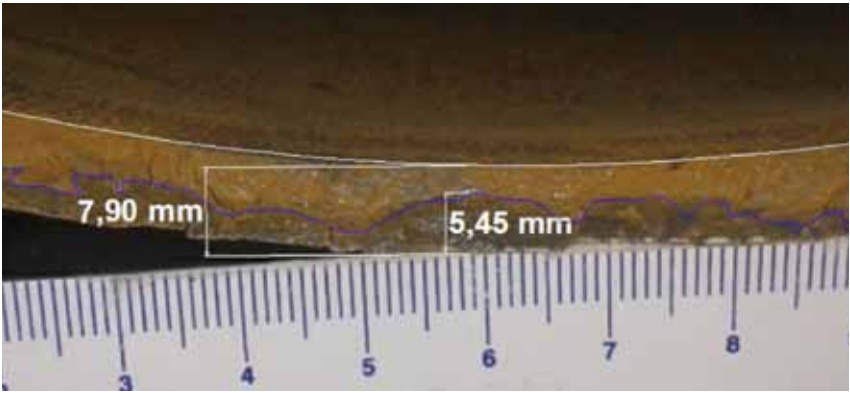


Figura 9. Detalle fisura iniciadora - Espesor nominal 7,9 mm.



Figura 10. Detalle anomalía D.

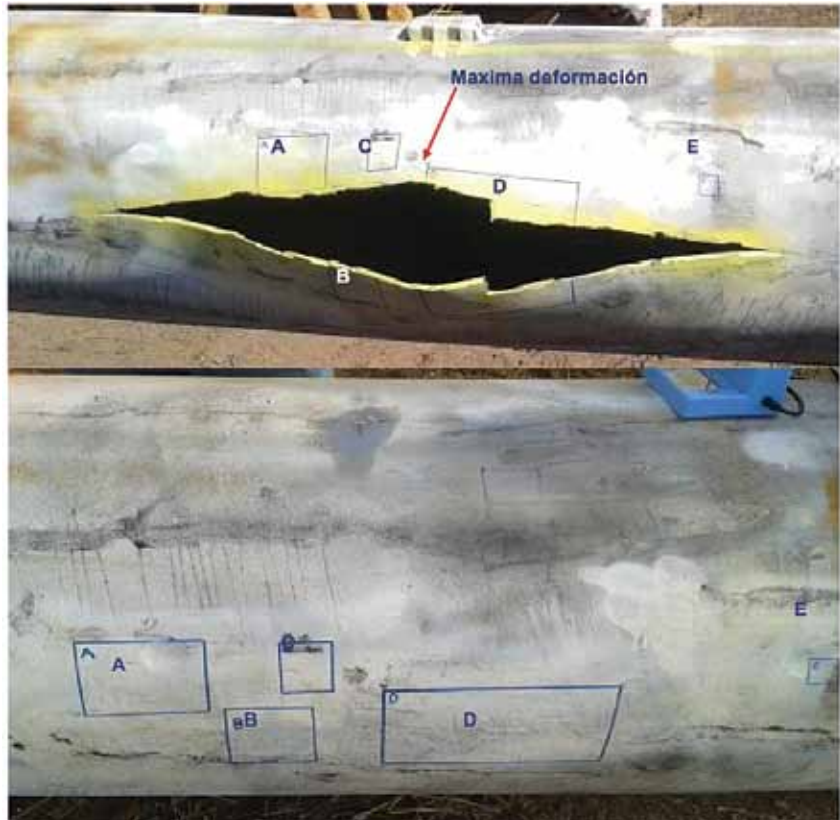


Figura 8. Grupo de fisuras en el caño extraído para la prueba hidráulica a rotura.

parado, se debe esperar un PF menos conservativa.

Después de revisar los resultados de la prueba hidráulica a rotura la anomalía D no solo resultó con la PF mas baja, sino que también fue el punto de inicio, como puede verse en la figura 8, donde la máxima deformación en la zona de fractura se ubica justo en esa anomalía.

En la figura 10 se muestra una vista detallada de la ubicacion de la anomalía D que contiene una colonia de SCC. Al analizar la superficie de la fisura después de la prueba hidraulica a rotura, se puede identificar el punto de inicio (señalado en rojo) en la fisura con las dimensiones más significativas (38 mm de largo x 5,45 mm de profundidad, figura 9). Esta fisura se evaluó individualmente y resultado con una PF de 83,1 kg/cm², lo cual es significativamente mayor que la PF calculada previamente para la anomalía D (54,4 kg/cm²).

