



CORROSION BAJO TENSIONES EN SISTEMA DE GASODUCTOS DE TGS

D. Falabella, L. Gulluni
Transportadora de Gas del Sur

ABSTRACT

El mecanismo de Corrosión Bajo Tensiones (SCC) es una de las causas de falla catastrófica más importante en varias compañías transportadoras de gas en todo el mundo en los últimos tiempos.

Existen dos tipos de SCC en cañerías de aceros enterradas, que se clasifican como:

- Alto PH o clásica
- Bajo PH

En el presente trabajo se describen las causas que originan los fenómenos de Corrosión Bajo Tensiones en cañerías enterradas para el tipo de alto PH (a la cual nos referiremos, debido a que es la más común en la industria y la que mayor cantidad de fallas ha producido en el mundo) como así también los distintos estudios y tareas llevadas a cabo por TGS para mitigar los efectos perjudiciales que traen aparejados.

Es necesario realizar un análisis combinado ambiental y metalúrgico para diferenciar la SCC clásica de la no-clásica. La pérdida de adherencia del revestimiento es crítica para el desarrollo de cualquier tipo de SCC. La ubicación de la SCC clásica a lo largo de una tubería suele ser distinta de la SCC no clásica.

Para sustentar el plan de acción implementado, se realiza un análisis detallado de las distintas variables que intervienen en el proceso de SCC, y las herramientas que tenemos disponibles en el mercado para convivir con este fenómeno, como ser: chanchos de inspección interna, pruebas hidrostática de fluencia y modelos de susceptibilidad.

Describimos la manera que TGS está balanceando el uso de estas herramientas, como así también, las primeras conclusiones obtenidas y el plan de trabajo para los próximos años.

A pesar de ser el SCC en cañerías un problema relativamente nuevo en el mundo, para el cual todavía no se conoce con precisión el mecanismo de iniciación de fisuras, tanto como sí lo es el de su propagación en el tiempo, lo hecho hasta el presente por TGS, permite concluir que existen herramientas eficaces para controlar, documentar y mitigar sus efectos, facilitando tomar decisiones y llevar a cabo acciones concretas para preservar la integridad de las cañerías.



INTRODUCCION

En las últimas décadas, se ha puesto mucho énfasis en la industria los problemas de integridad estructural, no solo para preservar su estado actual, es decir mantener su condición de integridad, sino también para evaluar y analizar la aptitud real para el servicio, buscando obtener prolongación de la vida útil de las instalaciones, más allá de la prevista durante la etapa de diseño.

Dentro de estos estudios y evaluaciones, tienen preponderancia los realizados sobre defectos. Es conocido que, la iniciación y crecimiento de defectos preexistentes en el material de la instalación, pueden conducir a la rotura prematura de la misma.

Es por eso que cobra mucha importancia la Evaluación de Integridad Estructural. La misma surge de la aplicación de técnicas y medios multidisciplinarios que permiten establecer el estado en que un material se encuentra. Como resultado de esta evaluación uno puede establecer la existencia o no de daño, su velocidad de crecimiento y prevenir su comportamiento futuro indicando distintas alternativas de acción a seguir tanto de monitoreo como de reparación.

Desde que TGS se hizo cargo del sistema de transporte Sur que hasta 1992 operó Gas del Estado, tuvo como principal premisa la mitigación de los problemas de corrosión externa, debido a la pobre protección catódica que poseía el caño al momento del traspaso. Así es que en estos años, a pesar del permanente deterioro de la cobertura externa de la cañería gracias a los trabajos de reparación, cambios de cañería, recoating e instalación de nuevas unidades de protección catódica se ha podido cambiar la tendencia de falla tal como lo muestra la Figura N° 1.

Pero si bien atacamos eficientemente el problema de corrosión, la historia del sistema de transporte no justificaba realizar un estudio de Evaluación de Integridad Estructural. Sin embargo en los últimos meses ocurrió algo inesperado: dos roturas de gasoducto por un fenómeno nuevo dentro de nuestro sistema de transporte el SCC (Stress Corrosion Cracking).

Se designa con este nombre al fenómeno donde se produce la falla estructural de un componente de una instalación industrial, por la fractura frágil de un acero que normalmente posee comportamiento dúctil.

Se reconoce como mecanismo de falla, la acción conjunta de tensiones y de un medio corrosivo y su inicio se realiza desde la superficie externa de la instalación.

El primer registro de este tipo de fenómeno, data de 1965 en Natchitoches (LOUSIANA) y de 1997 en la Argentina.

Datos estadísticos revelan algún tipo de coincidencia sobre características particulares de ocurrencia de estos eventos:

- El 90% de los casos ocurrió dentro de los 10 km. de salida de planta compresora. Ver Figura N° 10
- El 70% en la parte inferior del conducto
- El 90% de los casos ocurrió en conductos revestidos con cintas

Estos datos son los que se están tomando como punto de partida para el estudio de este fenómeno.

El presente trabajo viene a realizar un pequeño compendio sobre la materia y a contribuir con el aporte de la experiencia que tiene TGS. De allí surge el desarrollo de los siguientes tópicos:

- El fenómeno de Corrosión bajo Tensiones
- Tipos conocidos
- Parámetros de Susceptibilidad – Influencia
- Soluciones Conocidas para su mitigación
- La experiencia de TGS
- Plan a futuro



El objetivo de este trabajo es:

- Compartir lo aprendido hasta el momento, dado que es un tema relativamente nuevo en la región.
- Mostrar los primeros pasos que TGS está desarrollando para mitigar el problema de SCC
- Comentar las conclusiones obtenidas

DESARROLLO

El fenómeno de Corrosión Bajo Tensiones

Se conoce muy bien en la industria el mecanismo de acción de las tensiones, como así también el mecanismo de corrosión. Hoy se nos presenta un fenómeno combinado de ambos mecanismos en donde poco se conoce de su acción conjunta.

De acuerdo a ASM International,

“La corrosión bajo tensiones es un proceso correspondiente a una falla mecánico-ambiental en el cual un esfuerzo de tracción continuo junto con un ataque químico inician y propagan fisuras en el metal. La SCC se produce por la acción sinérgica de un esfuerzo de tracción continuo y un medio corrosivo determinado, que provoca la falla en un tiempo menor que el que correspondería si los efectos separados de la tensión y del medio corrosivo se agregaran”.

Este mecanismo de daño es un fenómeno complejo y su aparición en la cañería está asociada con tensiones mecánicas superiores a cierto valor crítico, determinada gama de valores de Potenciales de Protección Catódica, temperatura de operación, estado de los revestimientos anticorrosivos, condición del terreno, como parámetros principales.

El inicio y propagación de la SCC exige un entorno para la fisuración (factor ambiental), una resistencia a la tensión (factor de tensión como por ejemplo las tensiones residuales aplicadas o inherentes) y un material propenso a la SCC en un ambiente dado de fisuración (factor de cañería). Ver Figura N° 2. Si falta uno de los componentes antes mencionados o si cambia con el tiempo, puede minimizarse y / o maximizarse la oportunidad para el inicio y propagación del proceso. El alcance de cada uno de estos tres factores depende de una amplia gama de elementos que consisten en:

- características ambientales,
- características de la cañería,
- características del revestimiento, y
- parámetros de operación y mantenimiento.

