



Este trabajo fue seleccionado en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas del año 2024

Análisis de falla y causa raíz. Rotura en derivación

Por **Matias Vigliano** (TGN), **Jose Luis Otegui** (Aconcagua Ingeniería) y **Ricardo Ramos** (Aconcagua Ingeniería).

Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio y propone recomendaciones para prevenir fallas en derivaciones futuras.



Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio en una derivación, que fue detectada en la madrugada del 30 de octubre de 2023.

Las caracterizaciones fractográficas en microscopía óptica y electrónica (SEM) permitieron verificar tres instancias de propagación de fisura en la zona de iniciación de la falla. El mecanismo de daño en servicio es desgarrar en etapas, debidos a cargas controladas por desplazamiento (reacciones en la cañería de derivación) que generaron esfuerzos transversales al espesor, dirección en el cual el material del ducto presenta debilidades microestructurales. Estas debilidades han generado desgarramientos paralelos a la superficie del ducto, tanto en la zona

de iniciación como en varias zonas de la propagación rápida de la fractura.

Las caracterizaciones metalográficas permitieron verificar la ausencia de mecanismos de daño en servicio por SCC. Las caracterizaciones químicas y mecánicas no revelaron no conformidades severas en los materiales. El material del gasoducto cumple los requisitos de la norma para un acero API 5L X52, excepto por contenidos de fósforo superiores a los límites de norma. Asimismo, se encontraron socavaduras que contribuyeron a la iniciación del defecto cuya propagación en servicio dio origen a la falla.

El estudio de las condiciones operativas del gasoducto no justificaron por sí mismas el mecanismo de falla descrito anteriormente. La utilización del modelo numérico para evaluar diferentes escenarios alternativos permitió encontrar una situación compatible con el análisis de falla y con las condiciones de construcción de la derivación.

Se discuten las causas raíz del problema, y se realizan recomendaciones para evitar este tipo de fallas para aplicar en derivaciones ya existentes o al momento de diseñar y colocar derivaciones nuevas.

Introducción

Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio en una derivación, y fue detectada en la madrugada del 30 de octubre de 2023. El sitio se clasifica como Clase de Trazado 1 y no es un Área Sensible.

En la Figura 1 la flecha roja indica el sitio de iniciación de la falla en estudio. Desde la instalación de la derivación en 1991, hasta 2005, la derivación estaba dentro de una cámara construida en ladrillo, indicada en amarillo en la Figura 1, a la que se accedía para actuar la válvula. Debido a que el agua acumulada dentro de la cámara la hacía inviable, en 2005 la cámara fue drenada y rellena con tierra, se colocó un actuador prolongado a la válvula, y se reemplazó la tapa metálica por un piso de cemento pobre. Desde 1991 hasta la fecha de la rotura, el ducto y la derivación estuvieron apoyados sobre las paredes de la cámara, lo que le daba al sistema un cierto grado de rigidez.

Las dimensiones del cráter originado por la rotura de la cañería se observan en la Figura 2. Un tramo de aproximadamente 10 metros de la tubería sufrió una fractura longitudinal, separada por aproximadamente $\frac{1}{4}$ circunferencia de la soldadura longitudinal. Debido a la energía liberada por la despresurización del gas, este tramo quedó aplanado, en el fondo del cráter. En la zona aproximadamente central de la fractura se observa el sitio de la acometida de 3" (ver inserto en Figura 2). Debido a la rotura, la derivación quedó desprendida del gasoducto. La tapada (terreno sobre el ducto) medida en el cráter el día del evento es de 2 metros.

