

Logros de la Gestión de Integridad en la operación de ductos de transporte de más de 40 años

Autor: Eduardo Carzoglio

Sinopsis

Hoy en día el transporte por ductos es la forma más segura de transporte de grandes volúmenes de hidrocarburos líquidos y gas natural a través de cientos de kilómetros.

La corrosión externa ha sido históricamente la principal causa de fugas, derrames, roturas en servicio y desastres con numerosas víctimas y enorme impacto ambiental.

Hoy existen miles de kilómetros de ductos con más de 40 años de antigüedad, que han superado con creces su vida útil de diseño, a pesar de lo cual operan en las condiciones de diseño con niveles de seguridad mayores que los que tenían cuando no superaban los 30 años de servicio.

En este trabajo se muestra como la incorporación de las herramientas de inspección interna, la modificación de los reglamentos y el concepto de gestión de integridad de ductos impactaron en la reducción de la ocurrencia de fugas y roturas en servicio.

A través de datos históricos de roturas en servicio en la época que la red de gasoductos troncales era operada por Gas del Estado y los datos aportados por RIDA para el período 1993-2025 se puede demostrar que hoy en día los ductos de más de 40 años de antigüedad operan con una frecuencia de falla mucho menor que la frecuencia con que operaban 30 años atrás.

Se analizan las causas de roturas en la época anterior a 1993 y las causas de fugas y roturas en los años recientes. Se observa como la frecuencia de rotura por corrosión externa ha disminuido notablemente debido a la utilización sistemática de herramientas de inspección interna.

1- Antecedentes

Cuando Gas del Estado, en la década de 1960, encaró la construcción del Gasoducto Pico Truncado – Buenos Aires, ante la ausencia de una regulación o código nacional, decidió adoptar ASME B31.8¹ como código aplicable a la construcción, operación y mantenimiento de sus gasoductos de transmisión en alta presión. En USA, unos años después, en 1968, las prescripciones de dicho código fueron incorporadas como exigencias mínimas en Natural Gas Safety Act, posteriormente incorporada al Code of Federal Regulations como Parte 49, Sección 192².

Posteriormente, en 1976, Gas del Estado tradujo CFR 49.192² y lo emitió como el documento GE-N1-100³, “Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural por Cañerías”, norma interna de cumplimiento obligatorio en todo su sistema de transmisión y distribución de gas natural. En años posteriores se le introdujeron modificaciones independientemente de que hubieran sido o no incorporadas en la norma de origen.

En 1992 se modificó el sistema de transmisión y distribución de gas natural. Se privatizó Gas del Estado y se creó ENARGAS como ente regulador del mercado. No había un sistema normativo nacional aplicable. Inmediatamente ENARGAS resolvió la falencia emitiendo NAG-100⁴ tomando en cuenta la última revisión de GE-N1-100³, la versión vigente en 1991 de CFR 49.192² y algunos agregados locales. Entre estos últimos se incorporó la obligación de efectuar cada 5 años inspecciones internas con herramientas inteligentes en todas la líneas de transmisión.

En 1993 los conceptos de integridad, evaluación del riesgo y gestión del riesgo en sistemas de cañerías de transporte de gas natural en alta presión no estaban incorporados a ninguna de las normas hasta aquí citadas, por lo tanto NAG-100⁴ si bien no requería programas de gestión de integridad solicitaba la inspección interna periódica.

Durante la década de 1990 la industria del transporte de gas natural en alta presión fue evolucionando desde una posición de cumplir rutinariamente con las normas mínimas establecidas en los códigos aplicables hacia una posición proactiva de identificar los potenciales riesgos a que se encuentran expuestas las cañerías y la adopción tanto en el diseño como en el mantenimiento de medidas basadas en adecuadas técnicas de ingeniería y la experiencia acumulada, que minimicen el riesgo potencial a largo plazo. Se comenzó a hablar de la integridad de las cañerías. Estas medidas tienen fuerte impacto en la confiabilidad y seguridad de los sistemas.

En el año 2002 se emitió ASME/ANSI B 31.8 “S”⁵, 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 49.192² al incorporar la Subparte O, Gas Transmission Pipeline Integrity Management.

