

GESTIÓN EFICIENTE DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS DESDE EL PUNTO DE VISTA FRACTOMECÁNICO

Matías Daniel Vigliano. Transportadora de Gas del Norte SA, matias.vigliano@tgn.com.ar

SINOPSIS

La reparación en servicio por fisuras de los ductos para el transporte de gas natural son un verdadero desafío para la industria, que al estar enterrados se deben tener en cuenta no sólo aspectos técnicos, sino que además económicos. Por ello, es necesario realizar una gestión eficiente de la integridad para preservar la seguridad de las personas y bienes, minimizando el costo.

La gestión de la integridad desde el punto de vista fractomecánico se basa en realizar las evaluaciones de aptitud para el servicio con su correspondiente mitigación, evaluar el período de reinspección de la herramienta de inspección interna (ILI) para detección de fisuras, analizar las fallas ocurridas en servicio o en una prueba hidráulica, y la búsqueda de nuevas tecnologías y evaluadores para la caracterización de las fisuras halladas.

Las evaluaciones de aptitud para el servicio se hacen más exactas obteniendo datos del material mediante ensayos de laboratorio, con la utilización de las normas de referencia actuales, y analizando las tensiones residuales en la soldadura. Todo lo anterior reduce la cantidad de mitigaciones de ductos en servicio, con su consecuente baja de costos.

El período de reinspección de la herramienta de inspección interna para detección de fisuras se puede ampliar a partir de un cálculo de fisura crítica menos conservativo, aumentando dichos períodos de reinspección y por consiguiente disminuyendo la cantidad de inspecciones con la herramienta en un tiempo determinado, disminuyendo los costos.

Los análisis de fallas son esenciales en la gestión de la fractomecánica, debido a que permiten detectar las amenazas a los ductos para luego aplicarlo en todos los puntos anteriores y realizar una correcta mitigación.

Las nuevas tecnologías de caracterización de las fisuras son una herramienta fundamental, debido a que permite realizar un correcto dimensionamiento y de esta forma hacer más exacto el cálculo de aptitud para el servicio. Por otro lado, también es importante una adecuada evaluación de los operadores de ensayos no destructivos, para disminuir el error humano.

INTRODUCCION

El transporte de gas natural se realiza mediante ductos enterrados que recorren toda la extensión de la Argentina, del cual es necesario realizar una gestión eficiente de la integridad para preservar la seguridad de las personas y bienes al menor costo. En este trabajo se estudiará dicha gestión de la integridad desde el punto de vista de la mecánica de la fractura de una manera más eficiente.

La mecánica de la fractura o también llamada fractomecánica es el estudio de la estabilidad estructural de los materiales considerando la existencia de fisuras. Tomando su base teórica, es posible mejorar notablemente la integridad estructural del componente reduciendo además el

costo de operación de una forma eficiente, teniendo en cuenta cuatro puntos fundamentales: realizando mejoras en los cálculos de evaluaciones de aptitud para el servicio con su correspondiente mitigación, minimizando el período de reinspección de la herramienta de inspección interna para detección de fisuras como puede ser mediante el Electro Magnetic Acoustic Transducer (EMAT) o ultrasonido, analizando las fallas ocurridas en servicio o en una prueba hidráulica, y la búsqueda de nuevas tecnologías y evaluadores para la caracterización de la fisura.

A continuación, se estudiará por separado y en profundidad cada uno de esos puntos fundamentales.

DESARROLLO

MEJORA DE EVALUACIONES DE APTITUD PARA EL SERVICIO

La evaluación de aptitud para el servicio “Fitness-for-Service” (FFS) es un análisis de ingeniería cuantitativa que se realiza para determinar la integridad estructural de un componente en servicio que puede contener un defecto, o que puede ser operado bajo una condición específica que puede causar una falla. Con esta evaluación se puede determinar si dicho componente es apto para continuar en operación segura durante un período de tiempo (cambiando o no las condiciones de operación, “re-rate”), o se debe reparar o reemplazar.

Según la norma API 579 / ASME FFS – 1 [1], FFS provee tres niveles de evaluación:

Evaluación Nivel 1: Es un análisis conservativo que puede ser realizado con una mínima cantidad de información del componente. Lo puede llevar a cabo el inspector de planta o un ingeniero no especializado.

Evaluación Nivel 2: Se provee una evaluación más detallada que produce resultados más precisos que el Nivel 1. La información necesaria puede ser similar a la requerida en el Nivel 1, sin embargo, los cálculos son más detallados. Dicha evaluación generalmente se realiza por ingenieros especializados en el tema.

Evaluación Nivel 3: Es la evaluación más detallada que produce resultados más precisos que el Nivel 2. Se requiere de inspecciones y datos del componente más detalladas, y el análisis recomendado se basa en técnicas numéricas como el método de los elementos finitos. Debe ser realizada por un ingeniero especialista con experiencia.

Como se explicó anteriormente, la Evaluación Nivel 2 es más detallada y con resultados menos conservativos que la Evaluación Nivel 1, pero sus cálculos se realizan de forma analítica, no es necesario utilizar un software de elementos finitos FEM. Igualmente, los resultados de la Evaluación Nivel 2 tienen su nivel de conservativismo en los siguientes puntos, que para hacer la gestión más eficiente (y que es el objetivo de este trabajo) se deben mejorar: datos del material, curva FAD según Evaluación Nivel 3 y tensiones residuales de soldadura según Evaluación Nivel 3. A continuación se analizará cada uno de ellos.

Datos del material

Para realizar una evaluación de una fisura por la norma API 579 / ASME FFS – 1 [1], es importante que todos los procesos previos de recolección de información se hayan realizado correctamente. Esto es decir que se debe contar con datos del material, de operación y de la fisura

confiables, trazables y verificables. Los datos que se necesitan son la tensión de fluencia σ_y , la resistencia a la tracción σ_U y la tenacidad a la fractura K_{mat} . En lo posible se deben utilizar valores propios del componente obtenido por ensayos destructivos o no destructivos, según corresponda. Si no es posible, se deben utilizar valores mínimos de la norma de fabricación o realizar estimaciones conservativas, según los métodos sugeridos en la norma API 579 / ASME FFS Parte 9 Anexo 9F [1]. Esto último recae en cálculos conservativos, como se puede ver a continuación, teniendo en cuenta para este caso de estudio un caño de material API 5L Grado X52 [2].

