

Defectos de Fabricación- Una amenaza creciente en la región

Mariana Corsico, Transportadora de Gas del Sur S.A, mariana_corsico@tgs.com.ar

Sergio Rio, Transportadora de Gas del Sur S.A, sergio_rio@tgs.com.ar

Sinopsis

Las estadísticas demuestran que una falla en un gasoducto en operación es algo poco frecuente, sin embargo cuando esto sucede puede causar consecuencias graves a las personas, al medioambiente y al negocio, por lo que frente a una falla se debe realizar un análisis exhaustivo de la causa raíz que la provocó de forma tal de prevenir que vuelva a ocurrir. La primera etapa es identificar la amenaza a la integridad que dio lugar al evento. Basados en ASME B31.8s se consideran 21 las amenazas a la integridad de ducto.

Las cuales se encuentran agrupados en tres grandes grupos, estables, dependientes del tiempo e Independientes del tiempo.

Según los antecedentes de falla de TGS una tubería en servicio rara vez fallan como resultado de una única amenaza. En la mayoría de los casos esto se debe a la combinación de dos o más causas. Por esta razón es importante trabajar en entender cómo interactúan las amenazas.

Basado en la experiencia, TGS está estudiando las Interacciones de Amenaza debido al hecho de que las regulaciones actuales y estándares de apoyo proporcionan orientación sobre amenazas individuales.

El objetivo de este trabajo es describir la experiencia de TGS frente a una falla producida por un defecto de fabricación en un gasoducto de más de 40 años en servicio.

INTRODUCCION

Durante el 2016 TGS sufrió una falla en servicio en una de sus líneas principales. Esta línea se encuentra en operación desde 1974, es de 30" de diámetro, 8.74 mm de espesor API 5L –X52 MAPO 60 kg/cm², revestimiento asfáltico. La falla se produjo a 5 km de la descarga de una planta compresora.

Como resultado del evento se produjo una fractura longitudinal que afectó 70 metros de cañería, figura 1, produciéndose además ignición lo que provocó que el material remanente se encontrara en un estado muy degradado haciendo complejo el análisis de falla posterior.



Figura 1.- Cañería afectada por la falla

Dadas las características antes mencionadas, y considerando el historial de mantenimientos, inspecciones internas, potenciales, condiciones de operación al momento del evento no resulto posible determinar una causa probable de la falla in situ. Por lo que se debió aplicar un protocolo de análisis que contemplase todas las posibles amenazas a la integridad.

Como resultado del análisis se determinó que el gasoducto falló por un defecto de fabricación en la soldadura longitudinal. El objetivo de este trabajo es describir la experiencia de TGS frente a esta falla en un gasoducto de más de 40 años en servicio.

DESARROLLO

Análisis de antecedentes de la cañería

Una revisión integral de antecedentes con la metodología de datos alineados se llevó a cabo en la zona de falla a fin de identificar cualquier particularidad presente, figura 2.

