

Experiencias de Análisis Crítico de Ingeniería para *Stress Corrosion Cracking* en la Rehabilitación de un Oleoducto de 30 Pulgadas de Diámetro

Pablo Cazenave^{*}, Ravi Krishnamurthy y Ming Gao - Blade Energy Partners, Houston, USA

Romina Peverelli[†] - PIMS of London, Londres, Reino Unido de Gran Bretaña

Germán Rivas[‡] - Grupo de Integridad Estructural, República Argentina

SUMARIO

Se inspeccionaron seis secciones de un oleoducto de 30 pulgadas (762 mm) de diámetro nominal con una combinación de herramientas capaz de detectar deformaciones geométricas, pérdidas de metal volumétricas y defectos planares axiales en una longitud inspeccionada de 342 kilómetros.

Este sistema de oleoductos tiene una larga historia de operación de casi 30 años, su longitud total de casi 570 kilómetros cruza una amplia variedad de terrenos y orografías y tiene antecedentes de problemas de corrosión interior y exterior junto con incidentes relacionados con *Stress Corrosion Cracking*.

Una de las tecnologías de inspección utilizadas (Fuga de Flujo Magnético *MFL* combinada con *Caliper*) acumula más de 20 años de experiencia operacional y tiene una capacidad bien conocida de detección y dimensionamiento de indicaciones del tipo volumétrico como pueden ser las producidas por corrosión tanto interna como externa y las del tipo geométrico como abolladuras y ovalidades. La otra tecnología de inspección utilizada (Ultrasonido de Haz Angular) es de desarrollo más reciente y si bien tiene una reconocida capacidad para la detección de indicaciones planares, tales como fisuras o grietas axiales, tiene una limitada capacidad de dimensionamiento de las mismas.

Se dispuso de una amplia gama de información histórica y de soporte, incluyendo los resultados de inspecciones anteriores. Sin embargo, parte de la información era de carácter regional en cuanto a detalles y la información disponible sobre las propiedades mecánicas, en especial las propiedades fractomecánicas del material que conforma el oleoducto eran limitadas. El proyecto incluyó la selección y ejecución de más de 40 excavaciones con un estricto protocolo de investigación, las que fueron la base para la identificación de la causa raíz de las anomalías encontradas y la cuantificación de la POD (Probabilidad de Detección), POI (Probabilidad de Identificación) y especificación real de la herramienta utilizada.

Este trabajo presenta algunos ejemplos particulares de las técnicas utilizadas en el Análisis Crítico de Ingeniería realizado con el fin de cuantificar y minimizar el impacto de la incerteza y variabilidad de la información disponible en el plan de rehabilitación inmediata y futura, así como también el intervalo óptimo de re-inspección resultantes.

INTRODUCCIÓN

La capacidad y calidad de una corrida de Inspección Interior (ILI – In Line Inspection), cualquiera sea la tecnología utilizada[§], se mide a través de tres parámetros básicosⁱ, la Probabilidad de Detección (POD, por sus siglas en inglés), la Probabilidad de Identificación (POI) y la Especificación de Dimensionamiento^{**}.

En este caso en particular, se inspeccionaron estos seis tramos de oleoducto de 30 pulgadas de diámetro con una herramienta de inspección interior de detección de grietas por ultrasonido angular (UTCD) con el objetivo de establecer las acciones de rehabilitación necesarias para su operación confiable y segura frente a la amenaza de Corrosión Bajo Tensiones (SCC – Stress Corrosion Cracking).

^{*} PCazenave@blade-energy.com

[†] Romina.Peverelli@pimsoflondon.com

[‡] GRivas@giemdp.com.ar

[§] Caliper, MFL Axial, MFL transversal, Ultrasonido Perpendicular, Ultrasonido Angular

^{**} Ejemplo típico: la Especificación de Dimensionamiento en profundidad de pérdidas de metal que sean más largas que 3t es habitualmente +/- 10%t para el 80% de los casos en una herramienta MFL (Fuga de Flujo Magnético axial) de “alta resolución”

La experiencia adquirida en los últimos años en el Gerenciamiento de la Integridad de tuberías con SCC muestra que las inspecciones internas con herramientas UTCD han demostrado tener elevadas POD y POI en los casos en que las grietas fueron “profundas” (profundidades mayores al 40% del espesor de pared).

La incertidumbre en la medición de grietas de “poca profundidad” (prof. < 40%t) es usualmente mayor, y puede no alcanzar la tolerancia especificada con un nivel de certeza y confianza especificados. Además, la POD, la POI y la precisión en la medición se pueden ver afectadas por la operación de la tubería durante la inspección interior, incluyendo la velocidad del flujo y la presencia de otros defectos e irregularidades en la geometría del tubo a lo largo del ducto.

Por otra parte, para llevar a cabo una Evaluación Crítica de ingeniería (ECA – Engineering Critical Analysis) o una Evaluación de Integridad Estructural a partir de datos de Inspección Interior que cuantifique el ciclo de vida y el riesgo de ruptura por SCC, se necesita conocer lo siguiente:

1. Calidad de la inspección interior (Capacidad real de la herramienta en esa corrida en particular).
2. Parámetros del material (resistencia mecánica, metalurgia y fractografía).
3. Presión segura para las indicaciones de SCC identificadas.
4. Cuantificación de las indicaciones no detectadas.
5. Tasas de crecimiento de las grietas por SCC y por fatiga, y extracción y modelado de datos.
6. Riesgo, estimación de probabilidad de falla y de consecuencias – predicción de vida - POE (Probabilidad de Excedencia).

En consecuencia, la calificación del desempeño de la herramienta de inspección impacta directamente en la confiabilidad de la evaluación y sirve como base para una evaluación confiable de la Integridad Estructural del Oleoducto en estudio. En consecuencia, se realizó un plan de calificación del desempeño de la herramienta que incluyó los siguientes pasos:

- ✓ Revisión de reporte de inspección ILI para la detección de grietas y revisión selectiva (criterios de procesamiento de datos, condiciones de operación de la inspección en términos de datos potencialmente no confiables).
- ✓ Definición de un plan de excavaciones de validación (rentable y estadísticamente representativo): selección del tamaño de la muestra, selección de las ubicaciones a investigar dentro de esa muestra y determinación de la calidad y errores de la verificación y de las pruebas no destructivas realizadas en pozo.
- ✓ Ejecución de un estricto protocolo de investigación de campo con orientación forense.
- ✓ Modelado estadístico (distribución Normal, distribución Binomial, intervalo de confianza, regresión lineal) para el análisis de la POD, POI y tolerancia real de la medición.
- ✓ Revisión de las metodologías de cálculo de la resistencia remanente para defectos planares.
- ✓ Validación de parámetros para el análisis de integridad.
- ✓ Plan de acción sobre los tramos con datos no confiables.

Una vez realizadas las excavaciones de validación, la información resultante de las mismas ayudó a identificar el tipo de fisura realmente existente en la tubería, a modelar su crecimiento para el análisis de la Integridad Futura de la tubería y la optimización de las actividades de rehabilitación y la determinación de un intervalo seguro de re-inspección optimizando los costos de rehabilitación.

DESARROLLO

Recopilación y revisión de información histórica

Se realizó la revisión de los datos suministrados por el operador para la totalidad de la longitud de las 6 secciones de tubería, con el fin de:

- ✓ Correlacionar, evaluar y cuantificar la disponibilidad de datos existentes.
- ✓ Determinar la necesidad de más datos.
- ✓ Identificar las áreas en las que pueda haber inconsistencias de datos críticas para la ejecución de los Estudios de Integridad.

Se solicitaron los siguientes datos:

- ✓ Presión de Diseño por tramo de tubería
- ✓ Máxima Presión Permisible de Operación (MPPPO o MAOP) por tramo de tubería
- ✓ Ubicación de las estaciones de bombeo
- ✓ Elevación de la tubería y perfil de presiones operativas reales en función de la distancia
- ✓ Reportes de campo de reparaciones anteriores, en especial las relacionadas con SCC
- ✓ Documentación de la prueba hidrostática previa a la puesta en operación, con la definición de la MAOP por tramo, perfiles de presión y fallas durante la prueba
- ✓ Datos de prevención anticorrosiva (Tipo de revestimiento interno y externo, datos de cupones de medición de corrosión, ubicación de los sistemas de protección catódica, potenciales de protección catódica en postes de medición, CIS, DCVG, resistividad y tipo de suelos, etc.)
- ✓ Registro de presión histórica por tramo o información de la agresividad del ciclado de presión
- ✓ Ubicación de áreas de mayor impacto en términos de consecuencia relativa (del análisis de riesgo)

El Operador proporcionó archivos electrónicos exportados de su sistema de Base de Datos de Integridad en todas las categorías existentes en el mismo, tales como: Diseño, ILI, Perfil del Ducto, Potenciales, Recubrimiento, Suelo, Presiones, Instalaciones, etc.

Se correlacionaron los datos a partir del dato de distancia (“Station” en metros) existente en la Base de Datos del Operador y se graficaron agrupándolos por características de utilidad común. La correlación de distancia *Station* entre los registros ILI existentes y los resultantes del presente proyecto se realizó *carrete* a carrete*, a fin de minimizar los posibles errores debidos a la interpolación de distancias.

Si bien el alcance de este proyecto se limita a los primeros seis tramos de este oleoducto, también se analizaron los datos de los cuatro tramos de tubería subsiguientes ya que ofrecen información sobre grietas. La Figura 1, la Figura 2 y la Figura 3 ilustran algunas de las correlaciones gráficas de los datos analizados inicialmente para esta Etapa

La correlación gráfica de información existente es una herramienta esencial para el análisis y estudio de la Condición de Integridad de un sistema de tuberías, ya que permite evaluarla de manera holística[†].