Según la norma citada, la tensión de fluencia mínima especificada es de 360 MPa, y la resistencia a la tracción mínima especificada es de 460 MPa. Según el Código 49 CFR 192.712 [3], si no se tienen datos de impacto del material, y por ende su fractoténacidad, se debe asumir un valor de 13 ft-lbs para el material base y de 4 ft-lbs para la soldadura. Esto representa, mediante una correlación indicada en la norma API 579 / ASME FFS - 1 Parte 9 Anexo 9F [1], unos valores de fractoténacidad de 68 MPa $\sqrt{m}$ y 33 MPa $\sqrt{m}$ respectivamente.

Luego de realizar ensayos de laboratorio, la tensión de fluencia y la resistencia a la tracción queda determinada mediante un promedio aritmético.

La tenacidad a la fractura es una medida intrínseca del material que indica la oposición que ejerce el material al crecimiento de una fisura. La forma de hallarla es de acuerdo a la norma ASTM E1820 [4], pero también es posible realizando correlaciones con valores de ensayos de Charpy según la norma API 579 / ASME FFS – 1 Parte 9F.4 [1], del cual este último dan valores menores al hallado por la norma E1820 (y por ende más conservativo). Se realizaron ensayos de Charpy y fractomecánicos propios del material, tomando como prioridad este último. En el caso de ductos con soldadura longitudinal ERW y que no se pudieron realizar ensayos de laboratorio, los valores se tomaron del informe de ExxonMobil, Evaluation of Fracture Toughness of Pre-1970's. ERW Pipeline Steels for Improved Seam Integrity Management, de K. Bagnoli y colaboradores [5].

A continuación en la Tabla 1 se muestran los datos determinados en laboratorio de los materiales de ductos con fisuras.

Tabla 1. Datos de laboratorio de los ductos fisurados

Marca de la cañería	Ubicación	Tensión de fluencia [MPa]	Resistencia a la tracción [MPa]	Fractoténacidad [MPa $\sqrt{m}$]
A.O. Smith	Metal base	424	555	143
Durham	Metal base	391	494	138
Mannesmann	Metal base	405	514	133
C.F.I.	Metal base	443	560	168
A.O. Smith	Soldadura Flash	424	555	39
Durham	Soldadura DSAW	391	494	145
Falck	Soldadura DSAW	396	574	58
C.F.I.	Soldadura DSAW	443	560	75
Sin datos	Soldadura ERW	370	464	124

Curva FAD

El método FAD se utiliza para la evaluación de componentes que contienen fisuras y conlleva una fuerte base técnica. Dicho método provee una medida de la aceptabilidad de un componente que contiene una fisura cuando un mecanismo de falla es medido por dos criterios diferentes, fractura inestable y colapso plástico. La fractura inestable usualmente sucede en fisuras pequeñas en materiales frágiles, mientras que el colapso plástico sucede en fisuras grandes en materiales dúctiles. En este método, el resultado de un análisis de tensiones, del factor de intensidad de tensiones, de la resistencia del material y de la fractoténacidad se combinan para calcular la relación de tenacidad (K_r) y la relación de carga (L_r). Esos dos valores representan las coordenadas de un punto dentro de la FAD para determinar su aceptabilidad. Si el punto determinado por la evaluación se sitúa por debajo de la curva FAD el componente se encuentra apto para el servicio. Lo anterior se puede observar en la Figura 1, obtenida de la norma API 579 / ASME FFS – 1 [1].

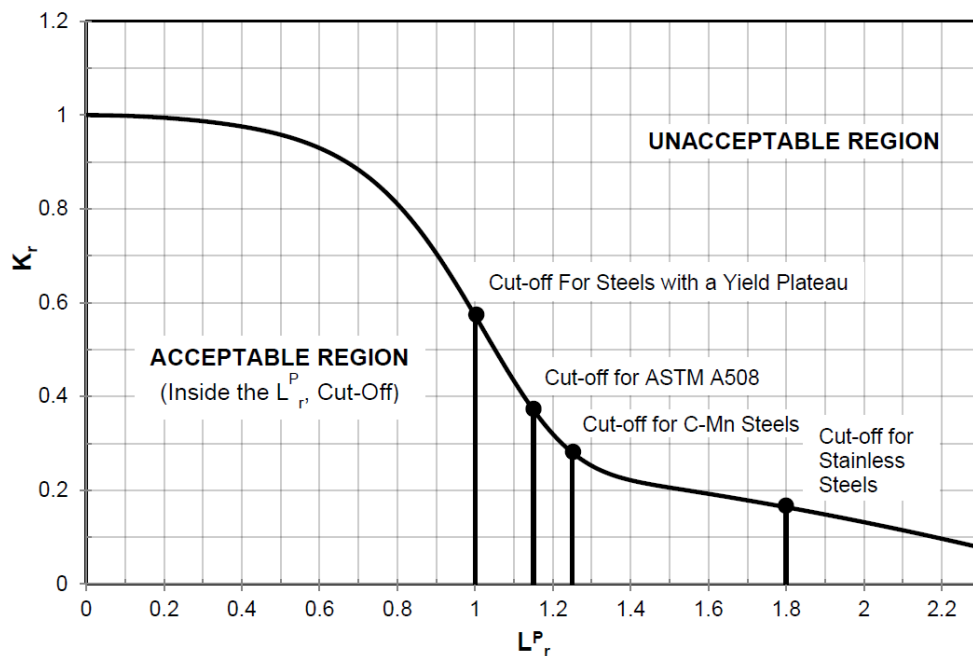


Figura 1. Curva FAD [1]

Para realizar una Evaluación Nivel 2 en aceros, la curva FAD viene predeterminada de la siguiente manera:

$$K_r = [1 - 0,14(L_r^P)^2] \left\{ 0,3 + 0,7 e^{[-0,65(L_r^P)^6]} \right\}$$

La norma API 579 / ASME FFS – 1 [1] indica que, para una Evaluación Nivel 3, es necesario construir la curva FAD propia del material a partir de la curva tensión-deformación característica. Para ello, con los datos del ensayo de tracción del cual se tiene la tensión de fluencia y la resistencia a la tracción, es posible modelar dicha curva tensión-deformación mediante el modelo de Ramberg-Osgood, y por ende la curva FAD característica del material.