Hasta la fecha, se han detectado dos tipos de SCC en cañerías de acero enterradas.

-Alto pH o “ Clásica”, a la cual nos referiremos, que es la más común en la industria y la que mayor cantidad de fallas a producido.

-Bajo pH la que fue identificada en 1985 en los sistemas de gasoductos Canadienses.

Las principales características que presentan las fisuras de SCC por alto PH son:

- ✓ Fisuras en la superficie externa del conducto bajo cobertura despegada.
- ✓ Fisuras con orientación en el sentido longitudinal
- ✓ Fisuras ramificadas y agrupadas en colonias
- ✓ Película de color negro alojada dentro de la fisura (FeCO_3 y Fe_3O_4)
- ✓ Fisuras que se unen aumentando la posibilidad de falla



✓ Fisuras intergranulares

La SCC de alto pH se inicia sobre la superficie de la cañería con el desprendimiento de la cobertura, realizando esta un escudo contra la aplicación de la protección catódica. La presencia de humedad entre recubrimiento y cañería crea una capa normalmente protectora de óxido que pasiva la superficie. Pero esta capa se puede romper debido a una deformación microplástica localizada como consecuencia de tensiones elevadas a nivel local debido a concentraciones de tensiones provocadas por anomalías tales como picaduras, raspaduras, cortes, o abolladuras. Cuando se rompe la película protectora se dan las condiciones necesarias, para el inicio del proceso de SCC. Al no haber una deformación microplástica continua, o disminuir la tensión aplicada, se vuelve a formar una película protectora que detiene el crecimiento de la fisura. Si la película que recubre el extremo de la fisura se rompe debido a la tensión plástica, luego la fisura reinicia el proceso de crecimiento. Ver Figura N° 3

Las fisuras por tensión de corrosión tienen por lo general una orientación perpendicular a la máxima tensión aplicada, que en una cañería suele estar dada por la tensión circunferencial. De esta forma, la longitud de la fisura suele seguir un curso axial.

A medida que las fisuras crecen con el tiempo tanto en largo como en profundidad, pueden aglutinarse o fusionarse, según el espacio que exista entre ellas, para formar nuevas fisuras. Las fisuras aisladas son nominalmente semicirculares y en general causan fugas; sin embargo, es más común observar la coalescencia de fisuras de forma elíptica que causan rupturas.

Soluciones conocidas para su detección

Las maneras de detectar SCC en cañerías en operación son básicamente tres:

- Herramienta de inspección interna: Existen dos tipos de herramientas hoy en el mercado, diferenciándose en el principio de funcionamiento: las hay por ultrasonido, y las de flujo magnético transversal (todavía en desarrollo).
- Test de fluencia: consiste en someter a la cañería a una tensión superior a los valores de fluencia especificados por el material, lográndose no solo la detección sino también la mitigación por la rotura de las fallas críticas y la determinación del tiempo disponible de operación del sistema en forma confiable y segura.
- Areas de susceptibilidad: En función del estudio de las características ambientales, topográficas, estructurales y operativas de las zonas donde se detectó SCC, se extrapolan los resultados a la cañería en estudio buscando posibles áreas de coincidencia.

- *Herramientas de Inspección Interna*

Ultrascan , Onda Elástica

Las ondas ultrasónicas son transmitidas vía transductor a la pared del caño. Las mismas, cuando encuentran discontinuidades tales como fisuras, pierden parte de su energía original reflejando hacia atrás una señal ultrasónica. La misma es procesada y guardada para análisis posteriores.

TFI , EMAT

Para detección de corrosión externa/interna, todas las herramientas de inspección tienen como principio de funcionamiento la variación de un campo magnético longitudinal. En el caso de tener que detectar SCC, el principio de funcionamiento más eficiente y con mayor experiencia existente es el de ultrasonido. En las líneas de gas, este tipo de instrumental trae aparejado la utilización de un bache líquido para el acople de los sensores. Dado las dificultades que esto trae aparejado, es que se están estudiando actualmente diferentes tecnologías de aplicación, con resultado incierto hasta el presente, como ser:

- Principio de detección ultrasónica, utilizando como excitación la fuerza originada por el movimiento de una bobina dentro de un campo magnético (EMAT)
- Principio de detección magnética, utilizando como excitación la generación de un campo magnético en sentido transversal (TFI)

- ***Prueba Hidrostática de fluencia***

Este tipo de ensayo se utiliza en sistemas de gasoductos, para mitigar la propagación de fisuras debidas a Corrosión Bajo Tensiones, y asegurar la operación de los mismos por un periodo de tiempo a la Máxima Presión de Operación, aún con la presencia de fisuras debidas a éste tipo de fenómenos.

Con éste tipo de ensayo destructivo se logra que las fisuras de tamaño crítico colapsen, mientras que en las del tipo subcríticas se produzca una deformación plástica en el extremo de la fisura que impide su propagación.

El test de fluencia consta básicamente de dos etapas una de “Alta presión” y otra de “Baja presión”.

La etapa de “Alta” presión tiene como objetivo el de determinar la integridad de la cañería y la obtención del diagrama tensión fluencia. El ensayo se lleva a cabo a una presión tal que produce una tensión circunferencial en la pared de la cañería entre el 100% y el 110% de la tensión de fluencia mínima especificado.

La etapa de “Baja” presión tiene como objetivo determinar la estanqueidad de la cañería y se realiza a una presión mínima del 125% de la MAPO. En el ensayo es necesario tener un control muy fino sobre los caudales de agua que se ingresan a la cañería y los incrementos de presión que esta provoca.

Para la realización de la prueba es necesario contar con importante cantidad de instrumentos y de excelente precisión, las altas tensiones de prueba (por encima de la de fluencia) de no estar bien monitoreadas podrían provocar grandes deformaciones plásticas que afectarían la integridad de la cañería.

- ***Areas de Susceptibilidad***

Entre las actividades de Mitigación del Stress Corrosion Cracking en cañerías enterradas, es conocido el uso de Algoritmos que, correlacionando convenientemente los parámetros involucrados en la aparición, crecimiento y desarrollo de fisuras provocadas por el fenómeno de Corrosión Inducida Bajo Tensiones, devuelve como información la indicación y priorización de áreas, zonas o sitios de mayor susceptibilidad a dicho fenómeno.

Las principales variables incluidas en el índice de probabilidad de SCC de alto pH se presentan en la tabla siguiente:

1. Presencia de humedad de terreno persistente con ciclos de humedad / sequía
2. Suelo neutro/alcalino
3. Edad del revestimiento del caño.
4. Sospecha de revestimiento despegado
5. Concentraciones de carbonato/bicarbonato encontradas en la superficie del caño
6. Tensión de operación
7. Nivel de potencial catódico más negativo que -600 mV
8. Temperatura del gas.
9. Antecedentes de inspección - fecha de última prueba hidráulica
10. Antecedentes de fugas y rupturas por SCC
11. Caño fabricado antes de 1965



Dichas variables se basan en la evaluación para el inicio y crecimiento de SCC de alto pH en el tiempo. Ver Figura N° 4. Estas variables cubren dos de los tres factores necesarios para el desarrollo de SCC: un medio y una tensión aplicada.

Durante el proceso de selección de sitios, se trabaja con dos hipótesis: la existencia de un caño propenso al desarrollo de la SCC y la pérdida de adherencia de un revestimiento.

