

CONGRESO SOBRE INTEGRIDAD EN INSTALACIONES DE GAS Y PETROLEO

BUENOS AIRES del 13 al 15 de Julio de 2010.

Innovación tecnológica y causa de fallas en gasoductos

Autores: Daniel Falabella – TGS
Eduardo Carzoglio – TGN

Introducción

En Argentina el transporte de gas en alta presión lleva más de 60 años de existencia. Los primeros gasoductos fueron construidos en 1949, el Gasoducto Comodoro Rivadavia – Buenos Aires, Ø 10", longitud 1700 km, y en 1952, el Gasoducto Plaza Huincul – Gral Conesa, Ø 8", longitud 450 km.

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

En 1992, al privatizarse Gas del Estado existía una red de transporte en alta presión de 10644 km, que transportaba 59,8 millones de metros cúbicos por día. Su antigüedad promedio era 20,7 años y su exposición al daño, medida en km.año acumulados, era 220162 km.año.

A partir del 28.12.1992 comenzaron a operar como licenciatarias dos nuevas empresas de transporte en alta presión, TGS y TGN.

A partir de entonces el sistema de transporte licenciado continuó expandiéndose, básicamente mediante la construcción de gasoductos paralelos a los existentes. Se construyeron también varios gasoductos de exportación que no serán tenidos en cuenta en este trabajo. A fin de 2009 el sistema tenía 14882 km de longitud, su antigüedad promedio era 29,2 años y la exposición al daño, los km.año, acumulada solamente por la operación de TGN y TGS era 213748 km.año. El Gráfico 1 muestra esta evolución. El sistema de gasoductos aumentó 39,8% su longitud, 97,1% los km.año y 41% su antigüedad promedio. Resumiendo el sistema ha crecido en tamaño pero también lo ha hecho su antigüedad promedio.