Tensiones residuales en soldadura

Las tensiones residuales son tensiones que permanecen en el material luego de que el origen de la tensión inicial ha sido removido. Dichas tensiones pueden producirse por deformaciones plásticas, transformaciones de fase, etc. En este caso se enfocará en las tensiones residuales por soldadura, en el cual la norma API 579 / ASME FFS – 1 [1] indica expresamente que deben ser tenidas en cuenta para la evaluación de aptitud para el servicio. En dicha norma, en la Parte 9 Anexo 9D, para realizar una Evaluación Nivel 2 se muestran modelos de tensiones residuales de soldadura para ciertas configuraciones.

En lo dicho anteriormente es necesario realizar una aclaración sobre el modelo de tensiones residuales propuesto en la Norma API 579 / ASME FFS – 1 [1] en su Anexo 9D. Según este modelo, las tensiones residuales en soldadura longitudinales con aporte de material varían con la posición x en el espesor de pared t según el siguiente polinomio:

$$\sigma_r(x) = \sigma_y \left[\sigma_0 + \sigma_1 \left(\frac{x}{t} \right) + \sigma_2 \left(\frac{x}{t} \right)^2 + \sigma_3 \left(\frac{x}{t} \right)^3 + \sigma_4 \left(\frac{x}{t} \right)^4 \right]$$

donde los σ_i son coeficientes de distribución de cuarto orden de las tensiones residuales y σ_y es la tensión de fluencia del material. Dicho modelo depende del aporte de calor en la soldadura, del tipo de aporte que se utilizó para llevar a cabo la soldadura y de la orientación de las tensiones residuales con respecto a la dirección de la fisura entre otros factores.

El inconveniente con este modelo de tensiones residuales es que no refleja el hecho de que este tipo de tensiones son auto limitantes y localizadas, y por lo tanto relajan a medida que se propaga la fisura. Esta deficiencia trae aparejado que las evaluaciones fractomecánicas en la soldadura sean demasiado conservativas. Para subsanar este problema, se llevó adelante un análisis por elementos finitos (FEM) de las distintas configuraciones posibles de fisuras que se pueden hallar en un gasoducto para obtener una expresión analítica que permita obtener valores de tensiones residuales de forma más real y menos conservativa. Como se puede ver en la Figura 2, a medida que la fisura crece (a partir del valor de a/t igual a 0,4) el factor de intensidad de tensiones K_I comienza a disminuir. Esto es por la relajación de las tensiones residuales producto del crecimiento de la fisura. Vale aclarar que, como se muestra en el gráfico, K_I API es el factor de intensidad de tensiones hallado analíticamente según la Norma API 579 / ASME FFS – 1 Nivel 2 [1], K_I FEM es el hallado por un método numérico (elementos finitos), y el K_I propuesto es una solución analítica para modificar el K_I API y aproximarse al K_I FEM. En este caso es una fisura circunferencial interna.

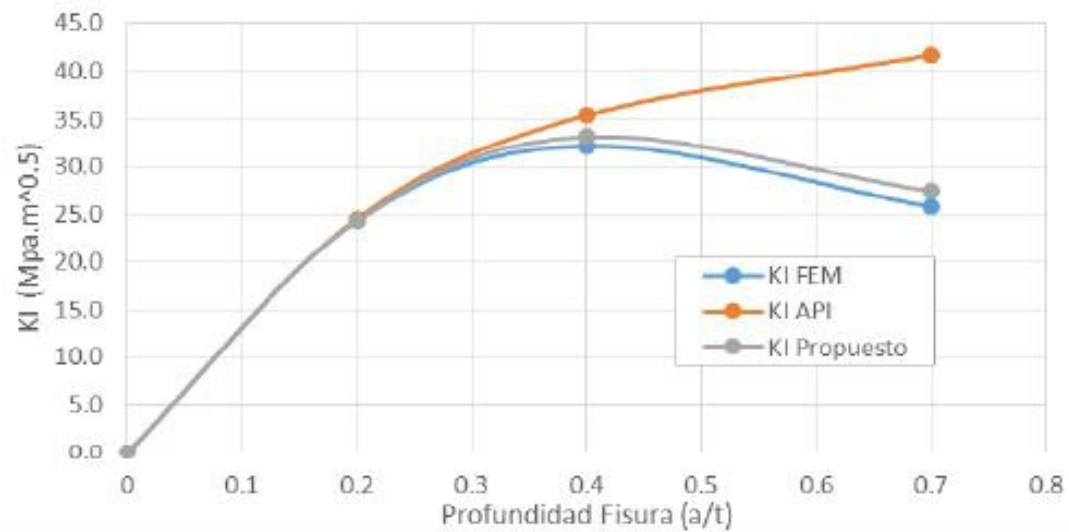


Figura 2. Factor de Intensidad de Tensiones Residuales comparación entre FEM, API y modelo propuesto para fisura circunferencial interna [6]

Se puede apreciar como disminuye claramente el factor de intensidad de tensiones en el caso que se tome en cuenta la relajación de las tensiones residuales para una fisura circunferencial. Asimismo, el KI propuesto se ajusta de manera muy cercana a los resultados obtenidos por FEM. Lo mismo se cumple para una fisura longitudinal externa, tal como se puede ver en la Figura 3.

