

Utilización de scraper inteligente para el aumento de la confiabilidad de un sistema de gasoductos

Por Eduardo Espiñeira, Daniel Falabella, Hugo Patitucci y Sergio Rio
Transportadora de Gas del Sur

La tecnología utilizada hasta 1992 para control de los gasoductos sólo permitía la evaluación de pérdidas de metal en función de un rango de profundidad de corrosión.

La aplicación de las normas vigentes en el tema exige el análisis de fallas a través de un conocimiento global (profundidad y longitud). Sólo es factible acceder a esta información mediante la utilización de scraper inteligente de alta resolución.

Esta tecnología permite obtener indicadores de corrosión en función del dimensionamiento de las fallas y la presión de operación máxima para cada defecto. La información suministrada por esta herramienta y complementada con los relevamientos potenciales eléctricos y resistividades del terreno, determinan la confiabilidad operativa de las líneas.

El trabajo que hoy publicamos es una síntesis del presentado en el Tercer Congreso Latinoamericano del Gas realizado en Buenos Aires el año pasado y muestra el desarrollo y los motivos que llevaron a la utilización de esta herramienta, así como también los métodos utilizados.

Eduardo Espiñeira es Técnico Mecánico egresado de la ENET N° 11. Desarrolló actividades laborales en Gas del Estado (1964/1979) y en Pérez Companc (1975/1992). A partir de 1992 en Transportadora de Gas del Sur en la Dirección de Operaciones a cargo de Mantenimiento de Gasoductos.

Daniel Falabella es Ingeniero Mecánico de la Universidad Tecnológica Nacional. Trabajó en Gas del Estado y actualmente en Transportadora de Gas del Sur en Supervisión de Mantenimiento y Operación de Gasoductos.

Hugo Patitucci es Ingeniero Mecá-

nico de la Universidad Tecnológica Nacional y Especialista en Gas Natural de la Facultad de Ingeniería de la UBA. Trabajó en Ferrum S.A. y en Gas del Estado. Actualmente, en Transportadora de Gas del Sur como Supervisor de Mantenimiento de Gasoductos.

Sergio Rio es Ingeniero Mecánico de la Universidad Tecnológica Nacional y Especialista en Gas Natural de la Facultad de Ingeniería de la UBA. Desarrolló actividades en Carnes Argentinas (ex Swift), Savico S.A. y en Gas del Estado. Actualmente, en Transportadora de Gas del Sur como Supervisor de Mantenimiento y Operación de Gasoductos en Sede Central.

La República Argentina, cuenta con gasoductos de alta presión que poseen una antigüedad promedio de 25 años.

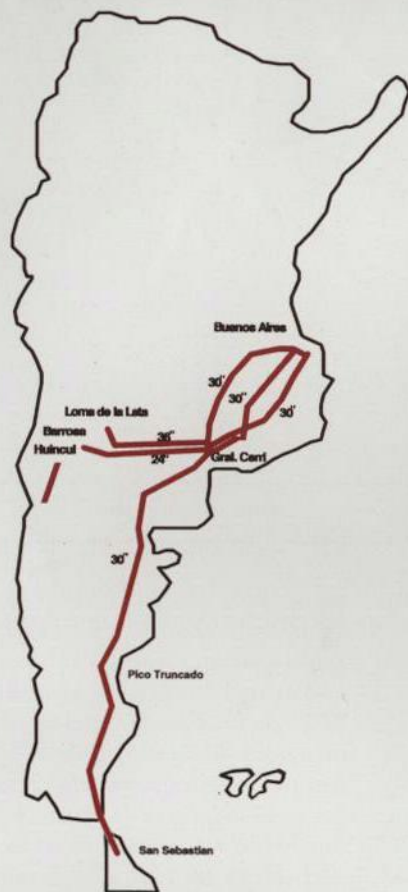
A partir de 1992, con la privatización de los sistemas de Transporte y Distribución, surgió la necesidad de una evaluación global de las líneas, a efectos de obtener un diagnóstico real, que fuese utilizado como punto de partida para la adecuación total del sistema.

Transportadora de Gas del Sur, utilizando scrapers inteligentes de alta resolución, inspeccionó mas de 4500 km de gasoductos troncales (24"-30" y 36") desde 1993 a la fecha (figura N° 1).

En este trabajo, se describen los motivos, que llevaron a la utilización de herramientas de segunda generación,

Fig. 1

Gasoductos troncales



sión. Observamos que a partir de una antigüedad de 15 años, la probabilidad de falla aumenta proporcionalmente con el rango de corrosión.

