

Innovación tecnológica y causa de fallas en gasoductos

Por **Daniel Falabella**, Transportadora de Gas del Sur SA;
Eduardo Carzoglio, Transportadora de Gas del Norte SA

Las fallas graves han evolucionado a lo largo de la vida del sistema de transporte de hidrocarburos; se trata de aquellas incidencias de envergadura que han forzado a detener el uso del gasoducto y que aquí se analizan pormenorizadamente, y en donde la antigüedad de las instalaciones tiene gran peso

Trabajo seleccionado en el Congreso sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo

El transporte de gas en alta presión lleva en la Argentina más de 60 años. El primer gasoducto, Comodoro Rivadavia–Buenos Aires, Ø 10", con 1700 km de longitud, fue construido en 1949; el de Plaza Huincul–Gral. Conesa, Ø 8", con 450 km de longitud, en 1952.

La era de los gasoductos de gran diámetro comenzó en 1960, cuando se habilitó el Gasoducto Norte, Campo Durán–Buenos Aires, Ø 24", con una longitud de 1744 km, al que siguió en 1965 el Gasoducto Gral. San Martín, Pico Truncado–Buenos Aires, de Ø 30", con una longitud de 1690 km. Más tarde, se construyeron Neuba I y II, Austral, Centro Oeste y otros; en su mayoría, de diámetro 24", 30" ó 36".

Cuando en 1992 se privatizó Gas del Estado, ya existía una red de transporte en alta presión de 10.644 km que trasladaba 59,8 millones de m³ por día. Su antigüedad promedio era de 20,7 años; y su exposición al daño, de 220.162, medida en kilómetros por año acumulados.

El 2 de diciembre de 1992, comenzaron a operar como licenciatarias dos nuevas empresas de transporte en alta presión: Transportadora de Gas del Sur SA (TGS) y Transportadora de Gas del Norte SA (TGN). A partir de entonces, el sistema de transporte licenciado continuó expandiéndose, básicamente mediante la construcción de gasoductos paralelos a los existentes. También se crearon varios gasoductos de exportación que no serán tenidos en cuenta en este tra-

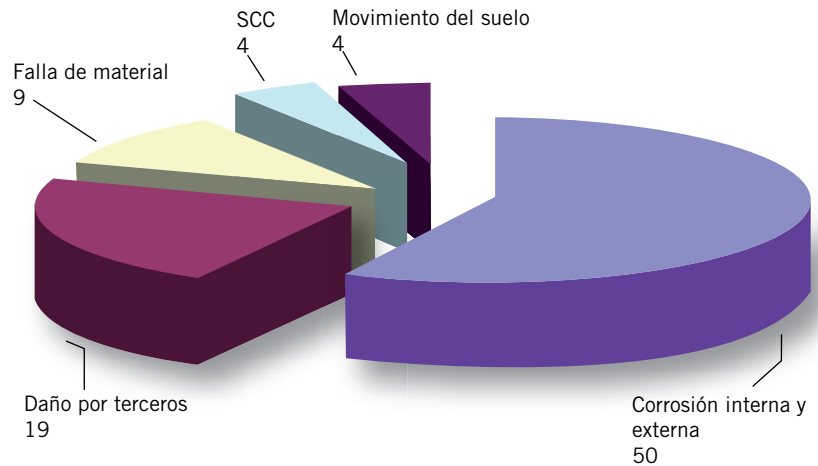


Gráfico 2. 86 fallas graves acumuladas entre 1960 y 2009

bajo. Para finales de 2009, el sistema tenía 14.882 km de longitud, su antigüedad promedio era de 29,2 años, y la exposición al daño acumulada solo por la operación de TGN y TGS equivalía a 213.748 km/año.

El gráfico 1 muestra esta evolución. El sistema de gasoductos aumentó el 39,8% su longitud, el 97,1% los km/año y el 41% su antigüedad promedio. En resumidas cuentas, el sistema ha crecido en tamaño, pero también lo ha hecho su antigüedad promedio.