2- Resultados de aplicar NAG-100

El nuevo esquema normativo obligó a las empresas transportistas de gas a realizar costosas obras para que las instalaciones recibidas admitieran el pasaje de herramientas de inspección interna. Tales obras incluyeron, entre otras, la instalación de trampas de scraper y válvulas de paso total, la eliminación de codos y niples de menor sección. Se elaboraron y ejecutaron programas de pasaje de herramientas de inspección interna con la frecuencia establecida por la

Norma. Los informes obtenidos generaron, a su vez, campañas de verificación y reparación de anomalías. Posteriormente, a medida que se volvió a inspeccionar un mismo tramo luego de transcurridos los 5 años, se estudió la evolución de las anomalías entre ambas corridas y se programaron las acciones a seguir en cada línea.

Si bien NAG-100⁴ no establecía originalmente requisitos relacionados con la gestión de riesgo, las transportistas, frente a los resultados que arrojaban las inspecciones, tomaban decisiones que surgían de análisis muy similares a los que hoy llamamos “análisis de riesgos”. En este sentido, se generaron procedimientos en los que se establecieron las pautas a seguir frente a la diversa severidad de las anomalías encontradas.

Hoy en día se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten mejorar la calidad del monitoreo y control del estado de las líneas de transmisión, de la actividad humana en su contorno y de las condiciones medioambientales. Su utilización disminuye el riesgo en la operación de los sistemas de transmisión.

El efecto de la aplicación continua del análisis del riesgo y el Gerenciamiento de la Integridad de las líneas de transmisión lleva a un paulatino incremento de su confiabilidad y disponibilidad que beneficia tanto a los operadores como a la comunidad en su conjunto. En la Figura 1 se puede observar la evolución de las roturas en servicio en las líneas de transmisión que provocaron interrupción del servicio durante la gestión de Gas del Estado hasta el año 1992.

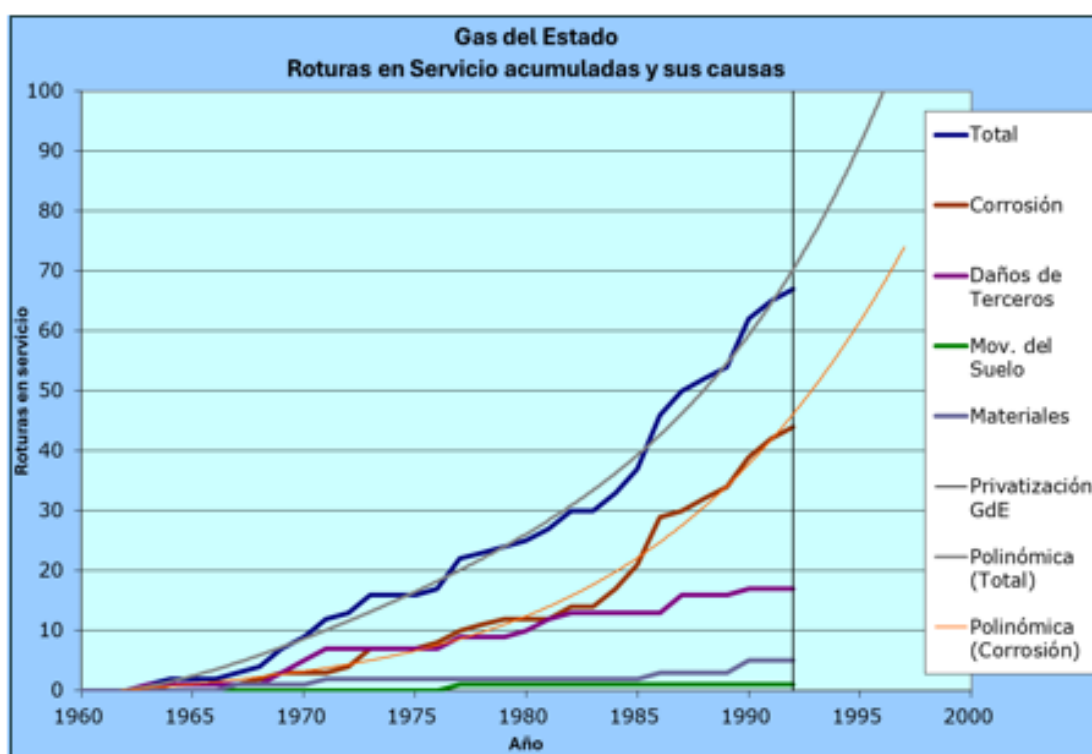


Figura 1 – Roturas en servicio en líneas de transmisión entre 1960 y 1992⁶

Se observa que la principal causa de roturas en servicio fue corrosión externa. La extensión de las líneas de transmisión había pasado de 2200 Km en 1960 a 10766 Km en 1992, pero la frecuencia de ocurrencia de roturas en servicio crecía año a año. En la Figura 2 se puede observar, considerando períodos de 8 años, como evolucionó la frecuencia de rotura total y la causada por corrosión externa, daño por terceros y otras causas. Se indica también la antigüedad promedio del sistema de transmisión al final de cada periodo. En la Tabla 1 se indican las frecuencias correspondientes a cada período.