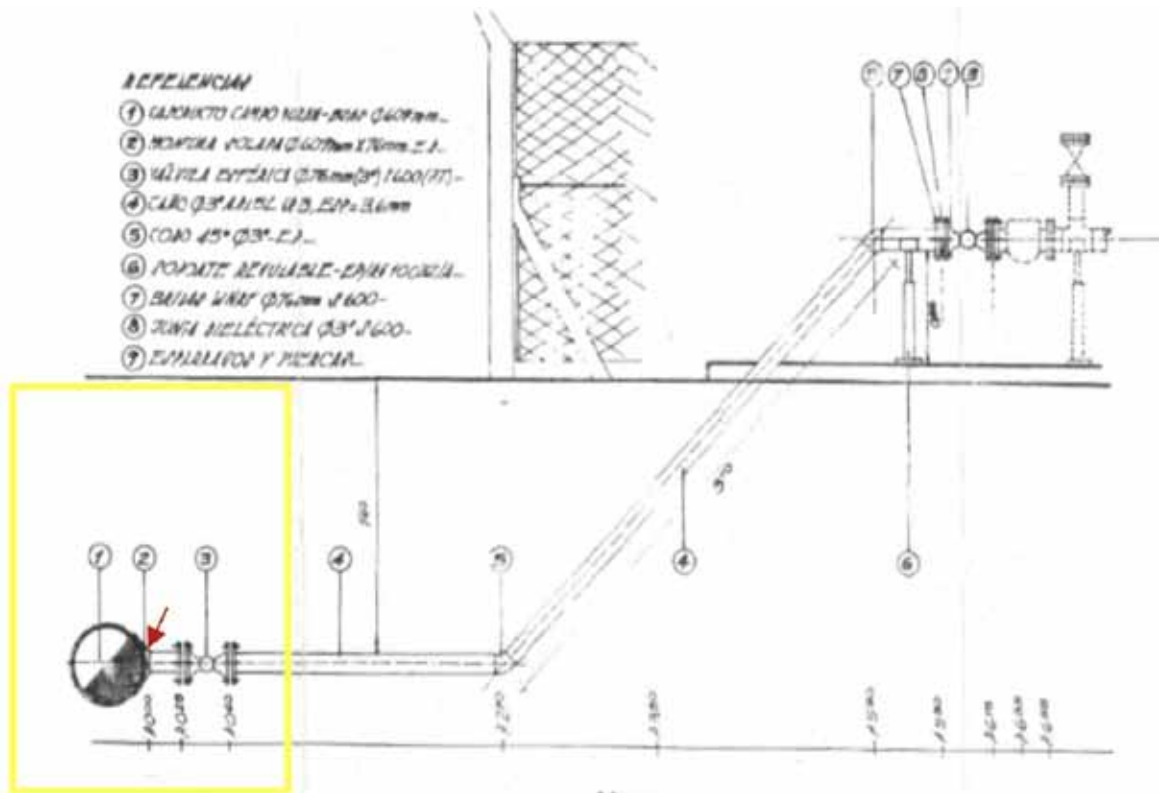


Figura 1. Plano en elevación de la derivación

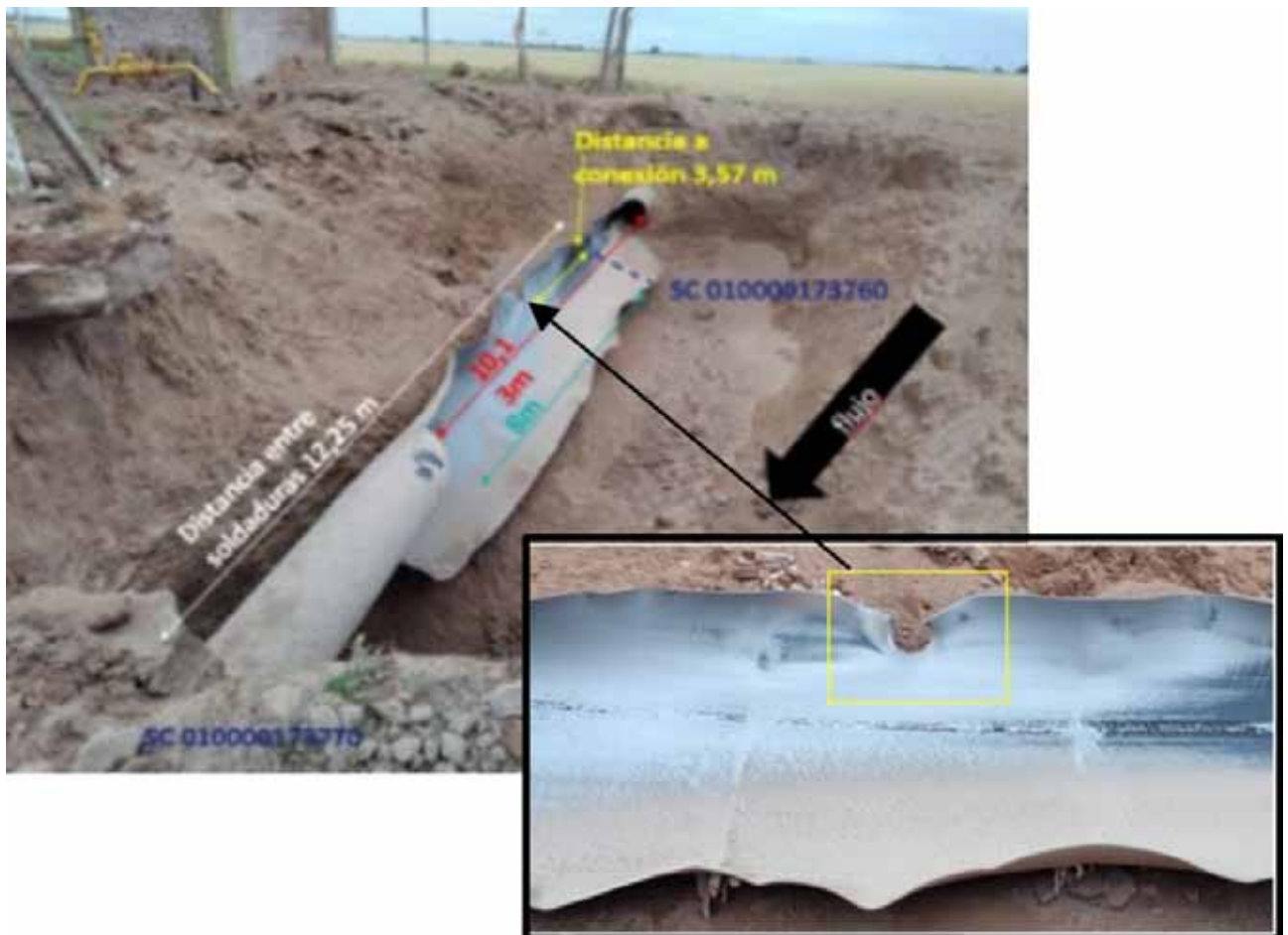


Figura 2. Tramo afectado por la falla en servicio, dimensiones. Inserto: ubicación de la acometida en el centro del tramo averiado.

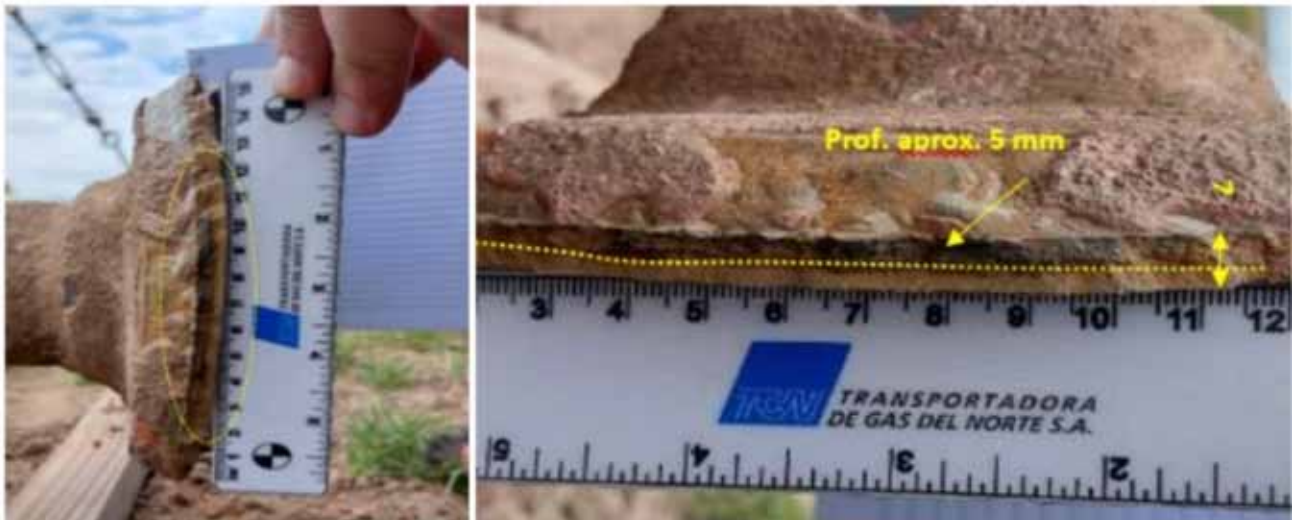


Figura 3. Fractura en la soldadura entre poncho y ducto.

La Figura 3 muestra la rotura en la conexión de la derivación, del cual este tramo es el faltante en el inserto de la Figura 2. Se indica una posible fisura ubicada en el talón de la soldadura de filete entre el refuerzo (poncho) de la derivación y el ducto de 24". Sobre la superficie de fractura en la zona del talón de la soldadura se observa una tonalidad más oscura, que infiere la existencia de una fisura preexistente de aproximadamente 5 mm de profundidad. La tonalidad oscura en general indica presencia de magnetita, que aparece dentro de fisuras con gran tiempo de existencia.

El revestimiento del gasoducto es asfáltico con fibra de vidrio. Las verificaciones (año 2006) de revestimiento en el gasoducto y en la cañería de la derivación concluyeron revestimiento en buen estado. El suelo en el que está enterrado el gasoducto está rodeado de terrenos aptos para agricultura, con una textura superficial y subsuperficial franco limosa, con buen drenaje de agua. El último relevamiento continuo de resistividades, realizado a principios de 2023, indica un suelo de agresividad baja, con mediciones promedio de 12300 Ωcm .

En el historial de presiones durante los cinco días previos a la falla en servicio, se observa que existe una oscilación máxima de entre 20 y 25%, con ciclos aproximadamente diarios, y que al momento de la rotura la presión en el ducto era igual a la más alta registrada en ese período. La Prueba Hidráulica Pre-operacional del gasoducto se realizó en 1960, a 110% de la máxima presión de operación (MAPO).

Las evaluaciones realizadas en 2015 formaron parte de las que se hicieron luego de una falla en servicio ocurrida en una derivación similar en 2014, sobre este mismo ducto [1]. La secuencia de las etapas del trabajo consistió en: Remoción de la platea de hormigón; Retiro de la tierra; Limpieza de derivación y gasoducto; Preparación de superficies; Ensayos (se muestra ultrasonido con palpador angular, de interpretación manual); Repintado; Colocación de la misma tierra; y Reconstrucción de platea de hormigón.

En el informe respectivo [2] se indica que no se en-

contraron indicios de alteraciones del suelo ni situaciones anómalas que pudieran indicar tensiones sobre el gasoducto. Las inspecciones de gammagrafía, ultrasonido angular (70°) y partículas magnetizables no evidenciaron la presencia de anomalías.

En las copias digitalizadas de las radiografías de la soldadura entre poncho y gasoducto se aprecian algunas discontinuidades como agrupaciones de poros y una socavadura. No hay indicios de defectos planos, pero dicha socavadura identificada coincide con la posición de la iniciación de la falla, por lo que se considera que contribuyó al mecanismo de daño en servicio.

En el análisis de riesgo [3] se utilizó como referencia la corrida de inspección interna de 2016, y fueron consideradas todas las amenazas presentes para esta instalación. El segmento donde ocurrió la falla se ubica en la zona baja de riesgo relativo [1] por lo que no había indicios de una potencial falla. En concordancia con los resultados de riesgo, no surgieron acciones de prevención, mitigación y/o reparación en la zona analizada.

Desde 1990 y hasta 2021 se han realizado en el tramo doce inspecciones internas con diversas tecnologías, incluyendo: MFL, Caliper, Inercial, TFI, EMAT y ROMAT. Los últimos relevamientos CIS-DCVG se realizaron en 2021. Los potenciales paso a paso medidos en el lugar de la rotura verifican potenciales OFF del orden de los -800mV. El potencial natural de cañería medido en el mojón 1226, es -390 mV, por lo que la cañería afectada por la rotura cuenta con potenciales polarizados del orden de -400 mV, con lo que cumple con el criterio de protección 1.3 del Apéndice D de la norma NAG 100 (100mv de polarización catódica). En el sitio de la derivación no se reportaron fallas de revestimiento. Las indicaciones DCVG más cercanas se encuentran a 10 metros y son de magnitud media (%IR), en consistencia con la antigüedad del revestimiento asfáltico. La última inspección interna reporta 2 anomalías en la zona. La mayor anomalía en la zona del evento es un defecto externo volumétrico con profundidad de 15% del espesor de pared y una presión de rotura estimada en 1,65 veces la MAPO.