Gasoductos de transporte en alta presión

En este trabajo, analizaremos cómo han ido evolucionando las fallas graves a lo largo de la vida del

sistema de transporte. Por "fallas graves", consideraremos aquellas que, por su gravedad, provocaron la inmediata salida de servicio del gasoducto. Se trata de eventos donde la pérdida de gas fue de tal magnitud que debió suspenderse el transporte de gas, donde pudo haber o no explosión, fuego o daños materiales a bienes de terceros o lesiones a las personas.

Las fallas graves tienen su origen en diversas causas. En la ASME B 31.8.S^[1], se identifican tres tipos de amenazas a la integridad de un gasoducto:

- 1) Amenazas dependientes del tiempo (corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión).
- 2) Amenazas estáticas o residuales (defectos de construcción y de fabricación de los caños o de los equipos instalados).
- 3) Amenazas independientes del tiempo (daños generados por la actividad de terceros, por operación inadecuada y por fuerzas externas, como efectos climáticos, problemas geológicos o hidrológicos, etc.).

En el gráfico 2, se muestra la distribución de fallas graves acumuladas por el sistema de transporte entre 1960 y 2009. Están representadas las causadas por corrosión (interna y externa), por la acción de terceros, por fallas de material (en soldaduras de construcción, reparaciones defectuosas u otras fallas de material), por movimientos del suelo (deslizamiento de laderas y desborde de ríos) y por corrosión bajo tensión (SCC).