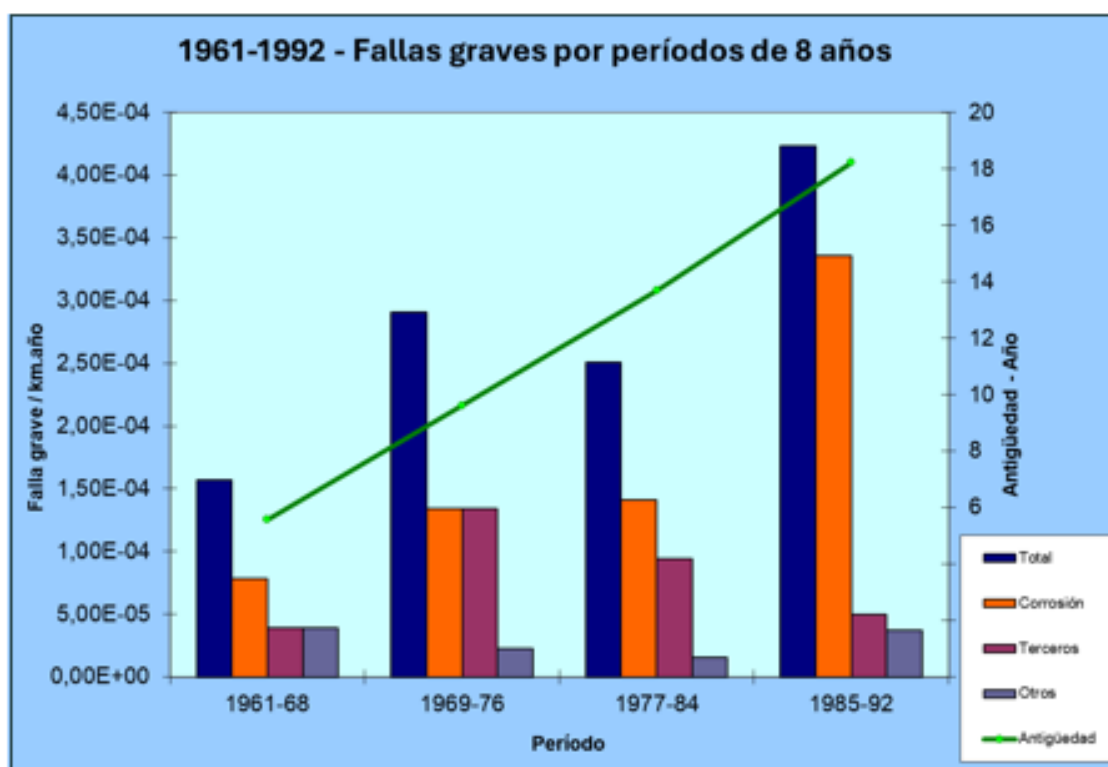


Figura 2 – Frecuencia de rotura del sistema de transmisión de gas natural entre 1961 y 1992 ⁶

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)
1961-1968	1,57 x 10 ⁻⁴
1969-1976	2,91 x 10 ⁻⁴
1977-1984	2,51 x 10 ⁻⁴
1985-1992	4,23 x 10 ⁻⁴

Tabla 1 - Frecuencia de rotura del sistema de transmisión de gas natural entre 1961 y 1992

A partir de 1993 comenzaron a aplicarse criterios de integridad en los sistemas de transmisión. Las regulaciones solicitaban la realización periódica de inspecciones internas, la tecnología de las herramientas de inspección interna ya tenía un gran desarrollo y las líneas de transmisión eran operadas por empresas con experiencia en su utilización en sus países de origen. En la Figura 3 se puede observar la evolución de las roturas en servicio en las líneas de transmisión de la

Figura 1 extendida hasta el año 2010, en el que la extensión del sistema de transmisión era 14881 Km. El cambio en la cantidad de roturas y sus causas es notable.