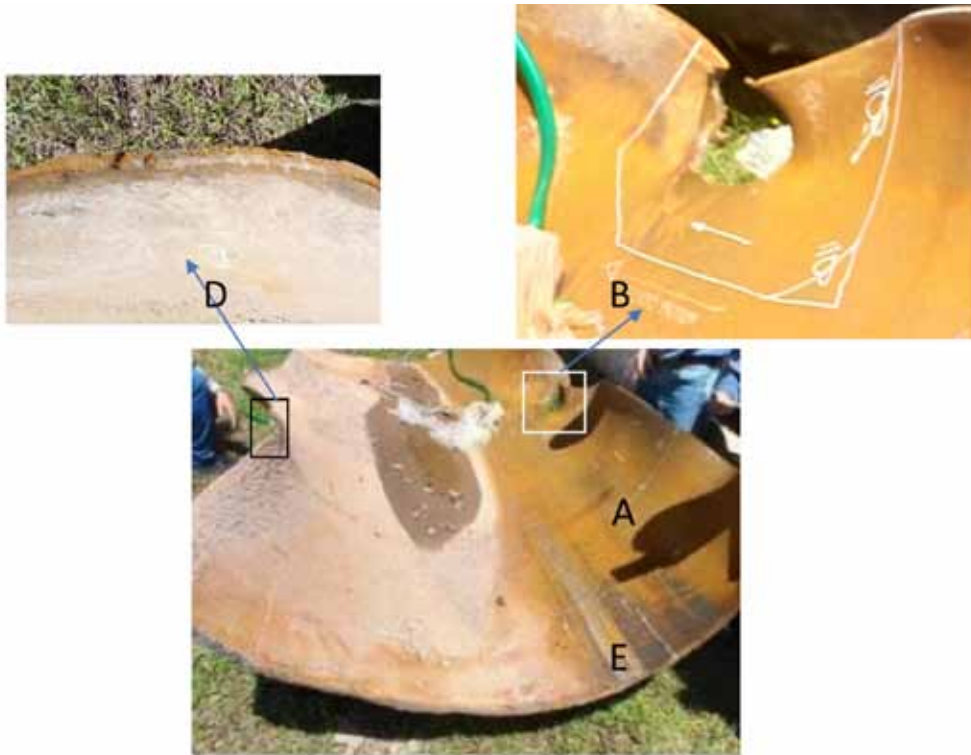


Figura 4. Piezas seleccionadas: B y D incluyen probable iniciación de la falla, A y E para ensayos mecánicos y análisis de corrosión interna.

Desarrollo

Se definieron las muestras más relevantes para su posterior estudio. La pieza correspondiente a la derivación fue trasladada en su totalidad, el tramo de ducto había previamente sido cortado en cuatro tramos, con la parte aplanada por la rotura en dos tramos, Figuras 4 y 5:

B y D: zonas que incluyen la zona de probable iniciación de la falla, inicialmente unidas a la derivación.



Figura 5. Pieza F, acometida de la derivación. En líneas blancas primeros cortes realizados, detalle de zona de probable iniciación

A y E para ensayos mecánicos de metal base de ducto y análisis de corrosión interna. C: unión entre soldaduras (Figura 5).

La derivación fallada se ubicaba aproximadamente en posición horaria 3 respecto del diámetro del ducto. La yuxtaposición de las muestras B y D en la Figura 6 permite interpretar la forma en que la fractura inició probablemente en la posición horaria 12 (parte superior) del perímetro de la soldadura circunferencial entre refuerzo y ducto. Vista desde el interior del ducto de 24", se indica en amarillo la iniciación de la fisura en el talón de la soldadura. Las flechas amarillas indican la forma en que la fractura se propagó simultáneamente en ambas direc-

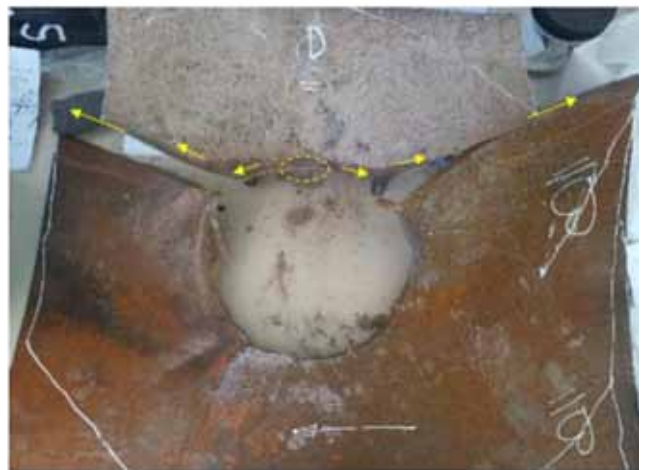


Figura 6. Sitio de iniciación y sentido de propagación de las fracturas al momento de la falla en servicio.



Figura 6. Corte en muestra F, sección de la acometida de la derivación, refuerzo Saddle (montura)

ciones, una vez que se hizo pasante, hasta convertirse en dos fisuras axiales que propagaron en sentido opuesto en el tubo de 24".

La Figura 2 permite observar características típicas de la propagación rápida de fracturas en gasoductos: ondulaciones en la chapa a lo largo del recorrido de la fractura en su tramo longitudinal, aplanamiento del tubo, y eventual cambio de orientación de la fractura, que se hace helicoidal y conduce al corte del tramo, en ambos extremos de la zona de la rotura.

Las piezas A, C y E se usaron para la caracterización de material base y soldaduras en el ducto de 24". Se cortaron probetas para ensayos mecánicos del material base del tubo afectado (tracción y ensayo de impacto Charpy a -20C, 0C y 20C). Las mediciones de dureza se realizaron con un durómetro Rockwell B. El material cumple los requisitos de norma para un acero API 5L X52.

La Figura 5 se muestra la Pieza F, acometida de la derivación: en líneas blancas primeros cortes realizados, detalle de zona de probable iniciación. La Figura 6 muestra el corte longitudinal de la brida y la derivación. La observación macroscópica permite verificar que el refuerzo soldado corresponde a una montura, definida como tipo Saddle por ASME B31.8, Apéndice I. La inspección visual no revela defectos en su geometría o en sus soldaduras.

Las mediciones de dureza en la soldadura refuerzo/gasoducto fueron complementadas con un mapeo de microdurezas en una sección transversal cercana a la iniciación de la falla, a lo largo de una línea que atraviesa soldadura y zona afectada por el calor. La máxima dureza en ZAC es de 225 HV, que equivale a 98 HRB, menor a 20 HRC. No se observaron fenómenos de fragilización en ZAC.

Los resultados de los ensayos mecánicos de tracción (transversal y longitudinal) de la chapa base del gasoducto permiten verificar que el material cumple la especificación actual, superior a la API SPEC 5LX 18th edition 1959.

Se realizó el análisis químico elemental mediante espectrometría óptica de emisión de los materiales del gasoducto, del refuerzo y de la soldadura. Se observa un valor 10% superior a los requisitos de API 5LX X52 de la época de construcción para el contenido de Fósforo en el cuerpo del ducto. Los valores restantes se encuentran dentro de los límites establecidos.

Los resultados de los ensayos de impacto Charpy (-20C, 0C y 20C – Probeta subzise 10x5x55mm) de la chapa base del gasoducto muestran que la tenacidad a temperatura ambiente aún no supera la condición de transición dúctil frágil.



Figura 7. recubrimiento de color rojo.



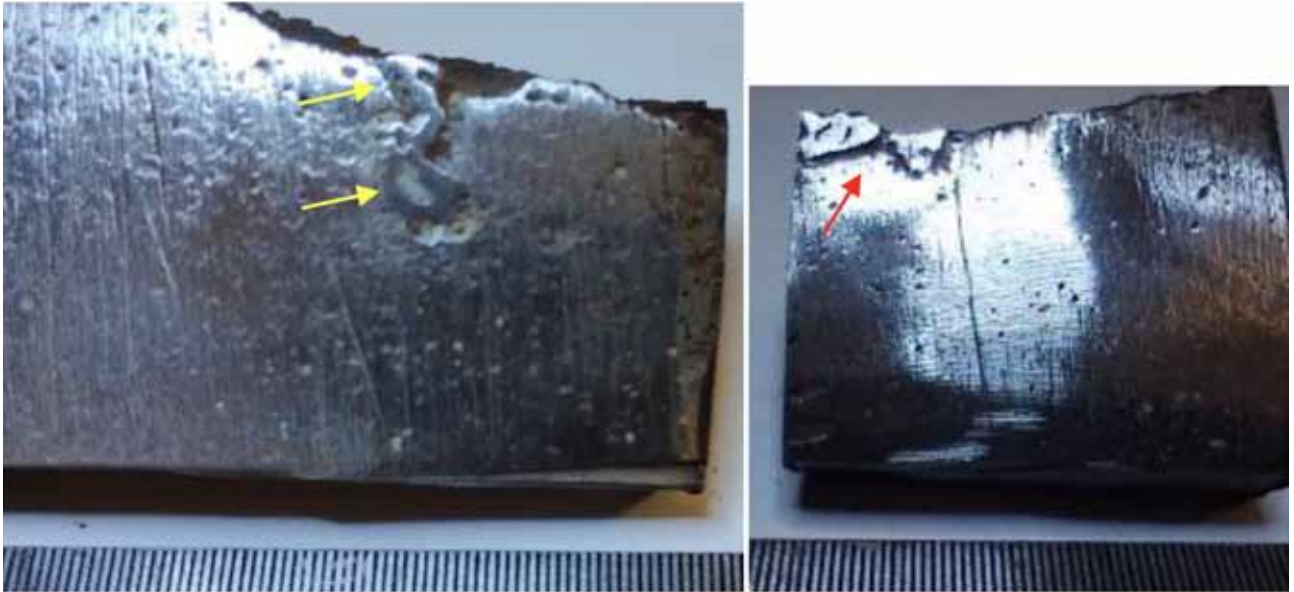


Figura 8. (a,b) dos defectos por inicio de arco fuera del cordón de soldadura.