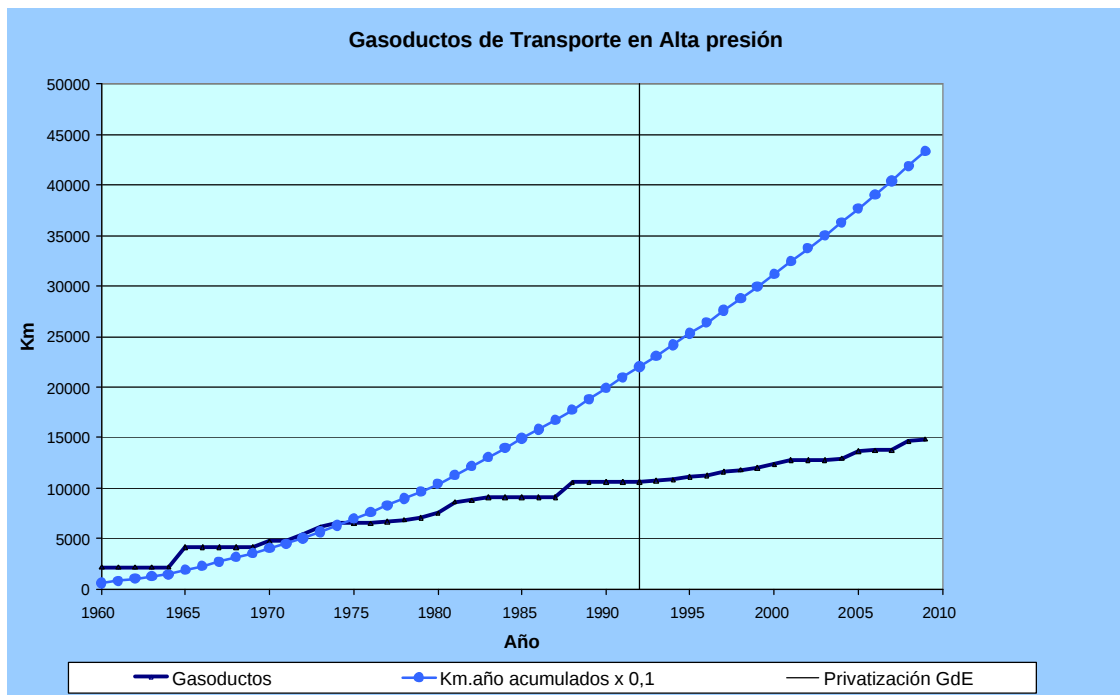


Gráfico 1 – Evolución del sistema de gasoductos de transporte en alta presión

En el presente trabajo vamos a analizar como han evolucionado las fallas graves a lo largo de la vida del sistema de transporte. Como fallas graves consideraremos a aquellas fallas que por su gravedad provocaron la salida de servicio inmediata del gasoducto. Se trata de eventos donde la magnitud de la pérdida de gas fue de magnitud tal que debió suspenderse el transporte de gas, donde pudo haber o no explosión, fuego, daños materiales a bienes de terceros o lesiones a personas.

Las fallas graves tienen como origen causas diversas. En ASME B 31.8S¹ 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 los equipos instalados)
- 3) Amenazas independientes del tiempo (daños generados por la actividad de terceros, por operación inadecuada y por fuerzas externas como afectaciones climáticas, problemas geológicos o hidrológicos, etc)

En el Gráfico 2 se muestra la distribución de fallas graves acumuladas por el sistema de transporte entre los años 1960 y 2009. Están representadas las fallas causadas por corrosión (interna y externa), por la acción de terceros, por fallas de material (fallas en soldaduras de construcción o 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 1960 hasta 2009.

Se puede observar que las fallas graves por corrosión representan la mayor cantidad, seguidas por las provocadas por la acción de terceros (en todos los casos por la acción de máquinas de excavación) y luego por las producidas por la falla de material.

En el Gráfico 3 se observa nítidamente un cambio de tendencia a partir de 1992 en las fallas graves totales y las por corrosión. Se ha dibujado una línea de

tendencia que representa la evolución de ambas hasta 1992 y se las ha extrapolado 5 años. Se utilizaron fórmulas polinómicas de 4° grado. La proyección muestra que de haber continuado la tendencia observada hasta 1993, entre 1993 y 1998 se habrían producido 26 fallas graves más que las realmente ocurridas solo debido a corrosión y 35 en total. El cambio es notorio.