En el gráfico 3, se observa la evolución anual de las fallas graves desde

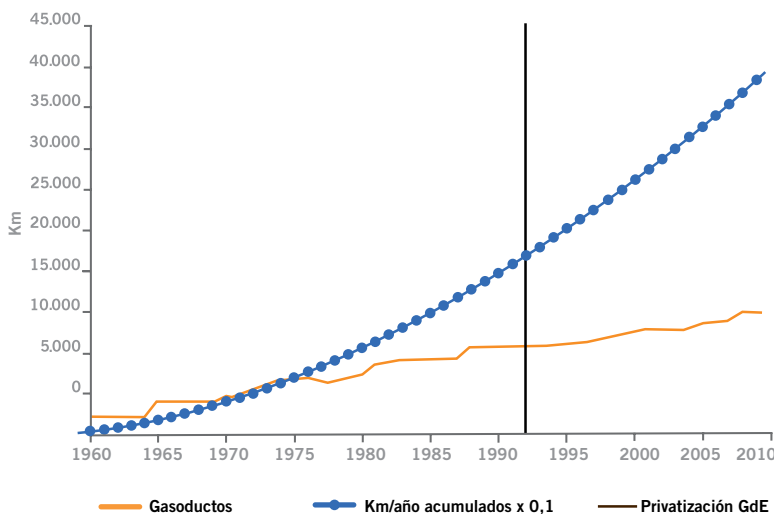


Gráfico 1. Evolución del sistema de gasoductos de transporte en alta presión

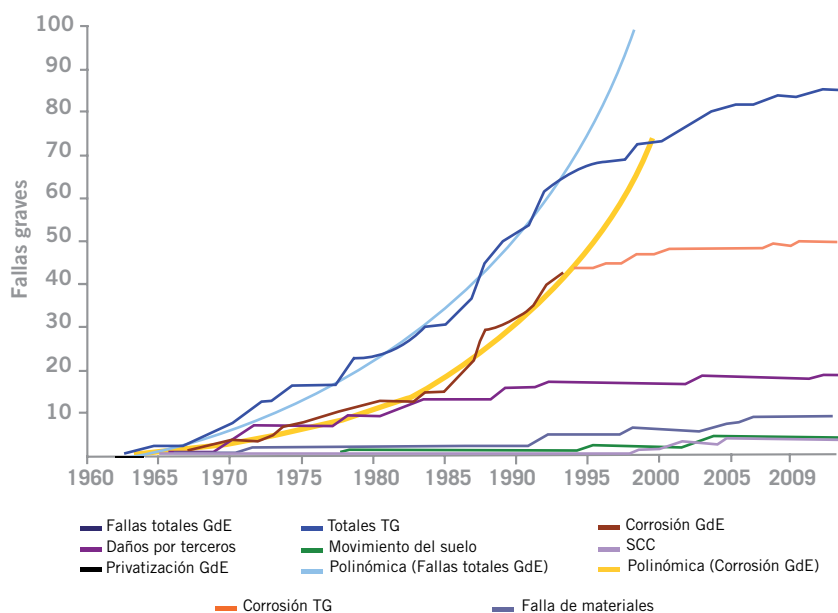


Gráfico 3. Evolución anual de las fallas graves

1960 hasta 2009. Puede observarse que abundan las fallas graves por corrosión, seguidas de las provocadas por la acción de terceros (en todos los casos, por la acción de máquinas de excavación) y luego de las producidas por la falla de material. Este mismo gráfico refleja nítidamente un cambio de tendencia a partir de 1993 en las fallas graves totales y en las fallas por corrosión. Se ha dibujado una línea de tendencia que representa la evolución de ambas hasta 1992, y se las ha extrapolado cinco años. Para ello, se utilizaron fórmulas polinómicas de 4.º grado. La proyección muestra que, de haber continuado la tendencia observada hasta 1992, entre 1993 y 1998 se habrían producido 26 fallas graves más de las realmente ocurridas sólo debido a corrosión y 35 en total. El cambio es notorio.

Características de los gasoductos

Cuando se analiza cómo evolucionaron las características de construcción de los gasoductos a lo largo del tiempo, puede identificarse la constante incorporación de nuevas técnicas o materiales que mejoraron la productividad de los gasoductos. Respecto de la protección anticorrosiva, se observa que, hasta 1980, el revestimiento utilizado fue el de es-

malte asfáltico en diversas variantes. Gas del Estado fue mejorando constantemente las especificaciones y los controles de la calidad.

Los revestimientos de esmalte asfáltico pueden dividirse en dos grandes grupos: los aplicados antes de 1970 y los aplicados entre 1970 y 1981. Los primeros corresponden a revestimientos aplicados sobre la zanja, donde sólo se realizaba limpieza mecánica de la superficie mediante cepillos metálicos y donde había poco control de la calidad de su aplicación y de los materiales utilizados. Los segundos corresponden a revestimientos aplicados en plantas de revestimiento, sobre superficies granalladas hasta grado Sa 2½, con control minucioso de la calidad del material aplicado y de las condiciones de aplicación, estibado, transporte y bajada a la zanja.

Entre 1981 y 1988, el revestimiento utilizado en general era de cintas plásticas, aplicadas sobre la zanja en el caso del gasoducto Centro Oeste y en plantas de revestimiento del gasoducto Neuba II. En los gasoductos construidos a partir de 1990, se usaron revestimientos de polietileno tricapa de varios tipos.

Respecto de la protección catódica, la mejora en la calidad de los revestimientos aplicados (tanto en los materiales como en la aplicación) disminuyó la cantidad de corriente

de protección necesaria, con lo que resultó más sencillo mantener los gasoductos protegidos. En un principio, se utilizaron sistemas mixtos, por corriente impresa y ánodos galvánicos. Para mantener niveles de protección catódica adecuados en los primeros gasoductos, era necesario realizar periódicamente obras de refuerzo de los sistemas de protección catódica aplicados. A raíz de las mejoras en la calidad de los revestimientos, la mayoría de las cañerías instaladas desde 1981 continúan hasta hoy protegidas por los sistemas de protección catódica originales.

Desde el punto de vista de la construcción, la calidad de los aceros utilizados ha mejorado, y se han definido parámetros en la adquisición de cañerías no sólo de resistencia mecánica, sino también de tenacidad. Además, se enriqueció la calidad de las soldaduras realizadas y su control tanto en la planta, al fabricar los caños, como en la línea, al construir el gasoducto. Se han incorporado también técnicas de perforación dirigida aplicadas al cruce de caminos, vías férreas y cursos de agua.

Todas estas mejoras se reflejan en un hecho incontrovertible: de las 86 fallas graves ocurridas desde 1960 hasta la fecha, sólo dos se produjeron en gasoductos construidos después de 1980. Incluso las fallas graves por la acción de terceros o movimientos del suelo se limitaron a esos gasoductos.