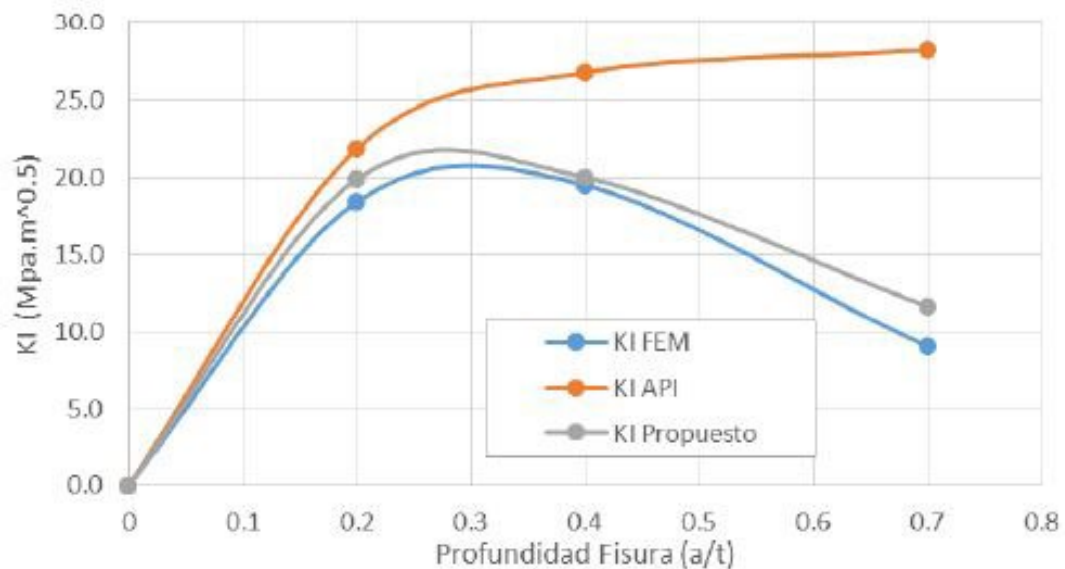


Figura 3. Factor de Intensidad de Tensiones Residuales comparación entre FEM, API y modelo propuesto para fisura longitudinal externa [6]

Todo lo anterior fue plasmado en el paper Análisis fractomecánico de tensiones residuales según API 579 / ASME FSS-1, de J. F. Bugna, M. Vigliano y colaboradores [6].

Otros tipos de análisis que se tuvieron en cuenta es la formación de tensiones residuales por el proceso de conformado antes de realizar la soldadura ERW (Electric Resistance Welding), y la relajación de las tensiones residuales luego de la soldadura por la aplicación de una prueba hidráulica, ya sea en soldaduras ERW como en soldaduras realizadas con el proceso SAW (Submerged Arc Welding, realizada en fábrica en costuras longitudinales) o con el proceso SMAW (Shielded Metal Arc Welding, realizada en campo en las costuras circunferenciales).

AMPLIACIÓN DEL PERÍODO DE REINSPECCION DE LA HERRAMIENTA INTERNA PARA DETECCIÓN DE FISURAS

Crecimiento de fisuras

Existe una amplia variedad de procesos mecánicos, ambientales y mecanismos de degradación del material por los cuales puede inducirse a la fisuración. Sin embargo, estos pueden clasificarse en tres grandes categorías:

- Crecimiento de Fisura por Corrosión Bajo Tensión (SCC).
- Crecimiento de Fisura por Fragilización por Hidrogeno (HE).
- Crecimiento de Fisura por Corrosión con Fatiga.

Desde el punto de vista fractomecánico, el crecimiento de una fisura preexistente está controlado por el factor de intensidad de tensiones en la punta de esta fisura. Este crecimiento es influenciado por la combinación del material, el entorno y dicho factor de intensidad de tensiones. De este modo, para que el modelo de crecimiento de fisura se aproxime a la realidad, todos estos elementos deben estar caracterizados de la mejor manera posible, dado que, de lo contrario, el modelo no arrojará predicciones acertadas.

Uno de los principales inconvenientes de realizar un modelo de crecimiento de fisura es que su velocidad es altamente sensible a variaciones en el entorno. Mientras que por un lado el ambiente en un experimento se controla de manera cuidadosa, la composición del medio circundante y la temperatura en un proceso real pueden sufrir fluctuaciones.

En los casos en que la información sobre el crecimiento de fisura sea mínima o inexistente, se debe monitorear el tamaño de fisura de forma periódica por medio de ENDs (Ensayos no Destructivos). Estos datos pueden ser luego utilizados como información de entrada para la evaluación.

Ante la imposibilidad de hallar la velocidad de crecimiento de fisuras por CBT (Corrosión bajo tensiones) mediante un ensayo de laboratorio, se utilizaron libros reconocidos, papers y/o publicaciones en congresos donde explique y demuestre un modelo de crecimiento que sea aplicable para los casos de ductos para transporte de gas natural, como puede ser la Norma API RP 1176 “Recommended Practice for Assessment and Management of Cracking in Pipelines” [7], la Norma ASME B31.8S “Managing System Integrity of Gas Pipeline” [8], y la Publicación CEPA “Recommended Practices for Managing Near-neutral pH Stress Corrosion Cracking” [9]. Luego de utilizar dichos valores de crecimiento de fisuras en los ductos con los datos necesarios, se podrán calcular la vida remanente de los componentes por la aparición de fisuras, y además se

podrá estimar un período de inspección de herramienta ILI para crecimiento de fisuras según lo que se explicó anteriormente.

Vida remanente

Existen dos métodos para obtener una aproximación de la vida remanente de un componente teniendo en cuenta las fisuras que contiene. Una es por el análisis de las indicaciones reportadas por la herramienta ILI EMAT o ultrasonido, el otro es por la realización de una prueba hidráulica.

En el caso de la herramienta ILI de detección de fisuras, como por ejemplo la herramienta EMAT o ultrasonido, se detecta la fisura y se dimensiona. Dependiendo de la criticidad de ésta, se evalúa en campo para obtener las dimensiones más exactas. Una vez obtenidas las dimensiones más exactas en campo, se halla el tamaño de la fisura crítica (mínimo tamaño de la fisura en el cual propaga inestablemente) para la MAPO (máxima presión de operación). Con ello tenemos dos tamaños de fisuras, una hallada en campo con técnicas ENDS y otra que es la fisura crítica para la MAPO. En el caso de que la herramienta ILI no reporte fisura alguna, conservativamente se toma una potencial fisura existente del tamaño del umbral de detección.