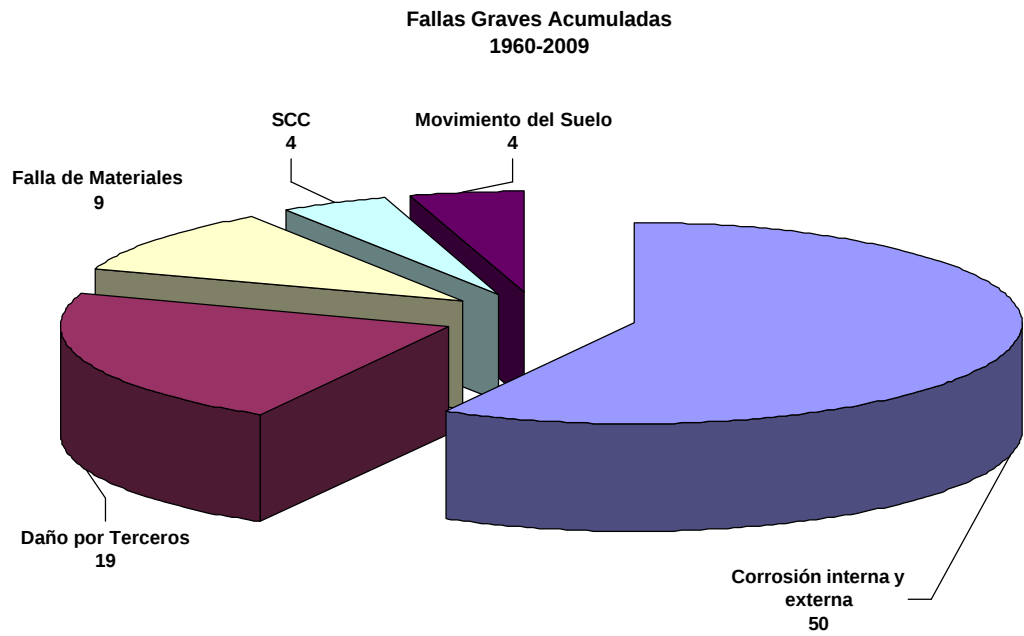


Gráfico 2 – Fallas Graves acumuladas entre 1960 y 2009

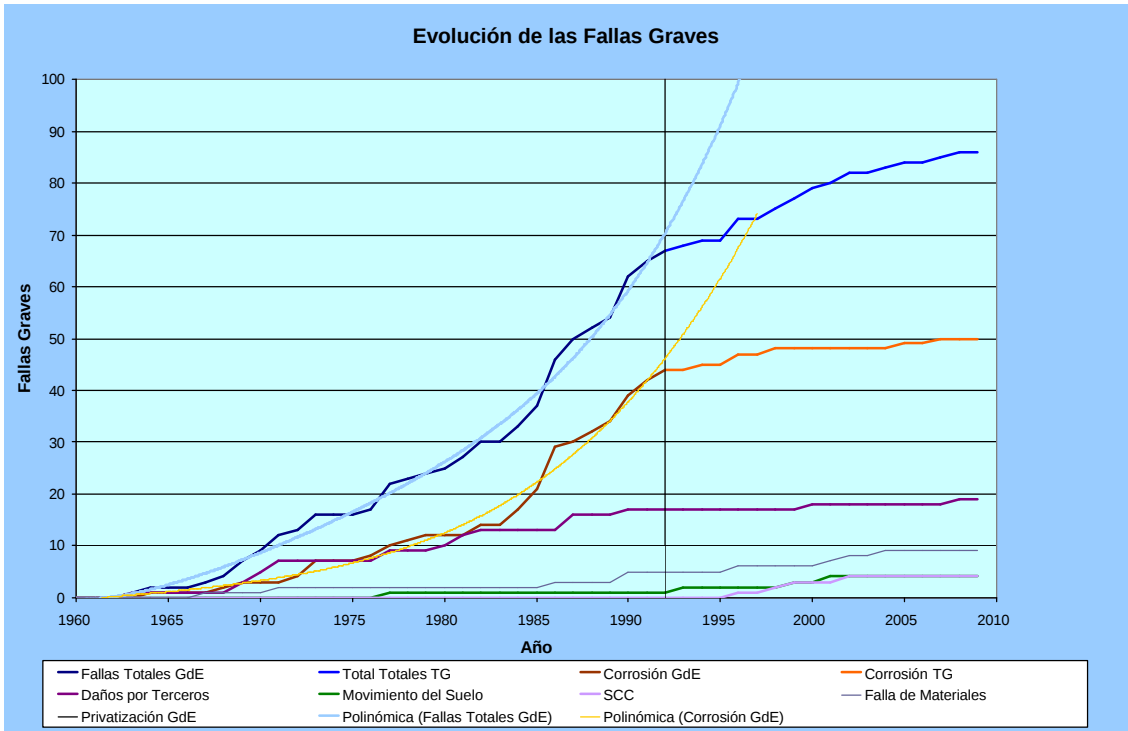


Gráfico 3 – Evolución anual de las Fallas Graves

Características de los gasoductos

Cuando se analiza la evolución de las características constructivas de los gasoductos a lo largo del tiempo se pueden identificar la constante incorporación de nuevas técnicas o materiales que mejoraron la performance de los gasoductos.

Respecto de la protección anticorrosiva se observa que hasta 1980 el revestimiento utilizado fue el de esmalte asfáltico en diversas variantes. Gas del Estado fue mejorando constantemente las especificaciones y los controles de calidad. A los revestimientos de esmalte asfáltico se los puede dividir 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 solo se realizaba limpieza mecánica de la superficie mediante cepillos metálicos y donde había un pobre 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 se trató de cintas plásticas. Aplicadas sobre la zanja en el caso del Gto Centro Oeste y en planta de revestimiento en el Gto Neuba II. En los gasoductos construidos partir de 1990 se ha utilizado revestimiento de polietileno tricapa de varios tipos.