Gestión de la integridad

En la década de los noventa, se difundió la gestión de la integridad en el mantenimiento de los gasoductos. En 2002, la mencionada ASME/ANSI B31.8.S^[1], "Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines", introdujo plenamente los conceptos de la integridad y gestión del riesgo en los sistemas de cañerías de transporte y distribución del gas. En 2003, estos conceptos fueron incluidos en el CFR 49.192^[2] al incorporar la Subparte O, *Gas Transmission Pipeline Integrity Management*, que trata sobre la gestión de la integridad en los gasoductos de transporte en alta presión. Las NAG-100^[3] (Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y la Distribución de Gas Natural y Otros Gases por

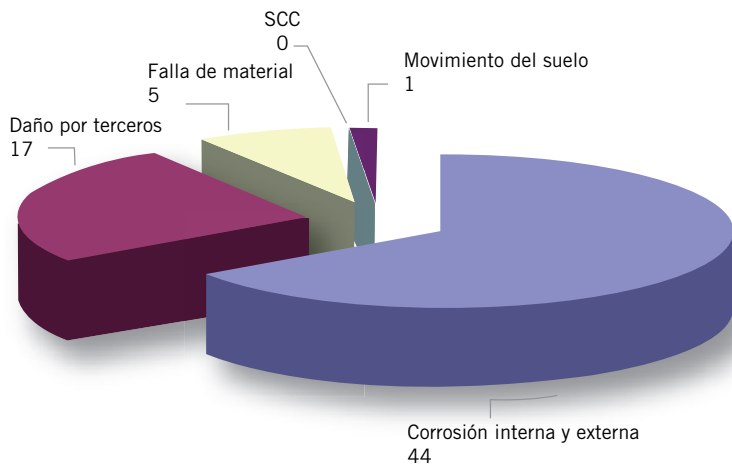


Gráfico 4. 67 fallas graves acumuladas entre 1960 y 1992

Cañerías), emitidas en 1993 y basadas en la ASME/ANSI B31.8^[4] y en el CFR 49.192, aún no han incorporado plenamente los conceptos de integridad. Sólo establecen la obligación de realizar, cada cinco años, la inspección interna de los gasoductos. TGS y TGN no tardaron en incorporar los conceptos de integridad en la operación y el mantenimiento de sus gasoductos.

Al inicio de los noventa, la causa principal de fallas graves en la operación de los gasoductos se relacionaba con la corrosión. De las 67 fallas graves acumuladas hasta 1992, al menos 44 (el 65,8%) se debieron a la corrosión. En el gráfico 4, se observa la distribución de fallas graves acumuladas entre 1960 y 1992.

Una innovación tecnológica que tuvo fuerte impacto en la operación y el mantenimiento de los gasoductos fue el uso de herramientas de inspección interna. La primera de estas inspecciones se realizó en 1970 sobre 65 km del gasoducto Gral. San Martín. Hubo nuevos relevamientos en 1978, 1981 y 1986, en longitudes crecientes.

Entre 1990 y 1992, Gas del Estado inspeccionó 7200 km en los gasoductos Norte, Gral. San Martín, Neuba I y Centro Oeste valiéndose de herramientas denominadas MFL (*magnetic flux leakage*) de baja resolución. La información que suministraban estas herramientas era rudimentaria cuando se la compara con la que hoy entregan las herramientas de alta resolución. Cabe destacar que cada campaña

de inspección interna fue seguida por la ejecución de trabajos de reparación de los defectos graves identificados. En el gráfico 5, se muestran los kilómetros de gasoductos que inspeccionó Gas del Estado. Hasta 1993, los inspeccionados con herramientas de inspección interna (10.491km) apenas alcanzaban la suma de los kilómetros de gasoductos en operación (10.644 km), donde algunos tramos se habían inspeccionado dos veces y otros, nunca. Al comparar en