Como resultado de la correlación de datos, se pudo observar lo siguiente:

- ✚ La combinación de información disponible de tipo y deposición de suelo (escala regional), CIS (no existen datos para estos tramos) y potenciales de protección catódica OFF en poste (sólo potenciales ON disponibles) resultó insuficiente para un análisis detallado de segmentos o áreas susceptibles de SCC.
- ✚ Sin embargo, el operador suministró fotografías de algunas de las indicaciones de SCC encontradas en los Tramos 07 a 10 junto con fotografías de partes de tubería que fallaron por SCC. Una revisión de esta evidencia fotográfica dio indicios de que las indicaciones excavadas eran típicas de Stress Corrosion Cracking de alto pH, el cual desarrolla fisuras en áreas de revestimiento dañado asociadas a áreas de corrosión generalizada muy leve o casi inexistente.
- ✚ La evidencia fotográfica fue consecuente con la correlación de ubicaciones de corrosión externa y fisuras de SCC que se pudo observar en la correlación grafica de datos, en las que la casi totalidad de las fisuras encontradas se ubicaron en áreas sin corrosión o de corrosión de muy bajo nivel. Existen antecedentes en la bibliografía disponibleⁱⁱ, en las que se correlacionó la información de una herramienta de detección de grietas por ultrasonido angular (UTCD, una herramienta reconocida en la industria por su alta probabilidad de detección o POD pero su no tan alta probabilidad de identificación o POI) con los datos de una herramienta de pérdida de flujo magnético axial (MFL) a fin de mejorar la probabilidad de identificación de indicaciones de SCC y minimizar las excavaciones innecesarias.

* Carrete = tramo de tubería entre dos soldaduras longitudinales.

† El Holismo es la idea de que todas las propiedades de un sistema dado no pueden ser determinadas o explicadas por las partes que los componen por sí solas sino por la inter-relación entre ellas como un todo.

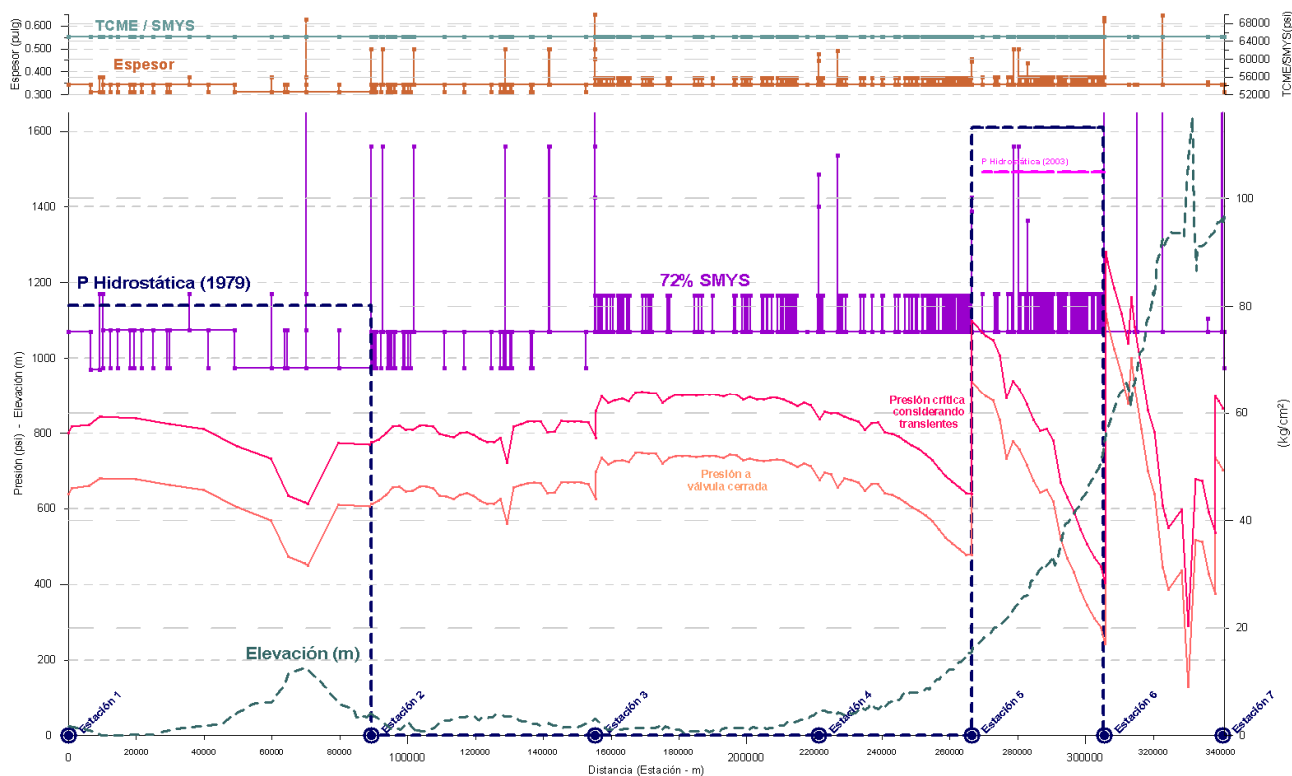


Figura 1: Presiones de salida y niveles de tensión según datos en la base de datos del Operador