Respecto de la protección catódica la mejora en la calidad de los revestimientos aplicados (tanto en calidad de los materiales como en la calidad de la aplicación) disminuyó la cantidad de corriente de protección necesaria, con lo que resultó más sencillo mantener los gasoductos protegidos. Se utilizaron inicialmente sistemas mixtos, por corriente impresa y ánodos galvánicos. El mantener adecuados niveles de protección catódica en los primeros gasoductos obligaba a la ejecución periódica de obras de refuerzo de los sistemas de protección catódica aplicados. La mejora en la calidad de los revestimientos aplicados ha llevado a que la mayoría de las cañerías instaladas desde 1981 continúan aún hoy protegidas con los sistemas de protección catódica originales.

Desde el punto de visto constructivo, ha mejorado la calidad de los aceros utilizados definiéndose parámetros en la adquisición de cañerías no solo de resistencia mecánica sino también de tenacidad. Además se mejoró en la calidad de las soldaduras realizadas y su control tanto en planta al fabricar los caños como en la línea al construir el gasoducto. También se han incorporado las 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 a la fecha solo 2 han ocurrido sobre gasoductos construidos luego de 1980. Aún las fallas graves debidas a la acción de terceros o movimientos del suelo han ocurrido solo sobre esos gasoductos.

Gestión de Integridad

En la década de 1990 se extendió en el mundo el uso de la Gestión de Integridad en el mantenimiento de los gasoductos. En el año 2002 se emitió ASME/ANSI B 31.8 "S" ¹, Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines, que introdujo plenamente los conceptos de integridad y gestión del riesgo en los sistemas de cañerías de transporte y distribución de gas. En el año 2003 estos conceptos fueron incluidos en CFR 49.192 ² al incorporar la Subparte O, Gas Transmission Pipeline Integrity Management, que trata sobre la gestión de

integridad en los gasoductos de transporte en alta presión. NAG-100³, emitida en 1993, basada en ASME/ANSI B31.8 y en CFR 49.192, aún hoy no incorporó plenamente los conceptos de integridad. Solo estableció la obligación de realizar cada 5 años la inspección interna de los gasoductos. TGS y TGN rápidamente incorporaron los conceptos de Integridad en la operación y mantenimiento de sus gasoductos.

Al inicio de la década de 1990 la causa de mayor incidencia como causa de fallas graves en la operación de los gasoductos se relacionaba con la corrosión. De las 67 fallas graves acumuladas hasta 1992, 44 (65,8%) se habían debido a corrosión. En el Gráfico 4 se observa la distribución de fallas graves acumuladas entre 1960 y 1992