En nuestro caso, y por tratarse en su mayoría de líneas con más de 20 años, revestidas con material asfáltico, instaladas en terrenos con resistividades muy variables y con sistemas de protección catódica en general deficientes, el estado de la corrosión en importantes extensiones se suponía notablemente avanzado.

Del anterior análisis surge la necesidad de monitorearlas en detalle con equipos que suministren la mayor cantidad de datos.

Métodos para análisis de corrosión

Los métodos comúnmente empleados para evaluar la integridad de una línea son:

- Monitoreo de potenciales.
- Relevamiento de potenciales paso a paso.
- Monitoreo de resistividades del terreno.
- Excavaciones para evaluación del revestimiento.

Estos basan su análisis en cálculos estadísticos de avance de corrosión a partir de relevamientos en distintas secciones de un ducto.

En cambio, la inspección de las líneas mediante scapers inteligentes proveen información adicional "tubo a tubo" de gran utilidad para determinar el estado de corrosión de un gasoducto.

En la información suministrada por los scapers de baja resolución, los defectos eran clasifi-

cados según tres importantes grupos: **leves**, **moderados** y **severos**, a los que les correspondían las pérdidas de espesor que se indican a continuación:

TIPO DE DEFECTO	PERDIDA DE ESPESOR (d)
Leves	$d \leq 25 \%$
Moderados	$25 \% < d < 50 \%$
Severos	$d \geq 50 \%$

De la experiencia acumulada hasta 1992 a través de la evaluación de fallas con este tipo de herramientas se observaron errores e imprecisiones que derivaban en pérdidas de tiempo y aumento del costo de reparación, con el consecuente resentimiento en el transporte.

Ante el conocimiento de nuevas tecnologías que brindan una mayor precisión en la clasificación y dimensionamiento de la falla (alta resolución), la decisión de la compañía fue optar por este tipo de herramienta con el objeto de aumentar la confiabilidad del sistema y reducir los costos de reparación.

así como también un enfoque distinto en la forma de evaluar defectos a través de la información suministrada por este tipo de herramientas.

DESARROLLO

Probabilidad de falla vs. antigüedad de cañería

Las variables intervinientes en el avance de la corrosión de una línea en operación son las siguientes:

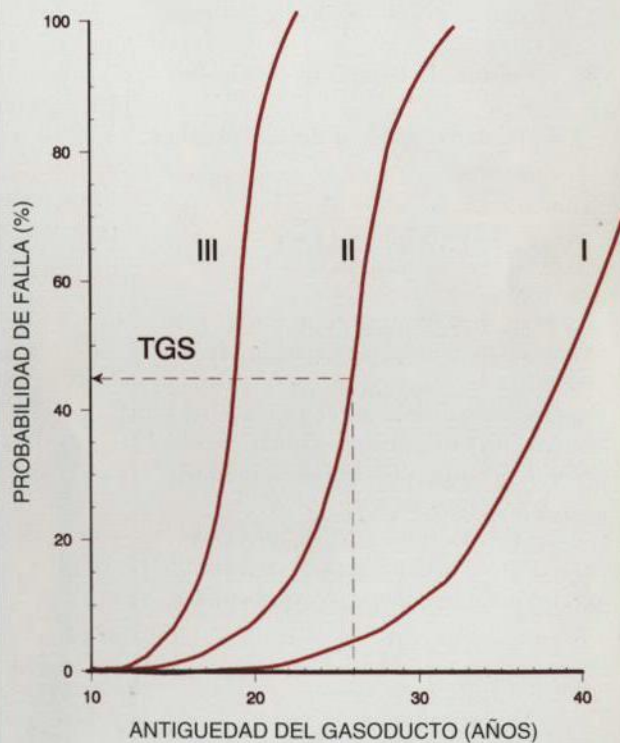
- Antigüedad de la línea
- Tipo de Revestimiento
- Tipo de Terreno
- Sistema de Protección catódica
- Otras variables (temperatura del gas, interferencias con otras líneas, etc.)

La figura N° 2 muestra la relación entre la probabilidad de falla y la antigüedad según el grado de corrosión de la cañería.

La curva I denota un rango de corrosión moderado, la curva II resulta de un estado medio, mientras que la curva III representa un severo estado de corro-

Fig. 2

Probabilidad de falla vs. antigüedad de cañería



Máxima presión de operación para defectos en tuberías

Para el cálculo de este valor, son de aplicación los standards de la Norma ASMEB31G.