La composición química del recubrimiento de color rojo (Figura 7), fue determinada mediante técnica de FRX. La composición metálica mayoritaria es de Al (12%), Fe (20%), Si (39%) y Ti (15%). El análisis SEM-EDS del recubrimiento blanco indicó presencia de Cr y Zn. Dada la diferencia composicional entre ambos recubrimientos, es razonable considerar que se han aplicado en diferentes instancias: el blanco cuando se colocó la derivación en 1993, y el rojo luego de la inspección en 2015 [4].



Figura 9. (a,b) Zona de interés en la superficie de fractura de la muestra F

Se analizaron siete muestras de la tierra adherida a las muestras metálicas. Se aplicó la norma IRAM 29410 de determinación del pH, se determinó el pH del suelo utilizando un peachímetro Hanna HI 2211 y la conductividad del medio con un conductímetro Apera EC700.

Se evaluó la composición de las muestras más representativas de la tierra dentro del recinto, y en base a su resistividad se han dado equivalencias de corrosividad (R. Winston Revie Uhlig's Corrosion Handbook Second Edition año 2000 p.339 y Standard AWWA C205/A21.5-05 Apéndice A2). En la mayoría de los suelos el pH está comprendido entre 5 y 8 por lo que la corrosión no suele depender del pH, a menos que existan bacterias reductoras de sulfato, cuyo pH óptimo para la reducción de sulfato es 7 y estas acidifican el suelo. Los valores de pH medidos en las distintas muestras en el sitio de la falla se encuentran en el rango entre 5 y 8. Hay 3 casos que llegan a 8,4 pero podría considerarse que no es un valor tan elevado para que tenga incidencia en mecanismos de corrosión generalizada o localizada.

La inspección por tintas penetrantes de la superficie exterior del ducto, en zona aledañas a la derivación fallada no encontró evidencia de colonias de fisuras. La Figura 8 permite identificar dos defectos: inicio de arco fuera del cordón de soldadura, que generaron discontinuidades geométricas y metalúrgicas en el talón de la soldadura perimetral del refuerzo en la zona cercana a la iniciación de la falla. Si bien estos defectos indican una mala calidad de soldadura, no fueron iniciadores directos de la falla. La inspección visual determinó que sobre la superficie del refuerzo y de la soldadura perimetral el revestimiento rojo fue colocado por encima del revestimiento blanco. Estas zonas fueron analizadas mediante NDT en 2015.

La Figura 9 (a) muestra la superficie de fractura y el cordón de la soldadura en la zona de interés en la muestra

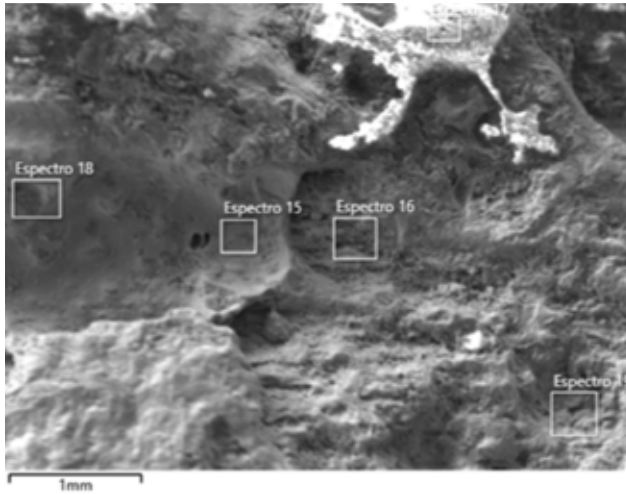


Figura.10. SEM X50 en superficie de fractura zona A (iniciación, Figura 9), composición química en sitios seleccionados.

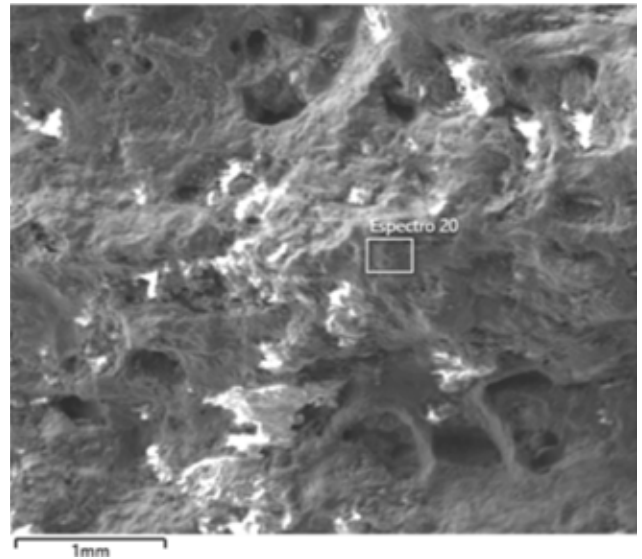


Figura 11. SEM X50 en superficie de fractura zona C (propagación subcrítica, Figura 9), (b) composición química en depósito oscuro.

F, luego de limpieza en detergente y baño ultrasónico. El recuadro indica el sector mostrado a mayor magnificación en la Figura 9 (b). En el espesor del ducto, sobre la superficie de fractura, se indican dos regiones:

- Zona cercana a la superficie externa, recubierta de un depósito corrosivo adherente y de color oscuro (probablemente magnetita). Esta zona es típica de un proceso de crecimiento lento subcrítico de fisura durante el servicio.
- Zona cercana a la superficie interna, cubierta de un depósito corrosivo naranja, producto de la corrosión atmosférica posterior a la fractura que dio lugar al evento de falla.

La Figura 9 (b) muestra un detalle de la zona recuadrada en la superficie de fractura. La flecha indica un depósito de color rojo, de forma semielíptica, sobre la superficie de fractura. Se indican cuatro áreas (A,B,C,D) de interés, que corresponden a las siguientes fractografías tomadas en microscopía electrónica de barrido (SEM), de muestras sometidas también a análisis químico por microsonda de rayos X (EDS). La Tabla 3 resume las composiciones químicas identificadas.

La Figura 10 (a X50) muestra como ejemplo la superficie de fractura zona A (probable iniciación, Fig-

Elemento	Espec 15	Espec 16	Espec 17	Espec 18	Espec 19	Espec 20	Espec 21	Espec 22	Espec 23	Espec 24	Espec 25
	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso	%peso
C	9.87	9.86	38.20	11.89	6.98	13.30	7.23	3.27	7.78	35.31	14.90
O	26.04	24.70	24.64	20.25	18.09	22.56	54.12	8.98	2.82	21.65	6.32
Na	0.40	0.49	0.36	-	-	-	-	-	-	-	-
Mg	0.54	1.04	1.35	0.34	0.40	0.67	-	-	0.24	0.71	0.38
Al	1.42	1.82	1.28	0.61	0.98	0.81	-	-	0.20	0.63	0.50
Si	3.46	4.45	3.62	1.39	2.05	2.47	36.96	0.19	0.70	1.70	1.08
K	0.35	0.40	0.38	0.17	0.20	0.30	-	-	0.13	0.19	0.11
S	-	0.32	0.25	-	-	0.28	-	-	-	0.12	-
Ca	1.75	1.05	0.54	0.75	1.02	1.11	-	0.11	0.20	0.30	0.25
Cl	-	-	0.08	-	-	-	-	-	-	-	-
Mn	0.74	0.50	0.77	0.82	0.56	0.60	-	0.37	1.11	-	1.67
Fe	55.42	55.37	24.51	63.79	69.73	57.88	1.70	86.87	72.87	27.41	64.12
Zn	-	-	1.55	-	-	-	-	-	10.02	8.48	7.70
Cr	-	-	2.45	-	-	-	-	-	3.92	3.49	2.97
Br	-	-	-	-	-	-	-	0.21	-	-	-
Total:	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 3. Resumen composiciones químicas en superficie de fractura, zona iniciación.