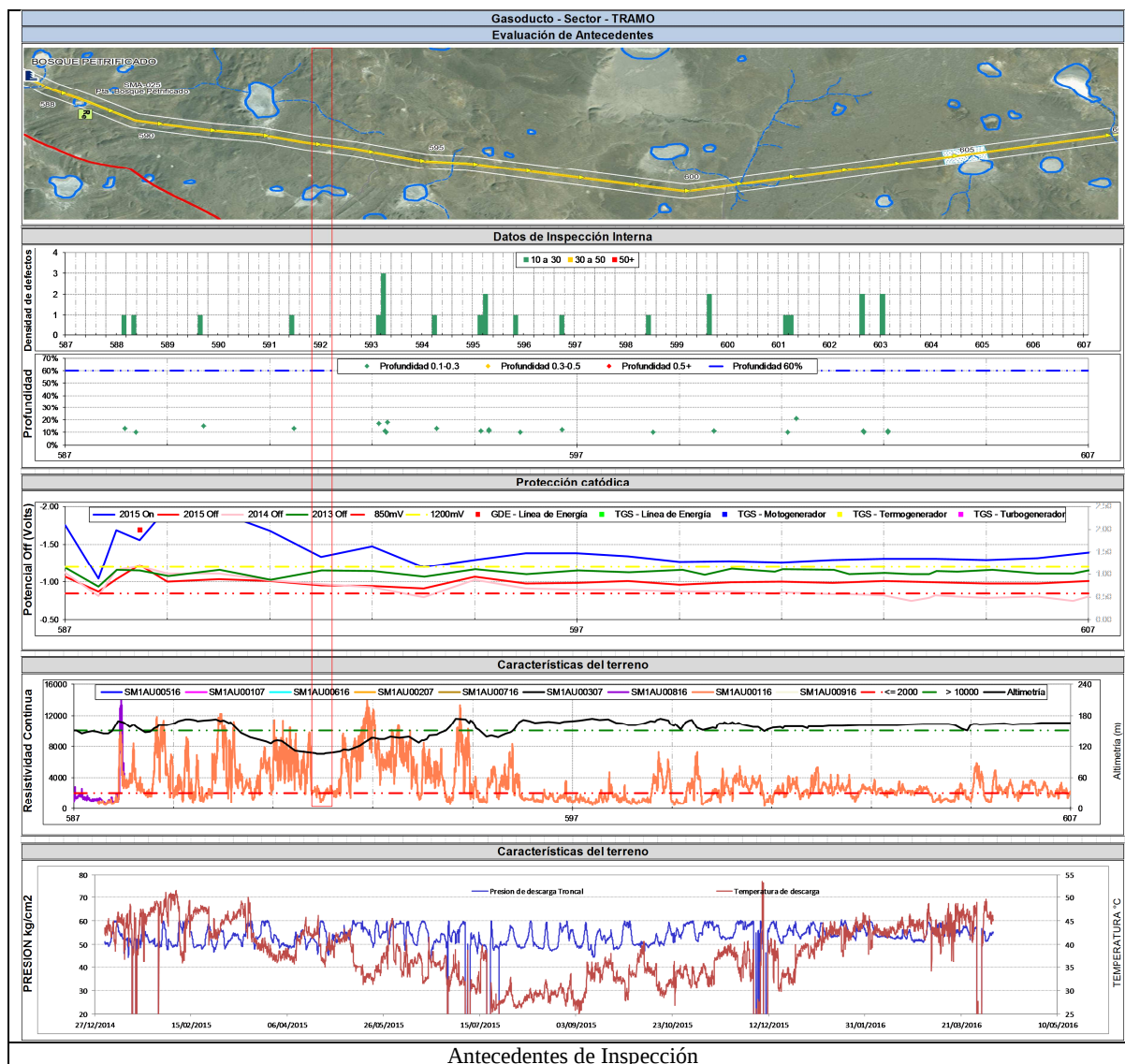


Figura 2.- Gráfico de datos alineados

Del gráfico alineado de la figura 2 se desprende que el tramo cuenta con 6 inspecciones internas con tecnología MFL y TFI de alta resolución, en los reportes de inspección no se informan ningún tipo de defecto en la zona del evento.

Los relevamientos de potenciales anuales históricos indican que la cañería se encuentra protegida. Dentro de los criterios de aceptación de la NAG 100.

La falla de produjo en una depresión del terreno asociado con valores muy bajos de resistividad.

La presión de operación al momento del evento 59.8 kg/cm², los registros históricos indican que no superó la máxima admitida. (MAPO). La Temperatura al momento del evento 45°C siendo la máxima de 50°

Inspección Visual in situ

En concordancia con los antecedentes, no se evidenciaron defectos volumétricos en ningún punto de la chapa del material afectado. Como tampoco se evidenció actividad de terceros en la zona de falla.

Dado el estado del material por la afectación del fuego, figura 3, resultó difícil determinar en campo el punto de inicio de la falla por lo que se seleccionaron diferentes sitios de interés para efectuar análisis de laboratorio.



Figura 3.- Estado de las chapas luego de la ignición

Inspección visual bajo condiciones de laboratorio

En el laboratorio se realizaron ensayos de partículas magnéticas a todas las muestras seleccionadas en campo, no se evidenciaron fisuras asociadas al mecanismo de SCC en la superficie del material, superficie de fractura y/o soldaduras

Como resultado de la inspección se identificó la existencia de un defecto en la soldadura longitudinal de doble arco sumergido de aproximadamente el 50% del espesor en la cara externa de la cañería, figura 4.

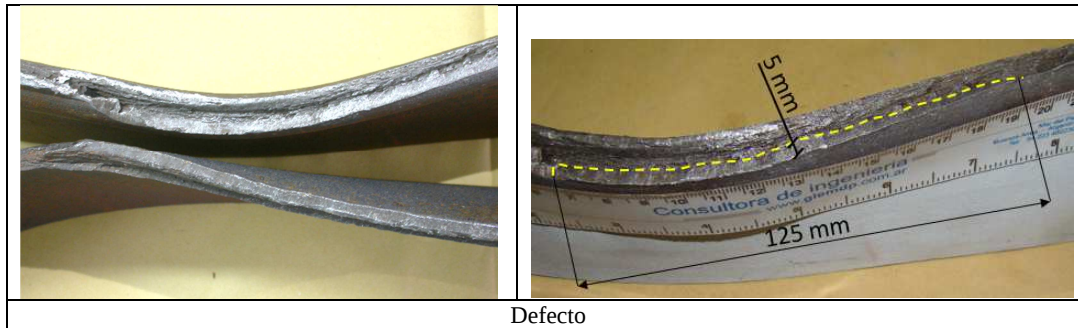


Figura 4.- Defecto detectado en costura longitudinal

Además, en condiciones de laboratorio se pudieron identificar las marcas del tipo “Chevron”, figura 5, con diferente orientación a ambos lados del defecto. Esto en campo no se había logrado dado que la superficie de fractura se vio expuesta a fuego y daños mecánicos