Por lo tanto, se estableció que este método de evaluación es lo suficientemente conservador como para determinar los tamaños críticos de fi-

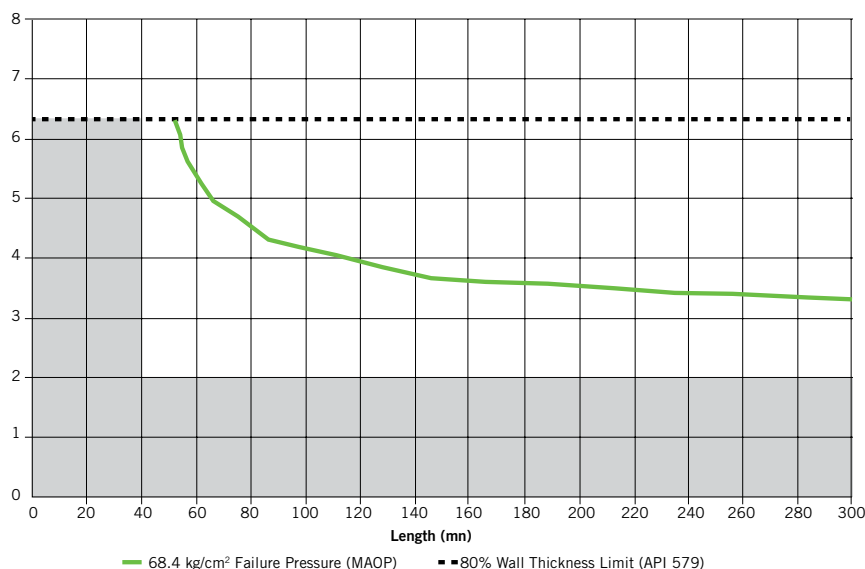


Figura 11. Diagrama defectos críticos en el cuerpo del caño @ 68,4 kg/cm² (MAPO).

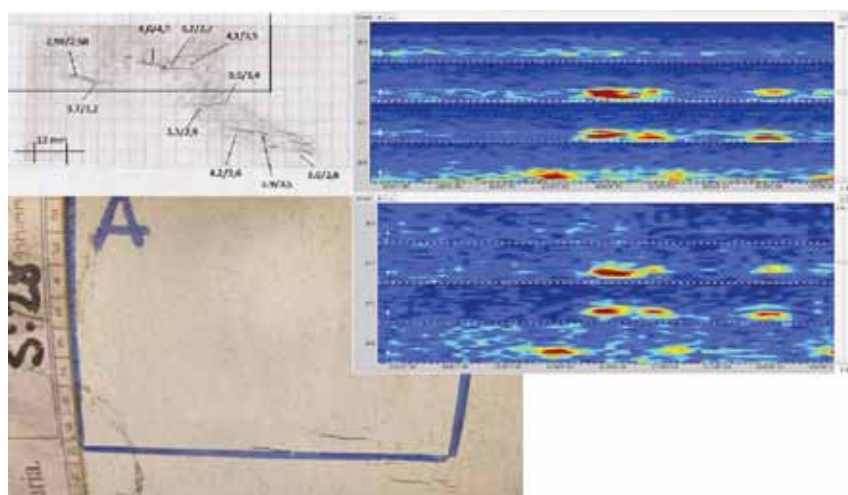


Figura 12. Detalle de la anomalía A.

suras que están presentes en la cañería y que permitirían una operación segura del gasoducto. En la figura 11 se muestra las dimensiones estimadas para las fisuras críticas basadas en las condiciones máximas de operación de la cañería. Cualquier combinación de profundidad y longitud debajo de la línea azul se considera aceptable para operar por debajo de la MAPO y cualquier combinación por encima se considera inaceptable. Se ha considerado un porcentaje de espesor de pared de un 80% como la máxima profundidad del defecto según la guía API 579, para tener en cuenta el aumento del riesgo de fuga en defectos profundos.

Las capacidades de detección de la herramienta EMAT-C utilizadas en la inspección también se incluyeron en la figura 11. Cualquier fisura con una

longitud y profundidad mínima de 40 mm y 2 mm, respectivamente, se puede detectar con esta herramienta con un 90% de POD (*Probability of Detection*). Se puede ver que la inspección EMAT-C de 2014 informó anomalías de profundidad de 1 mm y 1,6 mm (Tabla 1), es decir, menos profundas que la capacidad de detección de la herramienta, pero que posteriormente se validaron en campo con una profundidad de 3,7 mm y 3,9 mm, respectivamente.

Al combinar la capacidad de detección de la herramienta con los tamaños críticos de fisuras como en la figura 11, se puede concluir que la herramienta propuesta puede detectar todas las fisuras críticas para este gasoducto, ya que las anomalías por debajo del umbral (el área gris sombreada) se encuentra debajo de la línea azul.