Al margen del fabricante de los caños, la ocurrencia de SCC es mayor en caños con revestimiento de cinta aplicado en el campo (incluyendo las mantas termocontraíbles) comparado con los caños de revestimiento asfáltico, y los revestimientos colocados en fábrica. Esto se debe principalmente a la mayor incidencia de casos de pérdida de adherencia en el caso de los revestimientos de cinta y el efecto escudo que la cinta despegada realiza sobre la aplicación de la protección catódica.

Para el caso de TGS, el desarrollo de SCC, se está dando en cañería con revestimiento asfáltico, motivado, fundamentalmente por el deterioro y envejecimiento de la cobertura aislante, que tiene una antigüedad de 30 años, ya que en 1970 fue construido el Gasoducto Sierra Barrosa - Gral. Cerri. De tal manera, tenemos algunas áreas de gasoducto con pérdida de adherencia de su revestimiento.

Respecto de las cintas, los gasoductos con tal revestimiento, en nuestro sistema datan de 1988, año en que fue construido el Gasoducto Loma de la Lata-Gral.Cerri-Las Heras. Es conocido que para esa época tanto la calidad de las cintas, como la preparación de la superficie de los caños, así como el procedimiento de colocación, habían mejorado notablemente. Esto hace suponer un revestimiento que mantiene, a través de los años, una muy buena adherencia a la superficie metálica de la cañería.

TGS ha contratado el desarrollo e implementación de uno de esos modelos a un consultor internacional experimentado. Se trata de un modelo totalmente empírico, determinístico, que se realimenta constantemente con los resultados de los hallazgos de las excavaciones de investigación, para mejorar su performance en confiabilidad y validez.

El desarrollo y reconocimiento de condiciones de terreno que favorecen la susceptibilidad a la SCC combinada con una protección catódica fuera de rango, por debajo de -850 mV, puede ser la base de los Modelos de Suelo para el pronóstico de SCC tanto para cañerías con revestimiento asfáltico como de cinta.

Un Modelo de Suelo para SCC se basa en los resultados analíticos y la correlación de condiciones favorables de susceptibilidad a SCC obtenidas gracias a extensas excavaciones de investigación.

Cuando se combinan los atributos del Modelo de Suelo para SCC con los resultados de las excavaciones de investigación, el modelo puede delinear selectivamente, (Figura N° 5) mediante programación con computadoras, las áreas que son potencialmente susceptibles a SCC dentro del sistema, sobre la base de su distancia desde la planta compresora, las condiciones del terreno, el tipo de revestimiento y la calidad de la cañería.

Las condiciones del terreno se dividen en:

- Tipo de suelo, que identifica el modo de depósito y la textura. Mediante informes de suelos existentes se puede reconocer fácilmente el tipo de suelo en cada región
- Drenaje del suelo, donde resulta imprescindible identificar los obstáculos para el drenaje (a menudo reconocidos por el color)
- Topografía, que considera el patrón de la forma del terreno y la posición del lugar.

Nuestro Modelo de Suelo para SCC, clasifican como "significativa" cualquier colonia de SCC detectada sobre caños que presenta una penetración mayor que el 10 % del espesor de pared nominal y una longitud específica (que depende del diámetro del caño).

Los Modelos de Suelos para SCC son de naturaleza dinámica e iterativa. Son re-evaluados continuamente utilizando los datos disponibles más recientes y confiables.



La información contenida en Reportes de Inspección Interna, se utiliza para identificar fehacientemente cada tubo y su relación con la progresiva kilométrica y las distintas zonas geográficas y topo-geológicas. Además, se correlaciona el grado de corrosión externa con el estado del revestimiento, proveyendo información de mala cobertura, despegue o efecto escudo localizado.

El único agregado a la lista de las condiciones de terreno favorables para la susceptibilidad a SCC fue el reconocimiento de que la SCC clásica puede estar ligada a una protección catódica de potencial "off" de entre -600 y -850 mV y ha sido ubicado dentro de los 30 km de una planta compresora. Por tal motivo se incorpora y analiza la información de relevamientos de potenciales kilométricos y paso a paso, con el objetivo de detectar e identificar zonas de bajo potencial con despegue de revestimiento y/o posible efecto escudo.

Dentro del grupo de parámetros con incidencia en la aparición y desarrollo del SCC, la historia de operación del Sistema, contiene gran importancia. Se incorporan datos de los ciclos de presión y temperatura históricos. Para los primeros, se obtiene de ellos un Valor R, expresado como las medias temporales entre la Presión mínima y la máxima, a efectos de identificar valores que se conocen tiene un peso decisivo en el desarrollo de fisuras de SCC. Las fluctuaciones de tensión (presión) en una cañería constituyen un factor importante para el inicio de la SCC. Los análisis de SCC realizados en el laboratorio bajo condiciones de tensión estática indicaron que la fractura no podría iniciarse con niveles de tensión inferiores a la tensión de fluencia. Cuando se aplicaban cargas cíclicas, Parkins ha demostrado con una gran cantidad de aceros utilizados en tuberías, que cuanto mayor es el componente de fluctuación, es decir, cuanto menor es la relación R (tensión mínima / tensión máxima), tanto menor es la tensión en la cual ocurre la fractura. Esto significa que puede esperarse que las tuberías con importantes ciclos de presión sean susceptibles a la SCC en niveles de tensión menores a los máximos que normalmente opera.

Las altas temperaturas aceleran la formación de SCC por distintos motivos. En primer lugar, las altas temperaturas provocan un deterioro más veloz del revestimiento. En segundo lugar, las temperaturas elevadas aumentan la gama del potencial por sobre el cual puede ocurrir la fisura. De este modo, conforme aumenta la temperatura, la gama de potencial aumenta gradualmente, y de este modo es más factible que la superficie del caño entre dentro de la gama crítica para la fractura. Se puede encontrar cierta correspondencia con esta hipótesis en los datos provenientes del servicio en donde la cantidad de incidentes de SCC de alto pH aumenta conforme se acorta la distancia a una estación compresora (Ver Figura N° 10). Finalmente, hay un tercer motivo y es que la temperatura ayuda a evaporar líquido y aumentar la concentración de sales en zonas con ciclos humedad / seco y con variación de nivel de la napa freática. Motivos estos que dieran lugar, como uno de los criterios de priorización de sitios, a que se analicen los primeros 30 km. de salida de Planta Compresora

Otro parámetro que se evalúa es la Resistividad del terreno. En suelos con alta resistencia al flujo de la resistencia eléctrica, es posible que el potencial caño – suelo entre dentro de la gama crítica de fractura, debido a que la resistividad de dicho suelo es lo suficientemente alta como para impedir que valores elevados de corriente de protección catódica no puedan alcanzar el caño. Por el contrario, si un suelo tiene una resistividad baja, el potencial caño – suelo puede estar fuera de la gama crítica de formación de fisuras.

Los sitios de posible SCC pueden ser priorizados sobre la base de los siguientes criterios, según el tipo de revestimiento:

- Identificación de cañerías o segmentos críticos :
 - Sitios dentro de los 30km de distancia de una estación de compresión, y luego gradualmente más alejados de la estación de compresión.
 - Tanto revestimientos de asfáltico como de cinta;



- Sitios próximos a áreas pobladas (residencias, carreteras, cruces etc.)
- Áreas en las que se sabe del deterioro o desprendimiento del recubrimiento,
- Áreas a lo largo de cañerías de las que se sabe históricamente han dado lecturas de potencial "off" de menos de -850mV
- Sobre la base de experiencias de investigación y condiciones de terreno se consideran susceptibles las áreas inclinadas a depresadas que tienen drenajes insuficientes o imperfectos.