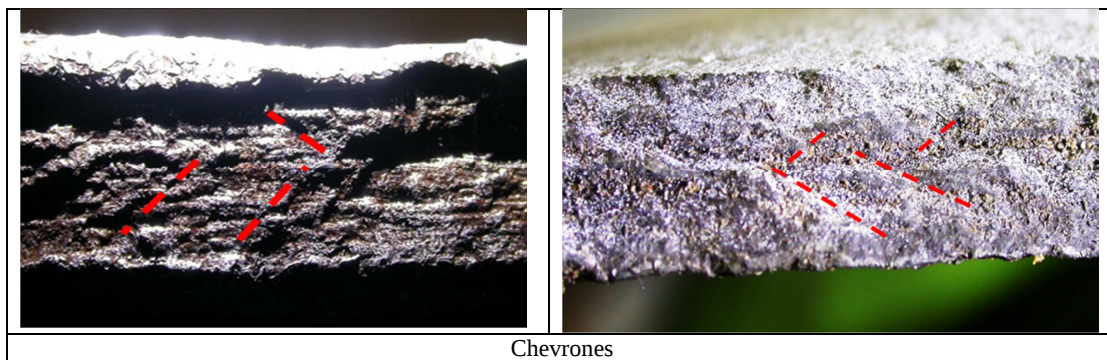


Figura 5.- Chevrones identificados en laboratorio

Análisis químico y mecánico del material

Se realizaron los análisis químicos y mecánicos de las muestras extraídas, a continuación se detallan los resultados obtenidos.

✓ Análisis químicos

Método de espectroscopia de emisión por chispa. Material base y soldadura.

MUESTRA	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V
Material base	0.22	0.25	1.24	0.015	0.014	0.01	0.01	0.01	0.01	0.001
Soldadura	0.16	0.45	1.11	0.019	0.020	0.04	0.03	0.02	0.09	0.004
API 5L X52	0.22	0.45	1.40	0.025	0.015	-	-	-	-	-

El material cumple con los requerimientos de composición para acero API 5L X52.

✓ Ensayos de Tracción. Material base y soldadura.

Muestra	Tensión de fluencia [Mpa]	Tensión de Rotura [Mpa]	Alargamiento [%]	Observaciones
Material base	399	549	27,7	
Soldadura	-	587	-	Fractura dúctil en material base
Referencia API 5L X52	359 - 758	455-758	> 20	

El material base cumple con los requerimientos mecánicos para acero API 5L X52.

En el ensayo de tracción en material de la soldadura la fractura se produjo de manera dúctil en el material base. Lo que indica que las propiedades mecánicas de la soldaduras son superiores a las del material base

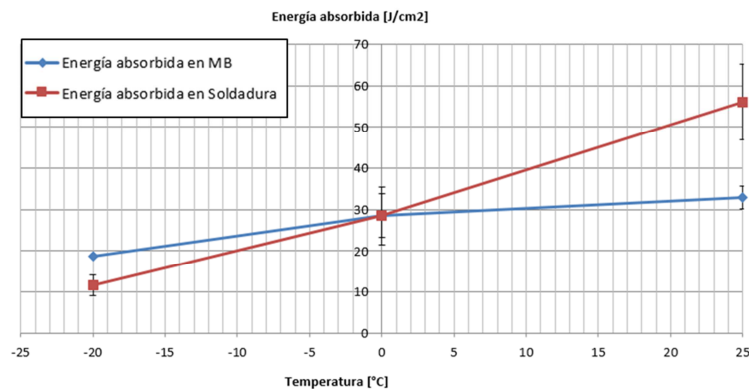
✓ Ensayos de Dureza. Material base y lo largo de la soldadura longitudinal.

El promedio de las mediciones sobre el material base arroja un valor de dureza de 171 HB. Este valor concuerda con lo requeridos para acero API 5L X52.

Se analizó además la dureza en la zona del defecto descartándose la presencia de un hardspot (punto duro) en la misma.

✓ Ensayos de Impacto del tipo Charpy. Material base y soldadura.

Se realizaron los ensayos a 3 temperaturas (0°C, -25°C, 25°C).



Tanto el material base como el de soldadura superan el valor mínimo para acero API 5L X52.

Todas las propiedades químicas y mecánicas del material base y de soldadura longitudinal del caño fallado están dentro de los valores admisibles definidos por la norma API 5L de aplicación a la fecha de construcción del gasoducto para el acero X52.

Análisis fractográfico y de microscopio

✓ Análisis Metalográfico en Microscopio Óptico

En el perfil de falla, figura 6, se evidencian dos zonas bien definidas, una zona plana correspondiente al defecto que ocasionó la falla (iniciador) y otra zona rugosa correspondiente zona de propagación rápida.