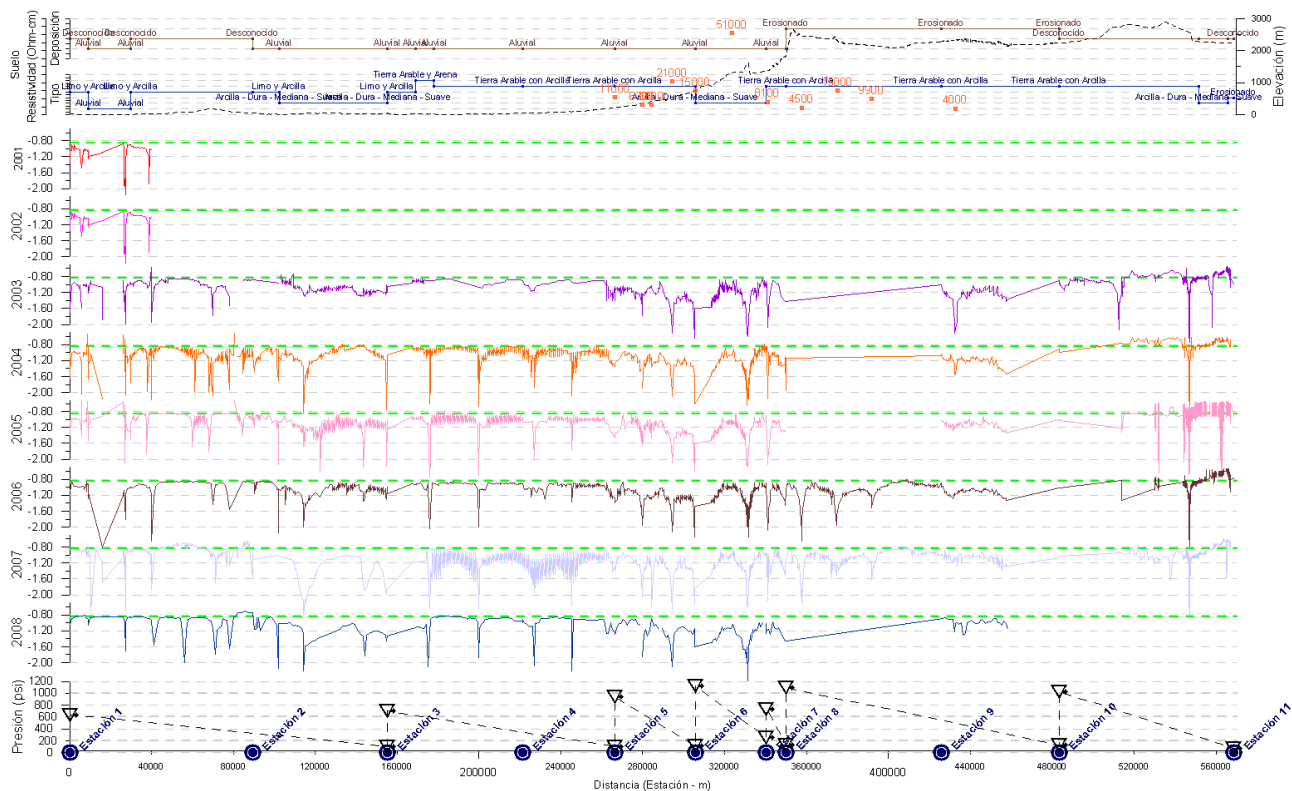


Figura 2: correlación de datos de protección catódica histórica y suelo

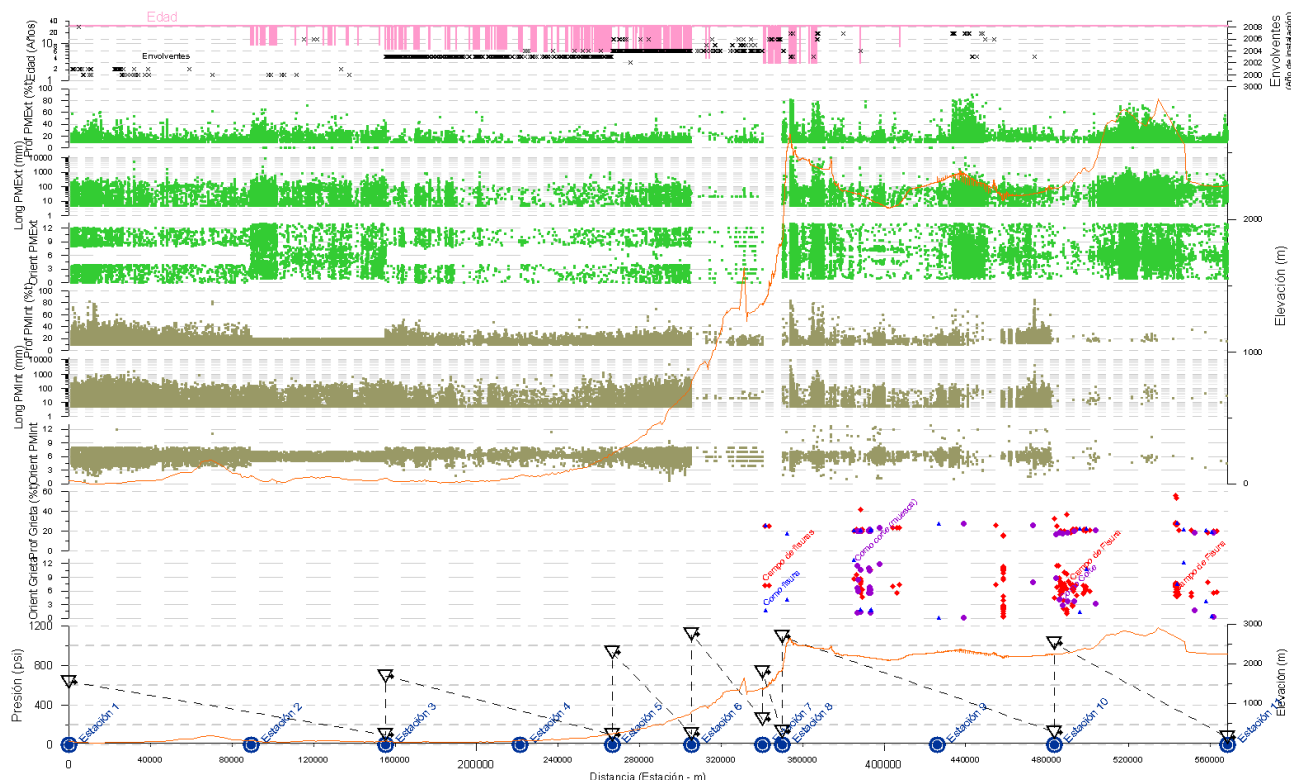


Figura 3: Correlación de Datos ILI históricos (Corrosión Interna, Externa y Grietas)

Esta combinación de información disponible al inicio del proyecto sugirió que los Tramos 1 a 6 de este oleoducto eran susceptibles al mismo tipo de SCC encontrado, con lo que se esperaba que su frecuencia fuese mayor en las zonas de limitada o baja corrosión externa. La inspección interior realizada en 1997 (MFL o Pérdida de Flujo Magnético) mostró la existencia de varias de esas zonas, aunque era necesario confirmar la información de presiones reales de la tubería para afinar esta estimación. Cabe mencionar que la información MFL disponible al inicio del proyecto tenía casi 12 años de antigüedad, con lo que se esperaba que la distribución actual de las indicaciones de corrosión externa pudiera haber cambiado significativamente tanto por crecimiento de corrosión como por una mayor capacidad de detección de las herramientas actuales de Pérdida de Flujo Magnético. Por otra parte, con la información disponible no podía descartarse la presencia de otras variedades de Stress Corrosion Cracking (SCC de ambiente neutro o casi neutro); en efecto, la bibliografía disponibleⁱⁱⁱ hace mención a la posibilidad de SCC de pH neutro.

El Operador también mencionó la posibilidad de que existan fisuras asociadas a soldaduras longitudinales en estos tramos de tubería e informó que no había información disponible de ensayos (tracción, Charpy, metalografía, composición química) que confirmaran los parámetros del material de las tuberías en estudio, por lo que se propuso la realización de una serie de ensayos de laboratorio a fin de caracterizar las propiedades físicas y de fracturabilidad del material de este oleoducto.

La Figura 4 y la Figura 5 muestran algunas de las grietas evaluadas en laboratorio, caracterizadas como producidas por SCC de alto pH.

Esta recopilación de datos y correlación gráfica permitió llegar a algunas conclusiones iniciales y a identificar algunas áreas de datos que requerirían mayor trabajo durante el transcurso del proyecto:

- Las presiones de succión, descarga e hidráulicas disponibles parecían ser erróneas para una tubería de estas características.
- La MAOP informada en la documentación contractual excedía el valor máximo de tensión aceptable por norma para tuberías de líquidos y la reportada en la base de datos presentaba demasiada variación para un parámetro que habitualmente no la tiene.
- Los relevamientos CIS, DCVG y de resistividades de suelo se estaban realizando y no estaban disponibles.

- La base de datos informó que los 6 tramos de tubería de este proyecto tenían “alta dureza”, que podría estar asociado a tubería de baja tenacidad y reforzaba la necesidad de ensayos de laboratorio del material.

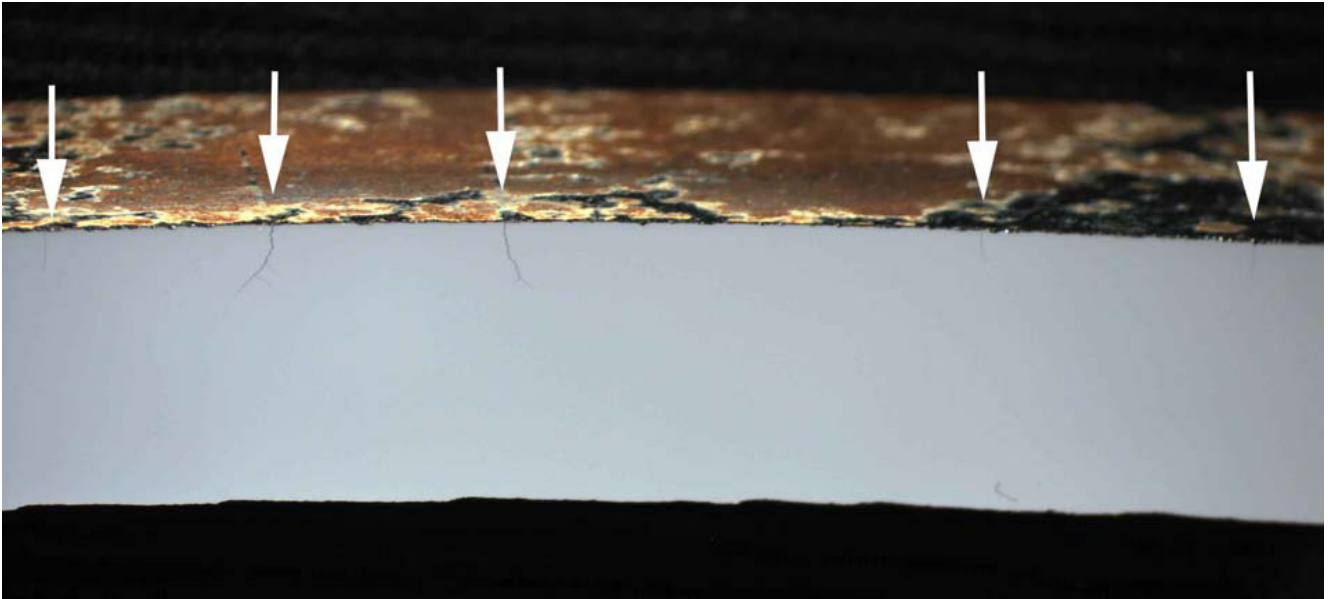


Figura 4: Fotomacrografía mostrando el corte transversal en área de fisuras de SCC encontradas en el Tramo 05

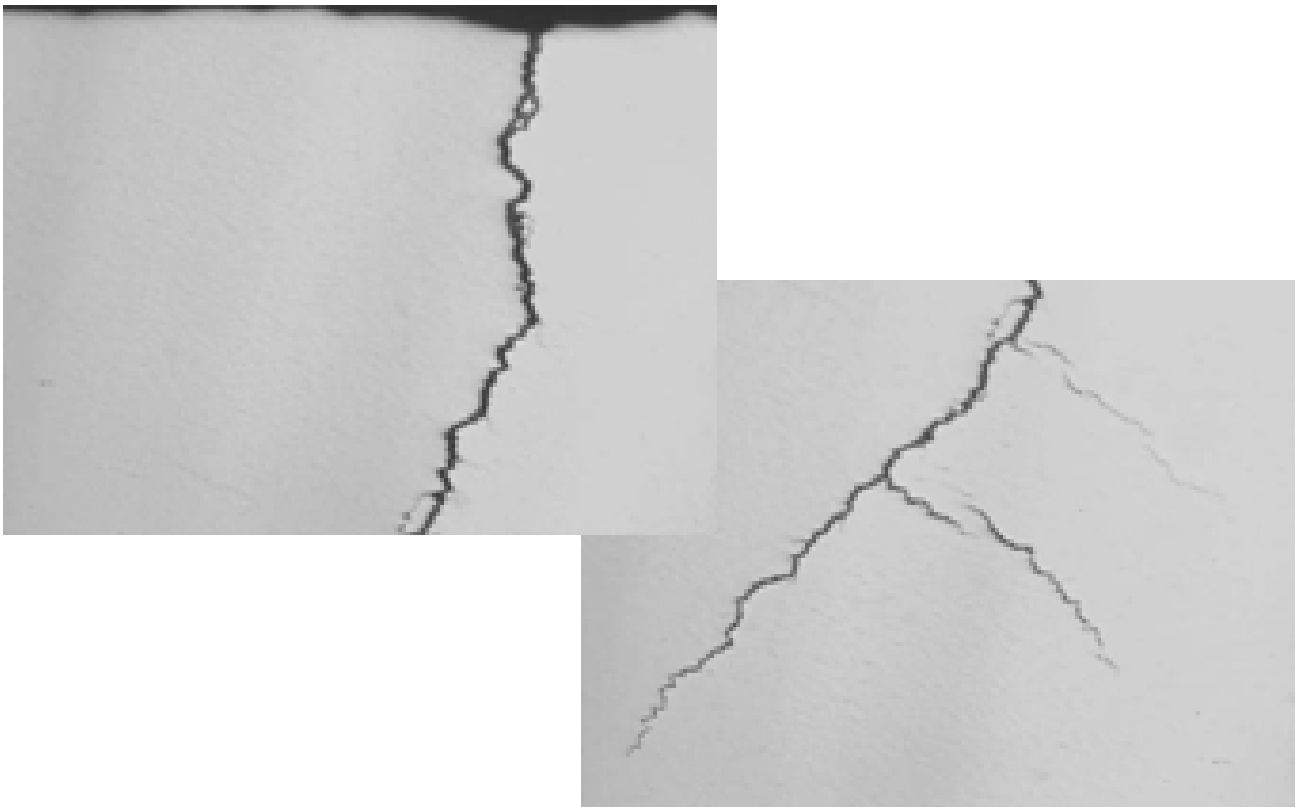


Figura 5: Fotomicrografía (aumentado 50 veces) mostrando el detalle del corte transversal de la Figura anterior

Durante el transcurso del proyecto, la base de datos resultante de esta correlación se fue actualizando con los hallazgos de las inspecciones interiores en curso. A diferencia de la inspección interior del tipo magnética (MFL), la tecnología de inspección interior por ultrasonido permite medir el espesor real de la tubería carrete a carrete, la que encontró espesores medios muy por debajo de las estimaciones que figuraban en la base de

datos existente para algunos tramos inspeccionados, obligando a revisar los niveles de tensión a los que se estaba sometiendo en realidad a la línea.