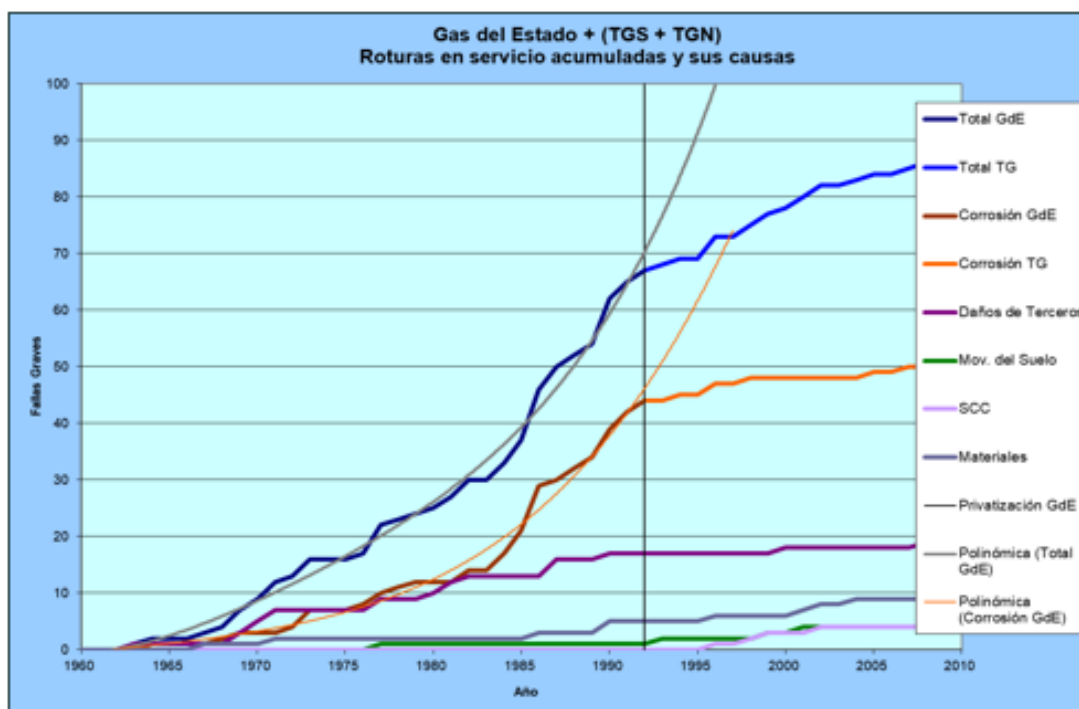


Figura 3 – Roturas en servicio en líneas de transmisión entre 1960 y 2010 ⁶

En la Figura 4 se puede observar, considerando períodos de 8 años, como evolucionó la frecuencia de rotura total hasta el año 2008. En la Tabla 2 se indican las frecuencias correspondientes a cada período.