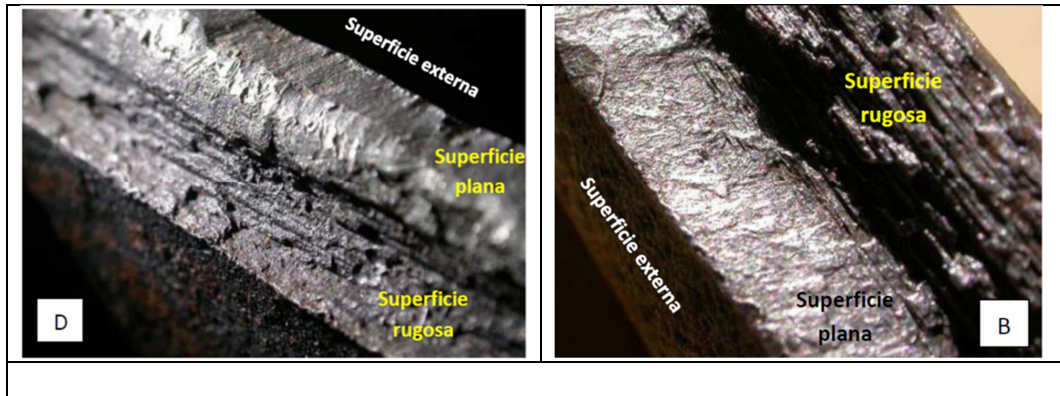


Figura 6.- Perfil de falla

Se realizaron distintas probetas con el objetivo de realizar una caracterización metalográfica y microestructural del material y del defecto, figura 7.

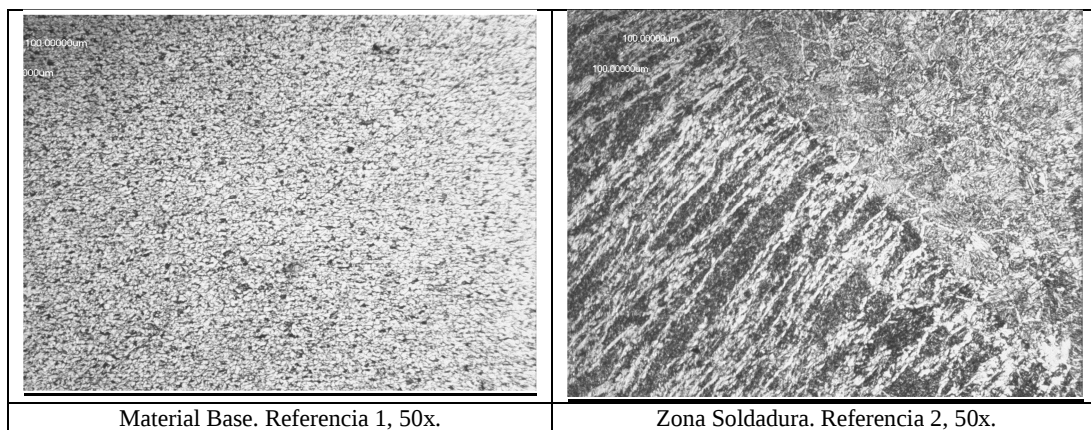


Figura 7.- caracterización de falla

Se evidenciaron granos deformados y de diferentes tamaños en la superficie de fractura, figura 8. El origen de esto puede estar asociado a un fenómeno de falta de fusión.

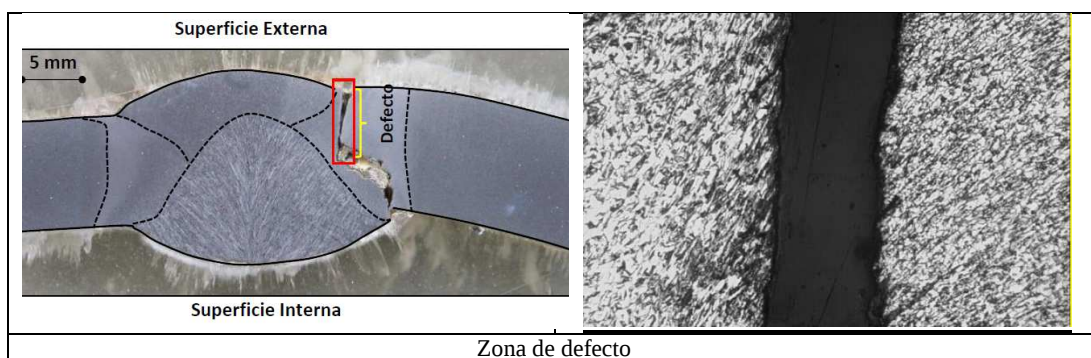


Figura 8.- Caracterización de superficie de fractura

✓ Evaluaciones mediante microscopia electrónica de barrido (SEM)
Se inspeccionó la superficie de fractura en microscopio de barrido electrónico y se analizó la composición química mediante EDAX.