En el caso de la prueba hidráulica, se puede utilizar como un método complementario a la ILI para tener una estimación del tamaño máximo de fisura que puede existir en la cañería. Conociéndose el valor de presión que se utilizó para realizar la prueba hidráulica, se puede hacer el cálculo del tamaño de fisura crítica mediante la Norma API 579 / ASME FFS – 1 [1], que es el tamaño máximo de una fisura que pudo haber sobrevivido a la prueba hidráulica. Luego, se realiza el mismo cálculo, pero esta vez para la MAPO. Nuevamente como en el caso anterior tenemos dos tamaños de fisuras, una crítica estimada para la presión de la prueba hidráulica y otra crítica para la MAPO.

Una vez que se tienen los dos tamaños de fisura, se toma la diferencia de profundidad entre ambas, como se puede ver de forma esquemática en el gráfico siguiente, la Figura 4, obtenido del libro Pipeline Integrity Management Systems, de R. Mora, P. Hopkins, E. Cote y T. Shie [10]. Se toma la profundidad porque es la variable más sensible en la presión de falla del material.

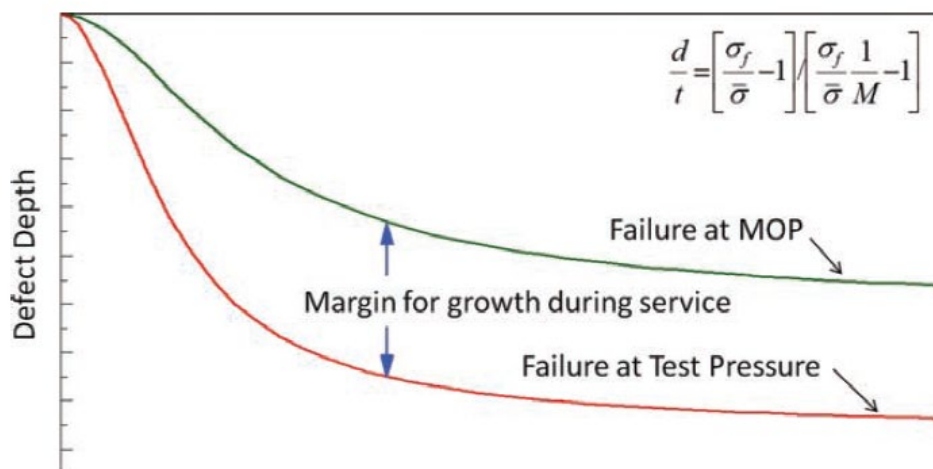


Figura 4. Gráficos de fisuras críticas a la presión de prueba y a la MAPO, para hallar la vida remanente del componente [10]

Por último, para poder calcular la vida remanente sólo hace falta conocer la velocidad de crecimiento de dicha fisura. Para esto es recomendable hallar la velocidad de crecimiento de fisura basándose en ensayos de laboratorio, como por ejemplo el del paper “Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed to near-neutral pH soil aqueous solutions: Discontinuous crack growth mechanism”, de Afolabi Egbewande, Weixing Chen, Reg Eadie, Richard Kania, Greg Van Boven, Robert Worthingham y Jenny Been [11] , o en el paper “Crack Growth Behavior of Pipeline Steel in Near-Neutral pH Soil Environments”, de Weixing Chen y Robert L. Sutherby [12], o similares. Esto se debe a que la velocidad de crecimiento de fisura está fuertemente influenciada por las condiciones ambientales, por los ciclos de presión y por los excesos de voltaje provenientes de la protección catódica. De no contarse con un valor experimental, comúnmente en la industria se utilizan los valores indicados en publicaciones como el de las referencias [7] [8] y [9], que son los siguientes:

- Valores conservativos: de 0,61 a 0,88 mm/año
- Valores moderados: 0,15 a 0,38 mm/año
- Valores mínimos: 0,03 a 0,13 mm/año

Se tomará para este caso un valor de 0,15 mm por año, valor moderado característico. Se debe tener en cuenta la historia de la cañería, tipo de suelo, protección catódica aplicada, etc

La vida remanente del componente se calcula con la siguiente fórmula, según en primer y segundo caso (fisura hallada mediante ILI y por prueba hidráulica), respectivamente;

$$vida\ remanente[años] = \frac{a_{crit}^{MAPO}[mm] - a_{crit}^{HALLADA}[mm]}{v_{cres}[mm/año]}$$

$$vida\ remanente[años] = \frac{a_{crit}^{MAPO}[mm] - a_{crit}^{PH}[mm]}{v_{cres}[mm/año]}$$

Donde se toma la profundidad de fisura a como dimensión relevante, ya que suele tener mayor criticidad (ya sea por dimensión como por factor de intensidad de tensiones en el frente de fisura de mayor profundidad) que la longitud de fisura. Este cálculo se realiza asumiendo que la velocidad de crecimiento es constante.

Período de Reinspección de la herramienta ILI

Para calcular el período de reinspección de la herramienta ILI se utiliza el valor de vida remanente como se explicó en el punto anterior, aplicándole un factor de seguridad a la vida remanente de la fisura.

$$Período\ de\ Reinspección = \frac{Vida\ Remanente}{sf}$$

El valor de este factor de seguridad sf variará en gran medida de acuerdo con la tolerancia de los métodos de dimensionamiento de fisura y del riesgo a las amenazas de mecanismos de degradación. Como norma general utilizada en la industria, el valor de sf es de 1 si se utilizaron

valores de velocidad de crecimiento de fisuras u otros datos de cálculo conservativos, y entre 1 y 2 para valores moderados o más reales, en concordancia con el Código 49 CFR 192 [3] expresado anteriormente.