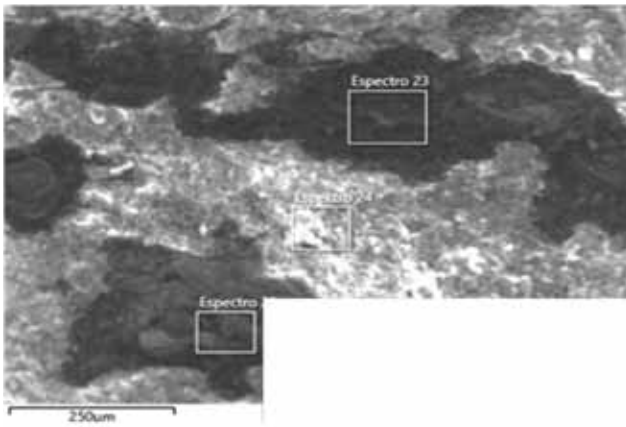


Figura 12. SEM X200, depósitos en zona iniciación A (Figura 9), composiciones químicas

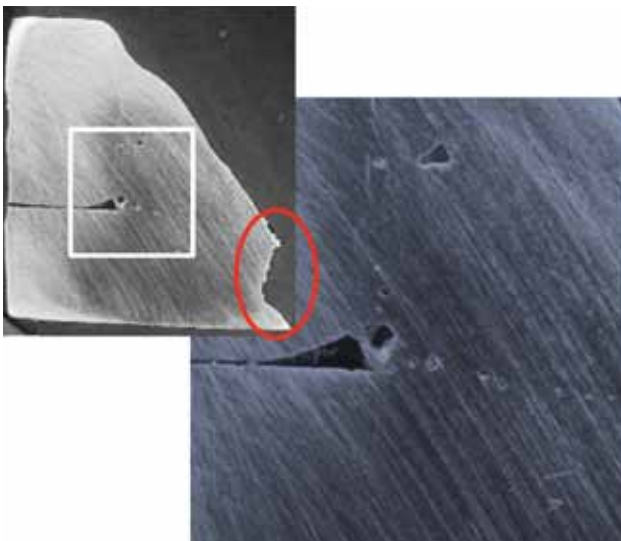


Figura 13. Cortes metalográficos y traza de la fractura en zona de propagación en servicio

ra 9), en una zona dentro de la semielipse roja. Nótese

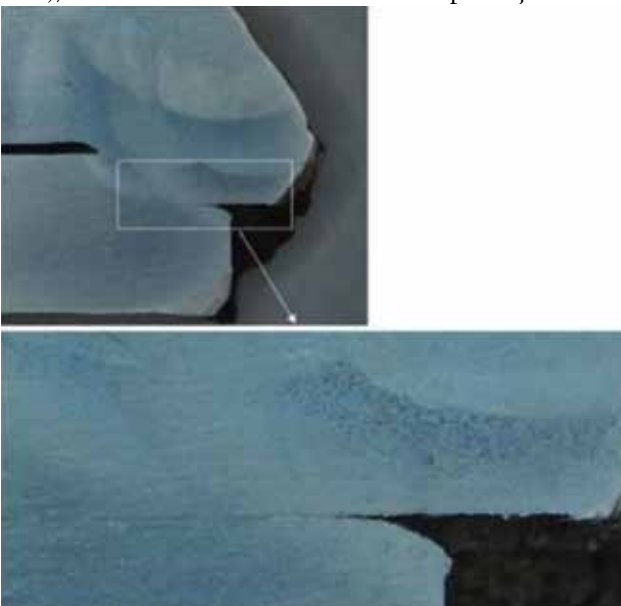


Figura 14 (a X7, b X20) sección 3. ZAC en ducto, fisura secundaria paralela a la chapa



Figura 15. (X20) sección 2, defecto inicial con pintura roja, y traza de propagación en servicio

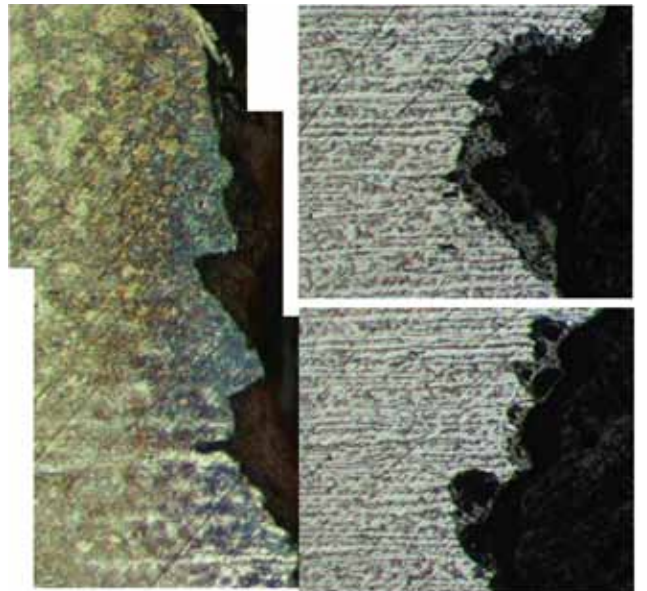


Figura 16. (a, X100) Traza en ZAC; (b, c, X100) picado en traza fuera de ZAC dentro de zona roja.

que el depósito aparenta ser un resto del recubrimiento polimérico, aparecen cantidades de Zn y Cr, elementos habitualmente presentes en los recubrimientos anticorrosivos. Se presume entonces que no provienen de la metalurgia de los aceros, de la tierra ni de contaminaciones posteriores.

La Figura 11 muestra (a X50) la superficie de fractura en zona C. Aquí estamos dentro de la zona (I) oscura, correspondiente a propagación subcrítica en servicio. Nótese los huecos en la superficie de fractura. Finalmente, los depósitos poliméricos en la zona roja "A" de iniciación fueron analizados en diversos sectores, ver Tabla 3.

Se realizaron Análisis metalográficos en tres secciones

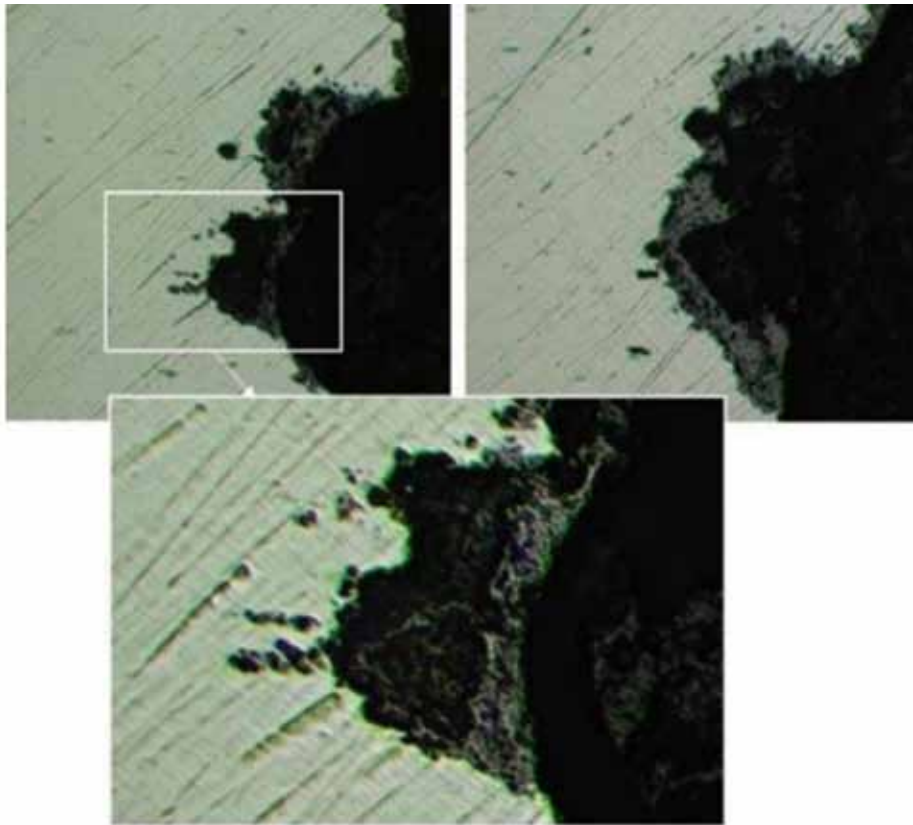


Figura 17. (a,b, 100) Picado en traza fuera de zona roja, dentro de zona recubierta por magnetita. (c, X200) Detalle anterior

del cordón de soldadura entre el refuerzo y el gasoducto, luego de pulido y ataque metalográfico con Nital 2%. La sección 1 es mostrada en Figura 13, previa a pulido en paño, se identifican defectos de soldadura (poros y rechupes) y la traza de la fractura que dio origen a la falla.

La Figura 14.a muestra detalles de la sección 3. Aquí se aprecia que el espacio entre refuerzo y ducto, las diferentes pasadas entre cordones, y la zona afectada por el calor (ZAC) en el material del ducto. El tamaño de

grano en ambas ZAC (ducto y refuerzo) es grande. A mayor magnificación (Figura 14.b) se muestra la fisura secundaria en dirección horizontal en la figura propaga en forma paralela de la superficie del ducto, normal a la dirección global de la fractura. Esto indica una muy baja resistencia del material del ducto a la tracción en sentido del espesor.