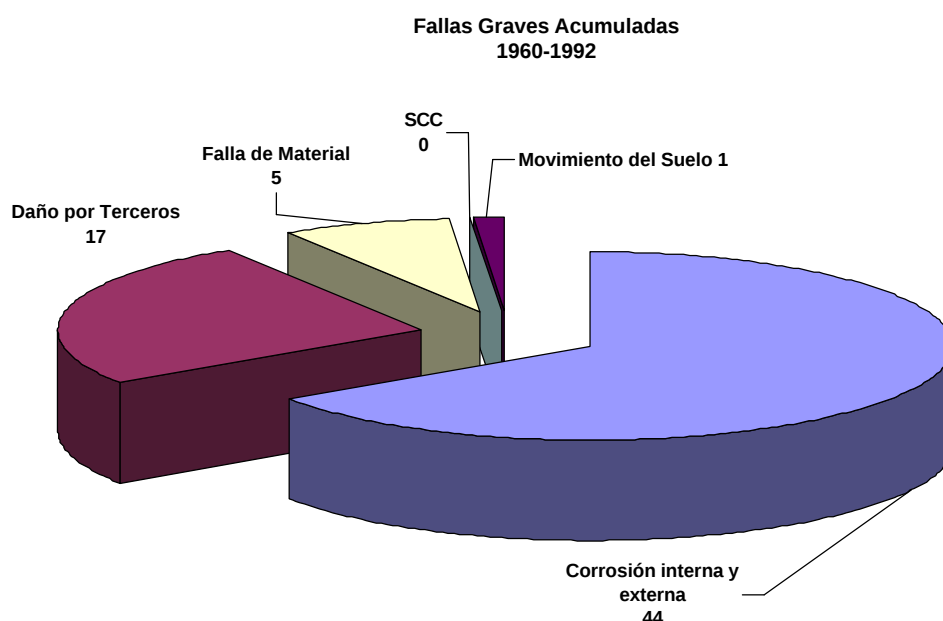


Gráfico 4 – Fallas Graves acumuladas entre 1960 y 1992

Una innovación tecnológica que tuvo fuerte impacto en la operación y mantenimiento de los gasoductos fue la utilización de las herramientas de inspección interna.

La primera inspección interna se realizó en el año 1970, sobre 65 km del Gasoducto Gral San Martín. Se realizaron nuevos relevamientos en los años 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. Las herramientas utilizadas fueron las denominadas MFL (magnetic flux leakage) de baja resolución. La información entregada por estas herramientas era rudimentaria cuando se la compara con la que hoy entregan las herramientas de alta resolución. Pero cada campaña de inspección interna fue seguida de la ejecución de trabajos de reparación de los defectos severos identificados. En el Gráfico 5 se muestran los kilómetros de gasoductos inspeccionados por Gas del Estado. Hasta 1993 los kilómetros de gasoducto inspeccionados con herramientas de inspección interna (10491 km) apenas alcanzaban a la suma de los kilómetros de gasoductos en operación (10644 km), donde algunos tramos se habían inspeccionado 2 veces y otros ninguna vez. Al comparar, en el Gráfico 5 las diversas campañas de inspección interna con la evolución de las fallas graves o las

fallas por corrosión se observa que, desde 1978, la ocurrencia de fallas por corrosión por año disminuyó temporalmente luego de cada inspección interna.

