

Condiciones para el riesgo de fisuras circunferenciales por SCC: estudio de caso

Janine Booman¹, José Luis Otegui¹, Sebastián Eduardo Longhi¹, Agustín Marcuzzi²

1.- GIE GROUP

2.- Camuzzi

1. Resumen

En este artículo se presentan estudios que permitieron establecer el mecanismo de daño y las causas de una fuga en un gasoducto, construido en los 70s con tubos API 5L Gr X42 de 8", con costura longitudinal por *Electric Resistance Welding* (ERW) de alta frecuencia, espesor 4,8 mm y recubrimiento bicapa. Los hallazgos más relevantes del estudio en laboratorio son: colonia de fisuras en la fuga y fisuras secundarias con falta de material debida a corrosión, propagación transgranular y ramificación.

La fisura circunferencial pasante en metal base y otras secundarias, encontradas en la parte convexa con signos de flexión por interacción suelo-ducto, son compatibles con *Stress Corrosion Cracking* (SCC) de pH cercano a neutro. Para este mecanismo deben darse tres condiciones: tensiones axiales superiores a un umbral, aceros al carbono susceptibles y medio corrosivo en contacto con el metal. Las altas tensiones axiales provienen de las cargas externas de flexión (*bending*); las mismas que ocasionaron que se curvara el ducto. La ubicación de la fisura del lado convexo indica que el origen de las cargas ocurrió en servicio y no durante el tendido, producto del movimiento de suelos en una zona de alta pendiente del terreno (>30%).

Fue necesario también un despegue localizado del revestimiento. Este despegue no es detectable por técnicas de inspección indirectas como CIS (*Close Interval Survey*) o DCVG (*Direct Current Voltage Gradient*) debido a que la alta resistividad del revestimiento bicapa genera un apantallamiento de la protección catódica. Las inspecciones internas (*In-Line-Inspection*) ILI-MFL tampoco detectaron la fisura o el despegue.

Para evitar nuevos eventos, se recomienda gestionar la amenaza de *bending* siguiendo las recomendaciones de API RP 1187: análisis de estabilidad de laderas, usar datos inerciales de corridas ILI previas para un análisis de curvaturas y movimiento del gasoducto, incorporar un módulo inercial de alta precisión en próxima ILI, instalar monitoreo permanente de deformación con sensores VWSG o ERSG, y evaluar inspección interna mediante EMAT (*Electromagnetic Acoustic Transducer*) para fisuras circunferenciales.

2. Antecedentes y datos de campo

El gasoducto es operado en territorio montañoso austral argentino y fue inaugurado a fines de los 70s. Construido en API 5L Gr X42 con tubos con costura longitudinal ERW de alta frecuencia de diámetro 8", espesor 4,8 mm y recubrimiento bicapa. El ducto corre contiguo

a una ruta, entre un río y un pico. La falla se encuentra casi al final de una pendiente de 37% (**Fig. 1**) [¹]



Fig. 1. Extracción del tramo: pendiente y ducto curvado.

La línea cuenta con varias inspecciones internas realizadas con MFL inercial (2004, 2014 y 2016) en las cuales no se reportaron indicaciones de relevancia en el entorno de la falla. Entre 2015 y 2016 se realizaron inspecciones por CIS/DCVG sobre la traza del ducto. En la zona de la falla, el potencial en On era -1438 mV y en Off -1044 mV. La falla de recubrimiento detectada más cercana se encontraba a más de 100 metros. Se reportó una falla de 45% I x R C/C a hora 11:35 a unos 3 m de la falla. Considerando los márgenes de error, si no se utilizaron GPS submétricos para el registro de las geolocalizaciones, es posible que se trate de la falla bajo análisis. En marzo de 2016 se realizó un relevamiento de la tapada del ducto. A cuatro metros de la falla la tapada era de 1,15 m, un mínimo local.

Complementariamente, la línea cuenta con antecedentes de daño por corrosión microbiológica. En 2003 se hizo un estudio de aptitud para el servicio de esos defectos [²] y se estimó un tamaño máximo para la condición de leak before break de 31 mm.

Al detectarse la fuga, se realizó excavación manual para contener la fuga y evaluar el motivo. Se encontró una fisura circunferencial de 40 mm en la parte superior de la superficie externa, de los cuales 20 mm eran pasantes (**Fig. 2.a**).



Fig. 2. Fuga por fisura circunferencial. (a) primera detección, (b) meses después, al retirar la reparación provisoria.

Se instaló una brida abulonada (grampa) y se contuvo la fuga [3]. Un par de meses después se completó el reemplazo de 25m de tubería en la zona afectada.

Una vez finalizado el corte en frío de una sección la relajación de las tensiones axiales hizo que los bordes del corte se separaran casi 30mm longitudinalmente, 20 mm horizontalmente y 26mm en el plano vertical. El operador observó que la fisura había crecido considerablemente, de 40mm con fuga de 20mm a 65mm con fuga de 53.2mm (**Fig. 2b**).

