



Manejo de la amenaza de Corrosión Bajo Tensión en TGS

Por **Mariana Corsico** (TGS)

Trabajo seleccionado por el *Comité Organizador del 2° Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Petróleo y Gas.*

La integridad de las cañerías enterradas de acero al carbono se ve continuamente amenazada por la Corrosión Bajo tensión (SCC), por ello debe ser detectada y analizada para su mitigación; en este paper se presenta el modelo desarrollado por la Transportadora de Gas del Sur (TGS), cuyo sistema de gasoductos posee líneas susceptibles de presentar SCC, para evaluar los casos de fallas y proceder a su eventual morigeración.

La Corrosión Bajo Tensión (SCC) es una de las amenazas a la integridad de las cañerías enterradas de acero al carbono y, como tal, debe ser monitoreada, evaluada y mitigada adecuadamente, para minimizar el riesgo de su presencia.

La empresa Transportadora de Gas del Sur (TGS) opera un sistema de gasoductos que, debido a su antigüedad, tipo de revestimiento y tensiones de operación, posee líneas susceptibles de presentar Corrosión Bajo Tensión. Esto fue, además, evidenciado por la ocurrencia de tres fallas en servicio.

Por tal motivo, en los últimos quince años, TGS ha desarrollado e implementado dentro de la Gerencia de Ga-

soductos un programa de Tareas de Mitigación de SCC, en el que se aplicó test de fluencia, desarrolló un modelo de susceptibilidad de suelo y corrió una herramienta de inspección interna de tecnología EMAT en etapa de desarrollo.

Al surgir una nueva falla en servicio en 2010, en la provincia de Buenos Aires, zona calificada como “no susceptible” hasta esa fecha, el programa fue reformulado, de forma tal de minimizar el riesgo por la presencia de esta amenaza.

Por ello, además de las tareas que venía implementando, se ha realizado una inspección interna con tecnología EMAT, validada por otros operadores en tres tramos de gasoducto; se ha realizado Test de Fluencia (prueba hidráulica al 110% de la tensión de fluencia) en la zona de afectación del último evento; y se han realizado estudios de resistividad continua de suelo, CIS, y DCVG, con el fin de cumplir con el modelo de susceptibilidad alrededor de los sitios identificados.

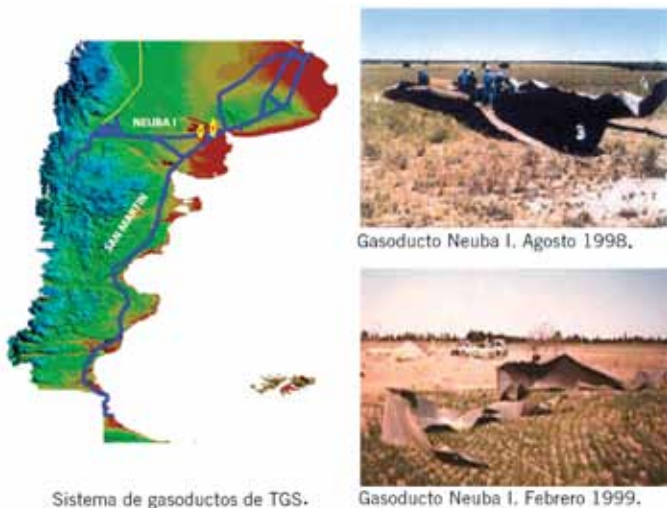
El Modelo de Susceptibilidad al SCC ha sido desarrollado por TGS a partir del análisis de casos en el sistema, y de las experiencias y estudios realizados sobre estos. Ello ha sido producto del trabajo conjunto con entidades universitarias y otras de investigación privada. Este programa fue sometido a auditoría externa, donde se validó la metodología implementada y se comparó con la utilizada por otros operadores.

Las distintas tareas y estudios que se llevan a cabo para evaluar y mitigar el SCC, así como las características de modelo desarrollado, y los resultados de la auditoría realizada, serán descriptas en este trabajo.

Las fallas

El fenómeno de Corrosión Bajo Tensión (SCC) se manifestó en la red de gasoductos de TGS por primera vez en 1998, con una rotura en servicio de una línea principal de transporte. Pocos meses después, una segunda falla en servicio se produjo en la misma línea a pocos kilómetros del primer evento.

Dada la magnitud de estos eventos, entre 1999 y 2002 se realizaron distintas tareas para evaluar y mitigar la Corrosión Bajo Tensión en el gasoducto Neuba I sección oeste.



- Se realizaron Tests de Fluencia en tres tramos de la cañería; se evaluó un total de 134 km de gasoducto, y se identificaron tres roturas en dos secciones.
- Se aplicó un modelo de susceptibilidad canadiense; se realizaron 140 pozos de verificación, y se hallaron siete sitios con colonias.