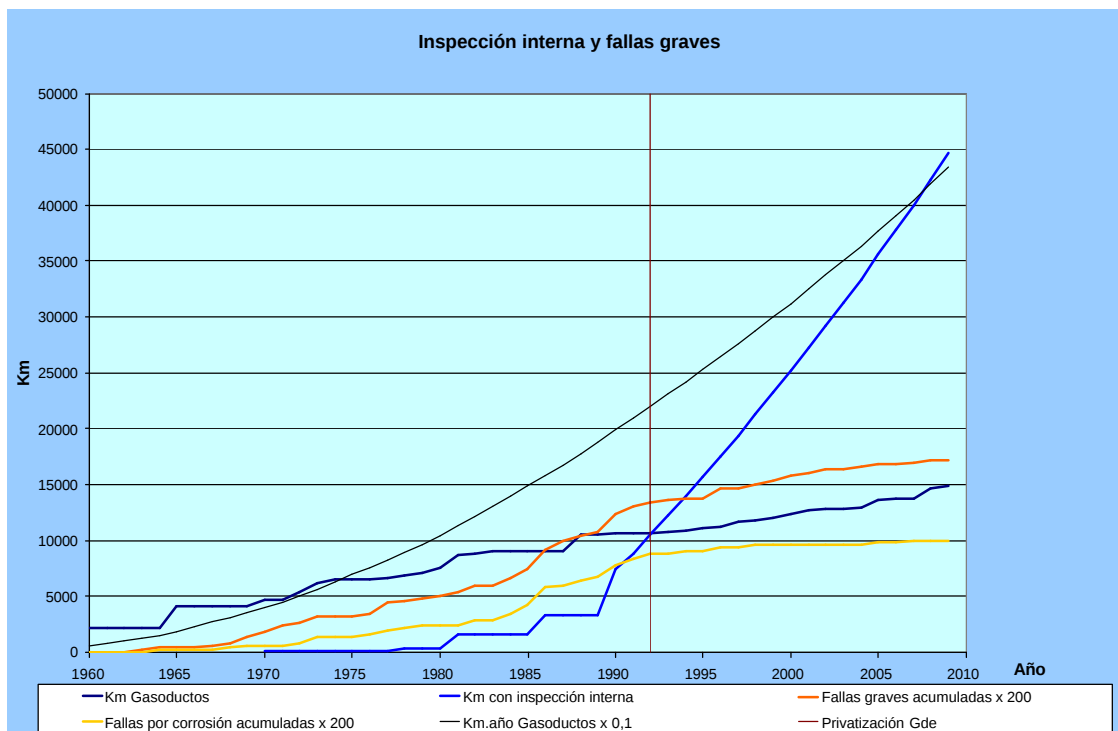


Gráfico 5 – Evolución de las fallas graves y los km de gasoducto inspeccionados internamente

Luego de 1993 TGN y TGS, de acuerdo con lo establecido en NAG-100, continuaron inspeccionando con herramientas MFL, pero utilizando mejores herramientas, las de media resolución y alta resolución. Desde 1996 se han utilizado exclusivamente herramientas de alta resolución. La información obtenida cambió cualitativamente; en 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 le agregó el pasaje periódico sistemático requerido por NAG-100. La adopción de programas de gestión de integridad hizo que se establecieran criterios que determinaran cuando un defecto se consideraba inaceptable. A la utilización sistemática de herramientas de inspección interna se sumó la utilización 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 estimar el crecimiento de los defectos por corrosión. Esto permitió realizar programas anuales de verificación de las dimensiones de aquellos defectos que se estimara que pudieran haber alcanzado dimensiones próximas a las inaceptables y de confirmarse tal presunción efectuar las reparaciones adecuadas antes que se volvieran inaceptables. En algunos casos, dados los resultados obtenidos 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 NAG-100 o las obligaciones asumidas por las empresas en la RQT de 1997.

Todo este cambio metodológico no está reflejado en la NAG-100, que considera que con realizar corridas de inspección interna cada 5 años ya está todo

hecho. A pesar que NAG-100 no discrimina cuales son las amenazas identificadas en una línea ni cuales las estrategias de prevención o mitigación adecuadas para cada amenaza, las empresas, al adoptar planes de gestión de integridad, desarrollaron y llevaron a cabo planes específicos para cada amenaza.

Hoy los gasoductos existentes en 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 5 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 como la tendencia de las curvas de fallas graves totales y por corrosión acumuladas sufrió un drástico cambio de tendencia 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 integridad resultaron eficaces para controlar el riesgo de corrosión, tanto interna como externa y daños por terceros.

En el Gráfico 6 se puede observar como ha variado la ocurrencia de fallas graves acumuladas respecto de la exposición de los gasoductos medida en km.año acumulados. Se observa que las fallas graves totales, por corrosión y por daños por terceros por km.año acumulado vienen sufriendo un evidente descenso año a año, a pesar que la edad promedio del sistema de gasoductos sigue creciendo (en 1992 era 20,7 años y en 2009 fue 29,2 años). Las fallas graves totales acumuladas han descendido en 2009 por debajo de 2 fallas graves cada 10000 km.año de gasoducto por primera vez desde desde 1970. Las fallas graves totales por km.año acumulado alcanzaron un máximo en 1990, que fue 0,000312 fallas graves por km.año. En el año 2009 alcanzó el valor de 0,000198 fallas graves por km.año.