3. EXPERIMENTAL

Se analizaron 5 tramos del gasoducto. Se verificó curvatura del tramo fisurado con flecha máxima de 25 mm en 3500 mm de longitud, ubicada en la progresiva de falla en posición diametralmente opuesta (**Fig. 3**). El revestimiento fue removido por el operador en la zona de falla; el resto se encontraba bien adherido. Se extrajeron muestras para análisis de propiedades y caracterización fractográfica y metalográfica. Ensayos de partículas magnetizables revelaron fisuras circunferenciales secundarias adyacentes a la fisura original (**Fig. 4**). La inspección boroscópica y por partículas magnetizables de todos los tramos no reveló fisuras ni arrugas adicionales.



Fig. 3. Tramo que contenía la falla – Arriba: Medición de la deflexión en el tramo fisurado. Abajo: Indicación de fuga en parte convexa.

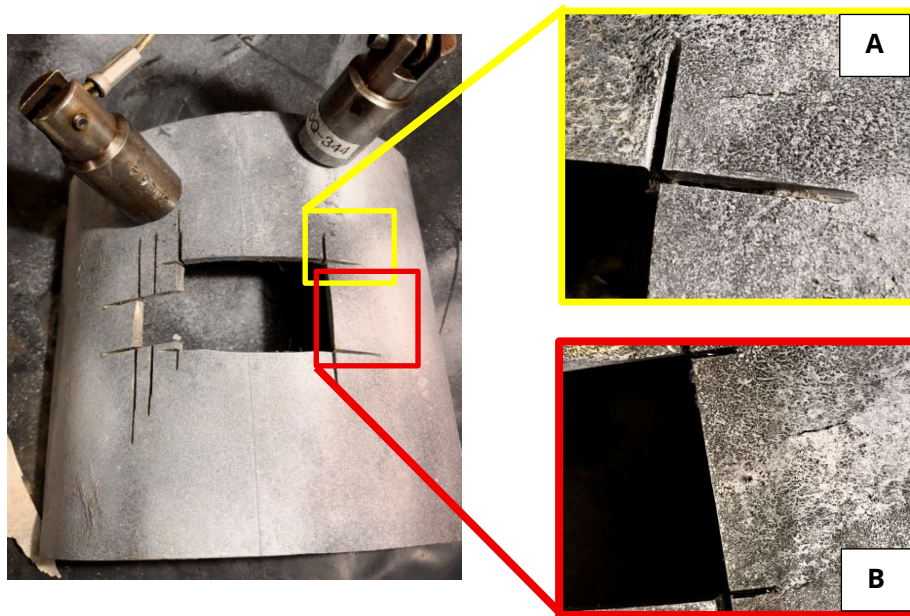


Fig. 4. Examinación por partículas magnéticas de la zona aledaña a la fisura. Se detectaron fisuras secundarias en sentido circular.

La zona fisurada fue seccionada y sometida a apertura criogénica mediante enfriamiento bajo el punto de transición dúctil-frágil e impacto, exponiendo superficies de fractura frágil (**Fig. 5. A y B**). La zona naranja corresponde a la fisura preexistente, la gris a la fractura de laboratorio. La soldadura ERW (marcada en rojo) presenta apariencia más dúctil y rugosa. La sección pasante de 7-8 mm (amarillo) controló el caudal de fuga detectado en servicio.