Desde 2003 a 2010, en base a estudios de suelo, se amplió la zona de trabajo, lo cual incluyó el Gasoducto Libertador General San Martín (LGSM) sur.

- Se realizaron tareas de recobertura a la salida de siete plantas compresoras; se encontraron dos colonias críticas en el Gasoducto LGSM sur.
- Con la colaboración de institutos nacionales de investigación, como el Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA) y el Instituto de Geocronología y Geología Isotópica (INGEIS), así como empresas privadas, por ejemplo Aeroterra, se desarrolló un modelo de susceptibilidad a la Corrosión Bajo Tensión, teniendo en cuenta variables operativas, características de terreno y análisis de suelos.
- Aplicando el modelo desarrollado en TGS entre 2004 y 2008, se realizaron 150 pozos de verificación; en el que se evaluaron 11 zonas susceptibles correspondientes al Gasoducto Neuba I oeste y LGSM sur; se hallaron 10 sitios con fisuras características de SCC en al menos cinco de las 11 zonas, todas categorizadas como sub-críticas.
- Se trabajó con la empresa rusa de inspección interna Spetsneftegaz, con la cual se corrieron en el gasoducto Neuba I oeste las siguientes herramientas:
 - 2005/2006: Una herramienta combinación de herramientas de flujo magnético transversal TFI y longitudinal MFL en 280 km. No se encontraron colonias de SCC por este método.
 - 2007: Una herramienta EMAT en etapa de desarrollo en 445 km. No se encontraron colonias de SCC por este método.
 - 2009/2010: Una herramienta EMAT segunda generación en 610 km. Se hallan indicaciones de SCC en dos tramos.

En enero de 2011, una nueva falla en servicio por SCC se produjo en el gasoducto LGSM sección Buenos Aires. Esta zona, por sus características, no se consideraba susceptible dentro del modelo desarrollado y aplicado por TGS hasta ese momento, lo cual produjo un cambio en la forma de tratar esta amenaza.

Desarrollo

Dentro del Plan de Integridad de TGS se esquematiza un proceso para determinar las amenazas de integridad y las áreas sensibles, considerando las siguientes fuentes de datos:

- Historial de averías, tanto en gestión de GDE como la de TGS.
- Registros de actividades de evaluación y/o mitigación llevadas a cabo en campo.
- Inspecciones internas con instrumentado inteligente de alta resolución.

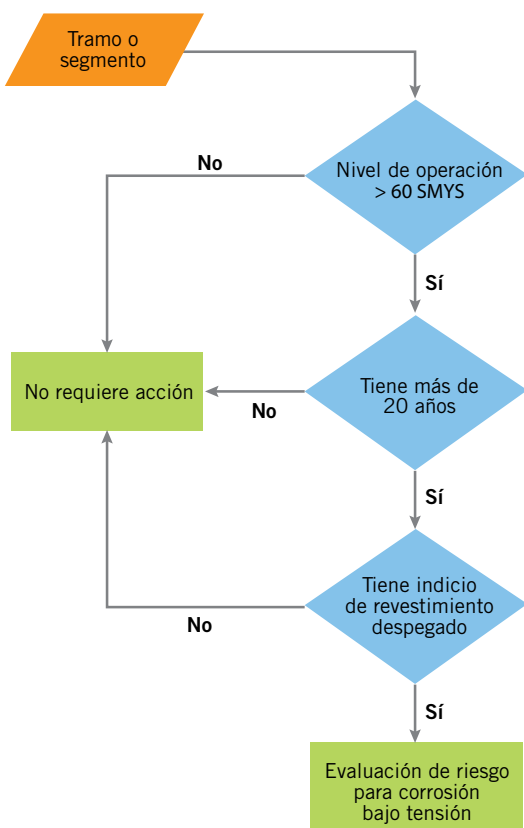


Gasoducto San Martín, Buenos Aires, enero 2011.

- Pruebas hidrostáticas.
- Relevamientos y estudios directos concluyentes de la existencia de amenazas a la integridad.
- Análisis de riesgo y determinación de zonas críticas y susceptibles.
- Patrullajes y relevamientos de línea.
- Estudios geográficos en base a cartografías e imágenes satelitales.

Análisis de factibilidad de amenazas de Corrosión Bajo Tensión

Para identificar y definir si la amenaza de Corrosión Bajo Tensión aplica sobre un tramo o segmento de ga-



soducto, se emplea el esquema desarrollado a continuación, donde se describen los criterios tenidos en cuenta.

Una vez identificados los tramos susceptibles bajo las condiciones mencionadas anteriormente, los mismos se priorizan con un proceso de evaluación de riesgo por SCC.