Una vez identificados y verificados en el campo los sitios con posibilidad de ser afectados por SCC, se efectúa un programa de investigación para la detección de la SCC que típicamente consiste en:

- definición del sitio,
- identificación de las características de la cañería y del revestimiento
- descripción y documentación de las condiciones del terreno y del estado del revestimiento,
- identificación y documentación de los depósitos de corrosión de la cañería,
- registro y documentación del pH electrolito de la tubería por debajo del revestimiento de la misma,
- toma de muestras de los depósitos de corrosión para su posterior identificación, de los electrolitos para la realización de un análisis químico y de suelos para establecer la mineralogía,
- toma de muestras de suelo y de la napa freática para realizar estudios de la mineralogía, de aspectos químicos generales y un análisis bacteriano,
- luego de la limpieza de la superficie externa de la cañería, a menudo con cáscara molida de nuez, o arroz molido de grano medio, se efectúan ensayos no destructivos sobre la cañería para la determinación de la existencia de SCC,
- cuantificación de las colonias detectadas en cuanto a tamaño, profundidad y longitud, entre otros aspectos, y
- siempre que sea posible, confirmación de la profundidad de la colonia o conjunto de fisuras.

Para evaluar adecuadamente el posible impacto de la presencia de colonias de SCC debe determinarse con exactitud la profundidad y longitud de las mismas (Figura N°6). Los tamaños de estas colonias luego se pueden comparar con un tamaño crítico de grieta calculado para ese tramo de la cañería mediante el modelado de la fisura o bien Rstreng si se recurre al pulido para eliminarlas. La determinación de los tamaños críticos de fisura depende principalmente de la cañería en cuestión.

Además, se deben realizar cálculos basados en la fractomecánica para determinar el tamaño crítico de la fisura para una cañería dada para un conjunto de parámetros metalúrgicos y operativos conocidos.

La Experiencia de TGS y Plan a Futuro

Historia

La primera falla por SCC, ocurrida sobre uno de los gasoductos del Sistema TGS, denominado Neuba I, una cañería de 24" de diámetro nominal con una extensión aproximada de 570 km. entre Barrosa y General Cerri, ocurrió en Agosto de 1998.

Las primeras medidas que tomó TGS, se dirigieron a buscar antecedentes de este fenómeno estudiando las herramientas de detección y los procesos de mitigación disponibles en el mundo.

Así es que inicialmente nos volcamos por la creación de un modelo de susceptibilidad para el gasoducto NEUBA I tramo Barrosa - Cerri. Nos encontrábamos en la toma, y recopilación de datos y estudio de los distintos modelos de susceptibilidad cuando en febrero de 1999, una segunda falla ocurrió en el mismo ducto, localizándose en el mismo tramo y a una distancia de la anterior de aproximadamente 30 km.

Plan de Acción

Por decisión de TGS se decide una reducción inmediata de presión de operación para el tramo del orden del 10%.

Esta segunda falla nos impulsó a revisar nuestra estrategia en la forma de abordar el tema y decidimos aunar esfuerzos para lograr poner el NEUBA I en condiciones de máxima presión de operación en forma confiable y segura antes de la época invernal. La precipitación de los acontecimientos y la necesidad de llevar esta línea a un índice de riesgo similar a la del resto del sistema, motivo la realización de una nueva estrategia buscando de potenciar el camino iniciado.

Se resuelve la implementación del modelo predictivo y la realización del Test de Fluencia a los primeros 74 km. a la salida de la planta Gaviotas. Si bien la susceptibilidad de reventón por SCC disminuye a medida que nos alejamos de las plantas compresoras, para la determinación de la longitud a probar prevaleció el aspecto de seguridad, así es que se tomó el área en que el NEUBA I corre paralelo a la ruta Nacional 22.

Conjuntamente con estas se desarrollaron las siguientes tareas:

- Caracterización de los suelos desde Sierra Barrosa hasta Cerri
- Ensayos metalográficos de la chapa retirada y determinación de causas de rotura producto del test.
- Implementación en unas de las secciones a testear de la detección de fallas por medio de la emisión acústica.
- Estudio de fallas remanentes por corrosión, y remoción de aquellas que no soportarían la presión de prueba
- Estudio de Impacto ambiental
- Reemplazo de 16 secciones de la cañería en donde la misma no resultaba apta para soportar la presión del test, esto significó el reemplazo de 320 mts de cañería.
- Diseño, construcción e instalación de nuevas alimentaciones que tomaban gas del NEUBA I y estaban involucradas en la sección a probar.
- Recorrido de fugas, toma de potenciales paso a paso y resistividades a lo largo de los 74 km previo al inicio del test.

Resultados Obtenidos y Plan futuro

Los 74 km de cañería a ensayar fueron divididos en 6 secciones en función de la altimetría y del estudio realizado para el mejor aprovechamiento del transporte del agua (se necesitaron aproximadamente 400 camiones tanque con agua) y el resultado del Test fue:

Tramo	Máxima Presión alcanzada	Comentarios
1	110% de la TMFE	Sin roturas
2	110% de la TMFE	Sin roturas
3	106% de la TMFE	Sin roturas
4	106% de la TMFE	Sin roturas
5	104% de la TMFE	Dos roturas por SCC a 63 y 88 kg/ cm ²
6	103% de la TMFE	Una rotura por laminación a 80 kg/ cm ²

En la Figura N° 7 se puede observar la falla que originó en reventón a 88 kg/ cm². En la misma se aprecia una zona oscura producto de los óxidos que se generan dentro de la fisura y una zona de color más rojizo que corresponda al espesor remanente de la chapa.

La sección de cañería sometida al Test de fluencia incluía dos fabricantes distintos de cañería, encontrándose las dos fallas en servicio, más las dos en prueba sobre cañería de un mismo



fabricante. Esto nos movilizó a realizar estudios sobre las chapas cuyos resultados se pueden apreciar en la Figura N° 8.

Conjuntamente con el lanzamiento del Test de Fluencia, se comenzó la preparación de un Modelo Predictivo de áreas de susceptibilidad al SCC para el gasoducto Neuba I Tramo Barrosa – Cerri, que ya tiene su primera "salida" y ha priorizado sitios donde se realizaron 16 excavaciones de investigación.

El plan futuro incluye el desarrollo y continuación del algoritmo, complementado con pruebas hidrostáticas de fluencia de otras secciones del mismo gasoducto. No descartándose el pasaje de una herramienta de inspección interna.

Para incrementar la confiabilidad del Sistema, TGS decidió extender algunas medidas de mitigación, al gasoducto Neuba II, que en algunos tramos, corre paralelo al ducto afectado por el fenómeno.

Variables a controlar

Cuando hablamos de los parámetros que inciden en la formación de SCC dimos una larga lista de variables que inciden en su formación. Hay que resaltar que se tienen que dar la combinación de todas, sino el SCC no se forma.