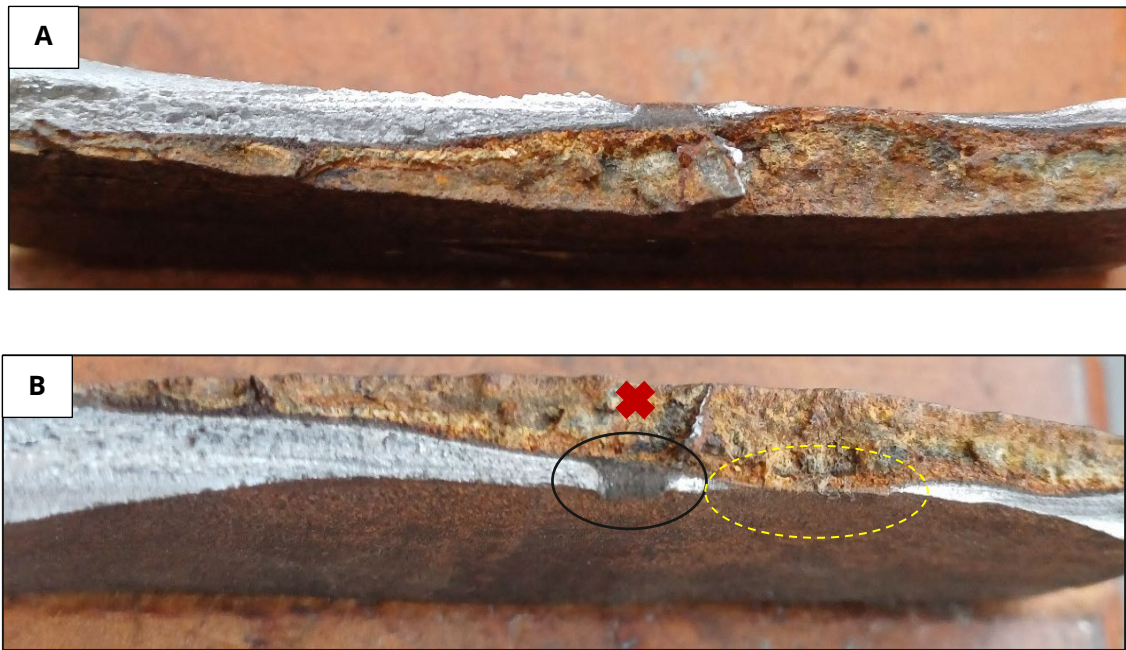


Fig. 5. (A y B). Superficie de fractura. Zona naranja es la fisura, en gris la fractura hecha en laboratorio. Se remarca en negro la soldadura ERW, y la parte pasante de la fisura (la fuga) se remarca en amarillo. Cruz roja: medición de composición química EDS.

En la *cross section* de la fisura realizada luego de la apertura (**Fig. 6**) se observa que no hay adelgazamiento significativo de la sección. La deformación plástica observada en la superficie interna corresponde a la apertura en laboratorio.

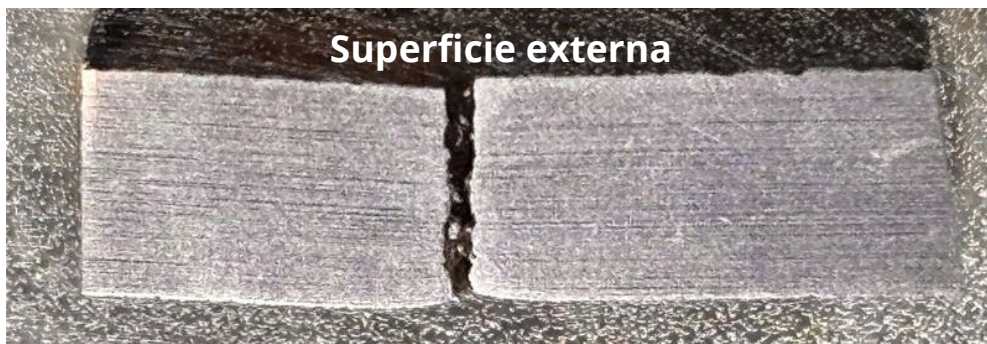


Fig. 6. Fisura principal luego de la apertura.

La microestructura del metal base corresponde a acero ferrítico-perlítico con bandeo típico de laminación en caliente y tamaño de grano no homogéneo distribuido en bandas (**Fig. 7. A**). La soldadura ERW presenta microestructura típica sin defectos (**Fig. 7. B**). Las fisuras secundarias aledañas a la fisura pasante mostraron propagación transgranular, con cierta tendencia a la ramificación (**Fig. 8 y Fig. 9**). La superficie de fractura fue analizada en un microscopio electrónico de barrido y se realizaron análisis químicos por EDS (**Fig. 10 y Tabla 1**). Se halló sodio, además de Silicio y Fósforo en cantidades que exceden el contenido de la aleación.

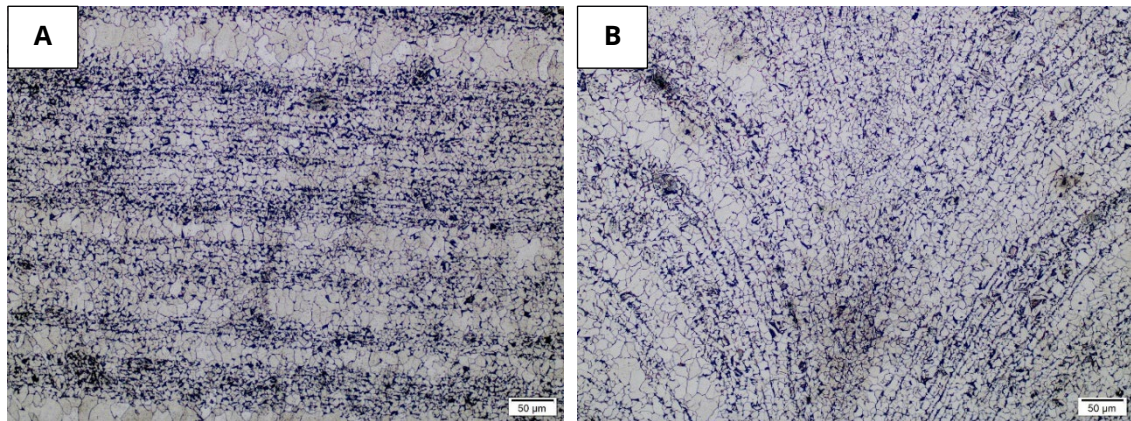


Fig. 7. A) Metal base. Microestructura ferrítico-perlítica con bandeo típico correspondiente a aceros laminados. Se observa tamaño de grano no homogéneo. B) Microestructura típica de una soldadura ERW.