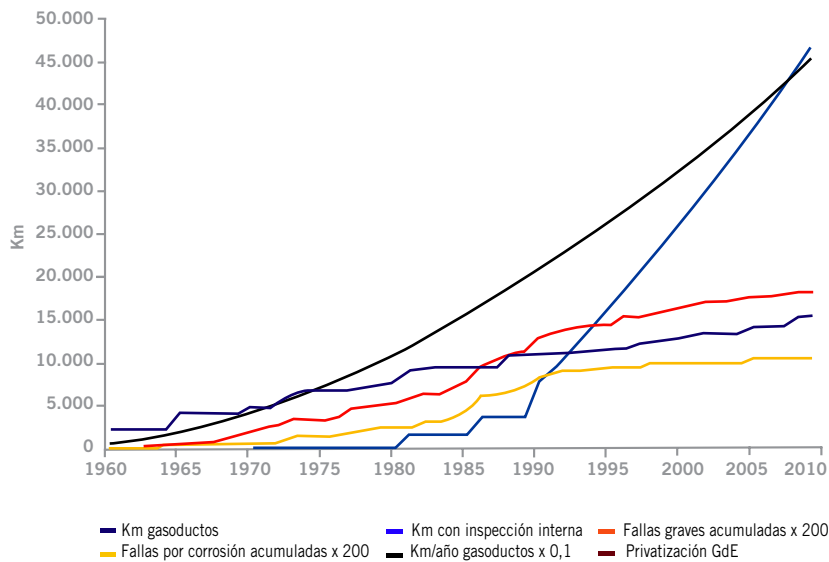


Gráfico 5. Evolución de las fallas graves y kilómetros de gasoducto inspeccionados internamente

el gráfico 5 las diversas campañas de inspección interna con la evolución de las fallas graves o de las fallas por corrosión, se observa que, desde 1978, las fallas por corrosión por año disminuyeron temporalmente luego de cada inspección interna.

Desde 1993, TGN y TGS, de acuerdo con lo establecido en las NAG-100, continuaron inspeccionando con herramientas MFL, pero más avanzadas: de media y alta resolu-

ción. Desde 1996, se han utilizado exclusivamente herramientas de alta resolución. La información obtenida cambió desde el punto de vista cualitativo; de los defectos por corrosión, se pasó a identificar su posición, sus dimensiones y su presión de falla. También se utilizaron, en casos específicos, atendiendo al tipo de amenazas prevalentes, herramientas con capacidad para detectar deformaciones geométricas, defectos longitudinales

y movimientos laterales.

A la mejor tecnología de las herramientas, se agregó el pasaje periódico sistemático requerido por las NAG-100. La adopción de programas de gestión de la integridad hizo que se establecieran criterios que determinaran cuándo un defecto se consideraba inaceptable. A la utilización sistemática de herramientas de inspección interna, se sumó el uso de otras técnicas, como mediciones de potencial paso a paso, DCVG, resistividad del terreno, modelo de suelos, resistencia de cobertura, etc. Se incorporaron metodologías que permitieron calcular el crecimiento de los defectos por corrosión. De este modo, fue posible crear programas anuales para verificar la dimensión de aquellos defectos que pudieran haber alcanzado magnitudes próximas a las inaceptables y, de confirmarse tal presunción, hacer las reparaciones adecuadas antes de que se volvieran inaceptables.

En algunos casos, en vista del resultado de estas verificaciones, se decidió realizar una nueva corrida de herramienta de inspección interna en el tramo analizado con un intervalo menor a lo indicado en las NAG-100 o las obligaciones asumidas por las empresas en la RQT de 1997. Todo este cambio metodológico no está reflejado en las NAG-100, que