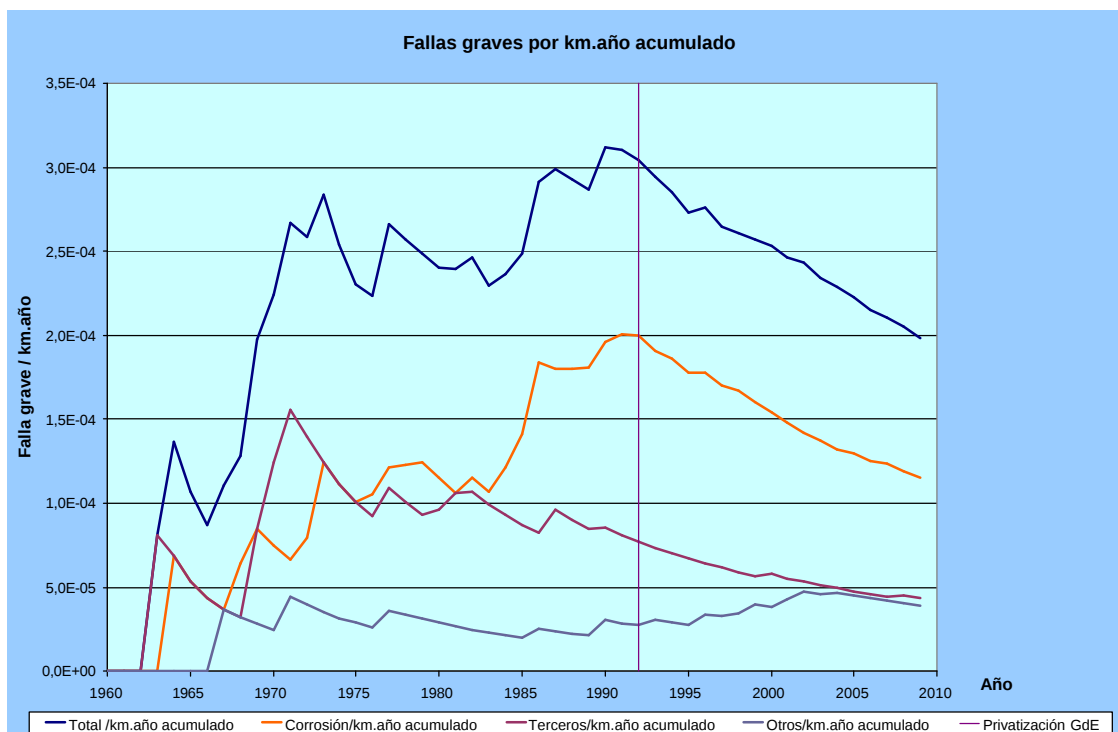


Gráfico 6 – Evolución de las fallas graves y la exposición acumulada de los gasoductos

Esto significa que desde 1990 la seguridad con que viene operando el sistema de transmisión de gas en alta presión viene aumentando. En el Gráfico 7 se muestra la evolución de las fallas graves por año por km.año para períodos de 8

años, desde 1961 hasta 2009; seis períodos de 8 años. Esta forma de presentar los datos toma en cuenta las fallas graves ocurridas en cada período de 8 años y la exposición de los gasoductos en ese mismo período expresada en km.año de operación. Los datos son aún más elocuentes. Se observa que para el período 1985-92 la tasa de fallas graves totales alcanzó un máximo de 0,000423 fallas graves por km.año y la de fallas graves por corrosión 0,000336 fallas graves por km.año. Para el período 2001-09 la tasa de fallas graves totales alcanzó un valor de 0,000064 fallas graves por km.año y la de fallas graves por corrosión 0,000019 fallas graves por km.año, una disminución del 84,6% y 94,4% respectivamente respecto de los valores máximos. Claramente, nunca el sistema de transporte de gas en alta presión operó con una tasa de fallas graves tan baja como operó entre los años 2001-09, a pesar que la antigüedad ponderada del sistema continúa aumentando año a año.