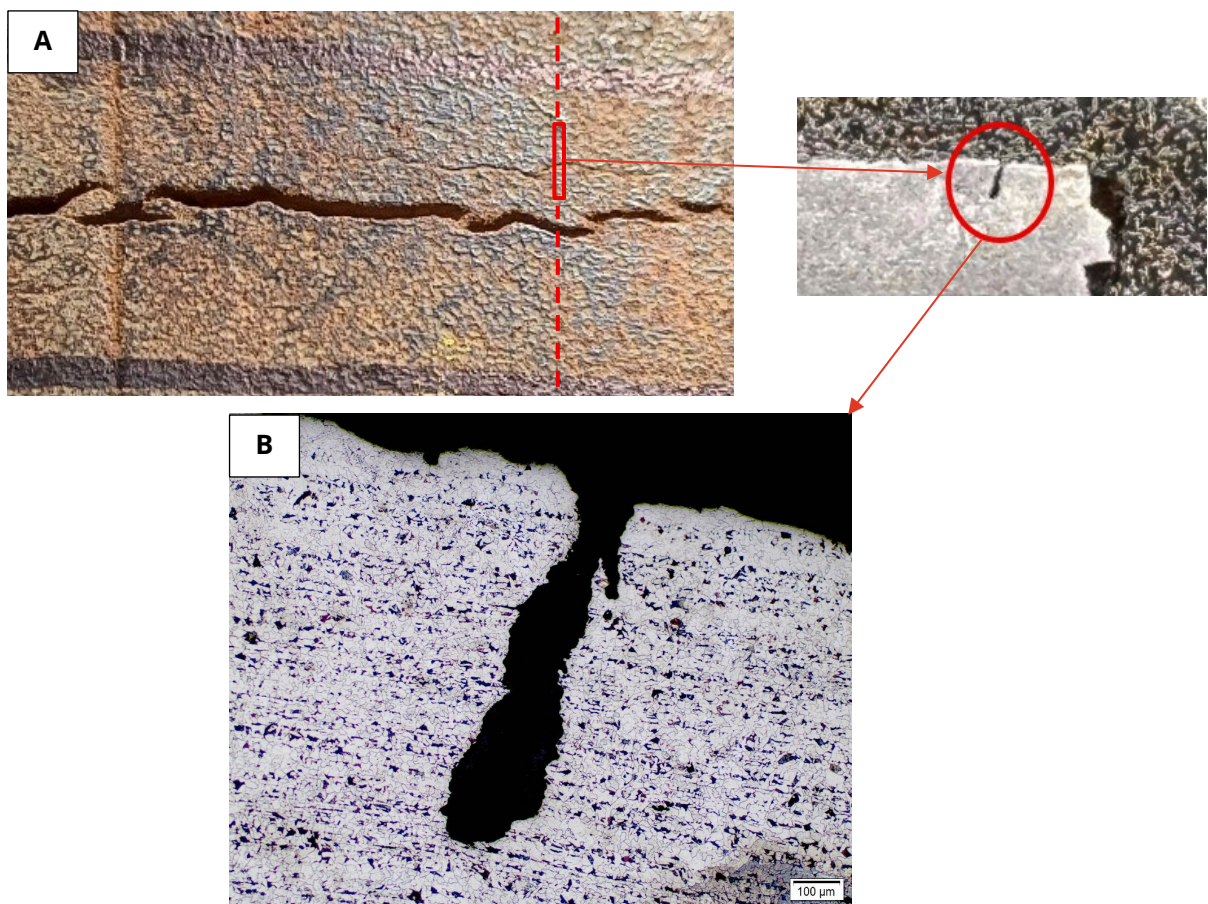


Fig. 8. A) Colonia de fisuras en la fuga y fisuras secundarias. B) Fisura secundaria- Ataque Nital - X100 - Se observa corrosión, propagación transgranular y ramificación.