En esta etapa del proyecto fue crucial la buena comunicación existente con el personal clave del Operador (esencial para cualquier proyecto de estas características), que permitió revisar los parámetros operativos actuales y establecer presiones máximas de operación consistentes con la operación real de la línea y los nuevos limitantes que imponían los espesores encontrados.

La Figura 6 y la Figura 7 (en la página siguiente) muestran algunas de las correlaciones de datos existentes junto con los obtenidos por las inspecciones interiores correspondientes a este proyecto.

Selección de lugares para excavaciones de evaluación directa

Este proyecto incluía excavaciones de investigación directa recomendadas como fase inicial de la Evaluación Crítica de Ingeniería de SCC en estos tramos de oleoducto.

Estos sitios fueron seleccionados luego del análisis de toda la información disponible del Tramo en análisis provista por el Operador, con particular énfasis en la correlación de las indicaciones de pérdida de metal detectadas por las dos herramientas de inspección interior en 2009^{iv, v}.

La selección es el resultado de una combinación de criterios de “*data mining*” específica para la cantidad y calidad de datos existentes, aplicado y revisado por personal experto en SCC, con el objetivo de obtener una muestra estadísticamente significativa que permita evaluar la capacidad del sistema de Inspección Interior UTCD y establecer las estrategias de rehabilitación futura (incluyendo el intervalo óptimo de reinspección).

Se seleccionaron las locaciones que cumplen con el requerimiento contractual de selección y los criterios mencionados de “*data mining*” y muestreo. La muestra incluye locaciones en las que se espera encontrar SCC así como locaciones en las que se espera no encontrarlo con el fin de medir la Probabilidad de Detección (POD) y la Probabilidad de Identificación (POI) del Sistema de Inspección Interior*, a fin de evaluar la importancia de las indicaciones encontradas por los sistemas de inspección interior como las que el mismo no pudo detectar por encontrarse por debajo del umbral real de detección o de reporte.

Las prácticas internacionales^{vi, vii} para investigación de campo de SCC sugieren excavar al menos un carrete completo, por lo que se recomendó que las excavaciones de investigación tuvieran una longitud mínima de 12 metros (que incluyeran la totalidad del carrete que presenta indicaciones).

Además, se incluyó un detalle de excavaciones opcionales que cumplen con los requisitos de “*data mining*” mencionados para el caso de que alguna de las 6 excavaciones solicitadas no sea posible de realizar[†] o que el Operador decidiera realizarlas en función de los resultados de las primeras 6 realizadas y de los resultados finales de los 6 tramos de este proyecto.

* “Sistema de Inspección Interior”: La combinación de hardware (herramienta física), software (de visualización y análisis de datos) y personal (analista) realizando el análisis de los datos UTCD.

† Imposibilidad de conseguir permisos de paso, problemas logísticos, zona de alta complejidad o costo de excavación, etc.

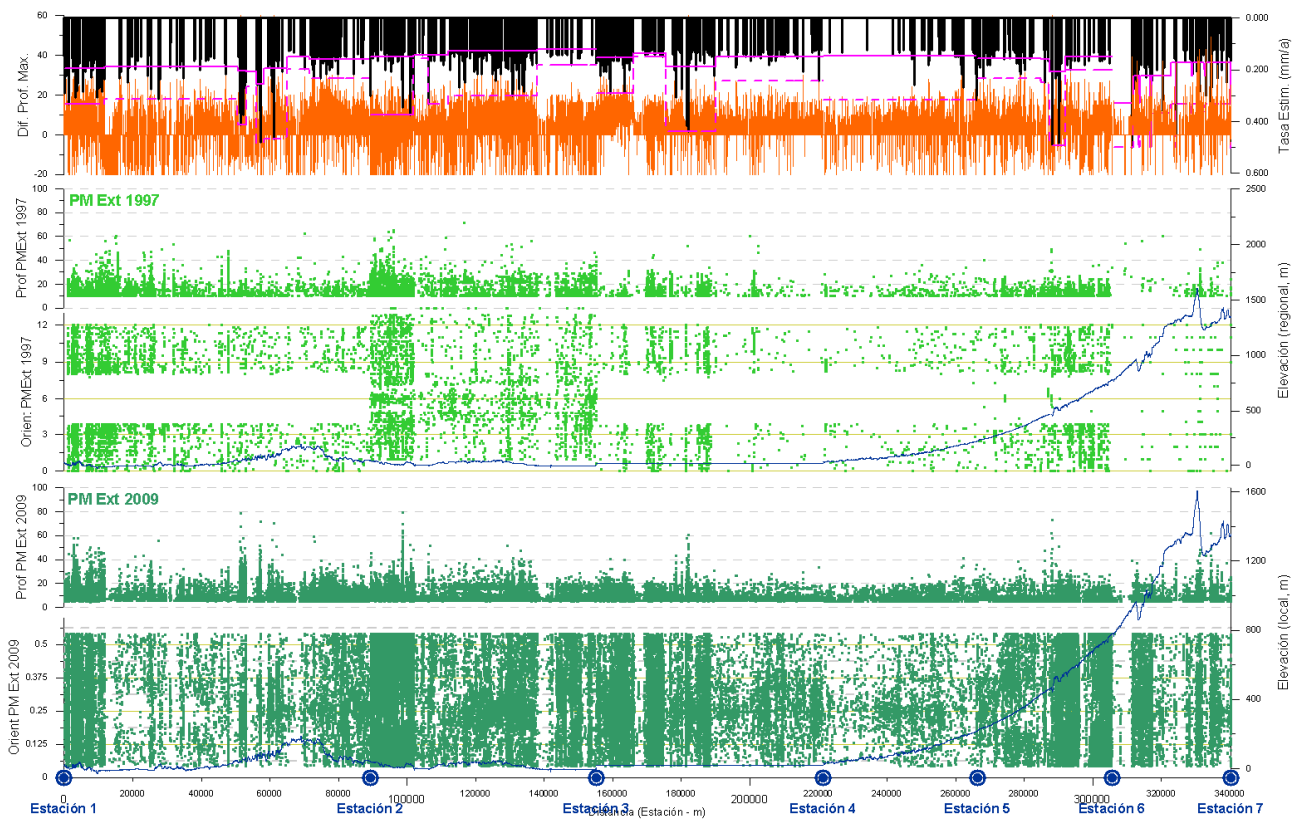


Figura 6: Correlación de indicaciones de corrosión externa detectadas por el ILI 1997 y el ILI 2009