Se observa una diferencia de coloración que podría indicar la diferencia en tiempo de existencia de las dos zonas en el defecto, figura 9.

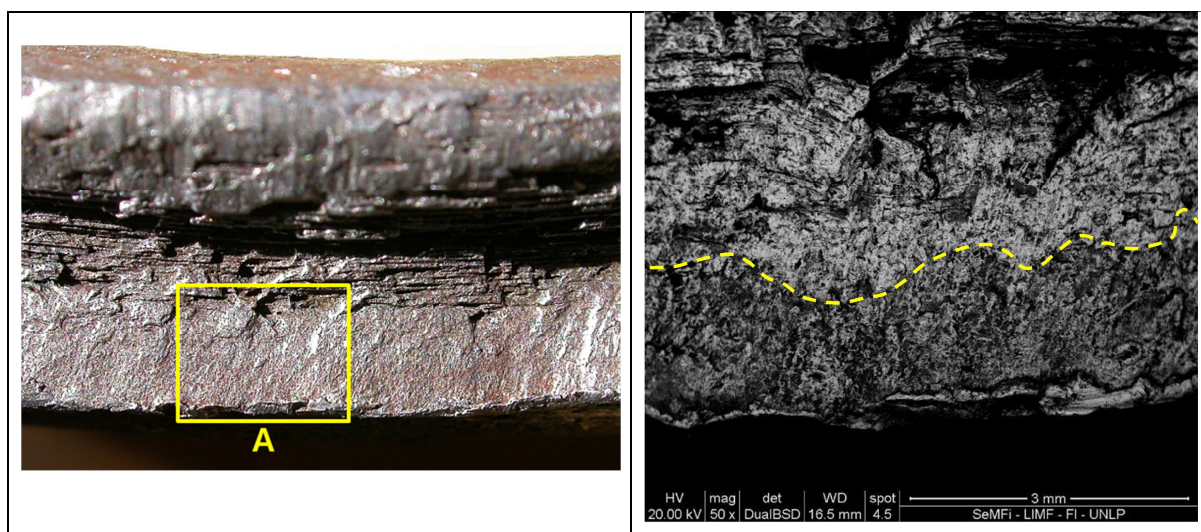


Figura 9.- Diferencia de coloración en la zona de defecto

Superficie de fractura, zona de propagación. Referencia D, figura 10. Se observan estrías del orden del micrón, señaladas por flechas. SEM, 10000X. Estas estrías podrían estar relacionadas con un proceso de fatiga. Esta hipótesis requiere de análisis complementarios para ser confirmada.

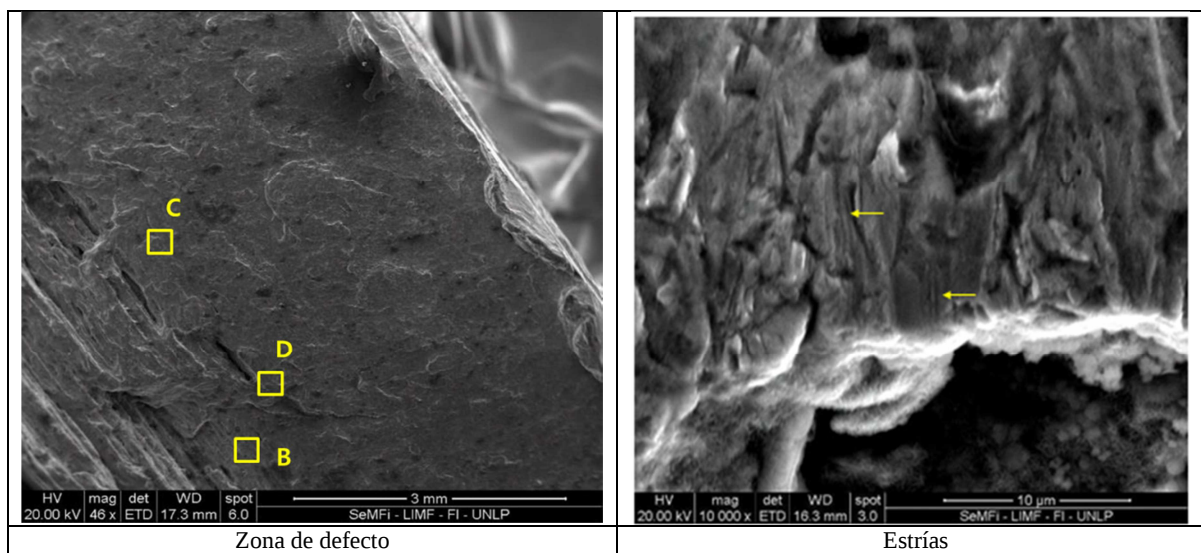


Figura 10.- Caracterización de superficie de fractura

Como resultado los análisis EDAX, figura 11, sobre el defecto evidencia una alta cantidad de Silicio y oxígeno que pueden atribuirse a la escoria producida durante el proceso de soldadura.