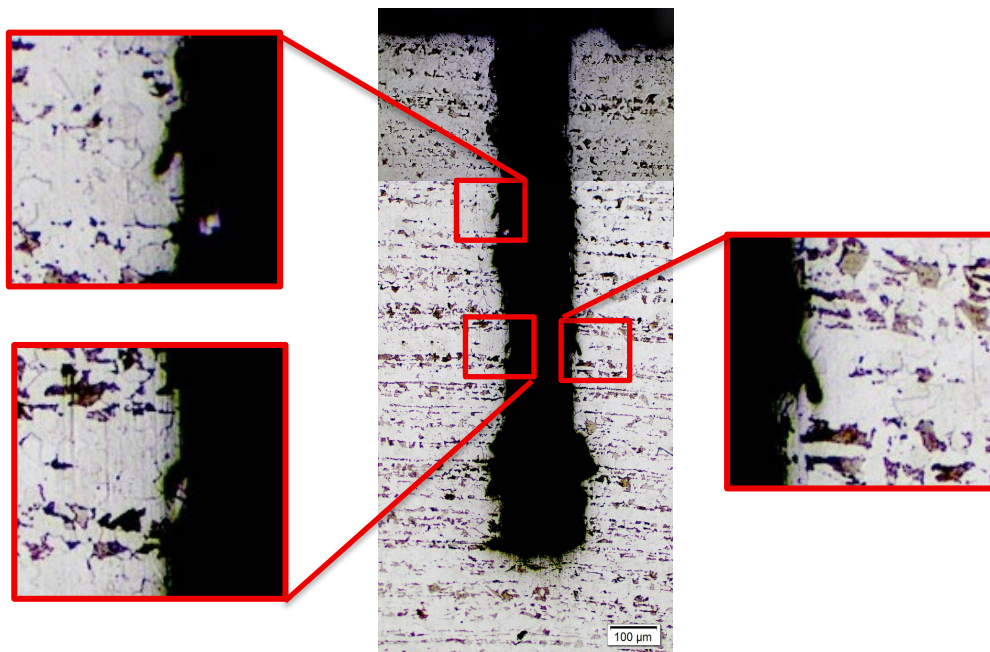


Fig. 9. Fisura secundaria – Ataque Nital – 100X - Detalle B, Fig. 4.

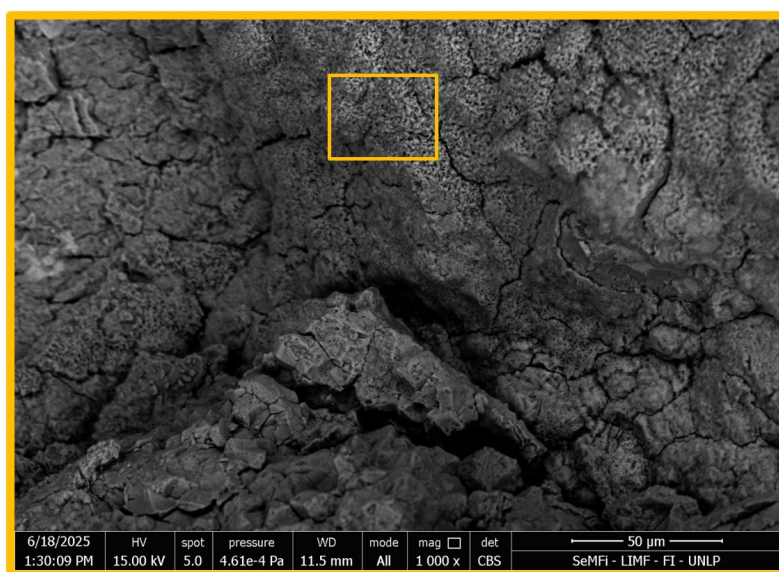


Fig. 10. SEM -Superficie de fractura - detalle Fig. 5.

Tabla 1. Espectro de composición química en zona de detalle Fig. 5.

	% Peso	% Peso Sigma	% Atómico
C	2,55	0,19	7,59
O	17,92	0,18	39,97
Na	0,96	0,07	1,49
Si	0,38	0,04	0,48
P	0,95	0,05	1,10
Fe	77,24	0,25	49,37
Total	100		100

Se realizó un análisis de composición química mediante espectrometría de emisión óptica al material del tubo que contenía la fisura. La composición química del material de fabricación cumple con las especificaciones establecidas para un acero API 5L X42 (**Tabla 2**).

Tabla 2. Resultados de análisis químico (% en peso). Ensayo realizado bajo la norma ASTM E415-21, utilizando un equipo "Spectrotest TAG N° MM-361" y un termohigrómetro "TAG N° MM-701".

	C	Mn	Si	P	S	Cr	Ni	Mo
Muestra Gasoducto	0,17	1,07	0,24	0,016	0,009	0,02	0,02	0,01
API 5L X42	<0,26	<1,3	-	<0,03	<0,03	-	-	-

Se realizó un ensayo de tracción uniaxial sobre una probeta longitudinal para determinar las propiedades mecánicas del tubo (**Tabla 3**) y se comparó con las especificaciones de resistencia mecánica establecidas para aceros API 5L X 42.).

Tabla 3. Resultado de ensayo de tracción uniaxial. Ensayo llevado a cabo utilizando una máquina Emic equipada con calibre digital.

	Tensión de Fluencia (MPa)	Tensión de Rotura (MPa)	Elongación (%)
Muestra KP 239+714	351	444	27
Petrel Norte*	331	447.8	30
Petrel Sur*	346	438.7	29
Tolhuin Norte*	317	442.7	30
Tolhuin Sur*	349	483.3	31
API 5L X42	<496	<758	19

**Datos correspondientes al Análisis de Aptitud para el Servicio realizado en 2003 (Informe Técnico GIE 2101-10/02.*

4. Discusión de Resultados

Resultados experimentales

Las **propiedades químicas y mecánicas** cumplen especificación. No se evidencia que los granos no homogéneos bandeados hayan afectado la propagación de las fisuras. En cuanto al **mecanismo de daño** observado, en la **Fig. 11** se muestra comparativamente la superficie externa de una fisura generada por SCC de pH cercano a neutro reportada en la bibliografía, en comparación con la del caso bajo estudio [4, 5, 6, 7]. La similitud es notable. Si bien se trata de un caso sobre una soldadura helicoidal, en ambos casos se trata de una fisura que es producto de la coalescencia de fisuras más pequeñas y con una apertura significativa.