Dentro de la lista de variables se pueden diferenciar las controlables por el operador (como ser temperatura, relación presión mínima / presión máxima) de las que no puede controlar (como ser nivel de napa freática, concentración de sales, potencial debajo de un recubrimiento despegado). Esto es lo que se debe tener en cuenta dentro del plan de mitigación a futuro.

A temperaturas por debajo de los 30°C el avance de crecimiento de las fisuras existentes es muy lento por eso TGS está estudiando la posibilidad de instalar nuevos aerofriadores a la salida de las plantas compresoras. Esta acción no repara las fallas existentes, pero retrasa el crecimiento de las fisuras subcríticas a una mínima velocidad.

Otra acción tomada importante para la mitigación del SCC es el recoating. El primer paso para la formación y avance de SCC es la existencia de recubrimiento despegado. El recoating evita el crecimiento de las fisuras existentes e impide la formación de nuevas fisuras.

El plan a futuro obedece a los resultados que iremos obteniendo en cada tarea emprendida. El mismo puede consultarse en la Figura N° 9.

CONCLUSIONES

Se puede inferir que las medidas tomadas por TGS, son reproducibles para cañerías que como la citada, presenten condiciones y características similares.-

A pesar de la reciente aparición del problema en nuestro sistema de transporte, en el corto tiempo transcurrido desde la 1° rotura, a la fecha se han realizado una importante cantidad de tareas de campo, reparaciones, recobertura, test hidráulico, modelado del tamaño de fisuras críticas, evaluación de los parámetros ambientales, investigación en posibles áreas críticas y aprendizaje tanto del fenómeno como de su mitigación que nos permiten afirmar que en la actualidad el problema de SCC sobre el NEUBA I está controlado.

Hasta el momento del armado del presente informe no existe para cañerías que transportan gas la herramienta de inspección interna ideal, que detecte y discrimine SCC con una precisión aceptable sin el uso de un acople líquido.

Analizando las alternativas de mitigación, ventajas y desventajas de cada una, la solución para nuestro sistema de transporte pasó por optar por una combinación de todas ellas.

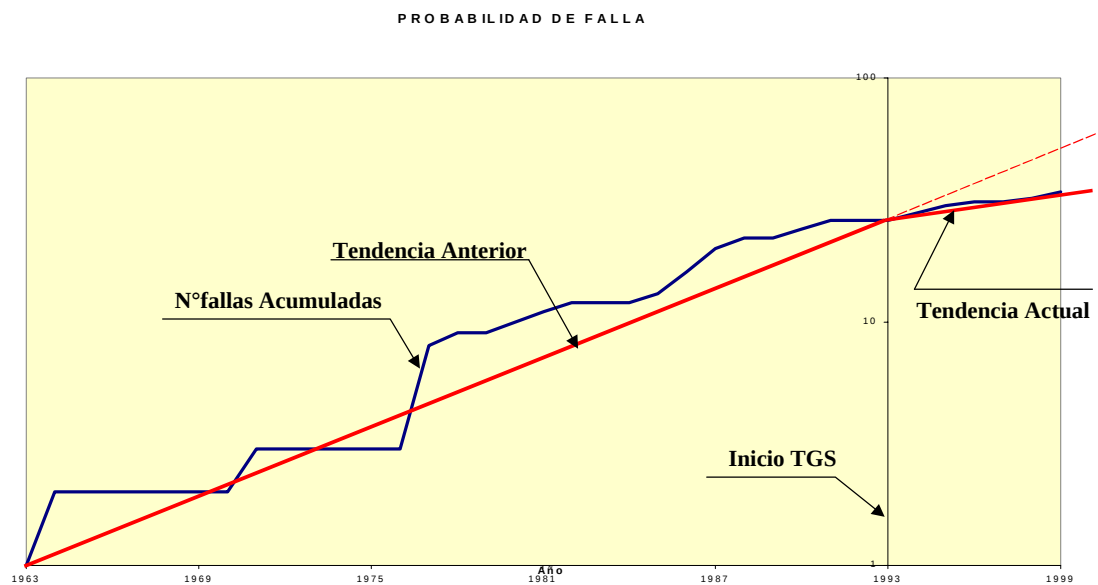


Las tareas realizadas oportunamente permitieron reducir los índices de riesgo relativo del NEUBA I al nivel del resto del sistema, por lo que nos permite concluir que es posible convivir con el SCC.

A partir de la exposición de los estudios realizados para los casos involucrados en la experiencia de TGS y de los antecedentes con que se cuenta sobre el tema en general, podrá interpretarse las fallas originadas por éste tipo de defectos y los métodos con que se cuenta en el mercado para su mitigación.-

BIBLIOGRAFIA

- Norma para soldadura de caños de línea e instalaciones conexas (API 1104)
- Normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de Gas Natural y otros gases por cañerías (N.A.G: 100)
- Código ASME B31G – (1991)
- Pipeline & Gas Journal (Marzo 1995)
- R.R. Fessler, “Stress Corrosión Cracking”, 4 Sumposium on Line Pipe Research, AGA, paper F, Dallas (1969)
- NG-18 Report 146, “Test Method for Defining Susceptibility of Pipe Line Steels to Stress-Corrosion-Cracking”, American Gas Association (1985)
- R.N. Parkins et al, “Stress Corrosión Cracking Characteristics of a Range of Pipeline Steels in Carbonate-Bicarbonate Solution”, (1993)
- J.A. Beavers, C.L. Durr and B.S. Delanty “High-pH SCC Temperature and potential dependence for cracking in field environment”, (1998)
- National Energy Board: Public Enquiry concerning Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil and Gas Pipelines. (Nov. 1996).
- Canadian Energy Pipeline Association. Stress Corrosion Cracking Recommended Practices
- National Energy Board. Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil and Gas Pipeline
- Battelle. Protocolo para priorizar sitios en función de la Corrosión bajo Tensiones de Alto pH en Gasoductos
- J. E. Marr Associates (Canadá) – Modelo predictivo de suelos
- Parkins, R. N. Y Fessler, R., R., Stress Corrosion Cracking of High – Pressure Gas Transmission Pipelines”
- Parkins, R.N., Overview of intergranular Stress Corrosion Cracking.