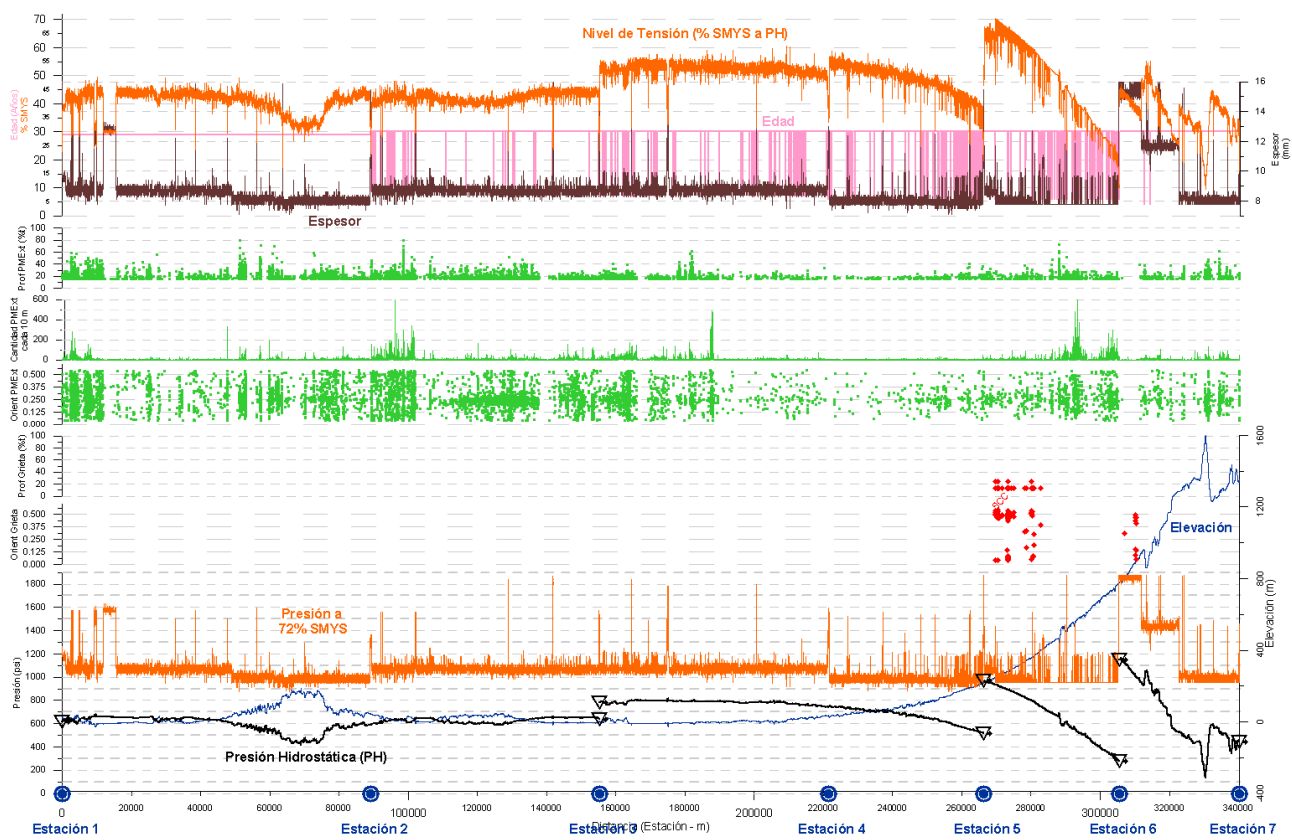


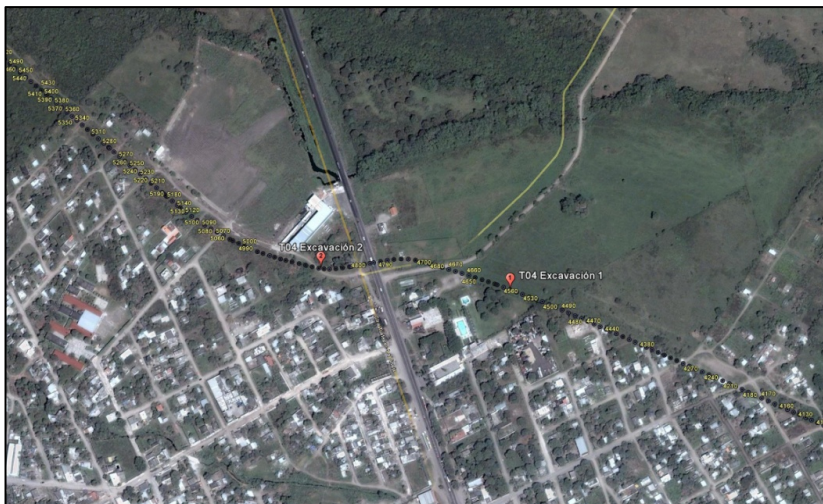
Figura 7: Correlación de espesores, niveles de presión hidrostática, corrosión externa y grietas detectadas por el ILI 2009

Protocolo de Evaluación Directa

El objetivo es utilizar procedimientos probados y seguir una secuencia estructurada de eventos para garantizar la calidad de la evaluación y una recolección de datos completa, la que debe encararse adoptando un enfoque forense a la hora de realizar las evaluaciones de cada anomalía, documentando todos los datos disponibles.

Para evaluar de manera adecuada el desempeño de una herramienta de inspección ILI y la gravedad de una colonia SCC, es necesario que las profundidades y longitudes de las muestras de las predicciones de la herramienta ILI se hayan determinado de manera precisa por medio de una evaluación directa. Estas dimensiones se comparan luego con las reportadas y además con un tamaño de grieta crítico calculado para dicho segmento de la tubería y de este modo se evalúa si la integridad inmediata de la tubería está amenazada.

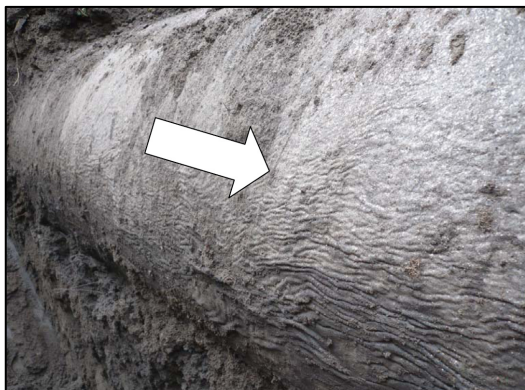
Antes de la excavación y durante la misma, se debe registrar en el sitio información sobre las condiciones del terreno. Las condiciones del terreno se refieren a tipo de suelo, drenaje y topografía. Además se recolectaron muestras del suelo y del agua subterránea para comprender mejor los parámetros del medio posiblemente asociados al SCC encontrado.



Durante la excavación, se examina el revestimiento de la tubería para ver si hay desprendimiento o algún otro daño. Normalmente, todas las zonas con revestimiento desprendido deben ser inspeccionadas para comprobar si hay SCC. Si al retirarse el revestimiento de la tubería se encontró líquido (electrolitos) en la interface tubo-revestimiento, se realizaron lecturas de pH con papel tornasolado. La medición del pH en campo es muy importante, ya que reacciones químicas dentro de la muestra pueden alterar el pH antes del análisis de laboratorio. No obstante, mediciones de laboratorio consecutivas del pH para el mismo electrolito pueden suministrar información útil acerca de los procesos asociados a SCC.

Al retirarse el revestimiento de la tubería, se registra la presencia de cualquier depósito de corrosión. Es importante que un depósito de corrosión sea identificado con exactitud.

Si se combinan con otras condiciones específicas del medio, ciertos depósitos de corrosión estarán muy relacionados con la presencia o ausencia de SCC y brindarán información acerca del medio existente debajo de los revestimientos desprendidos.



Para preparar la tubería para la inspección SCC, se limpia y seca la superficie de la misma. Así, cualquier colonia de SCC presente será detectada confiablemente. Actualmente, los únicos modos probados en campo para limpiar una superficie de tubería y alistarla para la inspección de grietas son por chorro de agua a alta presión o el lanzamiento de granulado de cáscara de nuez o arroz. Ambos métodos remueven el revestimiento y pintura base de la tubería, así como cualquier

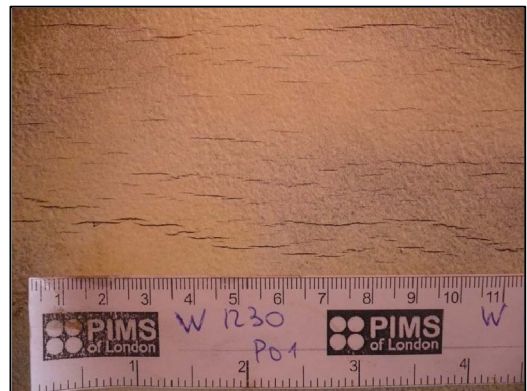
depósito de corrosión o sedimento de fabricación encontrado en la superficie de la tubería, minimizando la posibilidad de que las grietas existentes (que generalmente no son visibles a simple vista) queden enmascaradas por el proceso de limpieza.

Una vez que la tubería ha sido preparada, se la inspecciona en busca de grietas utilizando técnicas de inspección por partículas magnéticas (IPM) que muestre el mejor contraste posible en las condiciones no ideales de cualquier excavación de investigación. Para este caso, se seleccionó la técnica de partículas magnéticas en medio líquido sobre fondo blanco. El área a ser inspeccionada se rocía con un revelador penetrante de tinte blanco, el que brinda un contraste adecuado con color rojo o gris del polvo de las partículas magnéticas. Se captura un registro fotográfico con una escala de referencia incluida en cada foto y se elabora un registro escrito que incluye la distancia relativa aguas arriba con respecto a la soldadura circunferencial, una flecha indicativa de la dirección del flujo y la distancia absoluta.



La habilidad y experiencia del técnico para reconocer el SCC es un factor clave durante este proceso de inspección, ya que es indispensable que todas las colonias de grietas presentes sean identificadas y medidas correctamente y luego documentadas.

La profundidad del SCC se midió indirectamente mediante ultrasonido de haz angular. Esa medición puede ser verificada en excavaciones de validación utilizando la técnica de amolado suave progresivo, en la que se utiliza la inspección de partículas magnéticas para verificar la supresión de grietas y la profundidad del amolado se registra como la profundidad de la grieta original. Se registraron todas las profundidades en referencia a la pared nominal, es decir, si una grieta se encuentra dentro de una pérdida de metal (corrosión), la profundidad de la grieta se registra como la profundidad de la grieta desde la punta hasta el diámetro exterior nominal original.



Data mining

Minería de datos (del Inglés “*data mining*”) es una técnica que combina los métodos tradicionales de análisis de datos con sofisticados algoritmos para el procesamiento de grandes volúmenes de datos. Pueden ser desplegados a recorrer grandes bases de datos a fin de encontrar nuevos modelos de utilidad y que de otro modo, permanecen desconocidos. Se basa en ideas tales como:

- (1) el muestreo, estimación y prueba de hipótesis a partir de estadísticas,
- (2) algoritmos de búsqueda, las técnicas de modelado, y las teorías del aprendizaje de la inteligencia artificial, reconocimiento de patrones y aprendizaje de la máquina y
- (3) la optimización, la computación evolutiva, teoría de la información, y la recuperación de información^{viii}.

Redes Neuronales Artificiales (RNA) y árbol de clasificación o el árbol de decisiones son dos herramientas importantes que pueden aplicarse a los datos de tuberías para identificar los parámetros que afectan a los fenómenos particulares, como Corrosión y SCC. RNA consiste en la ensamble de interconexión de elementos de proceso simple, las neuronas y los procesos de información a través de un enfoque computacional conexionista. Es un sistema adaptativo que cambia su estructura basada en la información interna o externa que fluye a través de la red durante la fase de formación. Se puede utilizar el modelo de relaciones complejas entre entradas y salidas, y puede identificar los parámetros en orden de importancia.

Los árboles de clasificación o de árboles de decisión se utilizan para clasificar los objetos en las clases de una variable dependiente en función de su medición de las variables de predicción. Utiliza un árbol como ejemplo gráfico o modelo y sus posibles consecuencias para la clasificación.

Se revisaron los datos de las inspecciones interiores de los seis tramos de oleoducto para entender si los modelos de *data mining* se podrían aplicar a correlacionar SCC con las posibles variables de predicción disponibles en la Base de Datos existente: los valores de potencial de protección catódica entre el año 2004 y 2008, corrosión interna, tasa de crecimiento de la corrosión interna, corrosión externa, tasa de crecimiento de la corrosión externa, el nivel de presión máxima y el suelo.

Hay 15152 carretes en estos seis Tramos de Oleoducto, de los cuales sólo el 0.2% tiene SCC reportado, y hay 11 variables para clasificar si el carrete es un "SCC" o "No SCC". Se ha comprobado que el modelo puede aplicarse pero tiene utilidad limitada, en parte debido al valor predictivo insuficiente (es decir, sólo el 0.2% de los carretes afectados con SCC), en parte debido a la falta de unicidad de las características relacionadas con cada variable de predicción.