En la **Fig. 12** se muestra una fisura correspondiente a un ensayo para el estudio de fisuras circunferenciales por SCC/corrosión-fatiga de pH cercano a neutro en cañerías enterradas reportado en la bibliografía [8], en comparación con una de las fisuras secundarias halladas en la cañería. Nótese que la propagación es transgranular y la fisura es ancha, debido a los

procesos corrosivos que ocurren en su interior. Esto sucede porque, a diferencia del SCC de alto pH, los productos de corrosión del SCC de pH cercano a neutro no tienen efecto pasivante. Además, la presencia de Silicio y Sodio en los análisis de EDS y la vegetación del entorno, compuesta por árboles de hojas caducas es compatible con el tipo de suelo tiende a la generación de SCC de pH neutro.

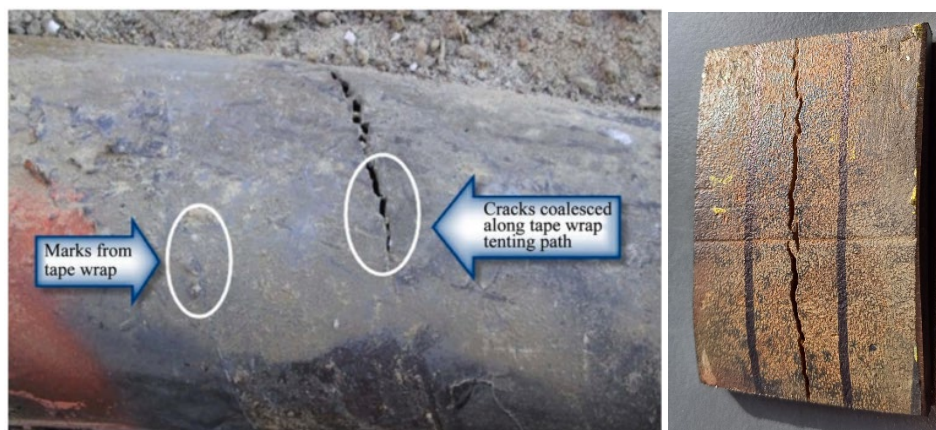


Fig. 11. Izquierda: fisura por SCC de pH neutro reportado en bibliografía (8). Derecha: fisura que originó la fuga.

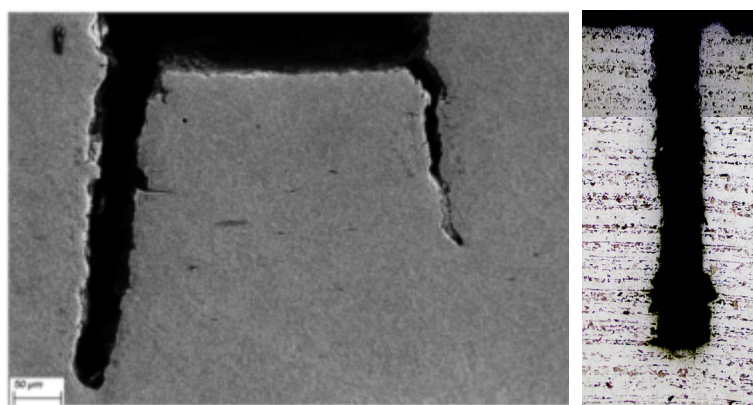


Fig. 12. Izq. Propagación de fisura por SCC / corrosión fatiga de bajo pH en ensayo de laboratorio simulando crecimiento de fisuras circunferenciales en cañerías enterradas. Derecha: reproducción de la Fig. 9.

La orientación de las fisuras indica que las tensiones principales asociadas a la propagación son axiales. En la figura **Fig. 13** se muestra el estado tensional en un ducto curvado en el caso que no se permita la restitución elástica (izquierda) y permitiendo la restitución elástica (derecha). El primer caso corresponde al estado tensional producido por cargas de *bending* sobre cañerías enterradas producto del movimiento de suelo. El segundo, típicamente ocurre cuando se realiza un curvado en frío durante la instalación de la cañería. Dado que las fisuras fueron halladas en la parte convexa de la tubería (Fig. 3), se deduce que el origen de las cargas que generaron las tensiones está asociado a movimientos de suelo. Esto es consistente con las características geográficas del terreno (pendientes del orden de 37/100).