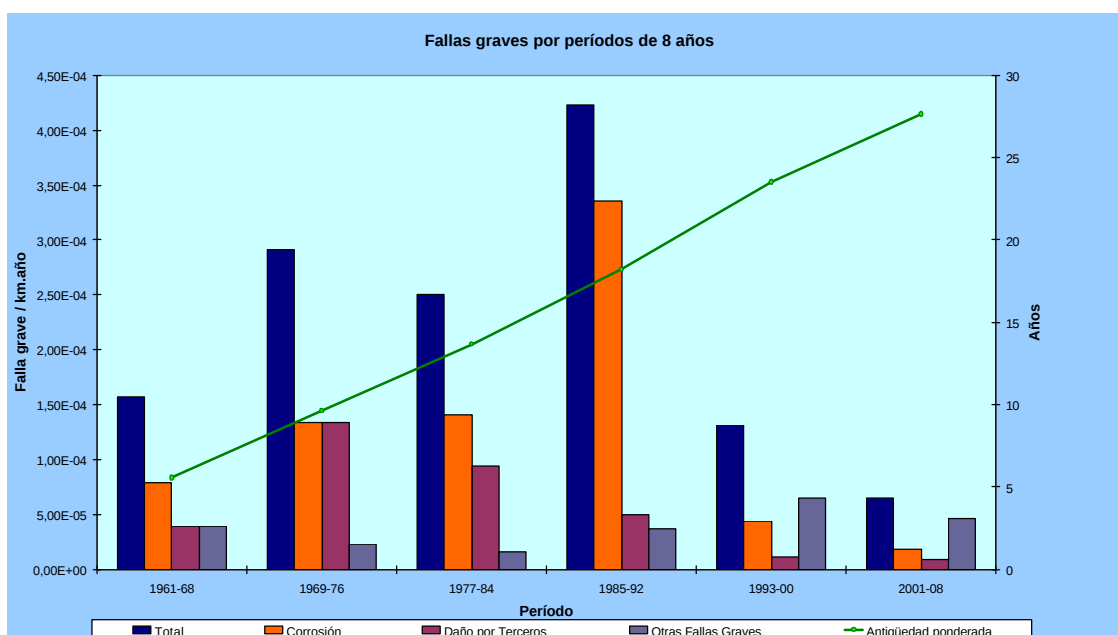


Gráfico 7 – Evolución de las fallas graves por períodos de 8 años y evolución de la antigüedad ponderada de los gasoductos

Conclusiones

En Argentina el transporte de gas en alta presión lleva más de 60 años de existencia. La construcción de nuevas gasoductos ha sido una constante desde sus inicios hasta el presente, con saltos pero en forma sostenida, siendo hoy tan importantes desde el punto de vista del transporte las cañerías nuevas como las más antiguas.

Esto obliga a las empresas de transporte a mantener los gasoductos con altos niveles de seguridad, elaborando para ello planes específicos para evitar la ocurrencia de fallas graves.

Del análisis histórico de las causas de fallas graves las debidas a corrosión representan el mayor porcentaje, seguidas por las provocadas la acción de terceros (en todos los casos por la acción de máquinas de excavación) y luego por las producidas por la falla de los materiales con que se construyeron los gasoductos. Se observa un cambio de tendencia a partir de 1993. Se esperaría que a medida que el sistema envejeciera el número de fallas graves creciera. Así es que la proyección muestra que de haber continuado la tendencia observada hasta 1993,

entre 1993 y 1998 se habrían producido 26 fallas graves más que las realmente ocurridas solo debido a corrosión y 35 en total.

Sin embargo lo que se observa es una fuerte reducción de las fallas graves tanto en valores absolutos anuales como en relación a la exposición de los gasoductos que se justifica en mejores materiales y prácticas utilizados en la construcción de las nuevas cañerías como en mejores técnicas y estrategias de mantenimiento.

Resulta significativa la evolución de las fallas graves por corrosión, donde la conjunción de las herramientas de inspección interna de alta resolución, las prácticas adoptadas por las empresas y las exigencias normativas han producido una extraordinaria reducción. Es significativa también la reducción de las fallas debidas a daños por terceros, basada fuertemente en planes de prevención.

Las tasas de frecuencias de fallas graves son hoy del mismo orden que las publicadas para países europeos.

Referencias

[1] ASME/ANSI B31.8 S, "Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines", ASME International (ASME/ANSI B31.8S-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] N.A.G.-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)

[3] ASME/ANSI B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", ASME International, (ASME/ANSI B31.8-1995)