A continuación se muestran las variables a considerar.

Pérdida de metal por corrosión

Cálculo de la presión máxima en tuberías afectadas

$$P = 1,1P_i \left[\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t\sqrt{G^2 + 1}}} \right] \quad \text{I}$$

$$P = 1,1P_i \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad \text{II}$$

MAPO= Máxima Presión de Operación para el Gasoducto

P = Máxima Presión de Operación para el Defecto (Kpa)

L = Longitud de Corrosión (mm)

d = Profundidad Máxima de Corrosión (mm)

t = Espesor Nominal de la Tubería (mm)

Pi = Presión de Diseño de la Tubería (Kpa)

D = Diámetro externo de la Tubería (mm)

$$G = 0,893L / \sqrt{D \times t}$$

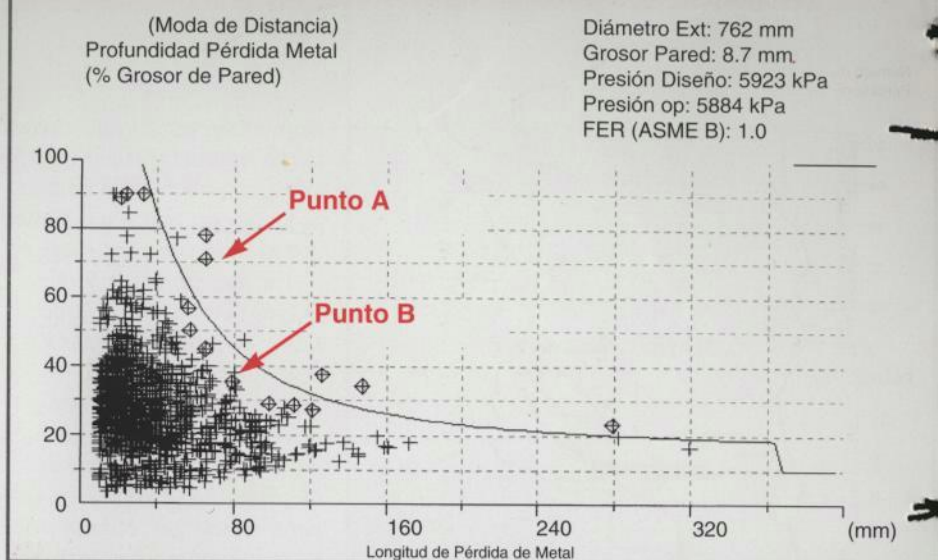
Para $G \leq 4 \Rightarrow$ Emplear ecuación (I)

Para $G > 4 \Rightarrow$ Emplear ecuación (II)

Del análisis de estas ecuaciones surge que no es suficiente contar con la profundidad del defecto sino también con la longitud del mismo.

De la relación entre la MAPO del gasoducto y la del defecto se obtiene el **factor estimado de reparación (FER)**.

$$\text{F.E.R.} = \frac{\text{MAPO}}{P}$$



Si F.E.R. > 1 $\Rightarrow$ Reparar u Operar a P

Si F.E.R. $\leq$ 1 $\Rightarrow$ Programar Reparación Operando a la MAPO

La figura N° 3 muestra la curva de FER igual a uno para distintos valores de longitud y profundidad de pérdida de metal. Si el FER resulta mayor que la unidad (punto A) se deberá reducir la presión de operación o reparar la falla. Cuando el FER es menor que uno (punto B) pueden programarse las reparaciones necesarias operando a la MAPO del gasoducto.