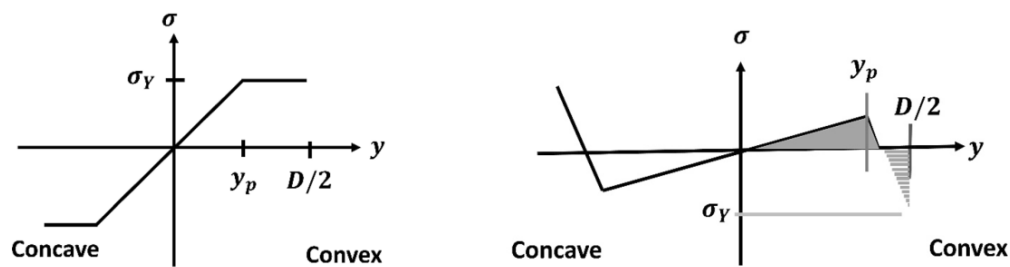


Fig. 13. Estado tensional en una curva de cañería. Izquierda: si no se permite la recuperación elástica. Derecha: si se permite la recuperación elástica.

Además, la fisura coincide con la soldadura longitudinal. Las tensiones residuales debidas a dicha soldadura pueden haber colaborado en el estado tensional, aumentando la triaxialidad de tensiones localmente, promoviendo aún más la propagación de una fisura en lugar de una deformación plástica.

En cuanto a las **inspecciones sobre la línea**, en la **Tabla 4** se muestran las capacidades de detección y dimensionamiento de distintas herramientas de inspección en línea (ILI) para cada tipo de defecto [9]. Se observa que la herramienta de MFL no tiene capacidad de detección de fisuras circunferenciales y, dependiendo de los sensores inerciales utilizados y del análisis entre corridas, puede tener cierta capacidad de detección de *bending*.

Tabla 4: Capacidades de detección y dimensionamiento de distintas herramientas de ILI por tipo de defecto.[9]

Integrity Assessment Detection/Sizing Objective	MFL Tools				Ultrasonic Tools (UT)			Geometry Tools		Pipeline Profile and Alignment Tools
	Axial MFL	Circumferential MFL (Transverse Field)	Helical MFL (Spiral Field)	Residual or Low Field MFL	Normal Beam UT (Wall Thickness)	Angle Beam Shear Wave UT (Crack Detection)	EMAT UT (Crack Detection)	Caliper	High Resolution	
Metal loss external or internal	S	S	S		S	D	D		D (internal)	
SSWC external or internal		S	S			D	D			
Axially oriented EAC						S	S			
Axially oriented stress fatigue cracking and other cracks						S	S			
Axially oriented crack-like manufacturing defects (i.e. hook cracks, cold welds)		D	D			S	S			
Circumferential cracking						S ^b	S ^b			
Dents	D	D	D	D	D	D	D	S	S	
Gouge or groove	DM	DM	DM	D	DM					
Wrinkles or buckles	D	D	D	D	D	D	D	D	S	
Expanded pipe								D	S	
Laminations	D	D	D		S	D	D			
Hard spots				D						
Evidence of strain				D					S ^a	S
Bends or curvatures	D	D	D	D	D	D	D	D	S	S
S is detection and sizing capability as specified by vendor.										
D is detection capability with limited or no sizing capability as specified by vendor.										
DM is detection capability of metal loss portion of mechanical damage with limited or no sizing capability as specified by vendor.										
NOTE 1 Refer to Table 1 of API RP 1176 for additional details on crack detection tools.										
NOTE 2 Inertial mapping tool information can be used to calculate safe operating pressure automatically.										
^a Requires offline calculation.										
^b With special setup.										

Los análisis CIS/DCVG, si bien no evidenciaron desvíos que generaran alarma, es sabido que el tipo de recubrimiento bicapa como el que posee la cañería tiene el efecto de apantallar la

protección catódica, permitiendo la corrosión, pero no la detección del defecto cuando el recubrimiento se encuentra despegado [10]. Por otro lado, las **bridas abulonadas de refuerzo** son efectivas para contener las cargas producto de la presión interna. Sin embargo, no están diseñadas para cargas axiales o tipo *vending*. Esto explica el crecimiento de la fisura luego de su instalación.

Mecanismos de daño y falla

El análisis metalúrgico confirmó que el material cumple plenamente con las especificaciones químicas, mecánicas y microestructurales requeridas. La fuga se originó por una fisura circunferencial en metal base cuya morfología, junto con la presencia de fisuras secundarias adyacentes, es consistente con fisuración por corrosión bajo tensión (SCC) de pH cercano a neutro.

El origen del SCC corresponde a cargas de flexión externas que indujeron curvatura en el ducto con flecha de 25mm en 3500mm. La ubicación de la fisura en el lado convexo indica inequívocamente que las cargas fueron aplicadas durante operación y no durante construcción, siendo consistente con movimiento de suelos en un terreno con pendiente superior al 30%. La conjugación de despegue localizado del revestimiento bicapa con estas tensiones de flexión creó las condiciones necesarias para el desarrollo del mecanismo de falla [11].

Recomendaciones de gestión de integridad

Las técnicas de inspección previamente implementadas (CIS/DCVG e ILI-MFL) carecen de la sensibilidad requerida para detectar tanto fisuras circunferenciales incipientes como despegues localizados en revestimientos bicapa, evidenciando una brecha crítica en la capacidad de detección temprana de esta amenaza específica [12].