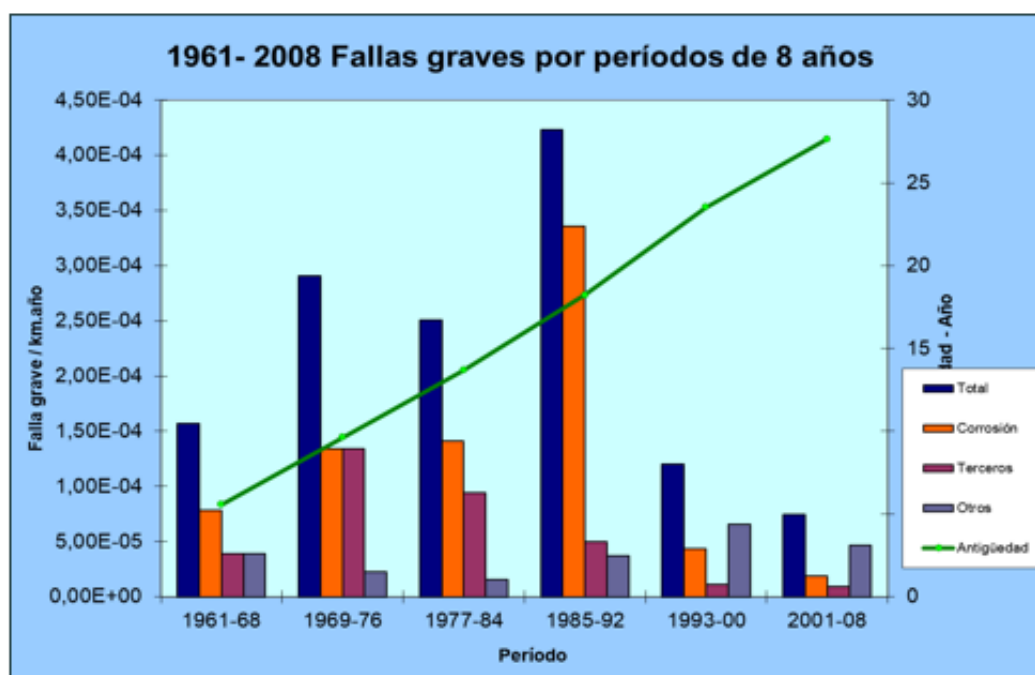


Figura 4 – Frecuencia de rotura del sistema de transmisión de gas natural entre 1961 y 2008 ⁶

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)
1961-1968	$1,57 \times 10^{-4}$
1969-1976	$2,91 \times 10^{-4}$
1977-1984	$2,51 \times 10^{-4}$
1985-1992	$4,23 \times 10^{-4}$
1993-2000	$1,20 \times 10^{-4}$
2001-2008	$0,75 \times 10^{-4}$

Tabla 2 - Frecuencia de rotura del sistema de transmisión de gas natural entre 1961 y 2008

Al analizar las causas que provocaron la roturas se observa que en los períodos 1993-2000 y 2001-2008 la corrosión externa dejó de ser la principal causa de las roturas en servicio. Este cambio de comportamiento se debió a la ejecución al menos cada 5 años de inspecciones internas con herramientas inteligentes. En los períodos anteriores solo se habían inspeccionado tramos parciales y recién el 1991 se había realizado una inspección interna de todo el sistema de transmisión. Cuando se analiza en detalle la acumulación de roturas por corrosión externa se observa que a cada inspección realizada antes de 1992, aunque fueron parciales, le corresponde una disminución posterior de la cantidad de roturas en servicio causadas por corrosión externa. Se habían realizado inspecciones internas en los años 1976, 1982, 1986 y 1991. Luego de 1992, al realizarse inspecciones en todo el sistema de transmisión cada 5 años, resulta notable la caída de las roturas en servicio provocadas por corrosión externa.

La evolución en los años siguientes se puede observar a partir de la información en RIDA ⁷. La población de ductos de transmisión registrados en el año 2023 es 39964 Km. La distribución por año de construcción se observa en la Figura 5.

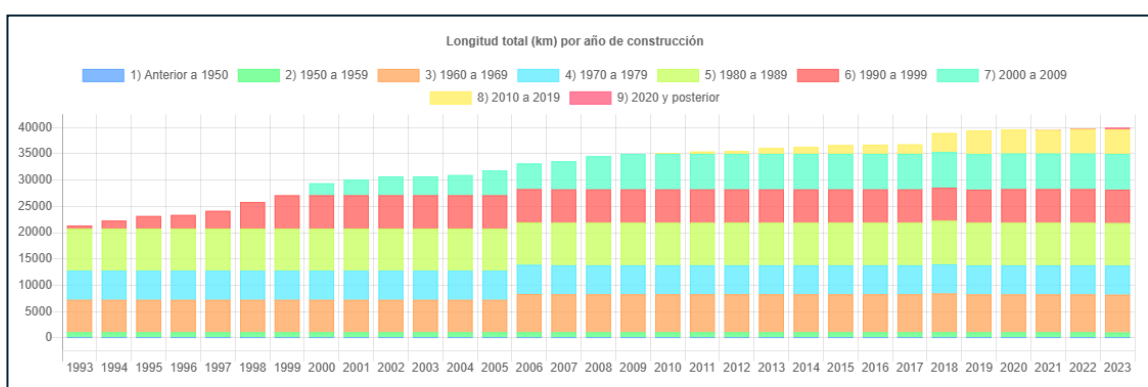


Figura 5 – Kilómetros de ductos clasificados por año de construcción ⁷

En el año 2023 se encontraban en operación 13746 Km de ductos construidos antes del 1980, el 34,3% de los ductos de transmisión. Transportan hidrocarburos líquidos 5113 Km (37,9%) y gas natural 8633 Km (62,1%).