Roturas por Gasoducto

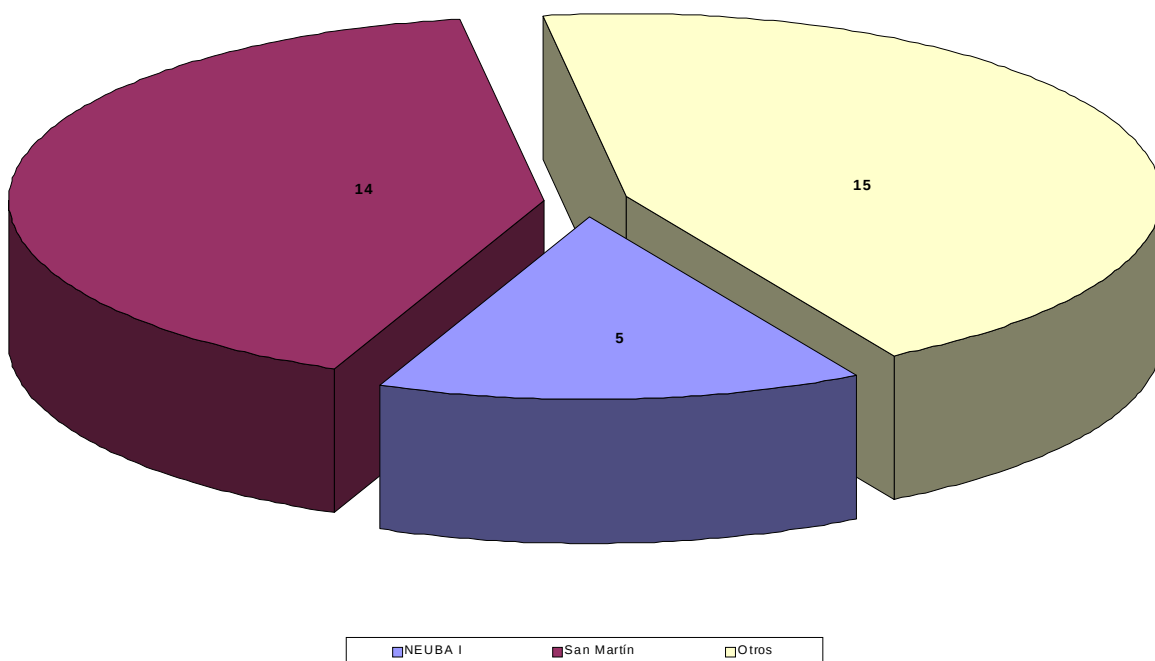
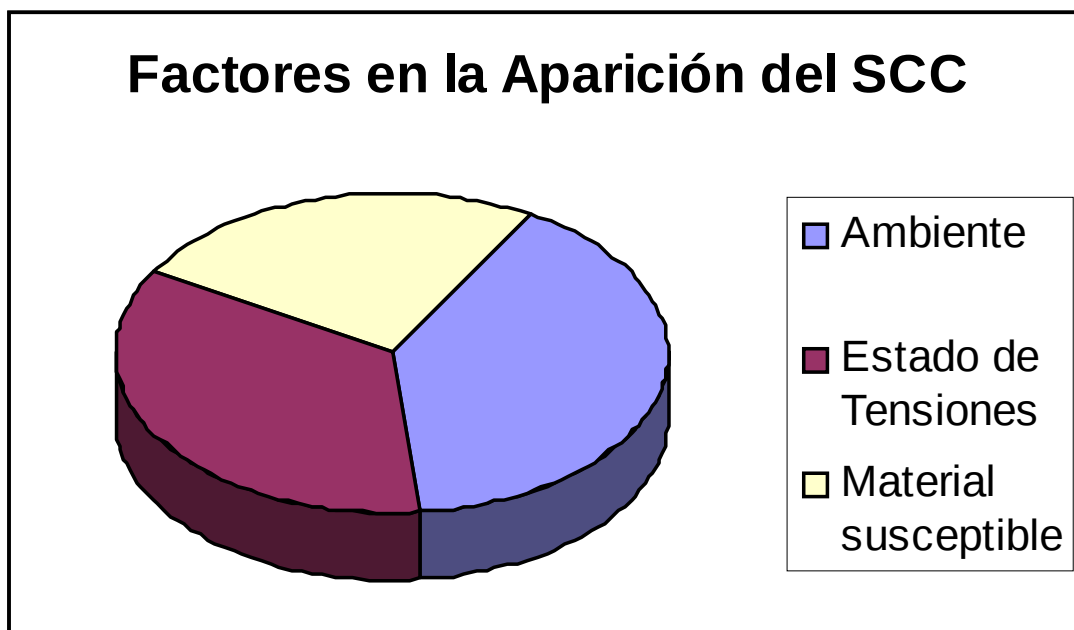


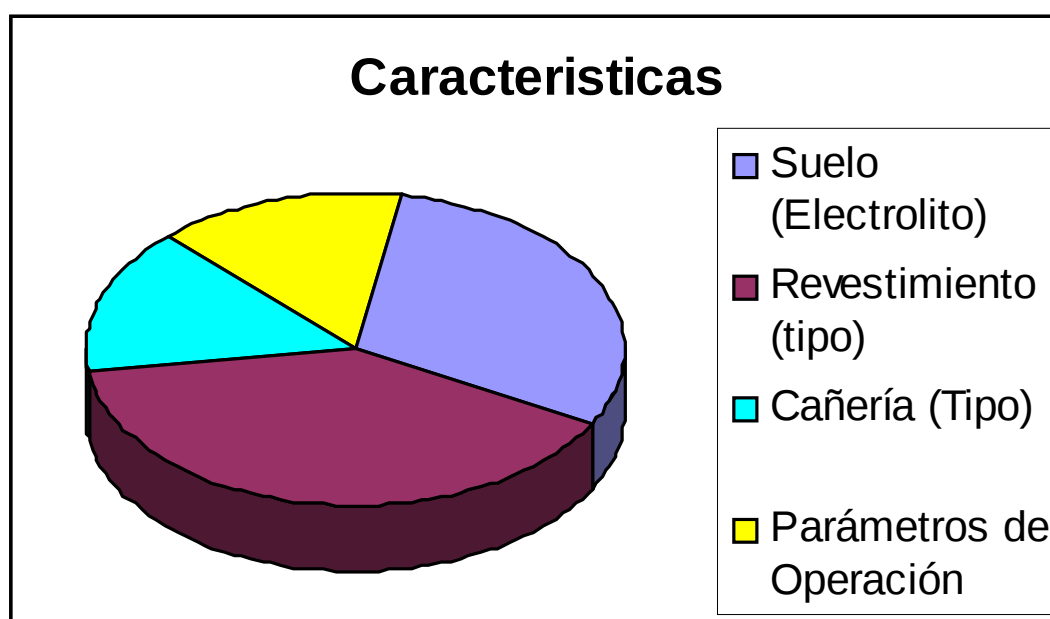
Figura N° 1

Aparición del fenómeno del SCC

FACTORES



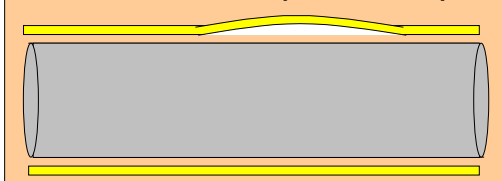
CARACTERISTICAS



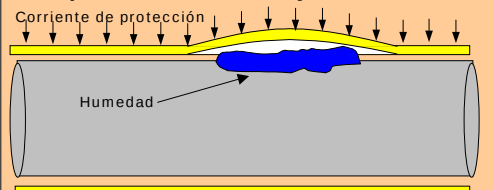
Evolución:

PASO 1

Desprendimiento de cobertura y formación de escudo (-600 a -800mv)

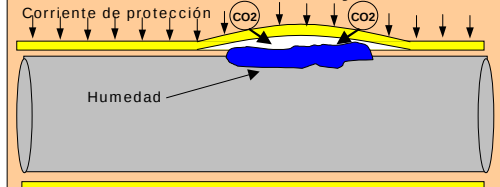


Aumento de PH sobre la cañería por efecto de la protección catódica y la reacción CO_2