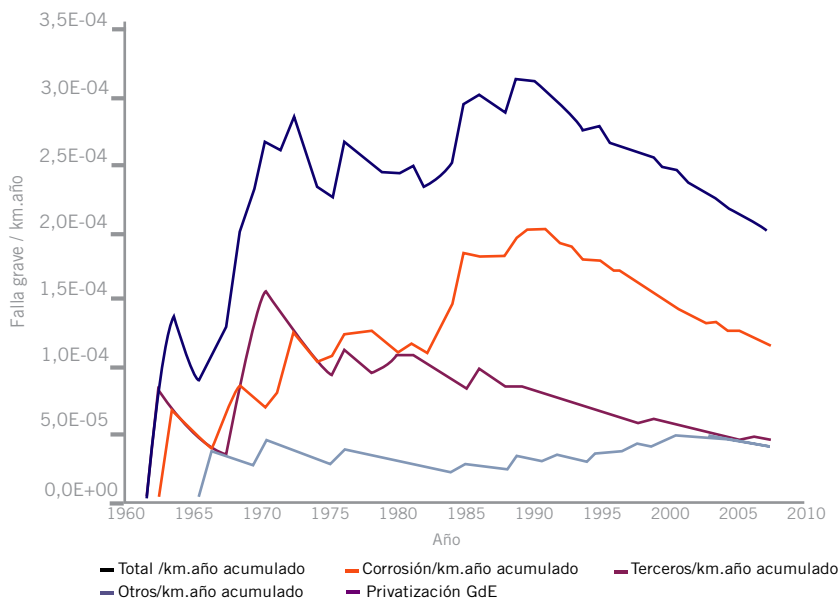


Gráfico 6. Evolución de las fallas graves y exposición acumulada de los gasoductos

consideran que basta con realizar corridas de inspección interna cada cinco años. A pesar de que las NAG-100 no discriminan cuáles son las amenazas identificadas en una línea ni cuáles las estrategias de prevención o mitigación adecuadas para cada amenaza, las empresas, al adoptar planes de gestión de la integridad, desarrollaron y llevaron a cabo planes específicos para cada amenaza.

Hoy, los gasoductos de 1992 han sido inspeccionados al menos tres veces. Muchos tramos de ellos, a partir de la aplicación de los planes de integridad, se han inspeccionado hasta cinco veces. En el gráfico 5, puede

verse que los kilómetros de inspección interna acumulada triplican en 2009 los kilómetros de gasoducto en operación.

En el gráfico 3, se observa cómo la tendencia de las curvas de fallas graves totales y por corrosión acumuladas cambió drásticamente a partir de 1993. Las herramientas de inspección interna con tecnología MFL de alta resolución, sumadas a la aplicación de programas específicos de gestión de la integridad, resultaron eficaces para controlar el riesgo de corrosión, tanto interna como externa, y daños por terceros.

Por su parte, el gráfico 6 muestra

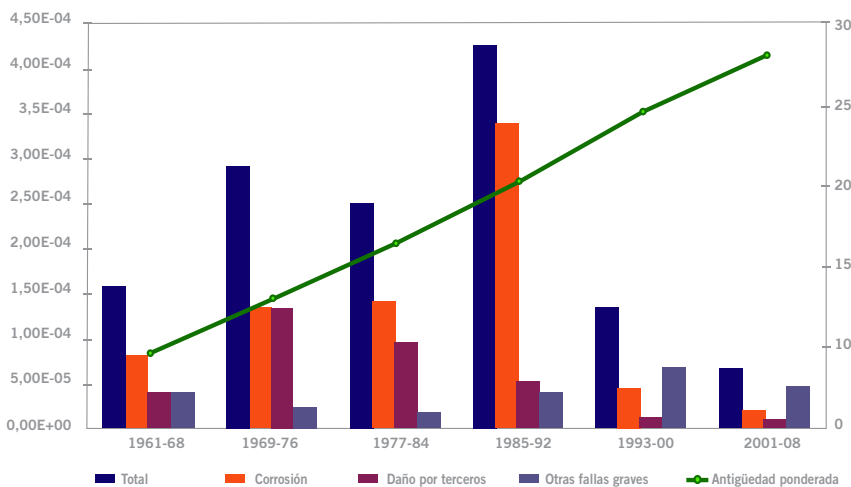


Gráfico 7. Evolución de las fallas graves por períodos de ocho años y de la antigüedad ponderada de los gasoductos

cómo han variado las fallas graves acumuladas respecto de la exposición de los gasoductos medida en kilómetros por año acumulados. Se observa que las fallas graves totales, por corrosión y por daños por terceros por kilómetros por año acumulados, vienen descendiendo año a año pese a que la edad promedio del sistema de gasoductos sigue creciendo (en 1992 fue de 20,7 años; y en 2009, de 29,2 años).