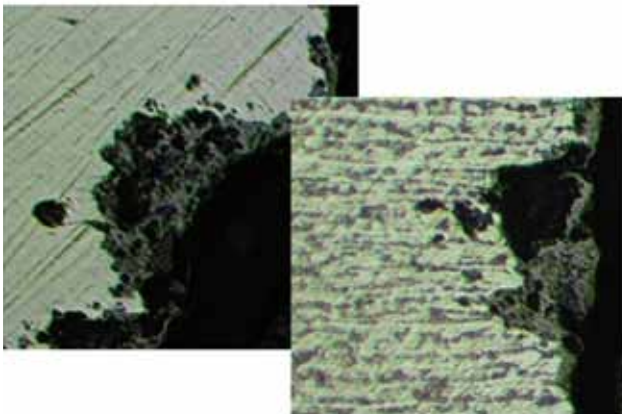


Figura 18. (a,b, X200) Detalles del picado, en traza dentro de la propagación en servicio

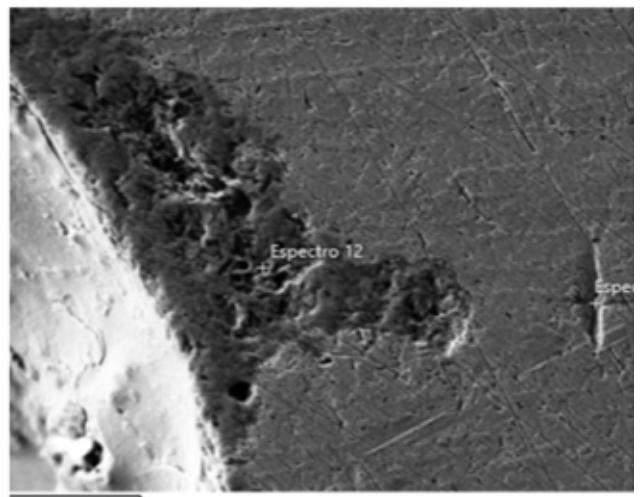


Figura 19. Zona evaluada con microsonda EDS en el interior de un pit.

La Figura 15 (X20) muestra la sección 2 en la zona del defecto inicial, recubierto de la pintura roja. El espesor del recubrimiento permite inferir que el defecto preexistente en 2015 era de naturaleza volumétrica, del cual pudo haber sido originalmente la socavadura no identificada en las placas radiográficas, que luego se fue ensanchando por un proceso de picado. La Figura 16 (a, X100) muestra la traza en la parte más cercana al talón, se aprecia la microestructura de ZAC. La Figura 16 (b,c, X100) muestra detalles del picado, en la traza ya fuera de la ZAC pero aún dentro de la zona roja.

La Figura 17 (a,b, X100) muestra detalles del picado, en la traza ya fuera de la zona roja, pero aún dentro de la zona de propagación en servicio (recubierta por magnetita). Se verificó que en ningún caso hay microfisuras asociadas a

Espectro 12	Concentración aparente
O	3,79
Si	0,07
Mn	0,52
Fe	96,75

Tabla 4. Análisis químicos con microsonda EDS en el interior de un pit de corrosión.

los poros, ver detalle en Figura 17c (X200). La Figura 18 (a,b, X200) muestra detalles del picado, en otras zonas de la traza dentro de la propagación en servicio.

Los análisis químicos con microsonda EDS de la Figura 19 indican que en el interior del pit (picado) analizado, dentro de la zona con pintura roja, hay concentraciones de Zn, Pb y Cr compatibles con revestimientos anticorrosivos. El recubrimiento negro es compatible con óxidos de hierro (espectro 12) dentro del cual se observan inclusiones, y el material base corresponde con la especificación.

Se utilizó el método de elementos finitos (FEM) para el modelado de las condiciones de propagación de fisura y falla final, utilizando el programa Abaqus y la metodología XFEM. Las condiciones geométricas de borde usadas en los modelos se indican en la Figura 20, 21 y 22. Se realizaron dos modelos:

- Modelo mecánico de la propagación lenta estable del daño en servicio, a partir del defecto inicial de soldadura hasta que la fisura alcanzo su tamaño crítico (indicado en Figura 9); Defecto inicial: profundidad $a = 1,3$ mm, longitud superficial $b = 4,5$ mm
- Modelo mecánico de la propagación rápida de la fractura final, a partir de la fisura indicada en Figura 5: $a = 5$ mm, $b = 100$ mm

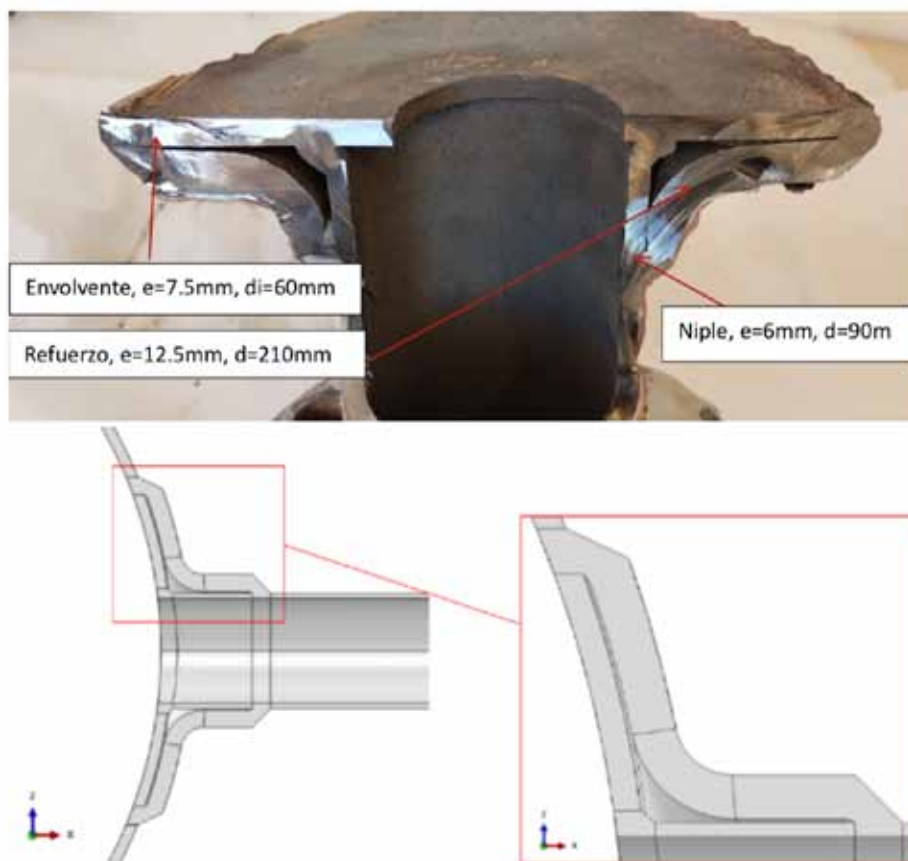


Figura 20. Geometría y dimensiones de la derivación

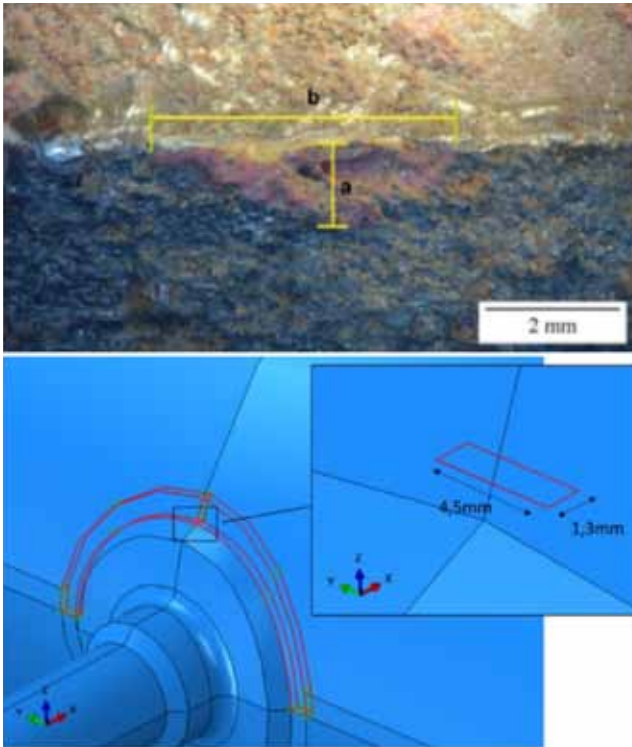


Figura 21. Dimensiones del defecto inicial: a = 1.3 mm, b = 4.5 mm

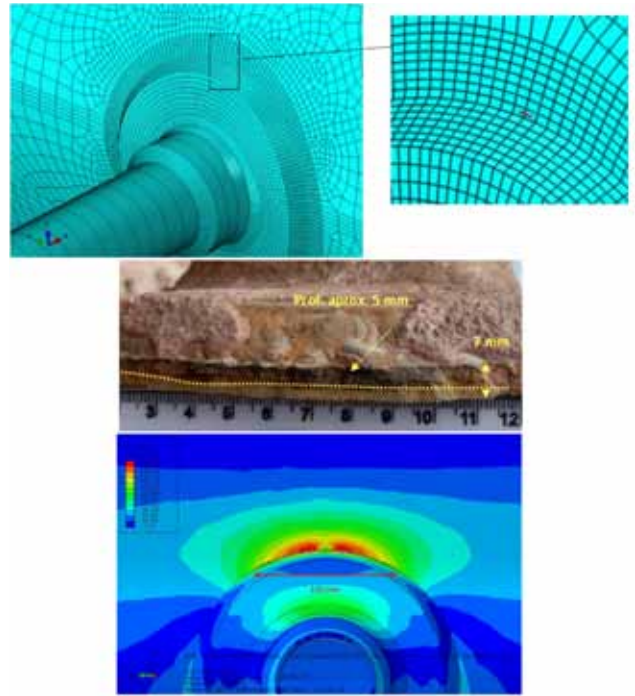


Figura 22. Dimensiones del defecto final: a = 5 mm, b = 125 mm

Discusión de resultados

La metodología para determinar las causas inmediatas, subyacentes y raíz de un evento indeseado, denominado falla, involucró la aplicación de una metodología

sistemizada que lleva a responder preguntas para identificar las causas raíz del evento.