En futuras actividades de integridad, estos tamaños críticos de fisuras serán útiles para evaluar fácilmente a modo de filtrado, cualquier anomalía similar a una fisura que se encuentre en este tramo de cañería. Adicionalmente, será posible determinar si una determinada herramienta es apta para detectar defectos críticos.

Conclusiones

La metodología utilizada para determinar la susceptibilidad al SCC en los tramos de cañería fue exitosa. Además, una prueba hidráulica realizada a un nivel de tensión alto, seguido de

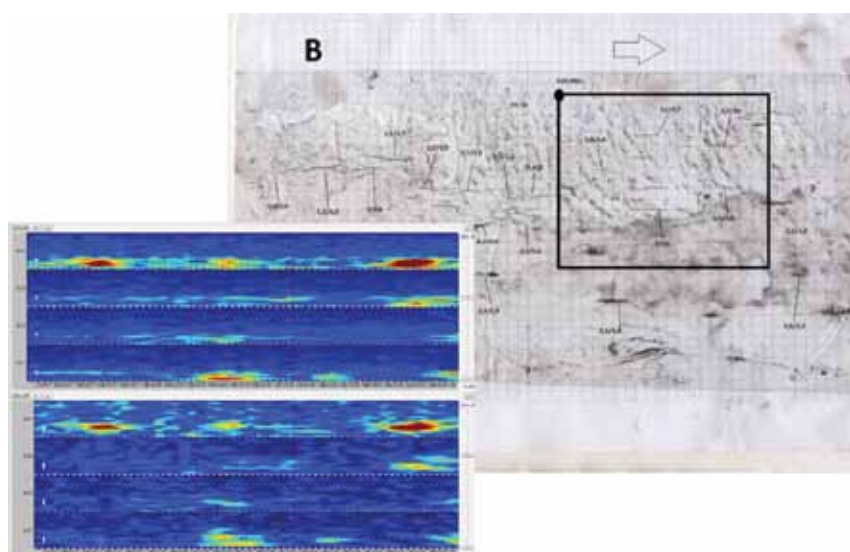


Figura 13. Detalle de la anomalía B.

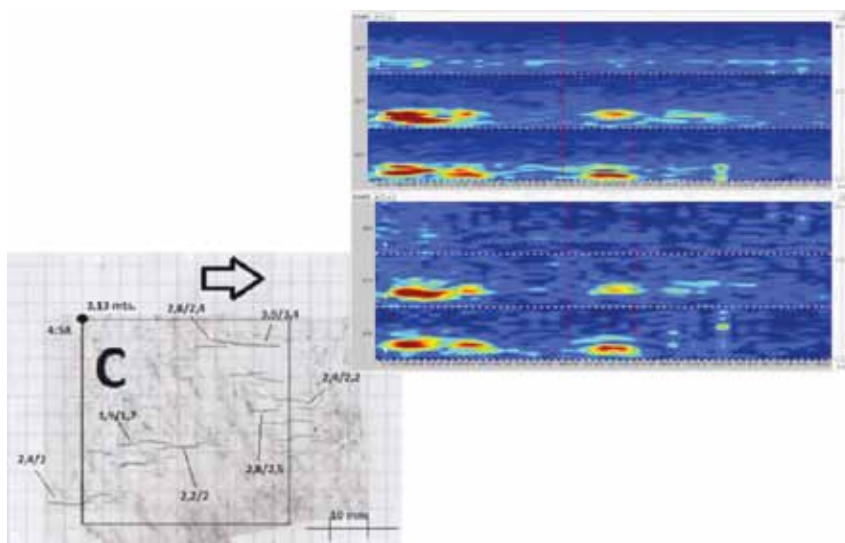


Figura 14. Detalle de la anomalía C.