Si se analiza el comportamiento desde el año 1993 se observa que las fugas y roturas han disminuido en forma continua. En la Figura 6 se muestra la frecuencia de falla para ocurrencia de fugas y roturas en el conjunto de ductos registrado en RIDA ⁷ y en la Tabla 3 los valores correspondientes a todos los ductos y a los ductos construidos antes de 1980.

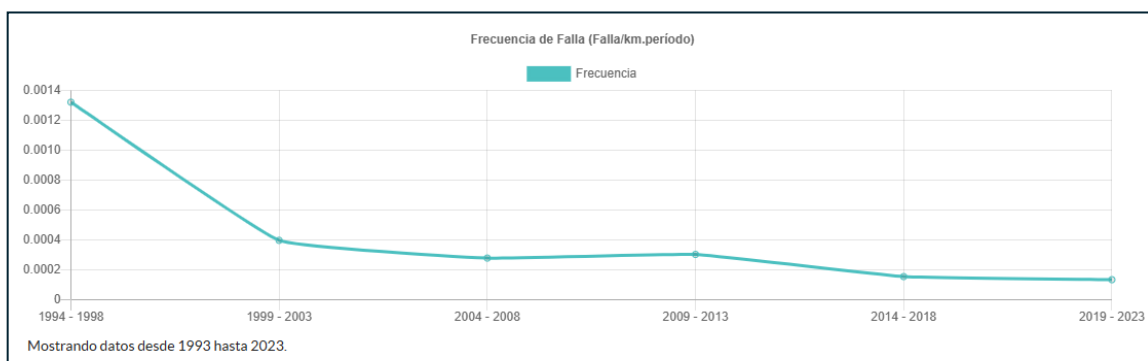


Figura 6 – Frecuencia de fugas y roturas por quinquenios en ductos de transmisión

Período (año)	Frecuencia de fugas y roturas (fuga o rotura /Km.año)	
	Ductos construidos hasta 2023	Ductos construidos antes de 1980
1994-1998	$13,21 \times 10^{-4}$	$23,51 \times 10^{-4}$
1999-2003	$3,99 \times 10^{-4}$	$6,61 \times 10^{-4}$
2004-2008	$2,80 \times 10^{-4}$	$6,28 \times 10^{-4}$
2009-2013	$3,05 \times 10^{-4}$	$7,08 \times 10^{-4}$
2014-2018	$1,57 \times 10^{-4}$	$2,83 \times 10^{-4}$
2019-2023	$1,36 \times 10^{-4}$	$2,35 \times 10^{-4}$

Tabla 3 - Frecuencia de fugas y roturas en ductos de transmisión entre 1993 y 2023 ⁷

La ocurrencia de fugas y roturas en el sistema de ductos de transmisión en el período 2019-2023 es el 10,3% de la frecuencia con que operaban en el período 1994-1998 y para los ductos construidos antes de 1980 es el 10,0%, prácticamente en mismo porcentaje. La frecuencia de fugas y roturas es mayor en los ductos construidos antes de 1980.

En la Figura 7 y en la Tabla 4 se observa como evolucionaron solo las roturas para los mismos grupos de ductos.

La ocurrencia de roturas en el sistema de ductos de transmisión en el período 2019-2023 es el 53,2% de la frecuencia con que operaban en el período 1994-1998. Para los ductos construidos antes de 1980 la frecuencia de rotura es mayor. La frecuencia para el período 2019-2023 es el 52,7% de la frecuencia para el período 1994-1998, prácticamente la misma reducción. La frecuencia de rotura

de los ductos construidos antes de 1980 es mayor que frecuencia de rotura de todos los ductos, pero la reducción es similar producto de la aplicación de las mismas prácticas de gestión de integridad.