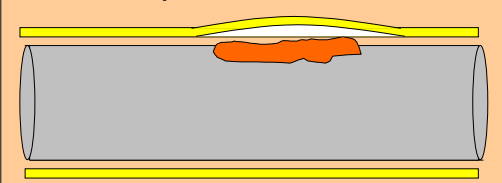
PASO 2

Ingreso de CO_2 del terreno y formación de HCO_3 y CO_3

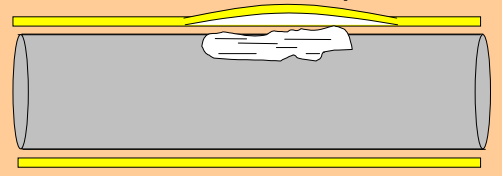


PASO 3

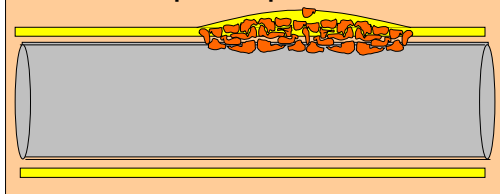
1) Formación de una película de óxido



3) Generación de fisuras por deformación microplástica



2) Rotura de película protectora



PASO 4

1) Formación de película

3) Crecimiento de fisura

2) Rotura de película

PROCESO
CICLICO

Las fisuras crecen solo cuando la velocidad de deformación plástica de la cañería es mayor que la velocidad de formación de la película

Evolución de fisuras en el tiempo:

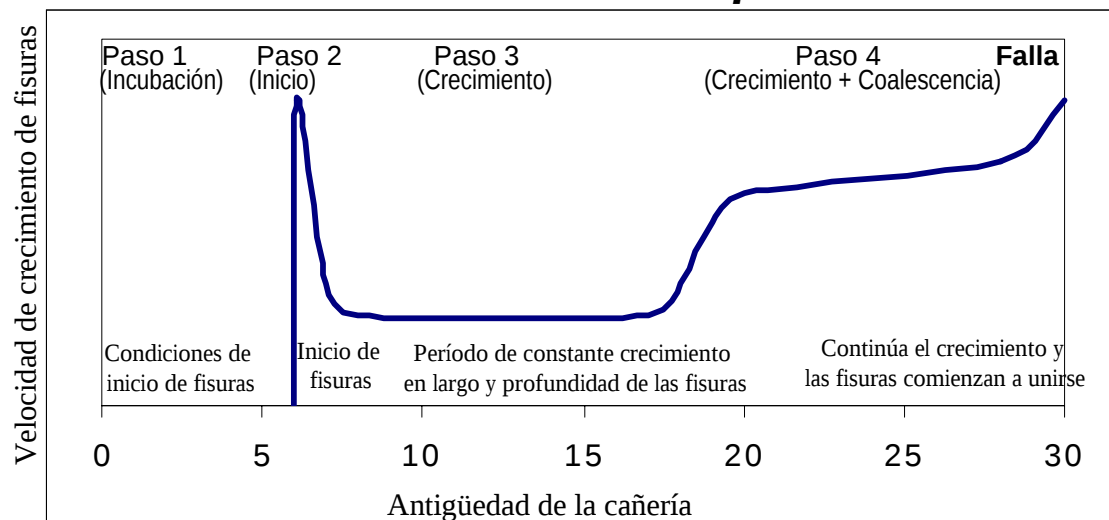


Figura N° 4

Neuba 1																			
Summary of SCC Susceptibility for:																			
Barrosa to Roca V2																			
Chainage (km)																			
Susc. Terrain	From	To	Length (m)	Year in Service/Maint	Manufacturer	Seam Type	Coating	Soil Type	Topo	Drainage	Number of Dwellings	Direct Crossing	Adj. Crossing	Class	Casings & Sleeves	Weights/Slabs	CP Indication	Auger & Probe Year/Type	ILI information
	55.034	55.045	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.045	55.045	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48710
	55.045	55.056	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.056	55.056	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48720
	55.056	55.068	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.068	55.068	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48730
	55.068	55.069	1	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
AHS →	55.069	55.079	10	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
	55.079	55.079	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48740
	55.079	55.091	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.091	55.091	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48750
	55.091	55.093	2	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
AHS →	55.093	55.100	7	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.100	55.100	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.100	55.103	3	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
	55.103	55.113	10	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.113	55.113	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48770
	55.113	55.124	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.124	55.124	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48780
	55.124	55.136	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.136	55.136	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48790
	55.136	55.148	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.148	55.148	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48800
	55.148	55.159	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.159	55.159	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48810
	55.159	55.169	10	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.169	55.169	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48820
	55.169	55.181	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.181	55.181	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48830
	55.181	55.193	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.193	55.193	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48840
	55.193	55.202	9	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
AHS →	55.202	55.204	2	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.204	55.204	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.204	55.212	8	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
	55.212	55.216	4	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.216	55.216	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48860
	55.216	55.227	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.227	55.227	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48870
	55.227	55.239	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.239	55.239	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48880
	55.239	55.251	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.251	55.251	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48890
	55.251	55.257	6	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
AHS →	55.257	55.262	5	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.262	55.262	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
AHS →	55.262	55.267	5	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									Anomaly Area
	55.267	55.273	6	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.273	55.273	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48910
	55.273	55.285	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.285	55.285	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48920
	55.285	55.296	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.296	55.296	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48930
	55.296	55.308	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.308	55.308	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48940
	55.308	55.320	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.320	55.320	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48950
	55.320	55.331	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.331	55.331	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48960
	55.331	55.342	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.342	55.342	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48970
	55.342	55.353	11	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									
	55.353	55.353	0	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									48980
	55.353	55.365	12	1970	SIAT	ERW	Asphalt	6	L	W									

Figura N° 5



Figura N° 6

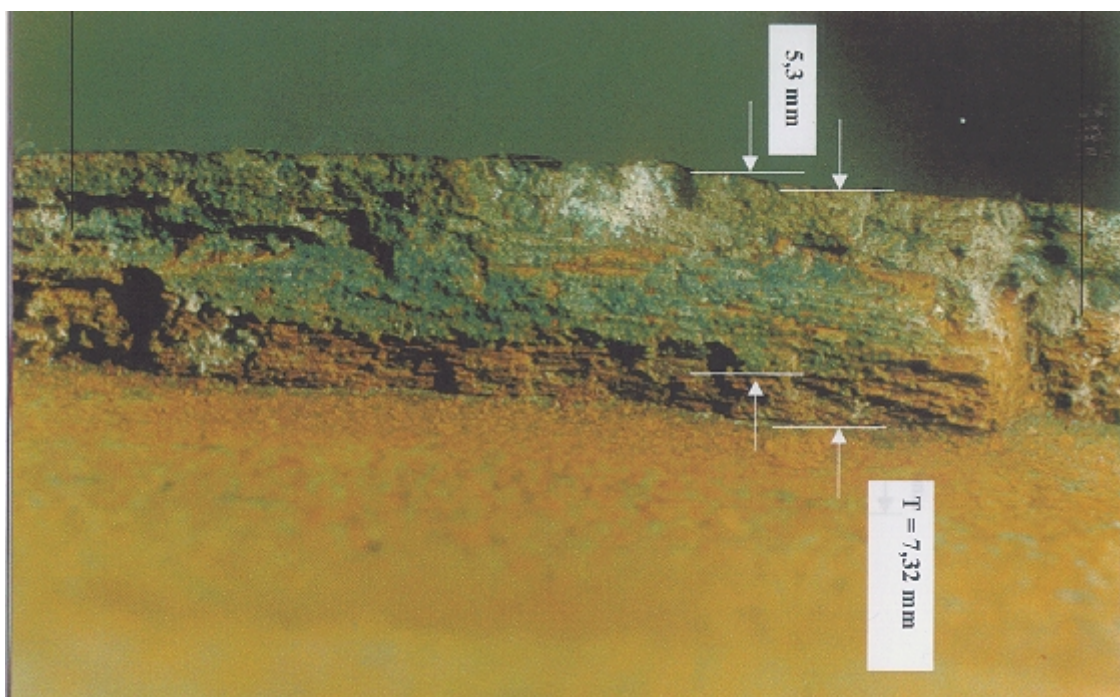
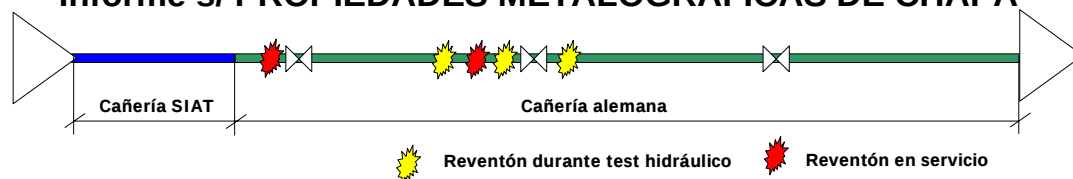