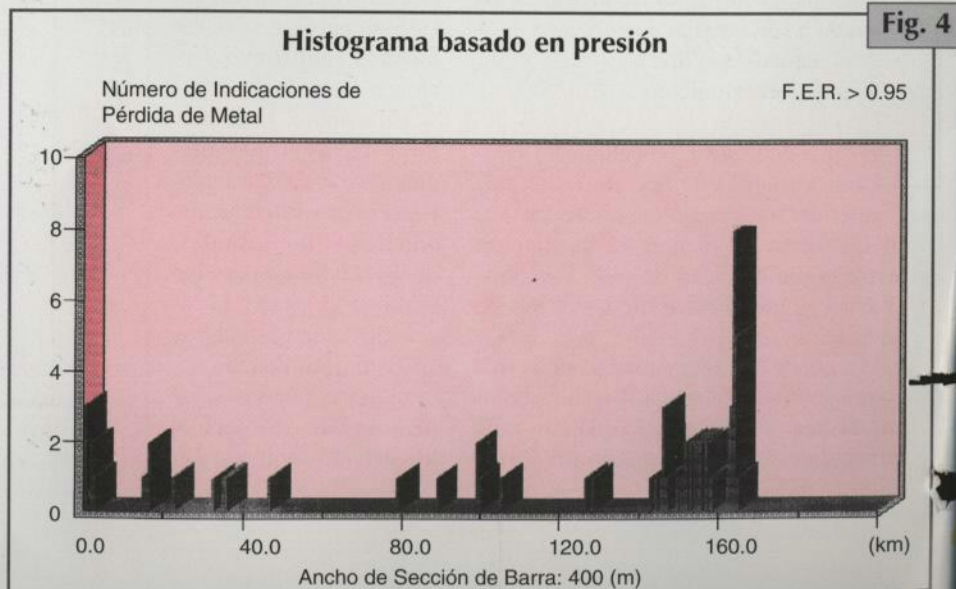
En los histogramas basados en presión figura N° 4 puede observarse la distribución de fallas acorde con su FER para un tramo de gasoducto.

Criterios de reparación

Los puntos críticos de las líneas en operación son aquellos con Factor Esti-

mado de Reparación (FER) superior a la unidad. El software que se provee junto con un reporte escrito permite construir histogramas para distintos FER, pudiéndose determinar las zonas críticas y la cantidad de defectos de menor magnitud asociados, evaluando así la metodología de reparación (cambio de cañería, instalación de montura o *recoating*). La figura N° 5 muestra la zona crítica a partir de tres valores de Factor Estimado de Reparación.

La decisión mas importante que debe tomar el operador es la de determinar el tipo de reparación, si bien estas herramientas proveen mucha información, administrarla suele resultar complicado. No solo entran en juego factores técnicos, sino también legales, económicos y de seguridad ambiental. Para el caso de TGS se siguieron los lineamientos de la Norma Argentina de Gas (NAG 100), cumpliendo además con



Histograma basado en presión

Fig. 5

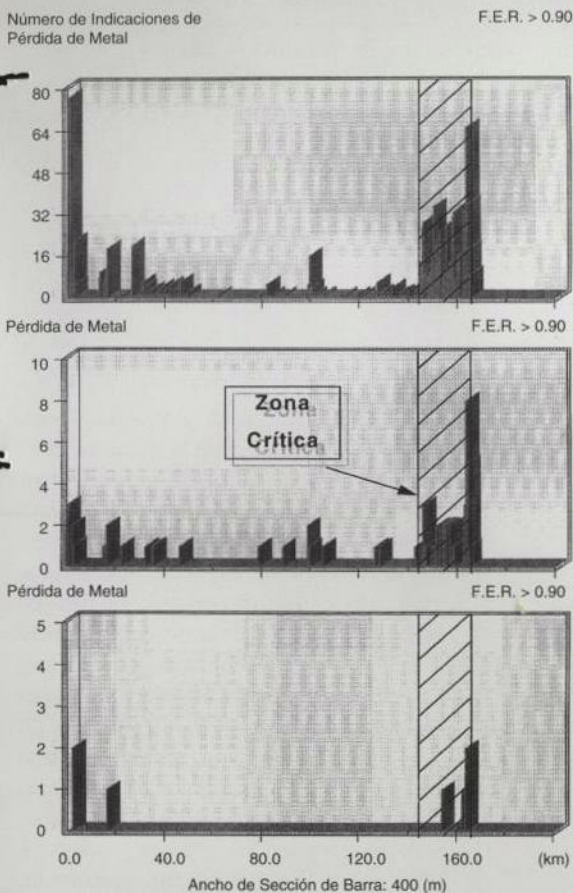
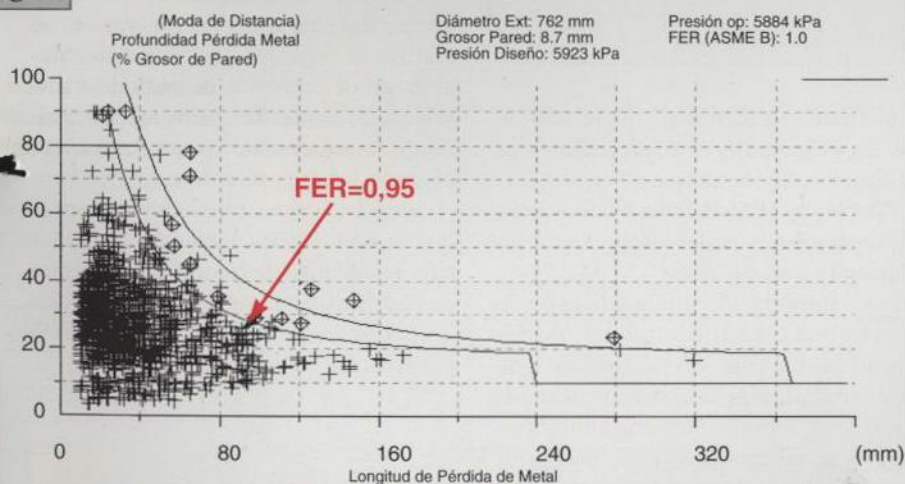