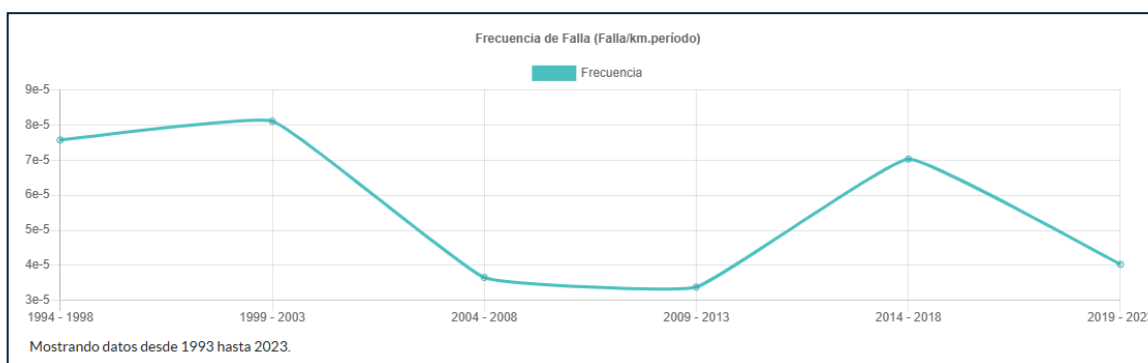


Figura 7 – Frecuencia de roturas por quinquenios en ductos de transmisión ⁷

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)	
	Ductos construidos hasta 2023	Ductos construidos antes de 1980
1994-1998	0,76 x 10 ⁻⁴	1,08 x 10 ⁻⁴
1999-2003	0,81 x 10 ⁻⁴	1,23 x 10 ⁻⁴
2004-2008	0,37 x 10 ⁻⁴	0,73 x 10 ⁻⁴
2009-2013	0,34 x 10 ⁻⁴	0,71 x 10 ⁻⁴
2014-2018	0,70 x 10 ⁻⁴	0,99 x 10 ⁻⁴
2019-2023	0,40 x 10 ⁻⁴	0,57 x 10 ⁻⁴

Tabla 4 - Frecuencia de roturas en ductos de transmisión entre 1993 y 2023 ⁷

En la Tabla 5 se muestra la frecuencia de falla para los 3 grandes grupos de amenazas a la integridad de los ductos:

- dependientes del tiempo
- estáticas o residentes
- independientes del tiempo

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)		
Causa	Dependiente del tiempo	Estática o residente	Independiente del tiempo
1994-1998	0,50 x 10 ⁻⁴	0,08 x 10 ⁻⁴	0,17 x 10 ⁻⁴
1999-2003	0,14 x 10 ⁻⁴	0,14 x 10 ⁻⁴	0,47 x 10 ⁻⁴
2004-2008	0,12 x 10 ⁻⁴	0,12 x 10 ⁻⁴	0,12 x 10 ⁻⁴
2009-2013	0,06 x 10 ⁻⁴	0,11 x 10 ⁻⁴	0,17 x 10 ⁻⁴
2014-2018	0,16 x 10 ⁻⁴	0,22 x 10 ⁻⁴	0,32 x 10 ⁻⁴
2019-2023	0,05 x 10 ⁻⁴	0,15 x 10 ⁻⁴	0,15 x 10 ⁻⁴

Tabla 5 – Frecuencia de roturas en ductos de transmisión entre 1993 y 2023 discriminada en los 3 grupos de amenazas a la integridad ⁷

Desde el período 1999-2003 a la fecha las causas de roturas en servicio de mayor incidencia para todos los ductos incluidos en RIDA han sido las amenazas independientes del tiempo.

En la Tabla 6 se muestra para cada grupo de amenazas a la integridad la causa de mayor relevancia. Se observa que la causa individual de roturas de mayor relevancia desde el período 2009-2013 es el daño provocado por terceros ajenos a la operación de los ductos.

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)		
Causa	Dependiente del tiempo	Estática o residente	Independiente del tiempo
	Corrosión externa	Soldadura del caño	Daño por terceros
1994-1998	$0,34 \times 10^{-4}$	0	0
1999-2003	0	$0,07 \times 10^{-4}$	$0,20 \times 10^{-4}$
2004-2008	$0,12 \times 10^{-4}$	$0,12 \times 10^{-4}$	0
2009-2013	0	$0,11 \times 10^{-4}$	$0,17 \times 10^{-4}$
2014-2018	$0,10 \times 10^{-4}$	$0,11 \times 10^{-4}$	$0,32 \times 10^{-4}$
2019-2023	0	$0,10 \times 10^{-4}$	$0,15 \times 10^{-4}$

Tabla 6 – Frecuencia de roturas en ductos de transmisión entre 1993 y 2023 provocadas por la causa de mayor relevancia en cada grupo de amenazas a la integridad ⁷

Para los ductos construidos antes de 1980 en las Tablas 7 y 8 se muestran las frecuencias de rotura por grupo de amenazas a la integridad y por la causa más relevante de cada grupo.