ANÁLISIS DE FALLAS

Existen un número de amenazas ambientales que provocan fisuración y crecimiento de fisuras. Entre éstas se encuentra la Corrosión bajo tensiones (CBT), que es la mayor amenaza ambiental existente en los ductos enterrados para transporte de gas natural. Existen dos variantes de la CBT, de alto pH y de pH cercano al neutro. Es importante mencionar que para que exista la CBT de cualquiera de los dos tipos, deben estar presentes estos tres elementos: un material susceptible, un medio corrosivo y el material debe estar sometido a un determinado nivel de tensión. Entonces, se desprende que si se suprime alguno de estos tres factores, la CBT se minimiza y la velocidad de crecimiento de fisuras se retrasa. La susceptibilidad en sí no se puede quitar del material ya que todos los aceros que se utilizan en la industria para el transporte de gas tienen susceptibilidad a la CBT. De la misma forma, no se puede disminuir el nivel de tensión al que se encuentra sometida la cañería, ya que ésta está directamente relacionada con la MAPO. Eso deja como posible estrategia para evitar la CBT aislar al material del medio corrosivo, y esto se logra mediante la aplicación de revestimiento.

Para tener una adecuada cuantificación del problema de CBT se debe primero realizar un diagnóstico del sistema que se tiene instalado. Es decir, se deben conocer las zonas del sistema que se tiene instalado la amenaza de la CBT en el cual es mayor, por cuestiones de ambiente o de un revestimiento degradado.

Por otro lado, otras de las amenazas que inciden en las fallas de los ductos por fisuras es por la existencia de fuerzas y momentos excesivos en las derivaciones. Para ello, es necesario la construcción de bases civiles que contrarresten estas reacciones, junto con refuerzos del tipo de circunferencia completa para que distribuya las tensiones actuantes, y buenas prácticas de diseño y soldadura.

NUEVAS TECNOLOGÍAS Y CAPACITACIÓN DE EVALUADORES PARA CARACTERIZACIÓN DE FISURAS

Para que todo lo explicado anteriormente pueda realizarse de forma eficiente, es necesario realizar evaluaciones en campo de la forma más exacta posible. Para ello, se tomó la determinación de instar a los proveedores de obtener equipos de ultrasonido Phased Array de última tecnología, y de hacer evaluaciones propias a los operadores para evaluar la idoneidad de estos.

Los procedimientos internos proporcionan una guía para determinar las capacidades que requiere un evaluador para realizar de forma correcta el relevamiento en campo de las fisuras, así como también determinar sus conocimientos teóricos mínimos para la realización del trabajo.

Para seguir en el camino de la eficiencia, los procedimientos internos de evaluación de operadores se basan en el Código ASME Sección XI División 1 Artículo VIII [13], que da los lineamientos para la demostración de las capacidades de los operadores con el equipamiento propio de los proveedores.

En las evaluaciones de los operadores se contempla:

- Rendición de examen teórico, el cual están conformados con preguntas de desarrollo teórico, selección múltiple y ejemplos prácticos
- Evaluación de una muestra de cañería con anomalías reales, en cual consiste primeramente en la aplicación de todos los pasos previos para la correcta evaluación del mismo, interpretar un defecto sobre costuras partiendo del análisis de una placa, y la caracterización de una fisura real en un ducto mediante la técnica de Phased Array, que luego se verificará por medio de teñido térmico

La vigencia del examen es de un año, para tener una revisión periódica de los conocimientos y competencia de los evaluadores.

RESULTADOS

MEJORA DE EVALUACIONES DE APTITUD PARA EL SERVICIO

Tal como se explicó anteriormente, una forma de mejorar de forma eficiente la integridad de ductos desde el punto de vista fractomecánico es obteniendo los datos del material con ensayos de laboratorio, utilizando la curva FAD propia del material según Evaluación Nivel 3, y calculando las tensiones residuales de soldadura mediante una fórmula de ajuste analítica para obtener los mismos resultados que realizando un análisis numérico. Para demostrarlo, se tomaron varias fisuras reales caracterizadas en campo tomadas al azar, en metal base y en soldadura longitudinal, y se hallaron las presiones de falla para la MAPO para cada una de ellas según la norma API 579 / ASME FFS – 1 [1], mediante Evaluación nivel 2 pero de varias formas diferentes:

- Utilizando datos de material obtenida en normas
- Utilizando datos propios del material mediante ensayo de tracción (tensión de fluencia y resistencia a la tracción)
- Utilizando datos propios del material mediante ensayo fractomecánico (fractotenacidad)
- Realizando la Curva FAD propio del material
- Con tensiones residuales halladas por Evaluación Nivel 3 (con posterior procedimiento analítico)
- Con todo lo anterior simultáneamente

En la Tabla 2 para metal base y en la Tabla 3 para soldadura longitudinal, se muestran las presiones de falla de fisuras reales medidas en campo halladas en un año aplicando lo dicho anteriormente con un coeficiente de seguridad de 1,25, por no ser un área sensible. Las mitigaciones se realizan cuando la presión de falla con el coeficiente de seguridad es menor a la MAPO.

Tabla 2. Presiones de falla y mitigaciones para muestras tomadas al azar en material base

Diámetro [in]	Espesor [mm]	Prof. fisura [mm]	Largo fisura [mm]	Presión de falla Nivel 2 [kg/cm ²]	Presión de falla con ensayos de tracción [kg/cm ²]	Presión de falla con datos fractomecánicos [kg/cm ²]	Presión de falla con FAD del material [kg/cm ²]	Presión de falla final [kg/cm ²]	MAPO más coeficiente de seguridad [kg/cm ²]
24	7,92	3,56	108	68	72	85	74	102,5	85,5
24	7,92	3,80	253	56,5	59	73	60	90	85,5
24	7,92	4,36	248	49	51	66	50	83	85,5
24	7,92	3,56	172	63	67	79,5	68	96	85,5
24	7,92	0,79	400	104	116	104	104	116	85,5
24	12,7	3,30	600	126	160	150	145	184	85,5
22	6,35	1,27	55	87	96	90	90	96	74,8
22	6,35	3,49	70	57,5	62	81	61	97	74,8
22	6,35	3,05	255	51	55	69	55	82	74,8
22	6,35	1,97	54	78	87	88	88	105	74,8
24	7,14	1,57	140	82,5	95	88	88	95	77,1
24	7,14	0,71	36	97	97	97	97	105	77,1
24	7,14	1,93	92	79	95	88	88	95	77,1
22	6,2	2,17	95	68,5	88	80	79	96	74,8
22	7	2,10	220	77	100	88	88	105	74,8
24	7,92	1,98	35	97	120	107	107	120	85,5
24	7,92	1,98	60	92,5	115	103	103	115	85,5
24	7,92	2,46	70	85,5	107	100	99	112	85,5
24	7,92	2,53	15	100	124	110	110	124	85,5
24	7,92	4,36	156	53	55	72	55	90	85,5
24	7,92	2,30	160	81,5	102	94	94	105	85,5
24	7,92	2,30	25	97	122	108	108	122	85,5
22 fisuras		MITIGACIONES		9	7	6	7	1	