Figura N° 7

Informe s/ PROPIEDADES METALOGRAFICAS DE CHAPA



Propiedad	SIAT	Alemana
Presión umbral (presión por debajo de la cual no hay propagación de fisuras)	43,99 kg / cm ²	27,73 kg / cm ²
Velocidad propagación de fisura	La cañería alemana tiene una vel. mayor entre un 50 a un 100% de la de SIAT	
Tiempo de sobrevida (luego de un test hidráulico)	6,5 a 17,4 años	4,5 a 8,4 años

Figura N° 8

FLUJO DE TAREAS PARA FALLAS DEBIDAS A SCC

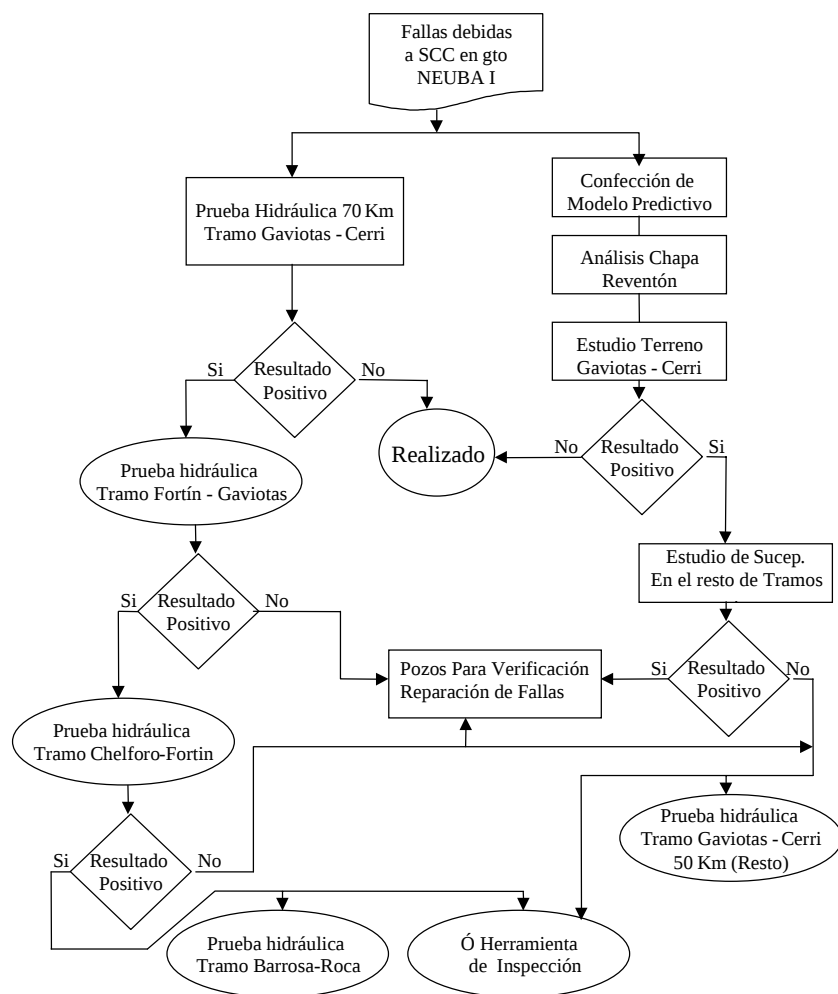


Figura N° 9

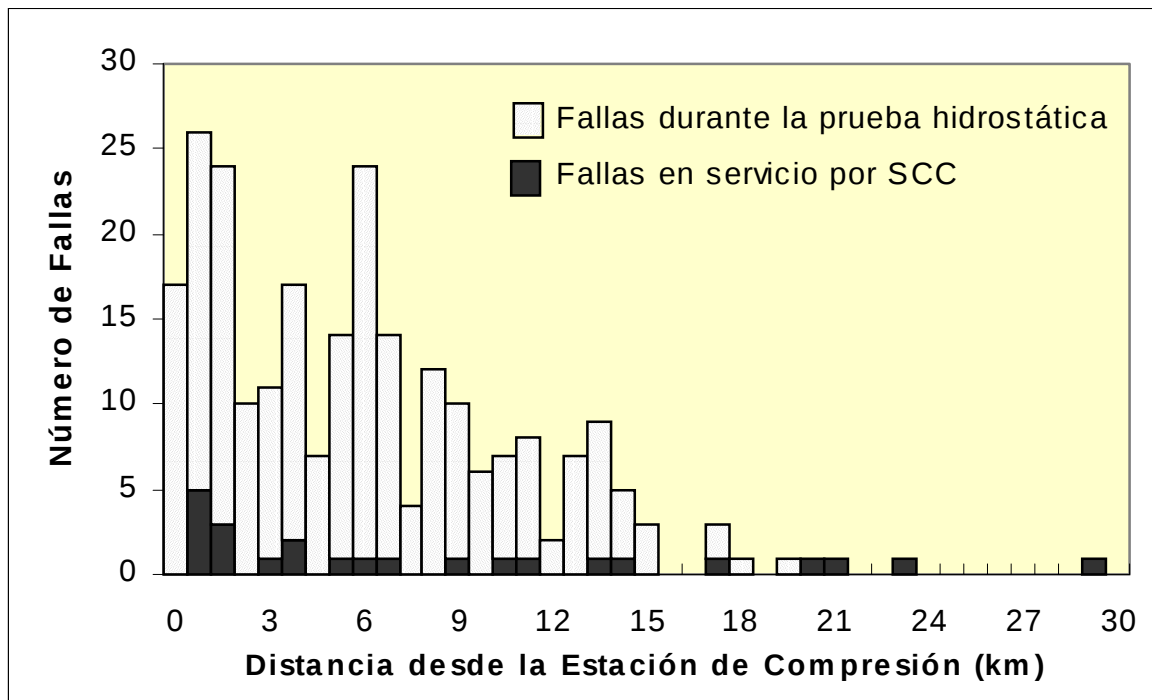


Figura N°10