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)		
Causa	Dependiente del tiempo	Estática o residente	Independiente del tiempo
1994-1998	$0,77 \times 10^{-4}$	$0,15 \times 10^{-4}$	$0,15 \times 10^{-4}$
1999-2003	$0,31 \times 10^{-4}$	$0,15 \times 10^{-4}$	$0,61 \times 10^{-4}$
2004-2008	$0,29 \times 10^{-4}$	$0,29 \times 10^{-4}$	$0,15 \times 10^{-4}$
2009-2013	$0,14 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$
2014-2018	$0,28 \times 10^{-4}$	$0,57 \times 10^{-4}$	$0,14 \times 10^{-4}$
2019-2023	$0,14 \times 10^{-4}$	$0,43 \times 10^{-4}$	0

Tabla 7 - Frecuencia de roturas en ductos de transmisión construidos antes de 1980 entre 1993 y 2023 discriminada en los 3 grupos de amenazas a la integridad ⁷

Para los ductos construidos antes de 1980 desde el período 2004-2008 a la fecha las causas de roturas en servicio de mayor incidencia han sido las correspondientes a amenazas estáticas o residentes.

En la Tabla 8 se muestra para cada grupo de amenazas a la integridad la causa de mayor relevancia en las roturas ocurridas en ductos construidos antes de 1980. Se observa que la causa individual de roturas de mayor relevancia desde el período 2004-2008 es la falla en la soldadura del caño. En el grupo de amenazas dependientes del tiempo la corrosión bajo tensión desplazó a la corrosión externa.

Período (año)	Frecuencia de rotura (rotura /Km.año)		
Causa	Dependiente del tiempo	Estática o residente	Independiente del tiempo
	Corrosión bajo tensión	Soldadura del caño	Daño por terceros
1994-1998	$0,31 \times 10^{-4}$	0	0
1999-2003	$0,31 \times 10^{-4}$	0	$0,31 \times 10^{-4}$
2004-2008	0	$0,29 \times 10^{-4}$	0
2009-2013	$0,14 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$
2014-2018	$0,14 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$	$0,14 \times 10^{-4}$
2019-2023	$0,14 \times 10^{-4}$	$0,28 \times 10^{-4}$	0

Tabla 8 – Frecuencia de roturas en ductos de transmisión en ductos construidos antes de 1980 entre 1993 y 2023 provocadas por la causa de mayor relevancia en cada grupo de amenazas a la integridad ⁷

La frecuencia de rotura por corrosión externa en el período 1985-1992 era $3,3 \times 10^{-4}$ roturas/Km.año, en el período 2012-2023 resultó $0,06 \times 10^{-4}$ roturas/Km.año, el 1,8% del valor inicial. Ductos de más de 60 años de antigüedad operan hoy en las condiciones de diseño con una frecuencia de fugas y roturas en servicio mucho menores comparadas con las que tenían hace 30 años gracias a la aplicación sistemática de Programas de Gestión de Integridad.

Conclusiones

- La combinación de innovaciones tecnológicas, la introducción del concepto de integridad y la actualización de los códigos y reglamentos regulatorios han transformado en los últimos 30 años la condición operativa de los ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural.
- Ductos construidos hace más de 40 años, con 60 o más años de antigüedad, operan hoy en condiciones de mayor seguridad operativa que cuando eran relativamente nuevos.
- La frecuencia de ocurrencia de fugas y roturas en servicio en 2019-2023 es 10% de la habida en 1994-1998 en los ductos construidos antes de 1980.
- La corrosión externa ha disminuido notablemente su participación en las causas de fugas y roturas.
- La frecuencia de falla de las cañerías anteriores a 1980 es tres o más veces mayor que la de las cañerías construidas después de 1993.

References

[1] ASME/ANSI B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", ASME International

[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] GE-N1-100, Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural por Cañerías, Gas del Estado (GE-N1-100-1976)

[4] 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)

[5] ASME/ANSI B31.8 S, "Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipelines", ASME International (ASME/ANSI B31.8S-2002)

[6] "Innovación tecnológica y causa de fallas en gasoductos", E.J. Carzoglio y D.Falabella, presentado en 1^{er} Congreso de Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo, organizado por IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y el Gas) en Buenos Aires, Argentina, Julio de 2010

[7] RIDA, Registro de Incidentes en Ductos de Argentina, IAPG