Tabla 3. Presión de falla y mitigaciones para muestras tomadas al azar en soldadura

Diámetro [in]	Espesor [mm]	Prof. fisura [mm]	Largo fisura [mm]	Presión de falla Nivel 2 [kg/cm ²]	Presión de falla con ensayos de tracción [kg/cm ²]	Presión de falla con datos fractomecánicos [kg/cm ²]	Presión de falla con TR Nivel 3 [kg/cm]	Presión de falla con FAD del material [kg/cm ²]	Presión de falla final [kg/cm ²]	MAPO más coeficiente de seguridad [kg/cm ²]
24	7,6	1,52	300	5	1	92	48	5	100	85,5
24	7,14	3,14	10	43	41	74	51	42	92	77,1
24	6,95	2,09	112	0	0	75	29	0	90	77,1
24	6,9	1,86	40	4	1	87	38	4	98	77,1
24	7,1	2,61	37	2	0	56	28	2	78	77,1
24	7,1	3,93	45	1	0	44	12	1	50	77,1
16	6,35	2,79	60	0	0	85	31	0	118	63,8
16	6,35	2,16	58	4	0	94	38	4	121	63,8
16	6,35	2,98	68	0	0	89	27	0	115	63,8
24	7,14	3,21	200	0	0	55	12	0	81	77,1
24	7,14	2,00	102	0	0	80	32	0	94	77,1
24	7,14	1,93	53	1	0	87	37	1	100	77,1
24	7,14	1,93	25	10	5	94	43	10	105	77,1
24	7,14	1,43	70	10	5	92	10	10	100	77,1
24	7,92	1,98	40	4	0	100	44	4	114	77,1
24	7,92	3,80	300	0	0	51	9	0	84	77,1
22	6,5	1,95	100	0	0	4	24	0	29	50,0
22	6,35	1,59	120	1	0	38	29	1	34	50,0
22	6,5	2,02	98	0	0	4	24	0	28	74,8
22	6,35	1,78	130	0	0	6	26	0	30	74,8
22	6,2	1,36	40	13	3	27	39	13	44	74,8
22	6,6	1,06	40	23	11	38	48	23	55	74,8
22	6,4	1,98	153	0	0	1	22	0	26	74,8
16	6,4	1,92	498	0	0	93	35	0	109	77,1
16	6,1	1,95	151	0	0	83	34	0	108	77,1
16	6,4	2,56	129	0	0	79	30	0	110	77,1
16	6,5	0,50	147	73	71	121	87	76	134	77,1
16	6,3	0,63	120	60	54	116	77	59	128	77,1
16	6,4	1,79	155	3	0	93	39	3	116	77,1
16	6,6	1,72	108	7	0	108	44	7	123	77,1
16	6,2	1,80	120	3	0	90	39	3	113	77,1
16	6,8	4,00	140	0	0	56	21	0	94	77,1
32 fisuras		MITIGACIONES		32	32	14	31	32	8	

Con las tablas anteriores se puede observar que la cantidad de mitigaciones que se deben realizar debido a que la presión de falla es menor que la MAPO más un coeficiente de seguridad disminuyen drásticamente por la aplicación de lo enunciado en este trabajo. En la Tabla 4 se muestra la disminución en porcentajes respecto de realizar una Evaluación Nivel 2 con datos de material obtenido en normas respecto de realizar ensayos de tracción, ensayos fractomecánicos,

la curva FAD propia del material, con el uso de la fórmula de ajuste para las tensiones residuales, y con la conjunción de todo lo anterior.

Tabla 4. Disminución de mitigaciones por la mejora en los cálculos

	Con ensayos de tracción	Con ensayos fractomecánicos	Con curva FAD del material	Con fórmula de ajuste para las tensiones residuales	Con la conjunción de todo lo anterior
Metal base	22%	33%	22%		89%
Soldadura	0%	56%	0%	3%	75%

En la Tabla 4 anterior se demuestra que realizando estas mejoras se reduce entre el 75% y el 89% de las medidas de mitigación en campo. En el ejemplo utilizado, esto significa una reducción de 32 medidas de mitigación. Cada una de ellas tiene un costo de aproximadamente U\$S 60.000, entonces **el costo se puede reducir en aproximadamente U\$S 1.920.000 POR AÑO.**

AMPLIACIÓN DEL PERÍODO DE REINSPECCION DE LA HERRAMIENTA INTERNA PARA LA DETECCIÓN DE FISURAS

Con una notable mejora en los cálculos para la evaluación de aptitud para el servicio demostrado en el punto anterior, se pueden obtener gráficos de fisura crítica menos conservativos para hallar la vida remanente del componente más real.

Según la experiencia de la industria basada en consultas a especialistas, por las características que tienen los gasoductos operados y mantenidos por TGN, la herramienta EMAT debe correrse como máximo cada 5 años para mantener un nivel de seguridad esperado, si no se realizaron los cálculos respectivos. En este caso de estudio, se demostrará que esos tiempos puede ampliarse, manteniendo la seguridad y reduciendo los costos.