Fig. 6 Gráfica de diagnóstico



las pautas establecidas en el contrato de privatización del Sistema.

La NAG 100 recomienda la reparación de los defectos acorde con ASME B 31 G, pero las exigencias del contrato establecen un grado de confiabilidad tal que al cabo de cinco años deben repararse todos aquellos defectos que supe-

ren el 40% de pérdida de espesor, categorizando los mismos en **leves, moderados y severos**.

Para lograr una conjunción entre ambos requerimientos se adoptó un Factor Estimado de Reparación tal que permita aumentar el margen de confiabilidad del Sistema teniendo en cuenta no solo

la profundidad de corrosión sino también la longitud de la misma. Con este criterio adoptamos una curva de FER = 0,95 (figura N° 6), la cual se tomó como base para determinar cuáles eran los defectos a reparar. La figura N° 7 muestra el camino seguido para la toma de decisiones.

Estudio de la confiabilidad operativa

En nuestro caso los datos disponibles para este estudio fueron:

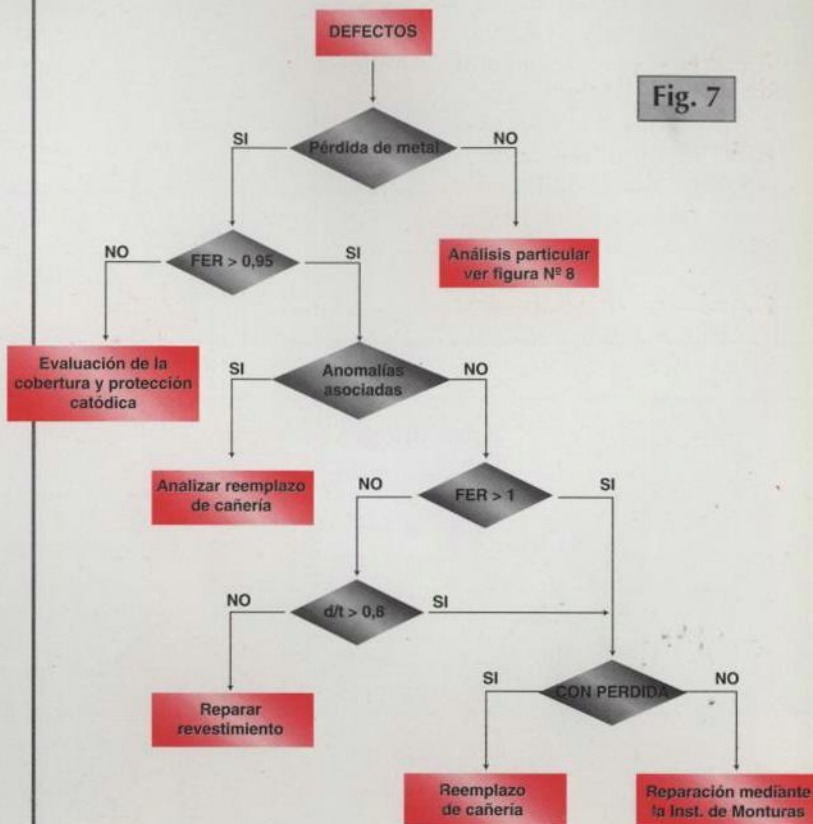
- Distribución de potenciales.
- Resistividades del terreno.
- Además existían antecedentes de:
- Pasajes de herramientas de baja resolución.
- Reparaciones efectuadas.

Esta información fue utilizada para realizar una estimación de la cantidad de cañería a reemplazar.

En la figura N° 8 se muestra un ejemplo práctico.

A partir de 1993 con la inspección de las líneas a través de scrapers inteligentes de alta resolución se obtuvo la concentración real de fallas.