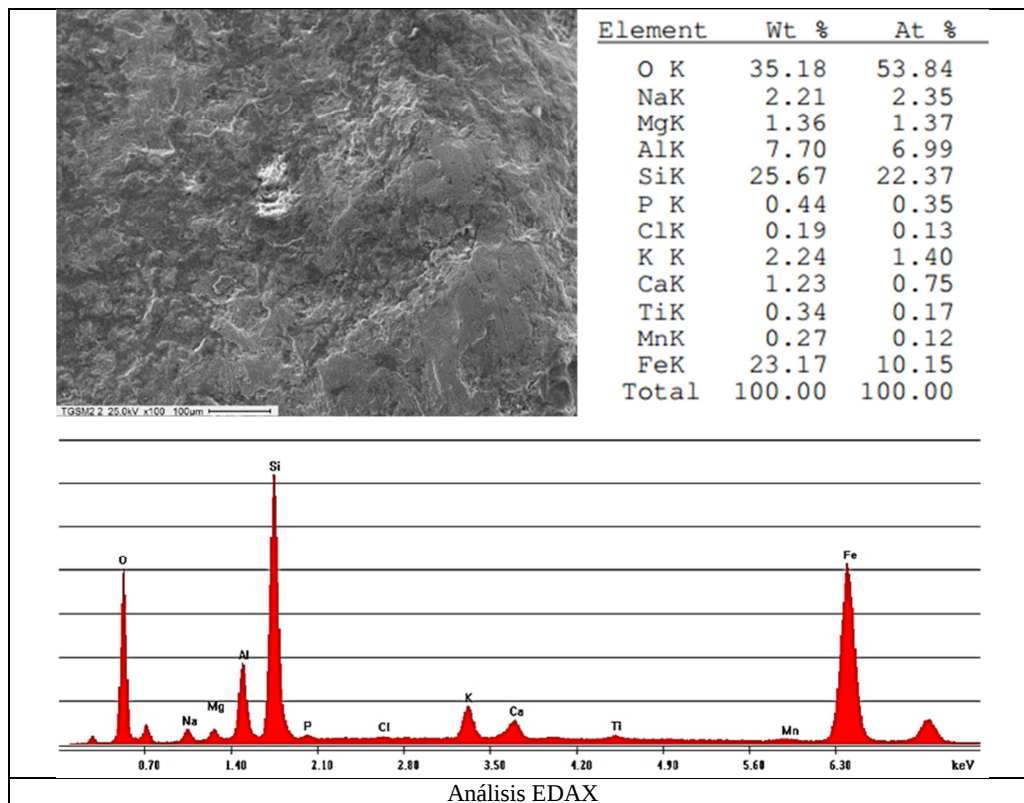


Figura 11.- Análisis EDAX

Se identificó la existencia de un defecto plano de aproximadamente 5 mm de profundidad y 125 de longitud en la soldadura longitudinal (lado externo). Este defecto corresponde al iniciador de la falla. El defecto fue originado en el proceso de soldadura DSAW durante la fabricación del caño.

El origen del defecto podría estar relacionado con fusión en la soldadura o posible weld toe crack.

Diagnóstico e Identificación del mecanismo de Falla

Si bien se identificó como iniciador de la falla un defecto en soldadura longitudinal, resulta difícil determinar el fenómeno que produjo el crecimiento hasta el colapso.

El control de calidad, la inspección, la prueba hidráulica previa a la puesta en servicio deben garantizar que no hay defectos volumétricos o defectos tipo fisura significativos remanentes en una tubería.

Sin embargo, los defectos no detectados antes de la puesta en servicio pueden llegar a ser importantes a lo largo del tiempo debido a los mecanismos de crecimiento que puedan asociarse.

En tal caso pudieron identificarse dos hipótesis de crecimiento:

Hipótesis 1:

- En la zona de iniciación de la rotura se aprecian al menos tres sectores separados por franjas más o menos longitudinales: falta de fusión en la zona superior del espesor (superficie

externa), propagación por fatiga desde la falta de fusión hacia la superficie interior del ducto, y colapso del ligamento hasta alcanzar la superficie interior del ducto.

- La morfología de propagación de la fisura es típica de un proceso subcrítico de crecimiento en servicio por fatiga, debido a la amplitud de las variaciones cíclicas de presión durante 42 años de operación del gasoducto.