Por lo tanto, los datos fueron analizados mediante observación crítica de un experto en la materia* y se han aplicado estadísticas para cuantificar las observaciones formuladas por este. Se ha encontrado que el SCC se correlaciona con dos de las variables mencionadas, corrosión externa y la tensión a lo largo del segmento de tubería. La correlación con el estrés ha sido cuantificada mediante el análisis estadístico, mientras que no se encontró ninguna correlación útil con los potenciales de protección catódica en postes de medición, ni con los datos disponibles del suelo.

Correlación de la corrosión externa con SCC

Se analizaron los datos de corrosión externa (pérdidas externas de metal) reportadas por la inspección interior MFL 2009 y las indicaciones de grietas de SCC reportadas por la inspección UTCD 2009 para determinar si hay alguna relación entre SCC y corrosión externa. Se ha comprobado que ninguna característica de SCC es coincidente con la característica de Corrosión Externa reportada por MFL 2009.

Por otra parte, las excavaciones de investigación muestran que el líquido encontrado en la interface tubo-revestimiento tiene alto pH, con el pH en el rango entre 8 y 11, y la ausencia de corrosión externa (o corrosión externa de nivel muy superficial o poco profundo). Esto es consistente con la información disponible en la literatura que relaciona el SCC de alto pH con poca o ninguna evidencia de corrosión de la superficie de la tubería y en las paredes de la grieta^{ix}.

Efecto del estrés/nivel de tensión sobre la ocurrencia de SCC

Se analizaron los datos de la inspección interior UTCD y los datos de la presión interna corregida por nivel hidrostático[†] para comprender el efecto del parámetro de presión sobre el SCC en el Tramo 05[‡].

Se encontraron 29 carretes con SCC y 3718 carretes sin SCC. El valor promedio de tensión aplicada[§] para el grupo "No SCC" es de 47.7 % del SMYS, mientras que para el grupo "SCC" es de 63.1%.

A fin de comprender la diferencia entre los dos grupos, SCC (Grupo I) versus No-SCC (grupo II), se realizó el análisis estadístico en la forma de un Test T sobre el parámetro Estrés/Nivel de Tensión (expresado como %SMYS). La Tabla 1 muestra la estadística del Test T con sus hipótesis y criterios utilizados para el rechazo de la hipótesis nula^x, donde H0 es la hipótesis nula, H1 es la hipótesis alternativa, t_0 es el Valor-T en función de la media, la desviación estándar, el número de observaciones de la población, α es el intervalo de confianza, v es el grado de libertad, y $t_{\alpha,v}$ es el punto porcentual de la Distribución T. Se asume que los valores de grupo se distribuyen normalmente.

El rechazo de la hipótesis nula implica que las medias de los grupos en cuestión son significativamente diferentes. Además, el rechazo de la hipótesis de menor prueba nula implica que la media de la muestra del

* SME, *Subjet Matter Expert*.

† Calculados a partir de las presiones de salida de cada Tramo reportadas por el Operador y ajustados por peso de la columna hidrostática según los cambios de elevación reportados por la inspección interior 2009.

‡ El Tramo 05 es el que tuvo la mayor cantidad de indicaciones de SCC reportadas por la inspección interior UTCD.

§ Asumiendo que no hay pérdidas por fricción u otras causas y que cada carrete recibe la presión hidrostática máxima correspondiente a la presión de salida y elevación reportadas.

Grupo I es inferior a la media muestral del grupo II, mientras que el rechazo de la prueba estadística superior implica lo contrario.

Tabla 1: hipótesis nula e hipótesis alternativa para el Test T

Estadística	Hipótesis *	Criterios para el rechazo de hipótesis nula
Estadístico de Prueba Baja	$H_0 : \mu_1 = \mu_2$ $H_1 : \mu_1 < \mu_2$	$t_0 < -t_{\alpha,\nu}$
Estadístico de Prueba Alta	$H_0 : \mu_1 = \mu_2$ $H_1 : \mu_1 > \mu_2$	$t_0 > t_{\alpha,\nu}$
*H₀:Hipótesis nula H₁ : Hipótesis Alternativa		

El Test T se realiza para saber si las medias de los dos grupos son diferentes con un intervalo de confianza de 95%. El cálculo expresado en la Tabla 2 muestra que la hipótesis nula menor es rechazada, lo que sugiere que las medias de los dos grupos son significativamente diferentes y que el Nivel de Tensión (%SMYS) es menor para “No SCC” que para “SCC”.

Tabla 2: Estadísticas para el parámetro de estrés, MOP (%SMYS) del Tramo 05

Tramo 05 [Nivel de Tensión (como %SMYS a PH)]			
	No SCC		SCC
Promedio (MPa)	47.7		63.1
Stdev (MPa)	14.7		3.4
N (número de carretes)	3718		29
T-Test			
t _o	t _{0.05,36.6}	Rechazar / Aceptar hipótesis nula: Test de “Menor”	Rechazar / Aceptar hipótesis nula: Test de “Mayor”
-22.7	1.7	Rechazar	Aceptar

Sin embargo, demostrar estadísticamente que un mayor estrés está asociado a la presencia de SCC no implica que sea la condición suficiente para su ocurrencia, pero tampoco connota la condición necesaria para que se produzca. La condición suficiente para la aparición de SCC se pueden encontrar mediante la recopilación de información detallada sobre el medio ambiente y el material de los parámetros relacionados, como el estado del revestimiento, los residuos de corrosión, la resistividad del terreno, la química del terreno, el contenido de electrolitos, la resistencia del material y otros parámetros durante las excavaciones de investigación, parte de lo cual se ha iniciado con el trabajo hecho durante este proyecto (con las limitaciones de tamaño de muestra que eso conlleva) y que debería continuarse como parte rutinaria de las actividades futuras de mantenimiento y rehabilitación.

También se hizo una breve revisión de la literatura disponible para entender el efecto del Nivel de Tensión (%SMYS) en la frecuencia de aparición de SCC. La Tabla 3 muestra el número de fallas* en servicio, fallas durante pruebas hidrostáticas y fallas durante excavaciones con SCC para diferentes rangos de Nivel de Tensión (%SMYS)^{xi}.

* Falla: pérdida de la Integridad de la Tubería (fuga o ruptura)

La tabla muestra que el 87% de las excavaciones con SCC se encuentran en un nivel de tensión superior al 60%SMYS. Los resultados de los análisis realizados para este sistema de Oleoductos son consistentes con esta observación. Puede mencionarse que el %SMYS promedio para los carretes con SCC del Tramo 05 es de 63.1%, con una desviación estándar de 3.4.

Tabla 3: Estadística de fallas para distintos rangos de Nivel de Tensión (%SMYS)

% SMYS	<30%	30-40	40-50	50-60	60-70	>70	Proporción por encima del 60% SMYS
Falla en servicio	0	2	3	2	8	25	82%
Falla en P. Hidrostática		1	10	1	37	234	96%
Falla en Excavación	1	4	17	29	214	132	87%

El umbral de tensión para SCC es difícil de definir ya que el fenómeno también depende de otros parámetros como la metalurgia del material y medio ambiente. Sin embargo, puede estar en el orden de 40 al 100% de la resistencia a la cedencia^{xiii} para SCC de alto pH “clásico”, dependiendo del rango de fluctuación de la tensión, lo que también es consistente con la observación de que el SCC de alto pH del Tramo 05 se produjo por encima del 60% de SMYS.

Caracterización del SCC encontrado

La combinación de los resultados de más de 40 Evaluaciones Directas (excavaciones) y de los trabajos de laboratorio muestran que las características del SCC encontrado en este Oleoducto son las siguientes:

- ✚ Presencia de carbonato/bicarbonato en la interfase tubo-revestimiento,
- ✚ pH en la interfase tubo-revestimiento en la zona de grietas entre 8 y 11, mayormente entre 9 y 10,
- ✚ Potencial catódico en un rango bastante estrecho (-600 to -700 mV en referencia al electrolito de Cu/CuSO₄),
- ✚ Morfología altamente bifurcada (*extensive branching*),
- ✚ Camino de la grieta a través del metal de naturaleza microscópicamente inter-granular,
- ✚ Ausencia de corrosión externa significativa,
- ✚ Productos de corrosión (film pasivado): FeO or Fe₃O₄,
- ✚ Nivel de Tensión promedio 63% SMYS,
- ✚ Revestimiento asfáltico,
- ✚ Muy poco asociado con otras indicaciones metalúrgicas

Por lo que se puede concluir con muy poco margen de duda que las indicaciones excavadas corresponden a SCC de alto pH. No se encontró evidencia de SCC de pH neutro.

La Figura 8 (en la página siguiente) muestra algunas de las características encontradas durante el análisis de laboratorio de una muestra de tubo del Tramo 05.

Revisión de métodos de evaluación de grietas

La naturaleza y el comportamiento de varios tipos de defectos en tuberías han sido sujeto de considerables estudios durante los pasados 40 años. En particular, para la evaluación de defectos planares (grieta o similares a una grieta), al final de los años 60^{xiii} y principios de los 70^{xiv,xv} se introdujo una metodología de dos parámetros basada en mecánica de fractura conocida como ecuaciones NG-18 o método “Logaritmo Secante *LnSec*”.

Este método, al que se lo considera muy conservativo y en particular conservativo en sus predicciones de vida de fatiga, ha sido ampliamente utilizado para evaluar defectos en soldaduras longitudinales por resistencia eléctrica (ERW), evaluación de grietas por fatiga en sistemas ferroviarios y en soldaduras LAP y ERW de baja frecuencia.