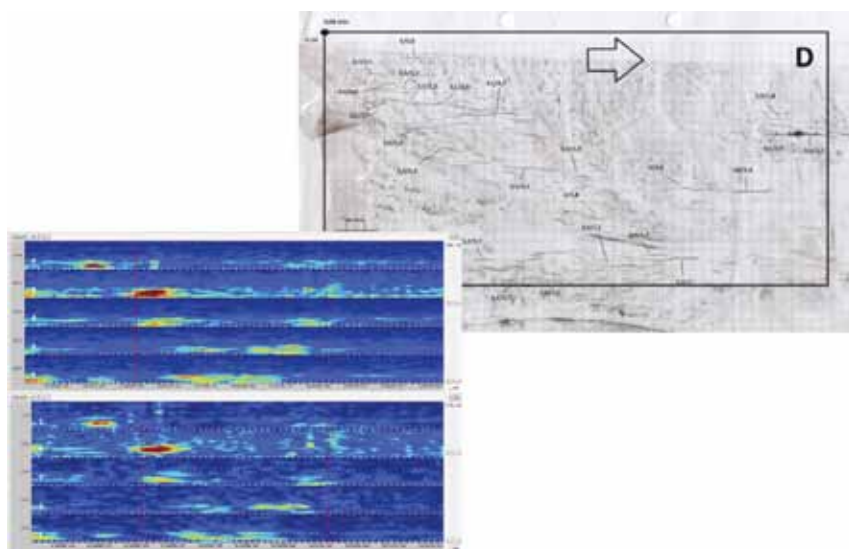


Figura 15. Detalle de la anomalía D.

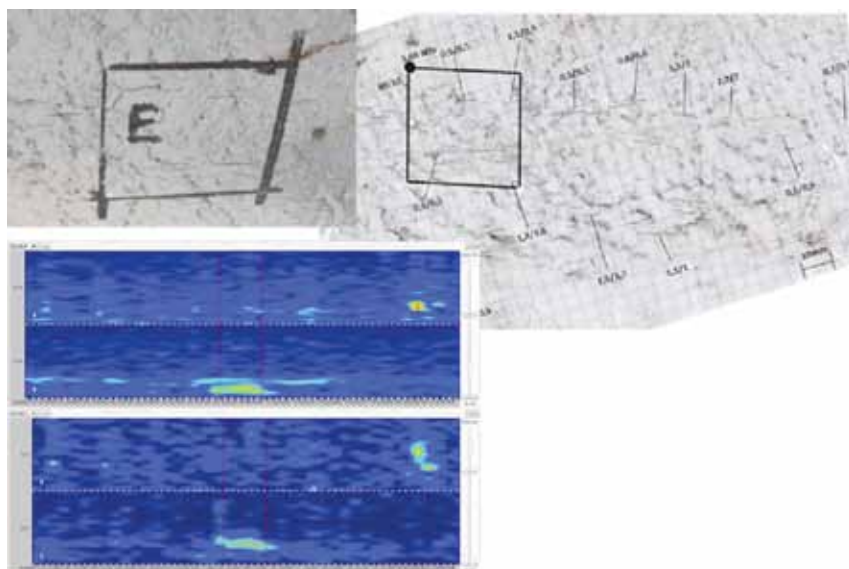


Figura 16. Detalle de la anomalía E.

un *recoating* es una metodología confiable para detener el crecimiento de las fisuras por SCC y prevenir el desarrollo de otras nuevas en gasoductos de transporte.

Esto se confirmó con la prueba hidráulica a rotura, la cual alcanzó una presión del 5,5% más alta que en la prueba hidráulica realizada 12 años antes.

La tecnología EMAT-C se ha mejorado en los últimos años y está en proceso de convertirse en un método confiable para la detección de fisuras por SCC. En relación con la identificación y el dimensionamiento todavía se necesita un esfuerzo para asegurar la precisión de acuerdo con la experiencia de TGN.

Finalmente, con los resultados de la inspección EMAT-C, se puede evaluar la integridad de forma inmediata y futura de la cañería, permitiendo priorizar las fisuras reportadas. Todo este proceso es un significativo salto de calidad en la gestión del SCC en gasoductos de transporte. ■

Bibliografía

1. Canadian Energy Pipeline Association *Recommended Practices on "Stress Corrosion Cracking"*, May 1997.
2. IBP501_03, *Rehabilitación al servicio de un gasoducto que ha sufrido una ruptura en servicio por SCC*, F. Silva, E. J. Carzoglio and P. Hryciuk, Rio Pipeline Conference 2003, Brazilian Petroleum and Gas Institute.
3. BEAVERS, J. A., DURR, C. L. *Cathodic Protection Conditions Conductive to SCC*. Pipeline Research Council International, PR-186-9807, 2000.
4. IBP1220_07, *SCC Mitigation program carried out by TGN*, E.J.Carzoglio, Rio Pipeline Conference 2007, Brazilian Petroleum and Gas Institute.
5. ISO 8501-1: 2007, *Preparation of steel substrates before application of paints and related products - Visual assessment of surface cleanliness*.
6. ANSI/API SPECIFICATION 5L, *Specification for Line Pipe*, American Petroleum Institute, October 2007.
7. API 579-1/ASME FFS-1, *Fitness-For-Service*, Second Edition, 2007, American Petroleum Institute.