- Definidas todas las posibles causas inmediatas de la falla, se definieron formas para verificar su probabilidad.
- Se buscaron todas las posibles causas de las causas inmediatas que no pudieron ser eliminadas. Se definió

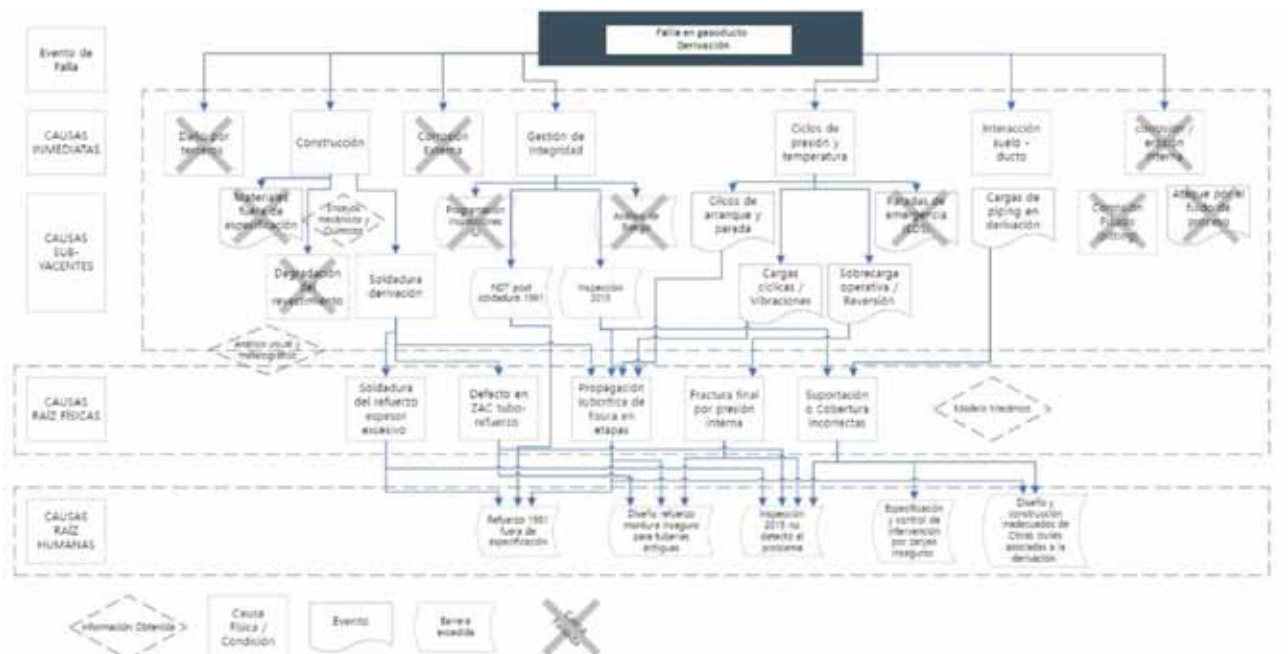


Figura 23. Árbol de causa-efecto. Se indican causas inmediatas y causas raíz, confirmadas con evidencia experimental.

nieron formas para verificar su probabilidad.

Toda causa, en cualquier nivel del árbol, puede ser clasificada en una de las siguientes categorías:

- Condición del sistema previa a la falla (material inadecuado, defecto de fabricación)
- Evento ocurrido al momento de la falla, contribuyendo sustancialmente a ella.
- Barrera excedida: dispositivo de seguridad que ante la ocurrencia de un evento debió haber evitado la falla, pero no lo hizo (válvula de alivio, evaluación no destructiva)

Las causas raíz, por otro lado, pueden ser diferenciadas según su naturaleza, en causas físicas, causas humanas y causas latentes u organizacionales.

Con la información disponible y los resultados de los estudios de laboratorio, y de acuerdo con los procedimientos definidos en API RP 585 [6, 7], se construyó el árbol de causa-efecto, que se incluye como Figura 23. En la parte superior del árbol se definió el evento de falla, y en cada fila por debajo se definieron todas las causas inmediatas posibles. Filas subsiguientes indican causas subyacentes, causas raíz físicas, y causas raíz humanas. El tipo de causa (condiciones, eventos, barreras excedidas) es indicado por diferentes recuadros, según se indica en la parte inferior de la figura. Las causas que han podido ser falsadas se tachan con una X, la información relevante que permitió la falsación se indica en azul. Las causas raíz deben ser consideradas como probables.

El análisis visual, fractográfico y metalográfico permitió verificar la presencia de un defecto en posición horaria 12 en el talón de la soldadura entre el refuerzo de la derivación y la tubería de 24". Este defecto era preexistente al momento de la falla en servicio, y su evolución involucra tres etapas:

1. Formación de una o más pequeñas fisuras en el gasoducto originadas en la soldadura del poncho (refuerzo) en 1991, debido a una socavadura y tensiones actuantes
2. Propagación de fisuras en el material del gasoducto y coalescencia hasta formar una fisura aproximadamente semielíptica, localizada en posición horaria 12 en el refuerzo. Dicha fisura continuó creciendo durante el servicio por un mecanismo subcrítico NO asociado a SCC sino a cargas de piping en la derivación. Al momento de la ocurrencia de la falla, la fisura tenía una profundidad máxima de unos 5 mm y una longitud superficial aproximada de 100 mm.
3. Propagación inestable de esta fisura preexistente provocando una fractura en modo I, en dirección mayoritariamente axial en el gasoducto, que dio lugar a la rotura motivo de esta investigación. La fuerza impulsora de la propagación fue mayoritariamente la presión interna y las reacciones en la cañería de la derivación

La soldadura del refuerzo de la derivación de 3" don-

de inició la fractura presentan una serie de características que pueden haber influido en la ocurrencia de la falla. En las secciones de la soldadura entre tubo y refuerzo se observa que el espesor del refuerzo es el doble que el de la tubería y no presenta un adecuado rebaje para que el espesor en la soldadura sea compatible con el espesor del tubo, además de que el cateto del filete debe ser como máximo igual al espesor de la cañería, tal como indica la norma NAG 100 en el Apéndice G-4.

El criterio de la NAG-100, Apéndice G-4, establece que, si la montura tiene mayor espesor que el gasoducto, el elemento de refuerzo deberá rebajarse hasta el espesor de este último en la soldadura. El espesor del refuerzo utilizado es mayor al del gasoducto y no se realizó el rebaje en la zona a soldar. La norma no establece límite para el espesor máximo del refuerzo, y permite la utilización de refuerzos extremadamente rígidos. Desde el punto de vista de integridad de la unión soldada, tomando como tal los materiales base de ducto y derivación y las respectivas zonas afectadas por las soldaduras, no se justifica que el espesor del poncho sea mayor que el del ducto. Cuando el espesor del ducto es mucho menor que el del poncho, las deformaciones se concentran en la ZAC de la soldadura del ducto, y una eventual falla por sobrecarga ocurrirá en este punto de menor resistencia del sistema. Por otro lado, el cateto del filete debe ser como máximo igual al espesor de la cañería. Esto evita un aporte excesivo de calor que minimiza la ZAC y su correspondiente desmejoramiento del material.

Se identificaron al menos dos defectos de inicio de arco fuera del cordón de soldadura, que indican mala praxis, aunque probablemente no influyeron en la iniciación de la falla. En la interfaz entre material de aporte de la soldadura y ZAC del ducto se observan poros e inclusiones de escoria. La penetración en el material del ducto es pequeña.

Se descartaron problemas en la calidad de los materiales del caño y del refuerzo mediante los análisis químicos y mecánicos. Se confirma un mecanismo de desgarre en etapas, que suele presentarse al aplicar soldadura de filete sobre tubos antiguos con grandes inclusiones no metálicas o fuerte bandeado microestructural. En este caso, el tubo tiene un contenido de S (azufre) relativamente bajo y la evidencia metalográfica y fractográfica permite verificar la ausencia de inclusiones de gran tamaño (exfoliadoras).

La soldabilidad del poncho es adecuada, con un carbono equivalente mucho menor a 0,4. Las durezas en ZAC no superan los 225 V, valores razonables y que no permiten prever problemas de fragilización por hidrógeno si se utilizaron electrodos de bajo hidrógeno.

Para reducir el riesgo de fallas similares en estos ductos antiguos, se recomienda usar refuerzos de circunferencia completa (refuerzos de unión recta), que minimizan la generación de esfuerzos en el sentido transversal al espesor del ducto.