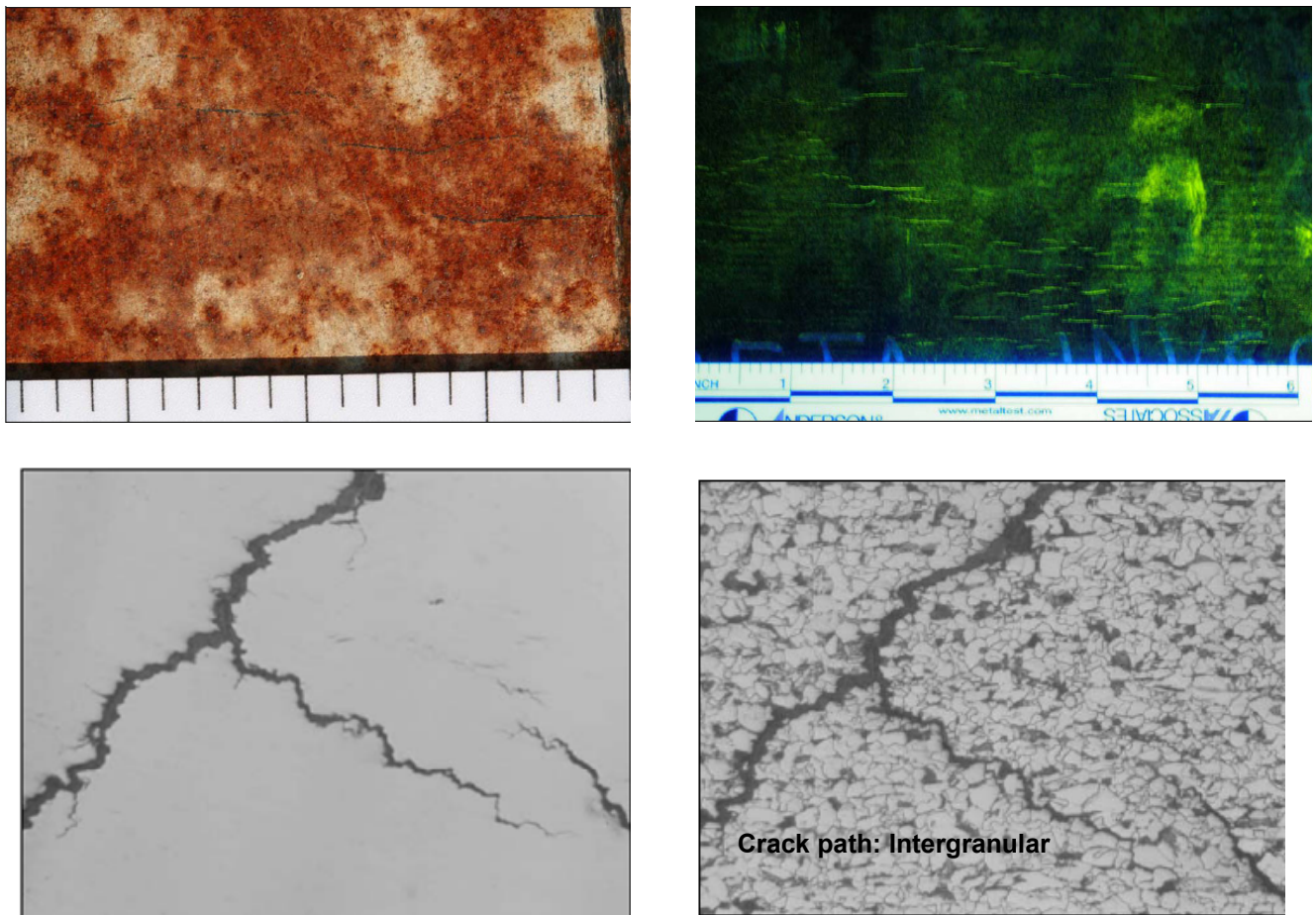


Figura 8: características del SCC encontrado en el Tramo 05 (análisis en laboratorio)

Sin embargo, aplicaciones recientes de este método en la evaluación de grietas debidas a SCC han mostrado predicciones que pueden ser no conservativas.

Una de las razones del no-conservatismo se encuentra en la manera en que el método NG18 estima la tenacidad a la fractura K_{IC} (un parámetro de disponibilidad relativamente difícil en tuberías de cierta antigüedad) a partir de los valores obtenidos mediante ensayos de impacto de Charpy (un parámetro de mayor disponibilidad). En estimaciones realizadas por un Operador de gasoductos en USA^{xvi}, K_{IC} pueden llegar a estar sobreestimado entre dos y tres veces cuando se lo compara con mediciones de laboratorio y otros métodos de conversión (ver Figura 9). Como consecuencia, la presión de falla calculada será mucho mayor que si se usan los valores reales de fractoténacidad del material K_{Jmat} .

Otro problema de las ecuaciones NG18 es que el factor de magnificación de tensiones exhibe una singularidad matemática cuando la profundidad del defecto iguala el espesor de pared de la tubería, lo que conlleva a resultados inconsistentes cuando la grieta se aproxima a la condición de “pasante” (*through-wall*). Esta condición produce conservatismo en el cómputo de presión de falla cuando la profundidad de la grieta excede 50%t, la que combinada con la sobreestimación de la fractoténacidad antes mencionada, resulta en una gran incertidumbre en cuanto a tamaño crítico de la grieta y su presión de falla correspondiente.

A mediados de los años 70s, es decir muchos años después de que el método NG18 fuese introducido en la Industria, se desarrolló un concepto de diagrama de doble criterio^{xvii,xviii} que describe la interacción entre fractura y colapso plástico, también conocido como diagrama FAD (ver Figura 10). Este concepto es la base del estándar británico BS7910^{xix} y del estándar API579^{xx} y API579-ASME FFS-1^{xxi}.

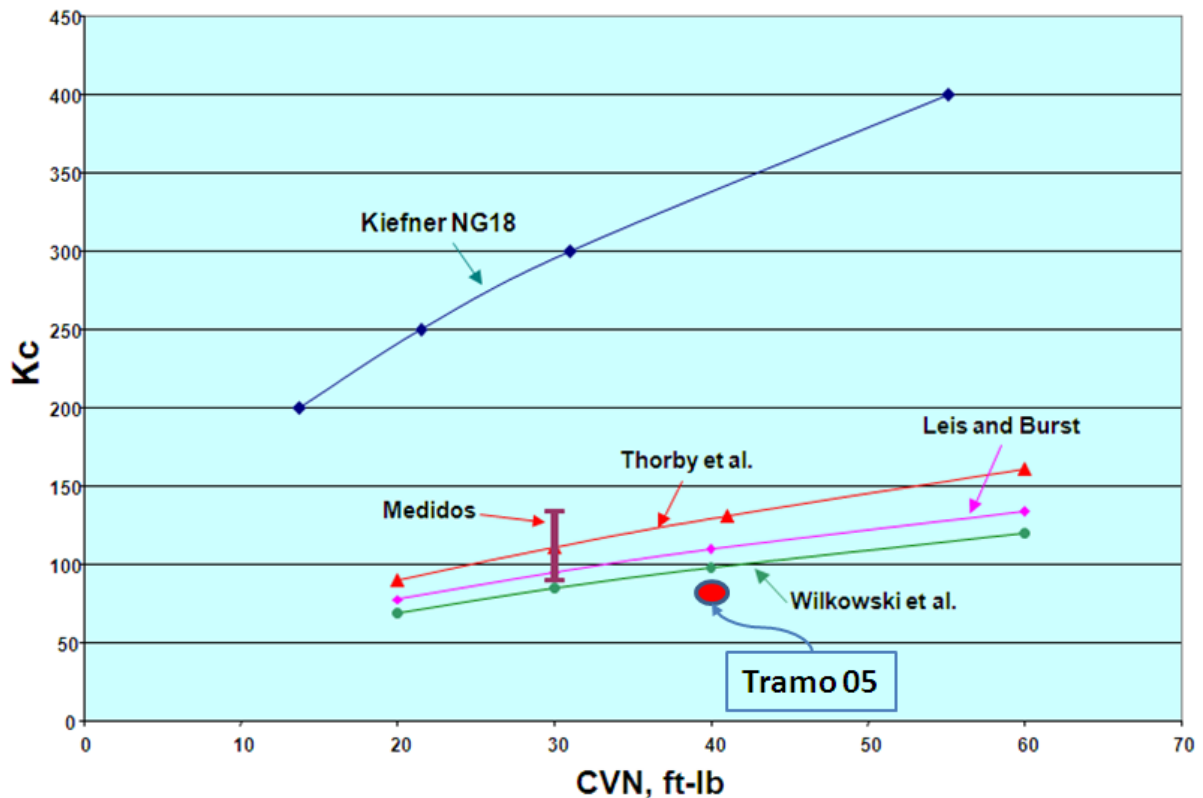


Figura 9: comparación de correlación de Kc con CVN, valores medidos (Operador en USA y Tramo05 de este proyecto) y otras estimaciones

La Figura 10 muestra una representación del diagrama FAD de Nivel II. El eje vertical muestra K_r , que es la tasa entre el factor de intensidad de stress aplicado K (o la Integral-J aplicada, o el Desplazamiento de Apertura de la Punta de la Grieta ($CTOD$ o *Crack Tip Opening Displacement*)) y la fractotenicidad del material K_{MAT} (o J_{MAT} , o $CTOD$ crítico). El eje horizontal es L_r , la tasa entre la tensión de referencia aplicada (σ_{ref}) y la tensión de cedencia del material (σ_y). La curva de la figura representa la predicción de los escenarios de falla de un defecto planar bajo una condición que combina el tamaño de la grieta, la tensión y las propiedades del material, y se la expresa como $K_r = (1 - 0.14 L_r^2) * (0.3 + 0.7 \exp(-0.65 L_r^6))$. Se incorpora un corte en el eje L_r para que tenga en cuenta escenarios de colapso plástico localizado, es decir $L_{max} = (\sigma_y + \sigma_{uts}) / 2 \sigma_y$. Si la tenacidad del material es muy alta, la estructura falla por colapso cuando $L_r = L_{max}$, mientras que un material frágil fallará cuando $K_r = 1$. En los casos intermedios, el colapso plástico y a la fractura interactúan, con L_r y K_r menores que L_{max} y 1, respectivamente.

En consecuencia, el criterio de falla FAD es que la grieta es inaceptable cuando el punto que representa la combinación de sus dimensiones, tensión de referencia y propiedades del material cae por fuera de la curva antes descrita, mientras que es aceptable o “seguro” cuando está dentro de la misma. El diagrama FAD también muestra qué tan próximo está un defecto planar del colapso plástico o de la fractura frágil, dando una indicación visual de la “aceptabilidad” del defecto a la combinación de tensión y propiedades de material especificadas (a mayor cercanía del punto a la curva límite, mayor la probabilidad de falla).