A partir de una aplicación desarrollada para tal fin, se generan diagramas de datos alineados y correlacionados en función de la Progresiva; con ellos se evalúan simultáneamente los datos descritos en el modelo de SCC según se muestra en el siguiente esquema.

Modelo de evaluación de SCC

La estructura del modelo de evaluación consta de los siguientes bloques:

- Datos de inspección interna: Clasifica y grafica los eventos relevados por los instrumentados inteligentes e inherentes al modelo de SCC según:
 - Área corroída, cálculo indirecto de superficie de cañería con revestimiento deteriorado. Estimado a partir de la sumatoria de las áreas cubiertas por los defectos de corrosión externa con profundidad menor al 20%
 - Gráfica de dispersión de última inspección interna según profundidad, para descartar zonas con defectos profundos. Complemento de grafico área corroída.
 - Gráfica de concentrador de tensiones, correspondientes a abolladuras, defectos de fabricación y curvas detectadas por el instrumentado.
 - Defectos identificados por EMAT. Como así también se visualiza el estado del revestimiento reportado por la misma.
- Protección catódica: aquí se complementan los gráficos de:
 - Último relevamiento *On/Off* (kilométricos) y estudios CIS, si lo hubiera. Se cruza con UPCCIS clasificadas por período de instalación (GDE o TGS).
 - Alcance de cada UPCCI y su disponibilidad en porcentaje de funcionamiento respecto al tiempo para visualizar zonas donde no llegue la corriente impresa.
 - Indicaciones de fallas reportadas por DCVG, señalando zonas con fallas en revestimiento.

- Histograma de histórico de protección catódica según valores *Off* en cada CMP para identificar sitios desprotegidos en función del tiempo.
- Datos del terreno:
 - Identificación de los sitios que poseen bajos niveles de resistividad.
 - Cambios en altimetría que genere tensiones sobre la tubería y favorezcan a los ciclos de mojado/seca-do de la cañería.
 - Características taxonómicas del terreno.
 - Identificación de áreas salinas.
- Datos operativos: en este bloque se evalúan los factores inherentes a la influencia de las tensiones, ciclos de presión y T° sobre el gasoducto.
 - Clase de trazado, sitios identificados y % TFME.
 - Localización de las construcciones cercanas a la tubería (300 m a ambos lados).
 - Instalaciones de superficie y segmentación de los diferentes espesores de tubería.
 - Perfil de temperatura a lo largo del tramo.
- Obras de mitigación y/o reparación. Se identifican las obras realizadas sobre la cañerías, tales como cambio de cañería, recobertura, reparaciones, la realización o no de pozos por SCC, así como las averías ocasionadas por este fenómeno.

Alta prioridad a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Cuenten Antecedentes de SCC.
- Tengan clase de trazado 3 o 4.
- Presente una construcción a menos de 300 metros o un cruce de ruta donde:
 - No presente corrosión externa severa.
 - Potenciales *Off* entre -650 a -750 mV o indicios de apantallamiento.
 - Rectificadores de GE en un radio de 3 km.
 - Baja resistividad (<2000 ohm*cm).
 - Cuento con el revestimiento original.
 - Zonas de pendientes.
 - Taxonomía con presencia de Natracuoles.
 - Presión operativa > 50% TMFE.

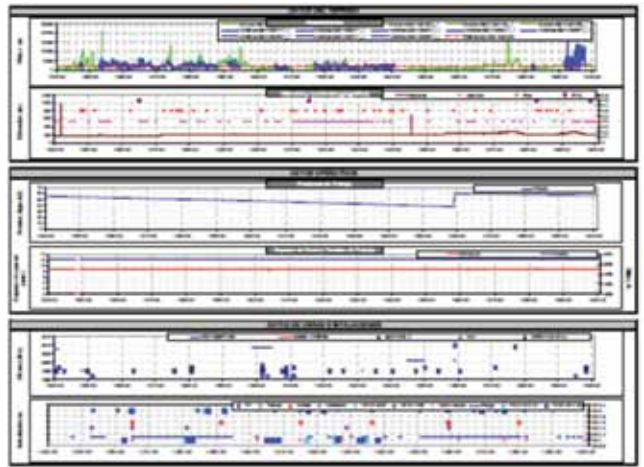
Análisis

En el proceso de análisis, la información de cada uno de los diagramas se categoriza en tres niveles: ALTA (rojo), MEDIA (amarillo) y BAJA (verde), según los criterios indicados en el esquema desarrollado a continuación.

El proceso de análisis de los gráficos alineados se lleva a cabo por un grupo conformado por 3 o 4 analistas de integridad de la gerencia de gasoductos, donde se evalúa cada una de las variables indicadas anteriormente y listan las zonas o segmentos de alta prioridad, prioridad media y baja; luego comparte los gráficos con otro grupo de analistas, de forma tal de consensuar las conclusiones.