A modo de ejemplo, se toman los siguientes datos de campo para realizar el cálculo de vida remanente, con la realización de una prueba hidráulica:

Fisura en soldadura longitudinal DSAW

Diámetro de caño: 24"

Espesor nominal: 7,14 mm

Material: API 5L Grado X52

Relación largo / profundidad de fisura: 30

MAPO: 61,7 kg/cm² (72% TFME)

Presión de prueba hidráulica: 87,4 kg/cm² (102% TFME)

Fractoténacidad según datos de laboratorio: 145 MPa $\sqrt{m}$

Tensión de fluencia según datos de laboratorio: 391 MPa

Resistencia a la tracción según datos de laboratorio: 494 MPa

Profundidad de fisura crítica para MAPO: 4,6 mm

Profundidad de fisura crítica para prueba hidráulica: 3,4mm

Vida remanente utilizando un valor moderado de velocidad de crecimiento de fisura (0,15 mm/año): 8 años

Período de reinspección EMAT (factor de seguridad 1,15): 7 AÑOS

Con lo anterior, queda demostrado que realizando una mejora en los cálculos para la evaluación de aptitud para el servicio, se puede ampliar el período de reinspección de la herramienta interna ILI para la detección de fisuras en 2 años. Teniendo en cuenta que el costo de correr la herramienta EMAT es de aproximadamente U\$S 1.750.000 por tramo, el ahorro en los costos es de aproximadamente U\$S 100.000 POR TRAMO. Como se realizan tres corridas EMAT por año, **el ahorro es de U\$S 300.000 POR AÑO.**

CONCLUSIONES

Los cálculos de las evaluaciones de aptitud para el servicio se hacen más exactos obteniendo datos del material mediante ensayos de laboratorio, con la utilización de las normas de referencia actuales, y analizando las tensiones residuales en la soldadura. Esto impacta en una menor cantidad de mitigaciones por la existencia de fisuras en el gasoducto, generando una reducción en los costos de aproximadamente **U\$S 1.920.000 POR AÑO.**

El período de reinspección de la herramienta de inspección interna ILI para la detección de fisuras se hace más eficiente a partir de un cálculo de fisura crítica menos conservativo, aumentando dichos períodos de reinspección y por consiguiente disminuyendo la cantidad de inspecciones con la herramienta, disminuyendo los costos. Se pueden reducir los costos en aproximadamente **U\$S 300.000 POR AÑO.**

Los análisis de fallas son esenciales en la gestión de la fractomecánica, debido a que permiten detectar las amenazas a los ductos, para luego aplicarlo en todos los puntos anteriores y realizar una correcta mitigación.

Las nuevas tecnologías de caracterización de las fisuras son una herramienta fundamental, debido a que permite realizar un correcto dimensionamiento y de esta forma hacer más exacto el cálculo de aptitud para el servicio. Por otro lado, también es importante una correcta evaluación de los operadores de ensayos no destructivos, para disminuir el error humano.

BIBLIOGRAFIA

- [1] API 579 / ASME FFS - 1, Fitness-for-Service, Washington DC: API Publishing Services, 2021.
- [2] API 5L, Line Pipe, Washington DC: API Publishing Services, 2018.
- [3] 49 CFR 192, Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal, 2023.

- [4] ASTM E1820, Standard Test Method for Measurement of Fracture Toughness, West Conshohocken, PA: ASTM International, 2018.
- [5] K. Bagnoli, N. Thirumalai, J. Furmanski, P. Sarosi, J. Ma, Evaluation of Fracture Toughness of Pre-1970's ERW Pipeline Steel for Improved Seam Integrity Management, IDT Expo, 2021.
- [6] J.F.Bugna, R. Gianetti, M. Vigliano, A. Fernandez, Análisis fractomecánico de tensiones residuales según API 579 / ASME FSS-1, Buenos Aires: IAPG, 2021.
- [7] API RP 1176, Assessment and Management of Cracking in Pipelines, Assessment and Management of Cracking in Pipelines, 2016.
- [8] ASME B31.8S, Managing System Integrity of Gas Pipelines, The American Society of Mechanical Engineers, 2022.
- [9] Canadian Energy Pipeline Association, Recommended Practices for Managing Near-neutral pH Stress Corrosion Cracking, Alberta: CEPA Pipeline Integrity Working Group, 2015.
- [10] R. Mora, P. Hopkins, E. Cote y T. Shie, Pipeline Integrity Management Systems, Park Avenue, New York: The American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2016.
- [11] A. Egbewande, W. Chen, R. Eadie, R. Kania, G. Van Boven, R. Worthingham, J. Been, Transgranular crack growth in the pipeline steels exposed, Corrosion Science, Elsevier, 2014.
- [12] W. Chen, R. L. Sutherby, Crack Growth Behavior of Pipeline Steel in Near-Neutral pH Soil, Metallurgical and Materials Transactions: The Minerals, Metals & Materials Society and ASM International, 2007.
- [13] ASME Sección XI División 1, Rules for Inservice Inspection of Nuclear Reactor Facility Components. Rules for Inspection and Testing of Components of Light-Water-Cooled Plants, ASME, 2023.

CURRICULUM VITAE MATIAS DANIEL VIGLIANO

ESTUDIOS UNIVERSITARIOS

Ingeniero en Materiales, Univ. San Martín, CNEA

Especialista en Ingeniería Estructural Mecánica, UTN. Maestría en curso

Especialista en Ingeniería Gerencial, UTN

Posgrado en Gestión de Proyectos, UTN

Maestría en Ingeniería Estructural Mecánica, UTN En curso

EXPERIENCIA LABORAL

Transportadora de Gas del Norte SA

Especialista de integridad fractomecánica. Desde Julio 2019 a la actualidad

Nucleoeléctrica Argentina SA, Unidad de Gestión Proyectos Nucleares

Jefe de Sección Inspección de Componentes Mecánicos Nucleares, Septiembre de 2015 – Julio de 2018

Bureau Veritas SA, Central Nuclear ATUCHA II

Jefe de Sección Tecnología de los Materiales, Abril de 2008 - Agosto de 2015