Para gestionar efectivamente la amenaza de *bending* en concordancia con API RP 1187 [13,14] se recomienda implementar un programa integral que incluya:

- Evaluación geotécnica: Análisis de estabilidad de laderas en zonas críticas para identificar áreas susceptibles a movimiento de suelos
- Análisis retrospectivo: Procesamiento de datos inerciales de corridas ILI previas para mapear evolución de curvaturas y detectar movimientos de tubería
- Instrumentación avanzada [15, 16]:
 - Incorporar unidad de medición inercial de alta precisión (IMU) en próxima corrida ILI
 - Instalar sensores de deformación con monitoreo continuo (VWSG/ERSG) en tramos críticos
- Inspección especializada: Evaluar inspección interna mediante tecnología EMAT (*Electromagnetic Acoustic Transducer*) para detección específica de fisuras circunferenciales [17]

La implementación de estas medidas proporcionará capacidad predictiva y de detección temprana, mitigando significativamente el riesgo de recurrencia de este modo de falla.

5. Conclusiones

Los estudios experimentales que permitieron establecer el mecanismo de daño y las causas de la fuga en el gasoducto construido en los 70s con tubos API 5L Gr X42 de 8", con costura longitudinal de ERW de alta frecuencia, con recubrimiento bicapa. Los hallazgos más relevantes son: colonia de fisuras en la fuga y fisuras secundarias con falta de material debida a corrosión, propagación transgranular y ramificación.

La fisura circunferencial pasante en metal base y otras secundarias, encontradas en la parte convexa con signos de flexión por interacción suelo-ducto, son compatibles con SCC de pH cercano a neutro. Para este mecanismo deben darse tres condiciones: tensiones axiales superiores a un umbral, aceros al carbono susceptibles y medio corrosivo en contacto con el metal. Las altas tensiones axiales provienen de las cargas externas de flexión; las mismas que ocasionaron que se curvara el ducto. La ubicación de la fisura del lado convexo indica que el origen de las cargas ocurrió en servicio y no durante el tendido, producto del movimiento de suelos en una zona de alta pendiente del terreno (>30%).

Fue necesario también un despegue localizado del revestimiento. Este despegue no es detectable por técnicas CIS/DCVG debido a que la alta resistividad del revestimiento bicapa genera un apantallamiento de la protección catódica. Las inspecciones ILI-MFL tampoco detectaron la fisura o el despegue.

Finalmente, se discuten alternativas para gestionar la amenaza de *bending* en base a los recomendaciones de API RP 1187.

6. Referencias

¹ Informe Técnico GIE PR02386- 01Análisis de Falla Gasoducto Fuegoينو. GIE GROUP, 2025

² Informe Técnico GIE 2101-10/02: Analisis de aptitud para el servicio de Gto Fuegoينو, 2004.

³ Jens Tronskar (2016) Cofferdam and Hyperbaric "Live" Repair of Gas Pipeline Leaks. <https://doi.org/10.1115/OMAE2016-55077>

⁴ Asher, SL, Leis, B, Colwell, J, Singh, PM (2007) "Investigating a mechanism for transgranular stress corrosion cracking on buried pipelines in near-neutral pH environments", Corrosion 63, 932–939. <https://doi.org/10.5006/1.3278311>

⁵ Chen, W, King, F, Vokes, E (2002) "Characteristics of near neutral pH stress corrosion cracks in an X65 pipeline", Corrosion 58, 267–275. <https://doi.org/10.5006/1.3279878>

⁶ Chu, R, Chen, W, Wang, SH, King, F, Jack, TR, FesslerRR (2004) "Microstructure dependence of stress corrosion cracking initiation in X-65 pipeline steel exposed to a near-neutral pH soil environment", Corrosion 60, 275–283. <https://doi.org/10.5006/1.3287732>

⁷ Y. Frank Cheng (2013) "Stress Corrosion Cracking of Pipelines - Nearly Neutral-pH Stress Corrosion Cracking of Pipelines". pp. 73-115. <https://doi.org/10.1002/9781118537022>

⁸ Shirazi et Al. "Pipeline Circumferential Cracking in Near-Neutral pH Environment Under the Influence of Residual Stress: Dormancy and Crack Initiation" <https://doi.org/10.1007/s11661-024-07500-x>

⁹ API 1160 Ed 2024, "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines"

¹⁰ S. Coniglio y E. Carzoglio, "Degradación anticipada de revestimientos tricapa", Petrotecnia 2 - 2021, IAPG

¹¹ Han Bing et al (2012) "Strain-based design for buried pipelines subjected to landslides". <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0204>

¹² NACE SP0204 (2015) - "Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology"

¹³ American Lifelines Alliance (2001) Guidelines for the design of buried steel pipe.

¹⁴ API RP 1187 (2024) - "Detection, Measurement, and Mitigation of Pipe Movement on Transmission Pipelines"

¹⁵ ASME B31.8S (2020) - "Managing System Integrity of Gas Pipelines"

¹⁶ API 1163 (2013) - "In-line Inspection Systems Qualification"

¹⁷ Venugopal K Varma et al (2010) EMAT-Based Inspection of Natural Gas Pipelines for Stress Corrosion Cracks.