Hipótesis 2:

- Inicio de la fractura a partir de discontinuidad concentradora de tensiones en la soldadura longitudinal de la cañería y propagación fisuras múltiples.
- Mecanismo de daño: Fatiga Mecánica (LCF y HCF)
- Causas físicas: (eventos preliminares)
 - o Discontinuidades concentradoras de tensiones en soldadura DSAW
 - o Interferencia con zona de escurrimiento de agua
 - o Deformación en frío del caño
 - o Baja tenacidad del material
 - o Anisotropía del material (segregaciones, inclusiones no metálicas, bandeados)
 - o Vibraciones originadas en la estación compresora próxima
 - o Ciclos de presión del gas normales
 - o Relación D/t elevada

La fatiga de bajo ciclos (LCF) puede ocurrir cuando, por efecto de deslizamientos del terreno por lluvias o sismos, se producen deformaciones plásticas importantes (arrugas), varias veces (del orden de 3 a 50 ciclos) en la vida del ducto.

Mientras que la fatiga de altos ciclos (HCF) corresponde a la asociada con pulsos de presión o vibraciones de alto número de ciclos.

De un primer análisis surge que la hipótesis de crecimiento más importante está asociada a Fatiga, aunque no pudo observarse claramente este la incidencia de este fenómeno en los análisis de microestructura realizados.

Consideraciones adicionales

Considerando los valores de charpy obtenidos y la relación profundidad/longitud medida se modeló mediante API 579 , figura 12, el tamaño de defecto que, a la presión operativa del ducto produciría una falla. Dependiendo de las consideraciones realizadas el valor estimado se encuentra entre 3.2 a 4.2 mm de profundidad

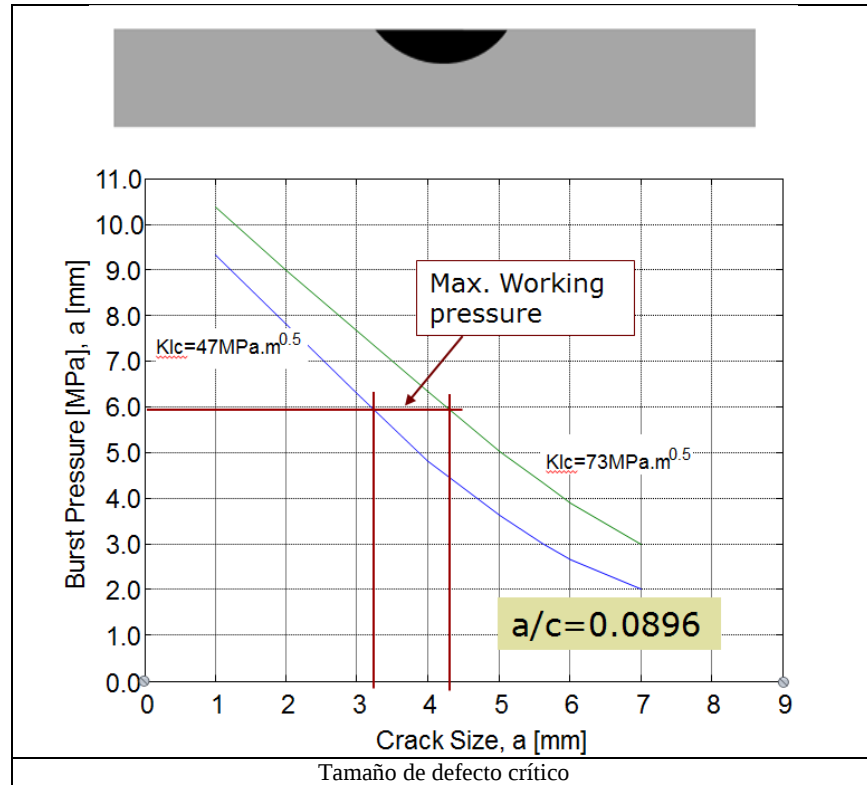


Figura 12.- Modelación del defecto s/API 579

Por otro lado en base a registros histórico de presiones en el ducto de los 10 años anteriores a la falla se realizó el cálculo de ciclos de carga y en función de la ley de Paris determinándose que para los tamaños de grietas iniciales calculados, no se espera un crecimiento significativo del defecto debido a la fatiga, figura 13.-