Fig. 7

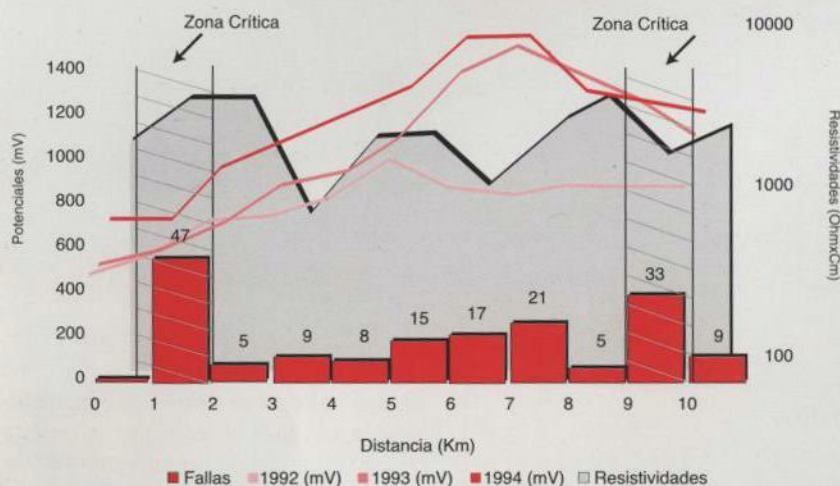


Tipo de anomalía	Metodología de reparación
Defecto en Soldadura	Análisis mediante ensayos no destructivos
Defecto en Soldadura con Pérdida	Cambio de Cañería
Abolladura	Evaluar según NAG 100
Abolladura asociada con corrosión	Cambio de cañería
Objetos metálicos (Tocando)	Retirarlos, reparar revestimiento
Excentricidad en caño camisa (Tocando)	Eliminar interferencia
Defectos de fabricación	Fueron verificados con la prueba hidráulica durante la construcción.
	No requieren reparación.

Gasoducto San Martín

Potenciales/Fallas/Resistividades

Fig. 9



De la superposición de las variables enunciadas se pueden establecer zonas críticas para cada sección de la línea. De la figura N° 9 surgen claramente aquellas zonas donde se conjugan bajos valores de potencial, baja resistividad del terreno y una gran concentración de fallas. Estas fueron priorizadas en el momento del estudio para aumentar la confiabilidad del sistema.

Si a las zonas en cuestión les adjuntamos la clase de trazado definida en función de la densidad poblacional, obtendremos las secciones de cañería con mayor riesgo relativo.

CONCLUSIONES

La decisión técnica de adoptar para la inspección interna de nuestras líneas una herramienta inteligente de alta resolución, hizo posible tomar conoci-

miento de una tecnología de primer nivel en el mundo y sin antecedentes de utilización en nuestro país.

Habiendo finalizado la primera etapa de reparaciones podemos enumerar las siguientes conclusiones:

- La información suministrada por la herramienta permitió definir previamente cuáles eran los puntos más graves que limitaban considerablemente la presión de operación. Ubicados estos puntos, se programaron reparaciones de emergencia y con carácter provisorio, mientras se elaboraba la ingeniería de detalle de la obra definitiva a realizar.

El conocimiento previo del FER y la corrosión asociada a cada uno de estos críticos puntos, resultaron de vital importancia para la definición de la presión a adoptar durante dichas reparaciones, generando de esta manera el menor impacto sobre el transporte.

- El volumen de información suministrada y la calidad de la misma referida a la totalidad de la línea, puede considerarse como un medio esencial para el análisis de resultados correspondiente a otros estudios específicos de corrosión, por ejemplo: potenciales eléctricos, resistividad de terreno, relevamiento de potenciales eléctricos paso a paso, envejecimiento de cobertura aislante, refuerzos de dispersores, etcétera.

- Debido a que la herramienta de primera generación brindaba solamente el defecto más importante para cada tubo, y al no conocer los defectos asociados obligaba a inspeccionarlo totalmente. Esto implicaba zanjeo, limpieza, arenado y revestimiento mínimo de 15 m.

Una vez verificada la exactitud de la herramienta de segunda generación, se realizaron reparaciones proporcionales al grado de corrosión de cada tubo disminuyendo considerablemente el tamaño de la excavación lo que se traduce en ahorro de tiempo y dinero.

Mediante este trabajo se demostró que si bien ambas tecnologías (alta y baja resolución) permiten detectar anomalías, existen importantes diferencias que el operador debe tener en cuenta para realizar su selección.

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