El proceso de análisis descripto concluye en la definición de tareas de evaluación, inspección y/o mitigación, delineadas en un programa, el cual se detalla en la última gráfica del modelo detallado anteriormente. Estas tareas van desde un test de fluencia, correr una herramienta de inspección interna o realizar SCC DA.

A partir del análisis anterior, se define:



Prioridad Media a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Indicios de revestimiento despegado.
- No presente corrosión externa severa.
- Potenciales *Off* entre -650 a -750 mV o indicios de apantallamiento.
- Rectificadores en un radio de 3 km.
- Baja resistividad (<2000 ohm*cm).
- Que cuente con el revestimiento original.
- Taxonomía con presencia de Natracuoles.
- Zonas de pendientes.

Baja prioridad a Corrosión Bajo Tensión a aquellos segmentos donde se encuentre:

- Toda aquella zona del tramo evaluado por amenaza de Corrosión Bajo Tensión que no presenta riesgo alto o medio.

Resultados

- A. Test hidráulico de fluencia:** se realizaron 21 Km de test de fluencia en 3 tramos de gasoducto considerados de alta prioridad. No se produjeron roturas por SCC.
- B. EMAT:** se inspeccionaron con tecnología EMAT 365 km de gasoductos correspondientes a tres tramos de alta consecuencia. Se verificó la ausencia de fisuras críticas por SCC en zonas pobladas del anillo de Buenos Aires.
- C. SCC DA:** se realizó SCC DA en 610 km de gasoducto LGSM Bs.As., identificando 7 zonas susceptibles. Se realizaron 29 pozos de verificación, encontrando indicaciones de SCC en 9 pozos. Todos subcríticos.
- D. Cambio de cañería:** se retiraron dos caños con fisuras para estudios confirmatorios.

Auditoría de la metodología

Se realizó una auditoría externa con el fin de aprobar el programa de monitoreo, evaluación y control de la amenaza por SCC en nuestros gasoductos; evaluar el modelo de susceptibilidad de SCC desarrollado por TGS, validarlo y/o adecuarlo. Consistió en:

- Revisión de todos los casos de SCC en TGS.
- Identificar principales variables en áreas con fisuras existentes.
- Revisión del programa de SCC actual de TGS.
- Revisión del modelo de susceptibilidad desarrollado por TGS, evaluando su aplicabilidad e identificando sus desviaciones respecto a los casos existentes.
- Análisis de datos alineados.
- Análisis de los ciclos de presión (*rainflow*) de 14 plantas compresoras.
- Análisis de T° de 15 puntos a lo largo de los gasoductos.
- Comparativa con otros operadores.

Resultados de auditoría

- No se encontraron tendencias adicionales a las que forman parte del modelo de TGS.
- Los niveles de estrés son altos (cerca de MAPO para la mayoría de las veces).
- Los ciclos de presión en los segmentos analizados fueron bajos.
- No se observaron diferencias entre los registros de temperatura históricos de las secciones con y sin SCC.
- Se observa un aumento en el control de temperatura de descarga (temperaturas de descarga más bajas) con el tiempo, observó en 9 de cada 12 estaciones de compresión.
- Se pone a discusión el mecanismo de falla de la rotura del gasoducto LGSM Bs.As., evidenciando una contribución a la rotura la presencia de un punto "duro" en la cañería.
- Comparativa:
 - o Prueba hidráulica
 - Menor que otros operadores.
 - Sin embargo, la razón por la que no se aplica en mayor medida es la falta de alternativas y obligaciones operativas.
 - o ILI
 - Consistente y por encima del promedio de la industria.
 - Proactivos en la prueba de nuevas tecnologías.
 - o SCC DA
 - Consistente y por encima del promedio de la industria.



- El modelo mejorado está elevando la tasa de éxito.
 - Sin embargo, DA es aplicable para identificar la susceptibilidad, pero no es adecuada para gestionar la integridad de los segmentos donde se encuentren fallas en servicio o por pruebas hidrostáticas.
- o SCC Otros esfuerzos
- Mayor control de la temperatura de descarga

Comentarios y conclusiones

El análisis a través de gráficos alineados resultó muy beneficioso para el tratamiento de la amenaza.

Los resultados a partir de cambiar la forma de encarar esta amenaza resultaron muy positivos.

Este programa fue sometido a auditoría externa, donde se validó la metodología implementada y se comparó con la utilizada por otros operadores. Los resultados de la evaluación de una auditoría externa nos posicionó muy bien, brindándonos un panorama general e indicándonos los puntos donde hacer hincapié. Por ejemplo, la presencia de puntos “duros” en la cañería. ■