El ducto se hallaba recubierto con un revestimiento

de asfalto y fibra de vidrio, original de construcción en 1960. La derivación y el refuerzo se hallaban recubiertos con epoxi color naranja desde la inspección en 2015. El revestimiento colocado en 1991 es un epoxi de color blanco.

El material base de la tubería presenta una estructura compuesta por ferrita y perlita en bandas con deformación en el sentido de laminación. Los ensayos de tracción y análisis químicos del material de tubo de 24" permitieron confirmar el cumplimiento de los requisitos de la norma API 5LX (edición 1955) para una calidad X52. Los contenidos de S (Azufre) son relativamente bajos, lo cual indica una calidad aceptable para un acero fabricado con la tecnología de esa época. Los resultados del ensayo de microdureza en la soldadura son también normales, los materiales base (tubo y refuerzo) y de soldadura presentan durezas del orden de 200 V, que llegan a 215 V en las zonas afectadas por el calor (ZAC). Los contenidos de P (Fósforo) en el material del gasoducto en la zona de la falla son levemente superiores a los máximos admisibles y a mediciones realizadas en otros tramos zonas del mismo gasoducto. El exceso de esta impureza reduce la tenacidad del acero, lo que queda evidenciado en la baja resistencia al impacto a temperatura ambiente. Probablemente influyó en acelerar la ocurrencia de la falla final, y la propagación subcrítica de la fisura.

El lugar a perforar una derivación se elige sobre tramos rectos y a ciertas distancias mínimas de curvaturas u accesorios soldados, y luego de inspecciones previas. Para derivaciones de pequeño diámetro es habitual utilizar refuerzos tipo poncho, o conformados tipo montura. Para derivaciones de gran diámetro, es frecuente usar refuerzos de circunferencia completa.

Las cargas de flexión fueron generadas por la subsistencia por compactación del terreno circundante, en particular del afectado por la trinchera de la derivación, que determinaron un desplazamiento vertical diferencial entre la derivación y el gasoducto

El defecto con indicación de derrame de pintura roja embebida en el sitio de iniciación de la falla no generó alguna indicación durante el pasaje de herramientas de inspección interna (ILI) por su posición en la soldadura del refuerzo y su tamaño, que inhabilitó su caracterización por el método. Tampoco podría haber sido detectado por cualquiera de las herramientas habitualmente utilizadas para la inspección de cañerías enterradas, según exige o recomienda la normativa nacional e internacional vigente aplicable a la materia (protección catódica, DCVG, etc.). Es el tipo de defecto que se intentó detectar durante la campaña de zanqueo e inspección directa NDT realizada en 2015. Sin embargo, no pudo ser detectada.

En las placas radiográficas obtenidas durante esa inspección se detectaron poros y, en particular, una socavadura en la zona de iniciación de la falla, pero esta indicación no fue identificada en 2015. Se aplicaron otras técnicas disponibles en ese momento, pero por sus propias limitaciones no se detectó este defecto.

Conclusiones

Las características generales de la falla son típicas de la propagación rápida de fracturas en gasoductos: ondulaciones en la chapa a lo largo del recorrido de la fractura en su tramo longitudinal, aplanamiento del tubo, y eventual cambio de orientación de la fractura, que se hace helicoidal y conduce al corte del tramo, en ambos extremos de la zona de la rotura.

El corte longitudinal de la brida y la derivación permite verificar que el refuerzo soldado corresponde a una montura, definida como tipo *Saddle* por ASME B31.8, Apéndice I. Las características geométricas del refuerzo, las condiciones operativas y los ensayos NDT para asegurar la integridad de la unión fallada son similares a los usados en otras derivaciones similares.

Los ensayos NDT tintas penetrantes permitieron verificar la ausencia de colonias de fisuras adyacentes a la zona de iniciación de la rotura. Las caracterizaciones fractográficas en microscopía óptica y SEM permitieron verificar tres instancias de propagación de fisura en la zona de iniciación de la falla:

- Una pequeña fisura semielíptica en el talón de soldadura, preexistente a la inspección de 2015.



- Una fisura de 5 mm de profundidad en el espesor del gasoducto, que incluye la anterior, a partir del talón de soldadura, recubierto por magnetita. Este es un daño propagado en servicio, entre 2015 y 2023.
- Fractura rápida, a partir de este defecto, que motivó la salida de servicio del gasoducto.

El mecanismo de daño en servicio es desgarre en etapas, debidos a cargas controladas por desplazamiento (no por presión interna) que generaron esfuerzos transversales al espesor, dirección en el cual el material del ducto presenta debilidades microestructurales. Estas debilidades han generado desgarros paralelos a la superficie del ducto, tanto en la zona de iniciación como en varias zonas de la propagación rápida de la fractura.

En la superficie de la fractura crecida en servicio se observa picado, provocado por el medio externo una vez se produjo la rotura del revestimiento y la propagación del defecto por causas mecánicas.

Las caracterizaciones metalográficas permitieron verificar la ausencia de mecanismos de daño en servicio por SCC. Las caracterizaciones químicas y mecánicas no revelaron no-conformidades severas en los materiales. El material del gasoducto cumple los requisitos de norma para un acero API 5L X52, excepto por contenidos de P (Fósforo) superiores a los límites de norma.

Se encontraron defectos de soldadura como poros y rechupes, que no contribuyeron a la falla. Asimismo, se encontró una socavadura que contribuyó probablemente a la iniciación del defecto.

Las principales causas físicas de la iniciación de la falla en el talón de la soldadura del refuerzo son:

- La utilización de un procedimiento de refuerzo con limitaciones:
 - Soldaduras de filete (inevitables en un procedimiento de hot tap), cuyo tamaño era mayor a la permitida por la norma NAG 100
 - Colocación de una montura parcial, de espesor mucho mayor al del ducto, que concentró los esfuerzos debidos a efectos de piping en la derivación en el talón de la soldadura circunferencial con el ducto. Conforme lo establecido por NAG-100, Apéndice G-4, dado que el espesor de la montura es mayor al del gasoducto se debería haber rebajado hasta el espesor de éste.
 - Socavadura que contribuyó a generar discontinuidades metalúrgicas y mecánicas.
- Diseño y construcción inadecuados de Obras civiles asociadas a la derivación. El recinto no actuó correctamente como base civil

La inspección no destructiva de 2015 no fue lo suficientemente sensible para detectar una pequeña fisura en la región que resultó la iniciación del proceso de falla. Las tecnologías que se aplicaron eran las correctas y las vigentes en ese momento en Argentina. Los inspec-

tes no detectaron indicaciones en las gammagrafías que incluían la socavadura desde donde se inició el proceso de daño y falla. Se encontró evidencia de remoción sólo parcial del revestimiento previa al NDT, en zonas que requerían ser inspeccionadas.

Las tensiones que dieron origen a la fisura en el talón de la soldadura circunferencial entre refuerzo y ducto se deben a la suma de la presión interna y las cargas de piping (desplazamientos) en la derivación, más las tensiones residuales de soldadura transversales al cordón entre refuerzo y ducto. El modelo analítico permite validar las hipótesis. El modelo de elementos finitos permite cuantificar la influencia de cada carga en la ocurrencia de la falla.

La rotura final ocurrió por sobrecarga tensional, y se inició cuando el metal del ducto en el talón de la soldadura agotó su ductilidad, luego de haber sido sometido a grandes deformaciones plásticas. Esta sobrecarga es compatible con cargas de flexión introducidas por la derivación, siendo una causa probable de las mismas la subsidencia del terreno de la trinchera. El modelado numérico de esta situación reprodujo de forma consistente la evidencia física presentada en el análisis de falla.

Aun sin la posibilidad de ser concluyente, la utilización de simulación numérica computacional para la evaluación de escenarios alternativos permite estudiar la factibilidad de hipótesis que ayudan a establecer criterios de diseño y entornos de testeo para instalaciones futuras.

Bibliografía

- STE 535.20 -11 Análisis Pericial de Causas de Rotura , Y-TEC, dic. 2014
- Registro de evaluación de la derivación, TGN, 21 abril 2015
- N1T-010-IZ-PG-18E019001 evaluación Base. Programa de Gerenciamiento de Integridad TGN, (2018)
- Mahdavian, M., & Attar, M. M. (2005). Evaluation of zinc phosphate and zinc chromate effectiveness via AC and DC methods. *Progress in organic coatings*, 53(3), 191-194.
- N. Elyasi et al: Prediction of Tensile Strain Capacity for X52 Steel Pipeline Materials Using the Extended Finite Element Method. *Appl. Mech.* 2021, 2, 209–225. <https://doi.org/10.3390/applmech2020013>
- API RP585: Pressure Equipment Integrity Incident Investigation. American Petroleum Institute.
- Failure Analysis: Fundamentals and Applications in Mechanical Components. Springer, 2014, ISBN 978-3-319-03909-1.



iAPG

A AOG

XV ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2025

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 – 11.9.2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt