

PAULATINO DAÑO POR TERCEROS EN UN OLEODUCTO

Jose Luis Otegui^{1,2}, Pablo Cirimello³, Guillermo Carfi⁴.

¹ Investigador Superior CONICET en Tectonics South S.A

² Investigador Sr. Instituto de Ingeniería y Agronomía/Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ)

³ Tecnólogo Sr. en YPF Tecnología S.A. (Y-TEC S.A.)

⁴ Profesor Ing. de Materiales/Instituto de Ingeniería y Agronomía/Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ).

SINOPSIS:

Las cañerías y los componentes asociados al transporte de hidrocarburos raramente fallan por una única causa física. Algún problema con el material, con la soldadura, con la instalación, el transporte, más alguna inspección no realizada o insuficiente, sumada a una zona particularmente agresiva del terreno, deslizamientos, entre otras, se suman para que los coeficientes de seguridad se vayan consumiendo hasta que ocurre algún incidente. Por el contrario, *las fallas asociadas con daños por terceros* suelen estar asociadas a un evento aislado: el “revolver humeante” de un arañazo involuntario, un intento de robo, sabotaje, etc. En este artículo presentamos una fuga de crudo asociada a un daño por terceros, que fue tomando cuerpo durante varios años de servicio, lo que, sumado a otras condiciones del tipo de las enunciadas precedentemente, facilitaron la ocurrencia de la falla.

El caso en estudio es un derrame en un oleoducto de Ø 30”, que llevaba más de 20 años enterrado en un suelo plano, en zona rural, sin incidencia de sismos ni actividad en subsuelo. El operador había definido un riesgo muy bajo de falla por terceros y no tenía registros de eventos de sobrepresión por encima de la MAPO (40 bar). No se detectaron signos de daño por corrosión en las superficies interna o externa de la cañería. No se detectaron tampoco despegues o marcas por daño mecánico en el revestimiento externo.

Las evaluaciones fractográficas y metalográficas permitieron verificar la propagación de fisuras en el material en la zona afectada por el calor (ZAC) de la soldadura longitudinal de la tubería. La propagación ocurrió en etapas, a partir de discontinuidades preexistentes en el talón interno de la soldadura realizada oportunamente con el método de doble arco sumergido (DSAW). Otros defectos internos de mayor tamaño, originados durante la fabricación del ducto, definieron la forma de la propagación final pero no constituyeron la causa de la propagación en servicio del defecto.

Un análisis de la zona del evento permitió detectar una tapada reducida a 0.40 m, en un espacio de terreno de unos 5 metros de ancho, entre canales de drenaje cavados por la explotación agrícola del superficiario. Análisis de mapas en Google permitieron inferir maniobras de vehículos agrícolas que cruzaban el derecho de vía por este espacio en distintos momentos, durante al menos quince años previos a la falla. Estas maniobras fueron por un lado reduciendo la tapada, y por otro generando picos de tensión secundaria en la zona del defecto preexistente, con la consiguiente propagación subcrítica de las fisuras que se asume dieron lugar a la fuga. Alguna de estas maniobras generó probablemente además algún tipo de abolladura, que incrementó las tensiones debidas a las cargas externas. Se detallan en este trabajo, los análisis efectuados, y se proponen medidas a implementar tendientes a evitar la ocurrencia de este tipo de fallas.

INTRODUCCIÓN

Las posibles amenazas a la integridad de cañerías enterradas, identificadas, por ejemplo, en ASME 31.8S [1,2], son usualmente utilizadas para el Análisis de Riesgo de las cañerías. En el citado código se mencionan un total de 22 amenazas, divididas a su vez en sub-mecanismos. La ocurrencia de una falla puede ser entendida como una consecuencia de una o más de estas 22 amenazas. Las cañerías y otros componentes asociados al transporte de hidrocarburos raramente fallan por una única causa física. Algún problema con el material, la soldadura, la instalación, el transporte, más alguna inspección no realizada o realizada de forma insuficiente, en una zona particularmente agresiva del terreno, presencia de deslizamientos, etc., se suman para que los coeficientes de seguridad se vayan consumiendo hasta que ocurre algún incidente.

Por el contrario, las fallas asociadas con daños por terceros suelen estar asociadas a un evento aislado: el “revolver humeante” de un arañazo involuntario, un intento de robo, sabotaje, etc. En este artículo presentamos una fuga de crudo asociada a un daño por terceros, que fue tomando cuerpo durante varios años y que se sumada a otras condiciones como las enunciadas precedentemente, facilitaron la ocurrencia de la falla. El caso en estudio es un derrame en un oleoducto de $\varnothing 30''$, que llevaba más de 40 años enterrado en un suelo plano, en zona rural, sin incidencia de sismos ni actividad en subsuelo. El operador había definido un riesgo muy bajo de falla por terceros y no tenía registros de eventos de sobrepresión por encima de la MAPO (40 bar).

Como es habitual en este tipo de evaluaciones, la Operadora puso a disposición toda la información relevante y facilitó el envío a los laboratorios de las muestras de la parte fallada, como de la documentación disponible respecto de la fuga. En el sitio de la falla (Fig. 1), la excavación e inspección preliminar permitió verificar la existencia de una fractura longitudinal en la zona superior del tubo, en la ZAC de la soldadura longitudinal (Fig. 2). La zona de la falla coincide con canales cavados por el superficiario, siendo posible observar que la tapada en la zona de la rotura estaba reducida a aproximadamente 40 cm.



Fig. 1: Imagen aérea del derrame de petróleo.



Fig. 2: Fisura localizada en la ZAC de la costura longitudinal

Los datos de Inspección CIS (Close Interval Survey) en zona de falla incluyen un estudio Paso a Paso en la zona de la falla, ver Fig. 3. La Fig. 4 muestra los resultados de los estudios de resistividad. No existe registro de inspecciones DCVG en la zona. La Fig. 5 muestra los registros de la evolución de presión “máxima” en la zona de falla, en los últimos 5 años.

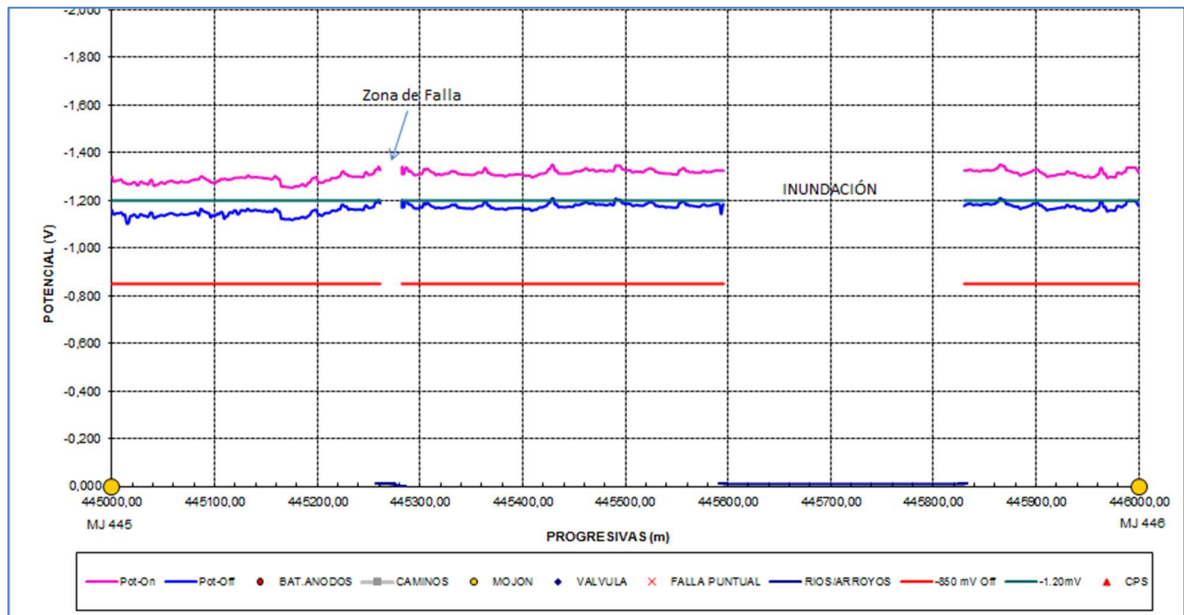


Fig. 3: Relevamiento de Potenciales de PC

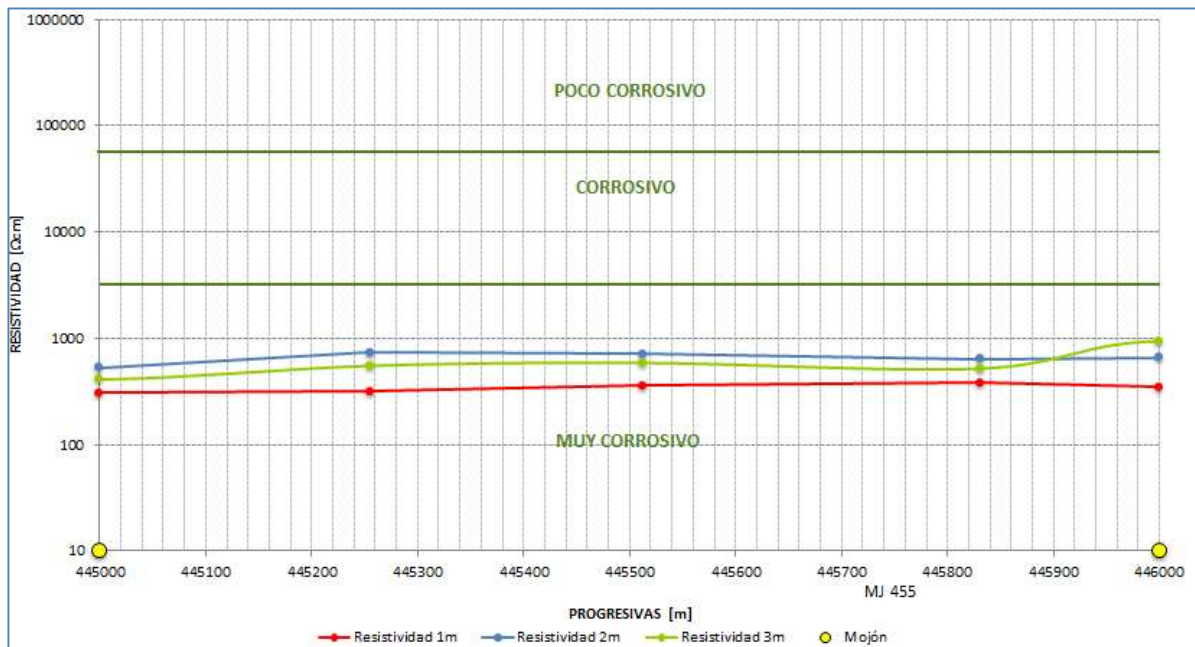


Fig. 4: Mediciones de resistividades paralelas al ducto

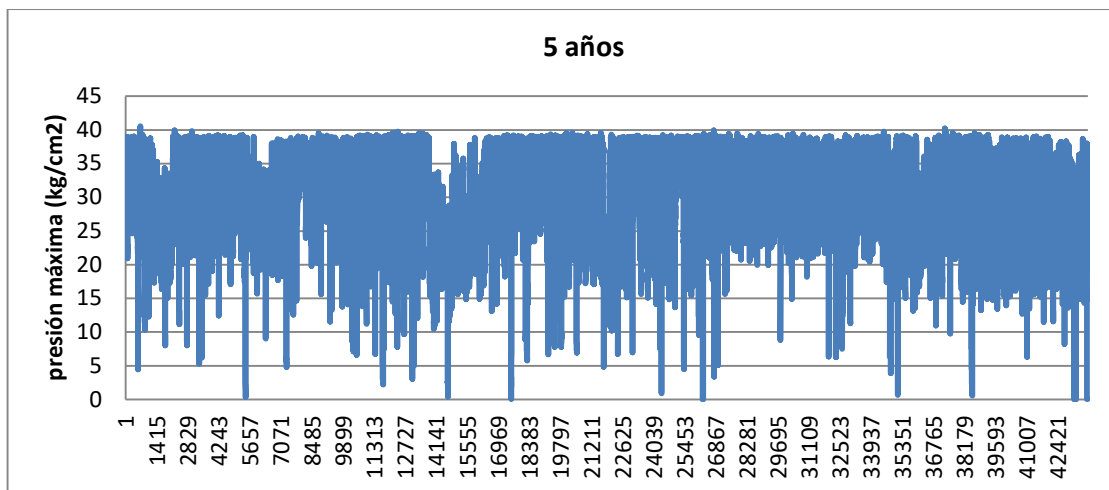


Fig. 5: Presiones máximas en la zona de falla últimos 5 años

DESARROLLO

La inspección post falla (**Fig. 6**) presenta restos de petróleo en su interior, sin indicaciones de depósitos o corrosión en la superficie interna. No se detectaron tampoco despegues o marcas por daño mecánico en el revestimiento externo.



Fig. 6: Inspección Visual en el sitio de falla



Fig. 7: Fisura adyacente a la costura longitudinal

La fractura coincide con el talón de la soldadura longitudinal, **Fig. 7**, con una apertura máxima de 200 mm; la apertura no es simétrica. Se aprecian deformaciones y ondulaciones, y no hay una disminución de espesor en las cercanías de la zona fracturada. En la **Fig. 8** se indican las líneas medias de los dos canales ya mencionados (en rojo), y la del oleoducto (en amarillo). Se indica el punto de cruce, coincidente con la zona de la falla.

La Tabla 1 resume los ensayos de laboratorio realizados a cada muestra extraída de la zona de falla. Los resultados de composición química y propiedades mecánicas del metal base del tubo se resumen en las **Tablas 2 y 3**, donde se comparan con los valores nominales para un material API 5L X52B



Fig. 9: Traza del gasoducto con relación a los canales del superficialario

Tabla 1: Ensayos realizados a cada muestra

Muestra	Ensayos	
A	Fractografía (Lupa – SEM) Metalografías de cross-section Perfil de Microdureza	
B	Fractografía (Lupa-SEM) Metalografías de cross-section Perfil de Microdureza	
C	Partículas Magnetizables cordón circunferencial	
D	MB	Ensayo de Tracción MB (x3) – Longitudinales. Temp. amb. Ensayo Charpy MB (x3) – Orientación fisura radial-longitudinal. Temp. amb. Análisis Químico Ensayo de dureza Rockwell
	Cordón-ZAC	Análisis Metalográfico de sección Cordón-ZAC-MB Ensayo de Dureza Vickers Cordón-ZAC-MB Ensayos de Tracción transversal (x3) con cordón de soldadura. Temp. amb. Ensayo de Charpy en ZAC más cercana a zona fundida (zona de grano grueso). Temp. amb. Orientación fisura radial-longitudinal. x10. La entalla se posiciona metalográficamente en cada probeta previo ataque con Nital 5%.

Fuente	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V
AQ	0.15	0.25	1.15	0.022	0.022	0.02	0.01	0.01	0.02	0.005
API 5L X52	<0.26	-	<1.2	<0.03	<0.03	-	-	-	-	-

Tabla 2: Composición Química nominal y de ensayo.

Propiedad	Ensayo	Mínimos API 5L X52
Tensión de Fluencia (MPa)	408	358
Tensión de Rotura (MPa)	559	455
Alargamiento (%)	35	-

Tabla 3: Propiedades mecánicas de tracción y mínimos especificados por norma.

Adicionalmente se realizó un ensayo de tracción de la soldadura, con resultados satisfactorios. También se realizaron ensayos de impacto Charpy de la ZAC, a 0°C en probetas de 2.5 mm. La tenacidad media equivalente para un ensayo de probeta full size es CVN = 35 Joule. Se efectuó una caracterización microestructural del material base del caño y de la unión soldada en zonas alejadas de la rotura. Las micrografías se observan en la **Fig. 10 (a, b, c)**.

El mapeo de durezas y de microestructuras no permitió detectar ninguna no-conformidad atribuible al proceso de fabricación del tubo. Las durezas máximas en ZAC están por debajo de 200 HV. La microestructura del metal base es ferrítica/perlítica, de grano fino (tamaño 8 según ASTM E 112), en tanto que la microestructura del metal aportado es bainítica de tipo columnar, mientras que la ZAC se caracteriza por una estructura bainítica con un tamaño de grano grueso (tamaño 3-4 según ASTM E 112).

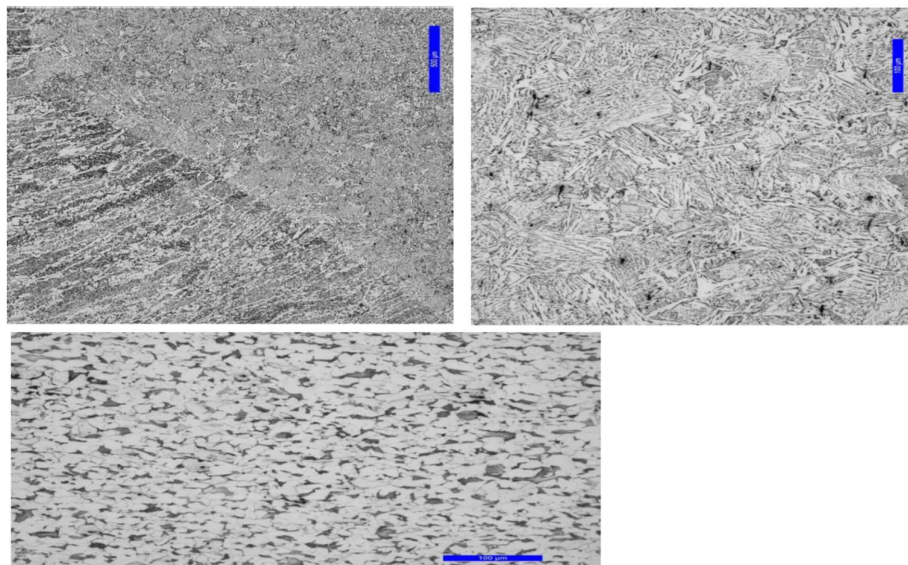


Fig. 10: (X100) Microestructuras: (a) transición soldadura-ZAC (b) ZAC, (c) metal base

La **Fig. 11** muestra la superficie de la fractura en la zona que se presume es la iniciación del daño, en la sección media de la zona indicada en la **Fig. 7**. La superficie interna del tubo se ubica en el borde inferior de la figura, la traza de la fractura en la superficie exterior coincide con el borde superior de la foto. La propagación de la fractura, indicada en lo que sigue por flechas amarillas, es desde abajo (interior del tubo) hacia arriba. Se observan tres zonas de relevancia, ubicadas en forma aproximadamente horizontal, de abajo hacia arriba:

- A. Una franja de aprox. 1.5 mm de profundidad, con una coloración oscura, indicativa de una fisura que fue creciendo en servicio. Las condiciones de limpieza de la muestra no permitieron identificar con precisión el modo de propagación.
- B. Una franja central, más brillante, de aprox. 3 a 4 mm, es indicativa de un proceso de fractura rápida, probablemente producida al momento inicial del reventón, en el material de la ZAC. Las líneas horizontales son probablemente coincidentes con las bandas de segregación en la microestructura del material.
- C. Una franja superior, coincidente con el ingreso de la fractura en material de soldadura, y que en principio se asocia con un proceso de rotura dúctil, durante la propagación del reventón.

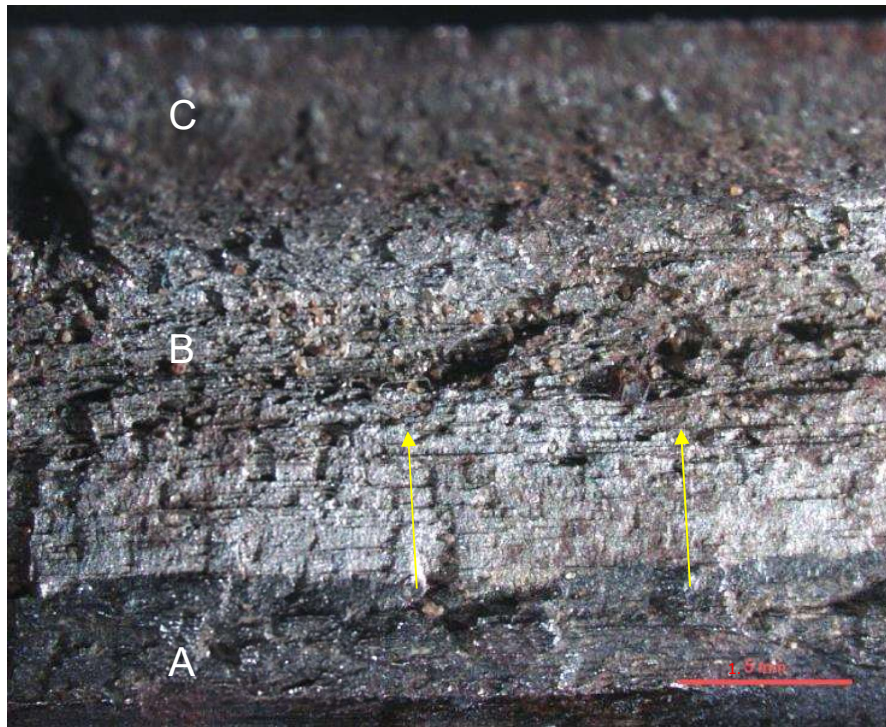


Fig. 11: Superficie de fractura

En la fractografía empleando microscopia electrónica (SEM) de la **Fig. 12.a** (X100), se muestra la transición entre las superficies A y B. La flecha indica la profundidad máxima aproximada de la zona A. Se aprecia que algunas de las marcas aproximadamente verticales en la superficie de fractura se continúan en la zona B (ver flechas), lo que indicaría que el mecanismo de propagación fue similar en la parte final del defecto preexistente (A), y en la parte inicial de la propagación frágil (B).

La coloración oscura de la zona A no pudo ser completamente eliminada por limpieza química. El detalle de la **Fig. 12.b** (X400) muestra que se trata de desplazamientos del mismo metal, que han sufrido deformaciones plásticas. Esta zona oscura se identifica un defecto que propagó en servicio (previamente a la rotura final). En la zona B de propagación rápida se aprecian las fisuras horizontales, que se indican con flechas. Estas fisuras secundarias se corresponden con la apertura de discontinuidades laminares en la microestructura, debidas a la segregación de sulfuros de manganeso y otras impurezas durante la laminación en caliente, sin dejar de lado las deformaciones en frío de la chapa base del tubo (conformado del caño).

Las chapas utilizadas en la construcción del oleoducto presentan “bandeado” o direccionamiento de bandas de ferrita y perlita, como de inclusiones no metálicas alargadas, en forma paralela a la superficie. Cuando estas inclusiones se hacen muy grandes, pueden dar lugar a los defectos de exfoliación o delaminación. El bandeado normalmente reduce la resistencia mecánica y la ductilidad en la dirección del espesor. Cuando se produce deformación plástica en cualquier dirección, suele producirse la propagación de fisuras que nuclean a partir de las inclusiones presentes en el acero. La aparición de estos mecanismos de rotura aparecen asociados con la falta de prácticas de fabricación de “aceros limpios”, y por lo tanto de baja ductilidad, iniciándose solo cuando se ha alcanzado la condición de fluencia del acero.

Esta apertura de las zonas débiles también es observada en la Fig. 13, y se debe a la contracción lateral producida durante la propagación rápida de la fractura, mecanismo que está bien referenciado en la literatura [3]. La zona A de propagación subcrítica en servicio, muestra una densidad de fisuras secundarias mucho menor.

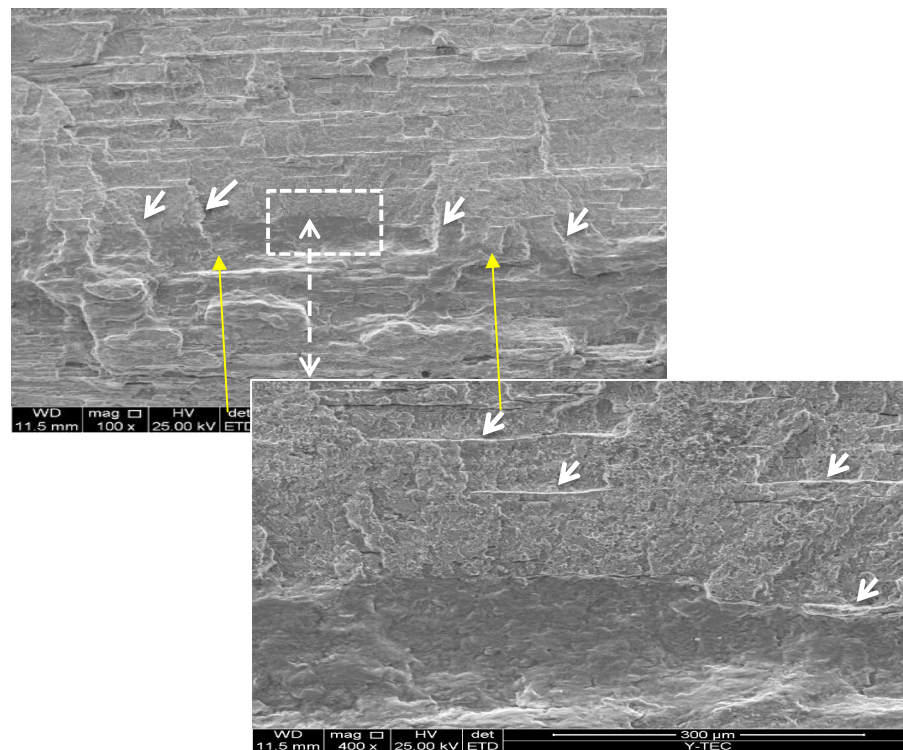


Fig. 12: a. Superficie de fractura (X100), b. Superficie de fractura, detalle (X400)

Un aspecto relevante que pone de relieve el análisis es que solo en una pequeña zona de la superficie de la fractura se observaron signos de que pudiera haber habido una propagación previa al reventón, posterior a la formación de la película oscura. La **Fig. 13** (x150) muestra esta zona. Las dos flechas blancas indican la profundidad de la fisura en dos condiciones aparentes: la más pequeña corresponde a la fisura cubierta por la película, la mayor indica una fractura mayor, con un frente de la fisura, de forma aproximadamente semielíptica. Es probable que esto evidencie una instancia de propagación posterior a la zona A, y previa al reventón. Nótese sin embargo que en esta zona la profundidad de la mayor fisura preexistente no supera 0,75 mm, es decir, esta zona no es la de mayor profundidad y por ende no define el tamaño crítico de defecto.

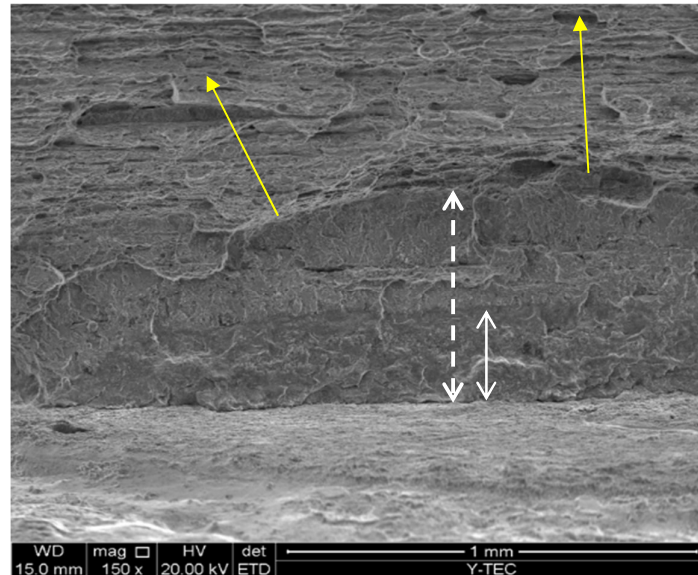


Fig. 13: Superficie de fractura

En la **Fig. 14** se superponen las vistas de la superficie de fractura y de la microestructura en la sección de probable inicio de la fisura crecida en servicio. La recta inferior muestra la zona del talón del cordón interna, en tanto que la superior muestra la transición aproximada en la superficie de fractura final. Esto permite apreciar cómo la fractura, que inicio frágil en la ZAC, se hace dúctil a atravesar el metal de aporte de soldadura, mucho más tenaz que la ZAC. La línea blanca con curvas, indica la forma aproximada del frente de la fisura preexistente, al momento de estabilizarse y generar el reventón.

En el inserto derecho se muestra cómo varía la microestructura del material del ducto en zonas cercanas a la soldadura longitudinal. La microestructura del metal base es ferrítico-perlítica, con bajo contenido de carbono. Al acercarse al metal aportado por la soldadura longitudinal, se observa cómo la microestructura va variando, lo que se pone de manifiesto en particular cuando la ZAC pasa de grano fino a grano grueso en la estructura columnar típica de soldadura. Nótese que la zona ZAC de grano grueso es adyacente al cordón interno (zona inferior de la figura), ocupando un ancho aproximadamente de 1 mm, que se corresponde con la zona de iniciación y propagación en servicio de la fisura.

En la Fig. 15 (a, b) se aprecian en mayor detalle dos socavaduras en el fondo del talón de la pasada interna de la soldadura longitudinal (que podrían bien sere inclusiones de escoria), cada una de aprox. 0.3 mm de profundidad y 2 mm de longitud axial. Estas socavaduras se ubican en las

secciones donde la fisura preexistente (zona oscura) es más profunda, del orden de 1.5 mm, y donde es probable la existencia de los “defectos iniciadores” de la propagación subcrítica en servicio del defecto, lo que terminó provocando finalmente la fisura preexistente. Tener presente al respecto, que se menciona la palabra “defecto”, siendo que se trata de una discontinuidad de dimensiones aceptables para los códigos de fabricación de aceros al momento de la construcción de los ductos en cuestión.

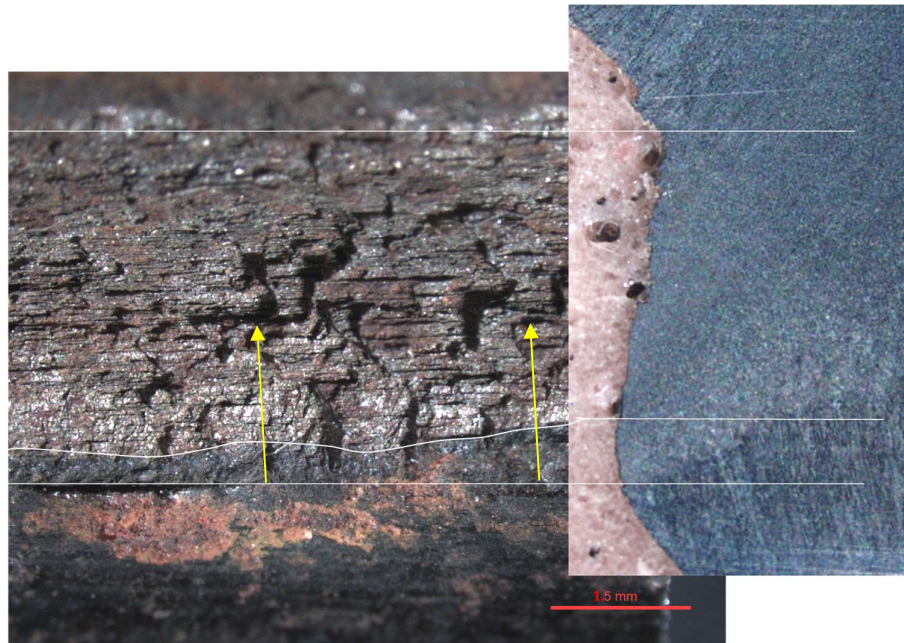


Fig. 14: Detalle de la superficie de fractura.

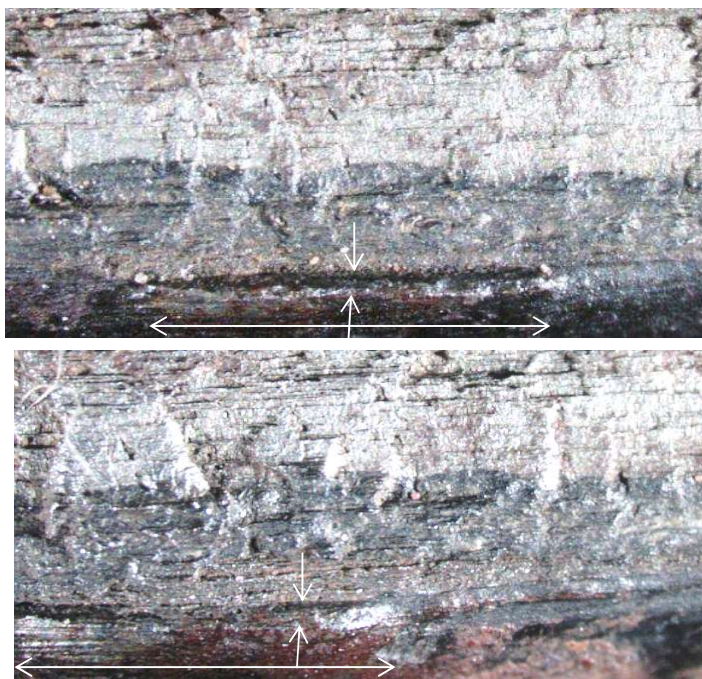


Fig. 15 (a, b): Socavaduras en talón de soldadura en la superficie externa.

Los detalles de la **Fig. 16** muestran la forma de la fisura definida como preexistente, cuya propagación rápida dio lugar al reventón.

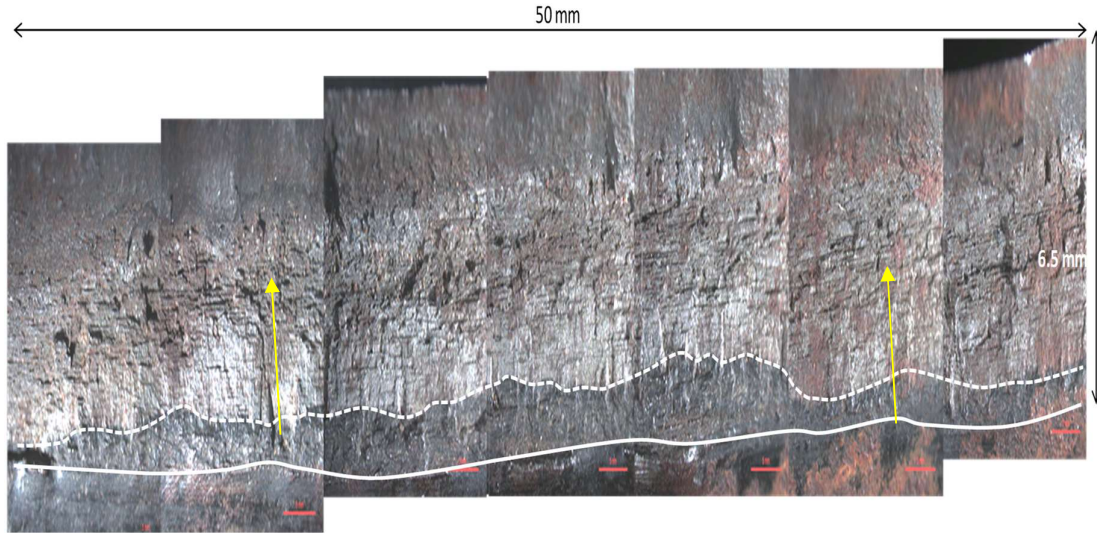


Fig. 16: Superficie de fractura

La zona representada es solo la zona central del defecto. Nótese que la escala vertical es cuatro veces superior a la horizontal. La línea llena indica la traza de la superficie interna del tubo, la línea punteada indica el frente de la fisura preexistente. Para los propósitos del modelado la fisura preexistente puede ser definida como un defecto superficial de una profundidad máxima de 1,5 mm ($a = 1.5$ mm), y de una longitud axial $2c = 150$ mm. La relación de aspecto a/c es muy pequeña, y para los propósitos prácticos, puede tomarse $a/c=0$ (esto equivale a una fisura pasante de frente recto).

La evidencia fractográfica muestra un proceso de daño en servicio. No hay evidencia de mecanismos relacionados con el medio, por lo cual tentativamente puede considerarse que la propagación en servicio se debió a un proceso de crecimiento sub-crítico vinculado a cargas mecánicas. No es posible sin embargo descartar completamente un efecto acelerador de la iniciación y propagación de la fisura debido a algún mecanismo de fatiga asistida por corrosión, ya que el petróleo que fluye por el ducto tiene contenidos de ácidos nafténicos y otros contaminantes.

La fuente más obvia de tensiones cíclicas es la presión interna de operación. El conteo de ciclos operativos reveló que en los últimos 5 años hubo aprox. 50 ciclos de más de 30 Bar y unos 200 ciclos de entre 20 y 30 Bar. Multiplicando conservativamente por 2 y considerando 40 años de servicio, tenemos unos 800 ciclos de aprox. 35 Bar, unos 3.000 ciclos de aprox. 25 Bar, y unos 5000 ciclos de aprox. 15 Bar.

Se integró la ecuación de Paris para estimar la cantidad de ciclos necesarios para propagar por fatiga una fisura desde una profundidad inicial de 0.5 mm (mayor que la de los defectos iniciadores (Fig. 17) hasta la condición de criticidad $a=1.5$ mm, considerando los ciclos de presión representativos. Se verificó que la cantidad de ciclos a los que fue sometida la sección fallada es del orden de 5 veces menor que la necesaria para justificar la falla.

En el caso hipotético de que haya habido un concentrador adicional de tensiones, como por ejemplo una abolladura, es posible justificar vidas a la fatiga menores. Pero para ello deberíamos aceptar que el mismo actuó durante gran parte de los 40 años de operación del oleoducto.

Se concluye que no es posible justificar la formación del defecto preexistente a partir de propagación por fatiga debida a los ciclos de presión. Sí es posible justificar, sin embargo, alguna pequeña propagación de un defecto casi-crítico que pudiera haber incidido en el momento de la ocurrencia del reventón.

Se utilizó el Diagrama de análisis de Falla (FAD) Nivel 2 para definir la condición de criticidad del defecto preexistente. Tal se comentara precedentemente, y de acuerdo a la evidencia fractográfica, al momento del reventón la profundidad máxima de la fisura superficial era aproximadamente de 1,5 mm ($a = 1,5$ mm), y su longitud de aproximadamente $2c = 150$ mm. En presencia de una reducción de sección debido a la fisura preexistente, se define el efecto magnificador de tensiones debido a la pérdida de sección como:

$$F = 6.3 / (6.3 - 1.5) = 1.3$$

La fisura está sometida a la tensión circunferencial definida para una presión de 40 Bar. La fractoténacidad del material, K_{IC} fue estimada a partir la correlación de Roberts-Newton:

$$K_{IC} = 8.52 (CVN)^{0.63}$$

donde CVN es la energía resultante del ensayo Charpy de la ZAC, 35 J, luego:

$$K_{IC} = 80 \text{ MPa m}^{1/2}$$

Un cálculo preciso requiere de un modelo complejo, del tipo desarrollado en la sección 9 de la norma API STD 579 “Fitness for Service” [4], por lo que se usó una aproximación simplificada conservativa, que considera un valor constante en el espesor tanto de la tensión debida a la presión como de la tensión residual transversal (**Tabla 4**). Las tensiones máximas resultantes son del orden del 10% de la tensión de fluencia. Debe notarse que la distribución de tensiones residuales es considerada lineal en el espesor, y que las tensiones en la superficie interna, donde inicio la fisura que dio lugar a la falla, son compresivas. Sin embargo, y como cota superior, en los cálculos fractomecánicos se toma una distribución constante en el espesor, positiva.

Tabla 4: tensiones residuales de embridamiento debidas a la soldadura longitudinal

Virola /figura		2 / G2	3 / G3
Posición de entalla		Opuesto a soldadura	En talón de soldadura
E	N/mm2	210000	210000
t	Mm	6,35	6,35
D	Mm	813	813
despl	Mm	41	50
TR	N/mm2	26,3	32,1

Iterando en la línea del FAD se obtuvo el punto de falla identificado con la estrella en la **Fig. 17**. Para esta condición:

$$\sigma_{circ} = 338 \text{ MPa} > 224 \text{ MPa}$$

Se concluye que la tensión circunferencial debida la presión interna que provocaría el reventón es un 50 % mayor que la estimada para la presión interna máxima. Recordemos que este método sobreestima el efecto de la tensión residual y de la reducción de sección remanente y por ende

podría subestimar la tensión circunferencial requerida para la profundidad de fisura medida experimentalmente.

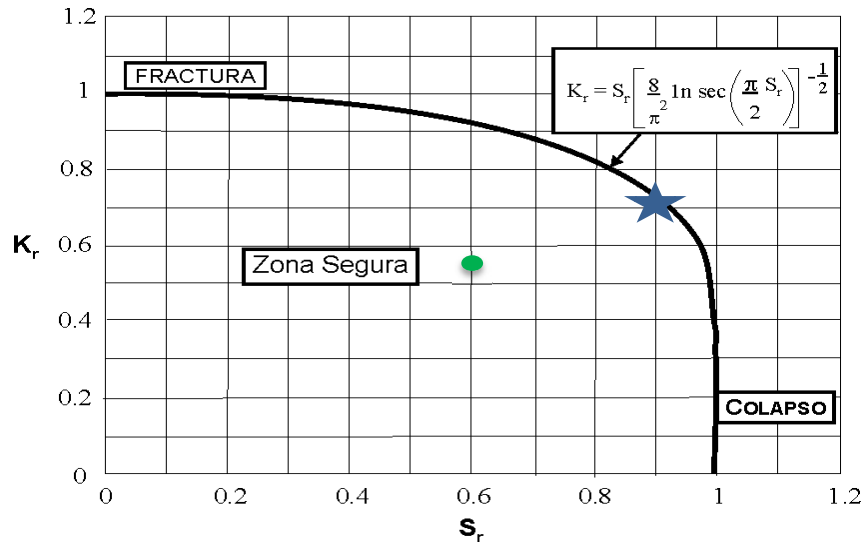


Fig. 17: diagrama de FAD y ubicación de condiciones de la fisura preexistente, para las condiciones nominales de presión (punto verde), y para justificar el reventón (estrella)

La tensión nominal predicha como necesaria para provocar la rotura de un defecto de 1.5 mm de profundidad es 1.5 veces mayor que la tensión circunferencial debida a la presión interna.

Adicionalmente a los cálculos efectuados, se modeló el ducto con una tapada de 40 cm de tierra, sometido a cargas verticales por el paso de vehículos. Los códigos vigentes permiten un peso máximo por rueda dual de 5 t [5]. Se modeló también una fisura interna, de 1,5 mm de profundidad, y 150 mm de longitud. Como cargas primarias se consideró la presión interna, el peso del ducto, y la deformación radial causada por la tierra y el paso de un vehículo de 10 Ton en su eje. Para las tensiones secundarias, se utilizaron valores de tensión residual de 10%, 30% y 50% de la tensión de fluencia. Se observó que para una tensión residual del 10% de la tensión de fluencia, la fisura no es crítica, aun cuando se acerca a la condición de criticidad, y para una tensión residual del 50%, la fisura se vuelve crítica.

Los resultados anteriores indican que, en ausencia de algún otro tipo de irregularidad en el oleoducto, la maniobra de un vehículo agrícola que cruzara el derecho de vía al momento del reventón podría haber generado cargas en la zona del defecto que justificaran su propagación inestable, pero para ello su peso debería ser superior a 10 ton por eje. Cabe notar sin embargo que las hipótesis planteadas en este modelo son aplicables a la propagación inestable de la fisura, y no incluyen un mecanismo de propagación en servicio a partir de las discontinuidades en el talón de la soldadura.

El paso de un vehículo en algún momento durante las semanas o meses previos al reventón pudo haber producido una abolladura, que una vez aliviada la carga externa haya recuperado elásticamente. Es en este rebote donde pudieron haberse generado altas tensiones en la superficie interna, en la zona de la “bisagra”. Este mecanismo está controlado por el desplazamiento del tubo impuesto por el vehículo. Es posible que la fisura haya alcanzado 1.5 mm de profundidad y se haya mantenido estable en esta condición por un tiempo. Existen en la literatura antecedentes de daños por carga externa que se mantienen estables por un determinado tiempo, esto suele llamarse “fractura diferida” [3].

DISCUSION DE RESULTADOS

Las propiedades mecánicas y la composición química de los materiales involucrados en la falla cumplen las condiciones definidas por las normas de aplicación al momento de la construcción del oleoducto. La falla en estudio inició en el talón de la soldadura longitudinal del tubo, realizada con el método de doble arco sumergido (DSAW). Esta zona corresponde a una zona crítica en cuanto a resistencia a la fractura, caracterizada por:

- Tensiones circunferenciales debidas a la presión interior y a posibles cargas verticales externas.
- concentración de tensiones circunferenciales debida al perfil del filete, posible socavado lateral, falta de fusión e inclusiones de escoria.
- tensiones residuales de soldadura.
- Posible degradación metalúrgica y de propiedades mecánicas por efecto del ciclo térmico de la soldadura.

Las evaluaciones fractográficas permitieron verificar que el mecanismo de daño fue la propagación de fisuras en el material en la zona afectada por el calor (ZAC) de la soldadura longitudinal. La propagación ocurrió en etapas, a partir de discontinuidades preexistentes en el talón interno de la soldadura, todas de menos de 0.5 mm de profundidad, que consideramos como “defectos planos” (Fig. 15). Los defectos fueron originados durante la fabricación del ducto, pero no pueden definirse como consecuencia de una mala calidad ni del material ni de la soldadura.

Al respecto, otros defectos de fabricación de mayor tamaño, como inclusiones, poros o incluso faltas de fusión internas asociadas a problemas de alienación de los cordones, se ubican fuera de la zona de mayor profundidad de fisura, lo que indica que la influencia de estos defectos fue secundaria.

El parámetro de servicio más relevante ha sido la iniciación y propagación de fisuras a partir del talón de la soldadura, en las zonas relacionadas con las discontinuidades geométricas en el talón interno. Esta propagación derivó en la formación de una fisura de 1.5 mm de profundidad y unos 150 mm de longitud, cuya eventual inestabilidad provocó la rotura del tubo y consecuente derrame de crudo. La iniciación y propagación en servicio de esas fisuras está relacionada con tensiones circunferenciales, que exceden las producidas por la presión de servicio, en ausencia de otras fuentes de cargas o de deformaciones.

En el análisis fractomecánico del reventón se concluyó que no es posible justificar la ocurrencia de la falla debido a la presión máxima en el tramo de oleoducto al momento del reventón, a partir de la fisura previa de 1.5 mm de profundidad observada en los análisis fractográficos. Es claro por lo tanto, que para su ocurrencia fue necesaria una tensión máxima nominal del orden del 40% mayor, lo que sólo puede justificarse si alguna de las siguientes situaciones estuvo actuando en el instante del reventón:

1. Una carga externa: se estima como poco probable, pues en tal caso la rotura habría sido presenciada por el / los involucrados en la situación.
2. Un concentrador adicional de tensiones:
 - a. Defectos en el talón: los defectos de fabricación identificados como posibles concentradores adicionales no se corresponden con la posición de máxima profundidad de fisura preexistente.

- b. Falta de redondez: La sección 8 de la norma API 579 define los concentradores de tensión que se generan por la falta de redondez y otras distorsiones producidas por no conformidades geométricas del tipo de faltas de alineación, distorsiones y abolladuras.

De las posibilidades mencionadas, la presencia de una abolladura previa aparece como la más relevante. Si bien las deformaciones al momento del reventón modificaron sustancialmente la geometría del tramo fallado, fue posible identificar ciertos desplazamientos y concavidades en la superficie del tubo fallado que no son habituales en casos similares. Si se conociera la forma de la abolladura, se podrían utilizar los métodos de la sección 8 y del apéndice B1 de la norma API 579 ya mencionada. Pero esta norma define aceptabilidad de defectos conocidos, no está diseñada para realizar en forma sistemática un análisis de sensibilidad de los parámetros geométricos para definir condiciones de criticidad.

Si alguna carga vertical hubiera generado una abolladura, esta tendría la parte más profunda en posición horaria cercana a 12. El radio de curvatura aquí es localmente mayor, con lo cual la tensión circunferencial debida a la presión se incrementa de acuerdo a la ecuación de Barlow. Un aumento localizado del 40% en el radio de curvatura debido a una abolladura relativamente leve, como la esquematizada en la Fig. 18.a habría sido suficiente para justificar la falla reportada. La abolladura aumenta la tensión circunferencial nominal, ya que aumenta el radio en la ecuación de Barlow, pero además genera tensiones secundarias por flexión.

Esto ocurre cuando la abolladura es localizada, ver Fig. 18.b. En la posición de máximas tensiones en la superficie interna, indicada por las flechas, el rebote debido a la presión interna, una vez que se retira el elemento que provocó la abolladura, genera momentos flectores que justifican tensiones circunferenciales en la superficie interna que pueden superar ampliamente la tensión nominal por presión interna. De hecho, superan la tensión de fluencia del material, y provocan recuperación elasto-plástica.

Dependiendo de la posición relativa entre los radios de curvatura y la fisura, es posible, a partir de la Fig. 18.b y usando el método descrito en la sección 8 de API 579, definir una tensión secundaria con una componente tractiva en la superficie interna del orden del 40% de la tensión nominal, suficiente para producir la falla observada. Como ejemplo, en la Fig. 18.b se indica como la profundidad de la abolladura se reduce debido a la recuperación por la presión interna, una vez que se retira la carga externa (supuesta vertical en este ejemplo). Se aprecia que, si la abolladura hubiera ocurrido exactamente en la posición horaria 12, lo que es razonable, las máximas tensiones en la superficie interna luego de esta recuperación ocurrirían en las “bisagras” ubicadas en las posiciones cercanas a hora 11 y a hora 13, esta última coincidente con la posición de la fractura que dio origen a la falla.

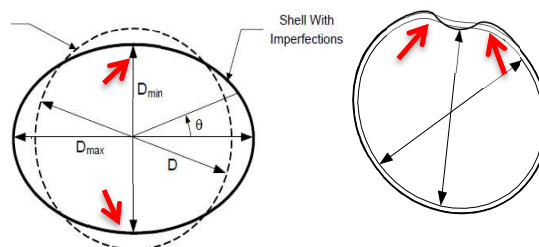


Fig. 18: posición de máximas tensiones en la superficie interna en modelos simplificados de una posible abolladura: (a) ovalización, (b) abolladura localizada.

Cabe aclarar sin embargo que un resultado como éste solo permite establecer la razonabilidad del modelo de falla planteado, pero no permite asegurar que haya ocurrido exactamente así. Además de los posibles errores en las estimaciones realizadas, la tenacidad fue estimada a partir de los resultados de impacto del material de la ZAC y puede estar tanto subestimada (la ec. 6 entrega un valor conservativo) como sobreestimada (no se considera una posible degradación de tenacidad en la zona de grano grueso de la ZAC).