Debe notarse que el criterio FAD de Nivel II se basa en el análisis de “falla versus iniciación de grieta” (*“failure against crack initiation”*). En otras palabras, se considera que la estructura “falla” en cuanto la grieta comienza a crecer, por lo que el método es más apropiado para estimar el comportamiento de una “falla” frágil o en la que la misma es precedida por una cantidad limitada de deformación plástica. Para materiales que exhiben un gran crecimiento estable por colapso plástico previo a la falla, un punto del diagrama FAD que caiga fuera de la curva límite no necesariamente indica una condición de falla, ya que las estimaciones del Criterio FAD Nivel II son inherentemente conservativas en estos casos.

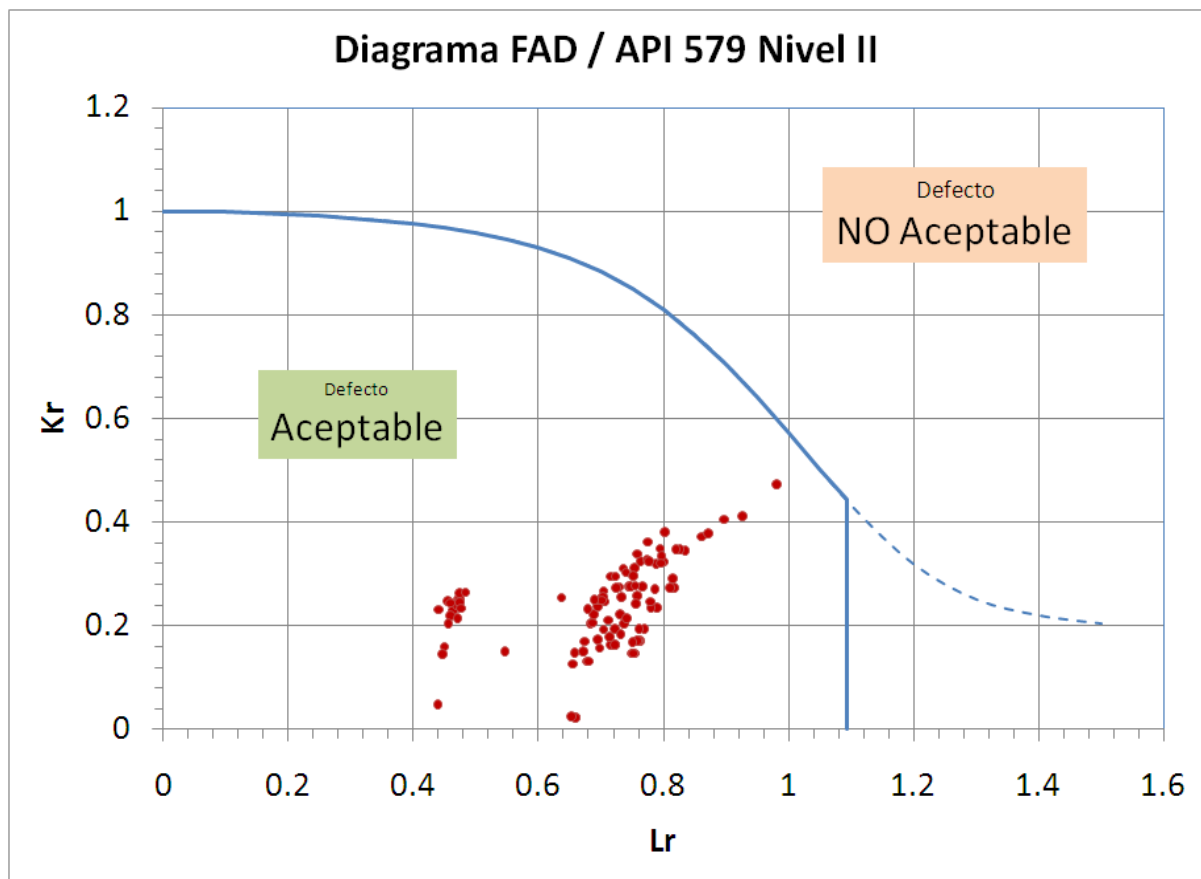


Figura 10: Diagrama FAD (API 579 Nivel II) para las colonias de SCC encontradas

Experiencias operativas^{xxii} muestran que el método FAD entrega predicciones conservativas y además consistentes en diversas condiciones operativas, de material y de dimensiones del defecto planar a analizar, mientras que otros estudios recientemente publicados^{xxiii} analizan con mayor detalle las limitaciones del método NG18. El método de Diagrama FAD se ha convertido en un método internacionalmente aceptado y comúnmente utilizado en una amplia variedad de industrias, por lo que se lo utiliza como método de evaluación de grietas para este proyecto. También se destaca que es un método apropiado para evaluar la severidad de las indicaciones de corrosión en términos de sus dimensiones circunferenciales.

CONCLUSIONES

Este trabajo presenta algunos ejemplos particulares de las técnicas utilizadas en el Análisis Crítico de Ingeniería realizado con el fin de cuantificar y minimizar el impacto de la incerteza y variabilidad de la información disponible en la preparación del plan de rehabilitación inmediata y futura de estos seis tramos de oleoducto y en el cálculo del intervalo óptimo de re-inspección, en los que se destacan:

- ✚ La importancia de la recopilación y el cuidado en la revisión de la información histórica disponible,
- ✚ El uso de correlaciones gráficas de esta información, junto con su actualización constante durante la ejecución del proyecto, para identificar y resolver rápidamente áreas problemáticas,
- ✚ La importancia de una comunicación fluida entre el personal clave del Operador y el personal haciendo la Ingeniería de Integridad (ECA) de SCC,
- ✚ La importancia de disponer de un protocolo de evaluación de defectos en campo con enfoque forense, haciendo hincapié en la capacitación y experiencia del personal a cargo del mismo,
- ✚ La aplicación de técnicas de *data mining* y de evaluación estadística para dar rigor matemático a las observaciones,

- La comparación de métodos de evaluación de resistencia de defectos planares, la que da soporte a la selección de API579 como el método para evaluar la resistencia remanente de las indicaciones planares de este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- i American Petroleum Institute. API Standard 1163, "*In-Line Inspection Systems Qualification Standard*". August 2005.
- ii B Gu, M Gao, R Krishnamurthy et al. "*Integrity Planning and SCC Management in a Liquid Pipeline in Canada*". International Pipeline Conference 2004, Trabajo Nro IPC04-0445. Calgary, Canada, 2004.
- iii SL Asher, JA Colwell, BN Leis, and P Singh. "*Crack Initiation on Line Pipe Steels in Near-Neutral pH Environments*". 16th NACE International Corrosion Conference, 2005.
- iv Reporte de Inspección Interna MFL, 2009.
- v Reporte de Inspección Interna UTCD, 2009.
- vi Canadian Energy Pipeline Association (CEPA). "*CEPA SCC Recommended Practices*", 2nd edition. December 2007
- vii M Barker Jr. US Department of Transportation (DOT), Office of Pipeline Safety (OPS). "*Stress Corrosion Cracking Study*". September 2004.
- viii Pang-Ning, T., Steinbach, M., Kumar, V., "*Introduction to Data Mining*", Pearson Addison Wesley, 2006.
- ix Beavers, J.A, Harle, B.A, "*Mechanisms of High pH and Near-neutral pH SCC of underground pipelines*", International Pipeline Conference (IPC), Volume 1, 1996.
- x Montgomery, D.C., "*Design and Analysis of Experiments*", John Wiley and Sons, Fifth edition, 2004.
- xi Report of Progress Joint Industry Project, "*Stress Corrosion Cracking in HCAs*", Houston, 2007.
- xii Michael Baker Jr. Inc. OPS TTO8, "*Stress Corrosion Cracking Study*", September 2004.
- xiii Hahn, G.T., Sarrate, M., Rosenfield, A. R., "*Criteria for Crack Extension in Cylindrical Pressure vessels*" International Journal of Fracture Mechanics, Vol. 5, No.3, 1969, pp.187-210.
- xiv Maxey, W. A., Kiefner, J. F., Eiber, R. J., Duffy, A. R.: "*Ductile Fracture Initiation, Propagation, and Arrest in Cylindrical Vessels*", ASTP STP 514, pp. 71-83.
- xv Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J. and Duffy, A. R., "*Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders*", ASTM STP 536, 1973, pp. 461-481.
- xvi D Katz, M Gao, S Limon and R Krishnamurthy. "*Advances in crack assessment for pipeline integrity*". 11th International Conference on Fracture. Turin, Italy. March 20-25, 2005.
- xvii Dowling, A. R., Townley, C.H.A., "*The Effects of Defects on structural failures: A Two-Criteria Approach*", International Journal of Pressure vessels and Piping, Volume 3, 1975, pp 77-137.
- xviii Harrison, R. P., Loosemore, K., Milne, I. "*Assessment of the Integrity Structures Containing Defects*", CEGB Report R/H/R6, Central Electricity Generating Board, United Kingdom, 1976.
- xix British Standard Institute, "*BS 7910 - Guide on Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Metallic Structure*". BSI Publishing, July 2005.
- xx American Petroleum Institute, "*Fitness-for-Service API 579*", API Publishing, January 2000.
- xxi American Petroleum Institute and American Society of Mechanical Engineers. "*API 579-1/ASME FFS-1 Joint API and ASME FFS Fitness-For-Service Standard*". June 2007.
- xxii D. Katz, S. Limon, M. Gao, R. McNealy, R. Krishnamurthy, R. McCann. "*SCC Management and Integrity Planning in a Gas Pipeline*", International Pipeline Conference IPC 2006, Paper 10180, September 25-29 2006, Calgary, Canada.
- xxiii M. Gao et al., "*Analysis of Leak-Before-Rupture for Cracks in Pipelines - Tearing Instability Approach*". 12th International Conference on Fracture. Ottawa (Canada), July 12-17, 2009.