Por primera vez desde 1970, en 2009 las fallas graves totales acumuladas descendieron por debajo de dos fallas graves cada 10.000 km/año de gasoducto. En 1990, alcanzaron un máximo de 0,000312 por km/año, valor que en 2009 pasó a ser de 0,000198 por km/año.

Desde 1990, la seguridad con que viene operando el sistema de transmisión de gas en alta presión es cada vez mayor. En el gráfico 7, se muestra la evolución de las fallas graves por kilómetros por año para seis períodos de ocho años: desde 1961 hasta 2009. Esta forma de presentar los datos toma en cuenta las fallas graves ocurridas en cada uno de estos períodos y la exposición de los gasoductos en ese mismo período expresada en kilómetros por año de operación. Los datos son aún más elocuentes. Se observa que, para el período 1985-1992, la tasa de fallas graves totales alcanzó un máximo de 0,000423 por km/año; y la de fallas graves por corrosión, de 0,000336 por km/año. Para el período 2001-2008, la tasa de fallas graves totales alcanzó un valor de 0,000064 por km/año; y la de fallas graves por corrosión, de 0,000019 por km/año, una disminución del 84,6% y 94,4%, respectivamente, con referencia a los valores máximos.

Sin lugar a dudas, nunca el sistema de transporte de gas en alta presión operó con una tasa de fallas graves tan baja como entre los años 2001-2008, a pesar de que la antigüedad ponderada del sistema continúa aumentando año a año.

Conclusiones

En la Argentina, el transporte de gas en alta presión lleva más de seis décadas de existencia. La construcción de nuevos gasoductos ha sido una constante desde sus inicios hasta

el presente, con saltos, pero en forma sostenida, de tal modo que, desde el punto de vista del transporte, hoy las cañerías nuevas son tan importantes como las más antiguas.

Por este motivo, las empresas de transporte se ven obligadas a mantener los gasoductos con altos niveles de seguridad y a elaborar planes específicos para ello con el fin de evitar fallas graves.

Del análisis histórico de las causas de fallas graves, las debidas a corrosión representan el mayor porcentaje, seguidas de las provocadas por la acción de terceros (en todos los casos, por la acción de máquinas de excavación) y, por último, de las producidas por la falla de los materiales con que se construyeron los gasoductos.

A partir de 1993, surge un cambio de tendencia. Lo lógico habría sido esperar que, a medida que el sistema envejeciera, el número de fallas graves creciera. La proyección muestra que, de haber continuado la tendencia observada hasta 1992, desde 1993 hasta 1998, se tendrían que haber producido 26 fallas graves más de las realmente ocurridas sólo debido a corrosión y llegar a 35 en total.

Sin embargo, se observa un fuerte descenso de las fallas graves tanto en valores absolutos anuales como en la exposición de los gasoductos debido al progreso en materiales y prácticas utilizados para construir las nuevas cañerías y a las técnicas y estrategias de mantenimiento.

Cabe destacar cómo evolucionaron las fallas graves por corrosión, donde el conjunto de las herramientas de inspección interna de alta resolución, las prácticas adoptadas por las empresas y las exigencias normativas han producido un extraordinario descenso. Es significativa también la reducción de las fallas por daños por terceros basada, sobre todo, en planes de prevención.

En la actualidad, la tasa de frecuencias de fallas graves es del mismo orden que las publicadas para los países europeos. ■

Referencias

- [1] ASME/ANSI B31.8.S, "Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines", American Society of Mechanical Engineers, ASME International (ASME/ANSI B31.8.S-2002).
- [2] CFR 49-192, Code of Federal Regulations, Title 49, Part 192, Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards.
- [3] NAG-100, Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías, Ente Nacional Regulador del Gas (NAG-100-1993).
- [4] ASME/ANSI B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", ASME International (ASME/ANSI B31.8-1995).