La posición de la zona fallada, en una zona con tapada reducida, permite prever la influencia de daño por terceros. No se encontraron signos de rasguños en el revestimiento. Aunque de difícil cuantificación luego de la propagación de la fractura, hay evidencia de que pudo haber habido alguna abolladura, aun cuando de pequeño tamaño (Fig. 7, Fig. 19). Es posible también que esta abolladura haya contribuido a que la zona de iniciación de la fractura que dio origen al reventón coincida en este caso con la posición de máxima apertura de la boca de la fractura final, como se indica en la Fig. 19. Sin embargo, es más probable que esta asimetría esté asociada a la presencia de la soldadura circunferencial: su mayor tenacidad debió haber disminuido significativamente la velocidad de propagación de la fisura en este sentido, mientras que continuó propagando rápidamente en sentido opuesto, en el material de la ZAC de la soldadura circunferencial.



Fig. 19: Evidencia visual de deformación superficial

Por otra parte, hay evidencia de la aplicación de cargas externas con algún tipo de frecuencia. La Fig. 20 (a, b) y la Fig. 21(a, b) son vistas del Google Earth; muestran que la zona de la falla coincide con un camino interno usado por máquinas para la explotación agraria del superficiario. Un cruce vehicular que atravesase el ducto lo somete a cargas externas estáticas (debidas al peso de la tierra) y dinámicas o alternativas, debidas al tráfico sobre el camino (carga viva). La Norma API 1102 aplica un factor de impacto a la carga viva, y recomienda métodos para el cálculo de estas cargas y factores de impacto [5]. La norma reconoce la importancia de prevenir la transferencia de las cargas de los vehículos, y por eso define profundidades mínimas de tapada de 90 cm para el caso de tubos sin encamisar atravesados por caminos.



Fig. 20 (a, b): Ubicación del incidente



Fig. 21 (a, b) Ubicación del incidente

Es complejo realizar una estimación del daño mecánico producido por las tensiones generadas por el tránsito, ya que se desconoce el peso de los vehículos y la frecuencia de paso sobre el tubo. Se sabe, sin embargo, que la tapada en la zona era reducida (a momento del análisis se midieron 0.40 m), y que coincide con el cruce entre zanjas cavadas para el control de las inundaciones en esa zona de bajo extendido, ver Fig. 1, Fig. 9. Si bien la zona del cruce sobre la cañería no coincide

con ninguna de las zanjas, la longitud del espacio entre zanjas es del orden de 5 o 6 metros, ver Fig. 20 y 21. Es probable que el paso repetitivo de vehículos por sobre este espacio, especialmente luego de lluvias, haya ido escurriendo el suelo hacia las zanjas, con lo cual la tapada se fue reduciendo paulatinamente. El tránsito por este espacio fue aparentemente una vía rápida para sortear las zanjas en el paso de un sector a otro del campo.

API 1102 considera que todas las cargas externas son transmitidas verticalmente. Las cargas externas sobre la tubería producen tensiones circunferenciales y longitudinales. La falla que nos ocupa está relacionada con las tensiones cíclicas circunferenciales. Cuando un vehículo se apoya sobre la tubería, se genera una ovalización de la tuberías tal que en su parte superior se genera una carga de flexión donde las máximas tensiones son tractivas en la superficie interna de la pared, y compresivas en su superficie externa.

Las maniobras de vehículos agrícolas que cruzaron el derecho de vía durante los 15 años previos a la falla pudieron generar picos de tensión secundaria en la zona del defecto y por lo tanto justificar la propagación subcrítica de las fisuras que dieron lugar a la fuga. Alguna de estas maniobras pudo generar además algún tipo de abolladura. El concentrador de tensiones asociado a estas abolladuras pudo tener un efecto de aceleración del proceso de degradación en servicio, pero fundamentalmente en la rotura final. En ausencia de evidencia de ciclos de sobrepresión por encima de la MAPO en la información facilitada por Operaciones, podemos considerar que la rotura sólo se justifica a partir de los concentradores de tensiones en la soldadura y las cargas externas.

No se detectaron signos de daño por corrosión en las superficies interna o externa del tubo, no se detectaron anomalías en el sistema de protección catódica que hayan contribuido a la ocurrencia de la falla. Si bien hubo un derrame de petróleo, el hidrocarburo quedó mayormente retenido en las zanjas cavadas por el superficiario para el control de las inundaciones. Las barreras operativas (válvulas de bloqueo) evitaron un mayor derrame de crudo.

Las acciones de prevención recomendadas, que en su mayor parte ya están siendo implementadas por el operador, se refieren a los siguientes aspectos:

- Definición de secciones en condiciones de criticidad similares (poca tapada, cruces de vehículos, canalizaciones)
- Control de la acción de terceros: detección de canalizaciones y sendas o caminos rurales.
- Verificación por herramientas de inspección interna u otras de inspección directa de abolladuras y/o defectos geométricos y fisuras; para definir los límites de admisibilidad de los defectos de acuerdo con las normativas vigentes.
- Aseguramiento de la tapada mínima admisible de acuerdo con la normativa vigente, en particular en los sectores de la traza del ducto donde pudiera haber cruce de vehículos o maquinaria. Alternativamente, se podrá implementar entubamiento u otras medidas de refuerzo y protección del tubo en cruces de caminos y sendas usadas por maquinaria pesada

CONCLUSIONES

Las evaluaciones fractográficas y metalográficas permitieron verificar que el mecanismo de daño fue la propagación de fisuras en el material de la zona afectada por el calor (ZAC) de la soldadura longitudinal.

La propagación ocurrió en etapas, a partir de discontinuidades preexistentes en el talón interno de la soldadura realizada con el método de doble arco sumergido (DSAW). Otros defectos internos de mayor tamaño, originados durante la fabricación del ducto, definieron la forma de la propagación final pero no constituyeron una causa de la propagación en servicio del defecto.

La falla ocurrió en una zona de tapada reducida a 0.40 m, en un espacio de terreno de unos 5 metros de ancho, entre tres canales de drenaje cavados por el superficiario.

Las maniobras de vehículos agrícolas que cruzaron el derecho de vía por este espacio en algún momento durante los 15 años previos a la falla generaron probablemente picos de tensión secundaria en la zona del defecto, que justifican la propagación subcrítica de las fisuras que dieron lugar a la fuga. alguna de estas maniobras generó probablemente además algún tipo de abolladura, de difícil detección luego de producido el reventón.

En ausencia de evidencia de ciclos de sobrepresión por encima de la MAPO en la información facilitada por Operaciones, la rotura sólo se justifica a partir de los concentradores de tensiones en la soldadura y las cargas externas.

No se detectaron signos de daño por corrosión en las superficies interna o externa del tubo. No se detectaron tampoco despegues o marcas por daño mecánico en el revestimiento externo.

BIBLIOGRAFÍA

¹ ASME Code B31.8S: Managing System Integrity of Gas Pipelines. American Soc. Mech. Engineers, 2004

² ASME Code B31.8: Gas Transmission & Distribution Piping Systems. American Soc. Mech. Engineers, 1999

³ J.L. Otegui, E. Rubertis. Cañerías y Recipientes de Presión J 2da. Edición, EUDEN, ISBN 978-987-1371-96-9, 2012.

⁴ API STD 579 / ASME FFS1: Fitness for Service. American Petroleum Institute, 2007.

⁵ API Recommended Practice 1102: Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways. 7ma. Ed. 2007, reaffirmed 2012, errata 2014. American Petroleum Institute, USA.