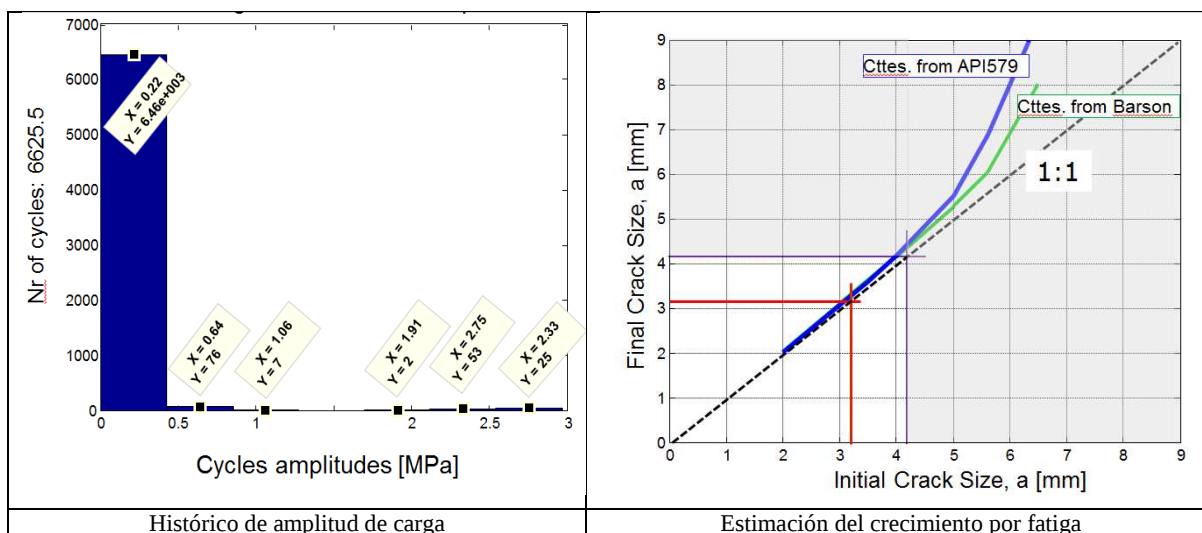


Figura 13.- Modelación del defecto s/API 579

Tampoco es esperable que el crecimiento pueda estar asociado a fatiga de bajo ciclo relacionada con el medio, dado que la cañería se encontraba en una zona de terreno estable.

Como resultado de los análisis llevados a cabo podemos indicar que la falla se produjo por la presencia de un defecto de fabricación asociado a un mecanismo de crecimiento que se encuentra en etapa de análisis.

Medidas implementadas como Estrategia de Mitigación de Riesgo

En base a las características de la falla, TGS ha llevado a cabo distintos análisis de causa raíz con grupos especializados en este tipo de anomalías, obteniendo resultados similares. Actualmente estos análisis están siendo además auditados por un ente internacional.

Hasta tanto no se completaron todos los análisis y las acciones mitigatorias propuestas se implementó una reducción de la MAPO de la línea en un 5%.

A partir del análisis de parámetros, de ubicación, terreno, operación e integridad históricos y al momento del evento se identificaron áreas con características similares a lo largo del ducto. Se seleccionaron 20 de zonas para evaluación directa, donde se realizaron ensayos de partículas magnéticas y Phase Array.

Se analizaron las tecnologías de inspección internas presentes en el mercado para identificar este tipo de defectos. Se decidió realizar una campaña de inspección con tecnología EMAT a 700 km de gasoductos, la cual se encuentra actualmente en ejecución.

CONCLUSIONES

Todas las propiedades químicas y mecánicas del material base y de la soldadura longitudinal del caño fallado están dentro de los valores admisibles definidos por la norma

Durante las distintas etapas de análisis se descartaron posibles causas de daño como es SCC, hardspot, corrosión axial, corrosión general, daños por terceros.

Se identificó la existencia de un defecto plano de aproximadamente 5 mm de profundidad y 125 de longitud en la soldadura longitudinal (lado externo). Este defecto corresponde al iniciador de la falla. El defecto fue originado en el proceso de soldadura DSAW durante la fabricación del caño. El origen del defecto podría estar relacionado con fusión en la soldadura o posible weld toe crack.

Como resultado de los análisis llevados a cabo podemos indicar que la falla se produjo por la presencia de un defecto de fabricación asociado a un mecanismo de crecimiento en etapa de estudio.

Atento antecedentes de la industria se observa un incremento de fallas debidas a defectos en soldaduras longitudinales, queda pendiente el debate para determinar cuál es el mecanismo de crecimiento que produce el colapso ya que estos defectos superaron las pruebas pre operacionales y los mecanismos de crecimiento como ser fatiga no resultan fácilmente demostrables para el caso de cañerías de transporte de gas a alta presión.

CURRICULUM

Mariana Corsico



Ingeniera Química de la Universidad Nacional de La Plata.

Desde el 2006 Me desempeño como Ingeniera Analista de Integridad de TGS, realizando análisis de reporte de ILI, desarrollando modelo de susceptibilidad a corrosión bajo tensión y contribuyendo al cumplimiento del Plan de Gerenciamiento de la Integridad de TGS

Sergio Rio



Ingeniero Mecánico egresado de la UTN. Realizó un postgrado en gas Natural en la UBA. Forma parte del Staff de la Gerencia de Gasoductos en TGS desde 1992, ocupando actualmente el puesto de Jefe de Integridad de Gasoductos. De 1985 a 1991 se desempeñó en la empresa Gas del Estado como ingeniero de campo, realizando tareas relacionadas con el mantenimiento de gasoductos, además tuvo a su cargo varios proyectos relacionados con la integridad de Cañerías en Servicio.