

RIDA: Evolución de la frecuencia de fugas y roturas en el período 2006-2025

Sub-Comisión RIDA de IAPG

Eduardo Carzoglio¹, Cristián Dávila², Marianela Gómez³, Carmela Gómez⁴, Hermann Dazeo⁵, Mateo Papandrea⁶

Temario: Análisis de riesgo, métodos de medición

1. Sinopsis

RIDA, Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, es una base de datos generada por IAPG que recopila incidentes ocurridos que hayan provocado fugas, derrames o roturas en servicio en ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural.

Los ductos considerados son de acero, enterrados fuera de las áreas de dominio exclusivo de las empresas operadoras de los ductos. Se encuentran recopilados datos desde el año 1993. Los datos recopilados corresponden a 17 empresas que voluntariamente han decidido participar en este proyecto. Entre todas ellas en el año 2025 operan más de 42000 km de ductos de transporte.

Se presentan datos actualizados al 31.12.2024. Se describen las características de los ductos en operación en Argentina y su evolución quinquenal a lo largo del período 2005-2024

También se muestra la cantidad de incidentes ocurridos entre 2005 y 2024 en función de sus causas y su evolución a lo largo de ese período.

Para el período 2005-2024 se muestra la evolución de la frecuencia de falla para distintas causas en función de las características constructivas de los ductos (año de construcción, revestimiento, diámetro, espesor, MAPO, grado del acero, etc), dimensiones del orificio de fuga y sus causas primarias.

Las frecuencias de falla obtenidas se comparan con las publicadas por otras organizaciones similares internacionales.

Resumiendo, los datos recogidos permiten mostrar cómo ha evolucionado a lo largo de estos años la seguridad en la operación de los ductos en la medida que las empresas fueron incorporando programas de gestión de integridad

¹Eduardo Carzoglio, IAPG, Argentina, eduardo.carzoglio@gmail.com

²Cristián Dávila, Distribuidora de Gas Cuyana, Argentina, cdavila@ecogas.com.ar

³Marianela Gómez, TGN, Argentina, marianela.gomez@tgn.com.ar

⁴Carmela Gómez, Gasoducto Cruz del Sur, Uruguay, carmela.gomez@gcds.com.uy

⁵Hermann Dazeo, TGS, Argentina, hermann_dazeo@tgs.com.ar

⁶Mateo Papandrea, Medeatec, Argentina, papandrea@medeatec.com

2. Introducción

La aplicación de Programas de Gestión de Integridad de Ductos en los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural lleva ya más de 25 años en Argentina. Dentro de sus características se encuentran la identificación sistemática de amenazas a la integridad de los ductos, la evaluación de los resultados obtenidos con la aplicación de estos programas y la minimización del riesgo en todas sus dimensiones a través de la ejecución de análisis de riesgo.

Existen en Argentina dos reglamentos aplicables a ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural que establecen la necesidad de que las empresas de transporte por ductos desarrollen programas de gestión de integridad.

El Reglamento Técnico para el Transporte por Ductos de Hidrocarburos Líquidos (RTDHL) (S.E. Res. 120E-2017) establece que el operador debe seleccionar e implementar un método de análisis de riesgo apropiado para su sistema de ductos y las características de su programa de gestión de integridad. Se debe calcular el riesgo como el producto de una probabilidad de falla multiplicado por una valoración de las consecuencias.

En la Adenda N°1 de las Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías (NAG 100), Parte O, se estableció la necesidad de gestionar la integridad de las líneas de transmisión basándose en riesgo. En la Adenda N°2 se incluyó el Apéndice N°20, Informe de Evaluación de Seguridad, que establece que se debe efectuar un cálculo del riesgo individual y del riesgo social asociado a la operación de los gasoductos a fin de minimizar el riesgo. Para ambos cálculos, entre otras variables, se debe tomar en consideración la frecuencia del evento que provoca el riesgo.

En ambos casos se establece la necesidad de realizar análisis del riesgo asociado a la operación de los ductos en función de las amenazas a la integridad que existen en cada punto de los ductos y de las consecuencias que puede tener la ocurrencia de una pérdida de la estanqueidad.

Un análisis de riesgo básico puede hacerse a partir del buen juicio de personas expertas conocedoras de la condición de los ductos que operan y de su entorno. Esta modalidad permite efectuar análisis cualitativos y efectuar comparaciones relativas del riesgo dentro de un grupo de ductos evaluados por esas personas expertas.

El análisis cuantitativo del riesgo puede hacerse a partir de conocer la frecuencia de falla asociada a cada amenaza a que está expuesto un ducto. Se obtiene así una evaluación cuantitativa del riesgo que ya no depende del buen

juicio de las personas expertas y que permite obtener probabilidades de falla para distintas amenazas, condiciones operativas y sistemas de ductos.

Hoy en día cuando se quieren efectuar análisis cuantitativos de riesgo ante la falta de información generada en Argentina se utilizan frecuencias de falla obtenidas en Europa o Estados Unidos de Norteamérica. Al usarlas se está asumiendo, sin decirlo expresamente, que nuestros sistemas de ductos han sido contruidos, operados y tratados por la comunidad como si estuvieran instalados en Europa o Estados Unidos de Norteamérica. Todos los que trabajamos sobre ellos sabemos que no es así. Esto no quiere decir que las condiciones en nuestro país sean peores o mejores; quiere decir solamente que son distintas. Las fallas están relacionadas con los materiales utilizados, las prácticas constructivas y de mantenimiento, la legislación aplicable y la cultura de cada comunidad.

Las bases de datos sobre fallas en sistemas de ductos en Europa son elaboradas por grupos de empresas de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural (en el Reino Unido de Gran Bretaña UKOPA, United Kingdom Onshore Pipeline Operators Association) o solo gas natural (en el resto de Europa EGIG, European Gas Pipeline Incident Data Group) que se han asociado voluntariamente para elaborar registros estadísticos anuales sobre las fugas, las características materiales de los ductos sobre las que ocurren y las dimensiones de su sistema de transporte. En Estados Unidos son llevadas por PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), un organismo público dentro del DOT (Department of Transportation). En ambos casos se basan en información que las empresas están obligadas a dar, por regulaciones locales, a los respectivos organismos reguladores.

La Comisión de Integridad de Oleoductos y Gasoductos del IAPG se propuso en 2018 organizar dentro del IAPG un grupo de trabajo formado por empresas de transporte por ductos de gas natural, hidrocarburos líquidos u otros fluidos que estuvieran dispuestas a compartir la información que por requisitos regulatorios están obligadas a brindar a los organismos reguladores en caso de falla, fuga, derrame o rotura en sus respectivos sistemas de transporte.

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, IAPG, decidió asumir el costo de desarrollar la base de datos para incorporarla a su menú estadístico sobre la industria del petróleo y del gas.

Se conformó una Sub-Comisión, hoy denominada RIDA, de la cual participan 18 empresas que en conjunto operan hoy algo más de 42000 kilómetros de ductos de transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos.

3. RIDA

RIDA, Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, es una base de datos que recopila datos anuales de ductos en operación en la Argentina y datos de incidentes ocurridos en esos ductos que han provocado fuga o derrame en el espacio público de los productos transportados.

Los ductos considerados son de acero, se encuentran enterrados, tienen una MAPO superior a 15 Kg/cm², se encuentran fuera de los límites de las estaciones de bombeo o plantas compresoras.

Para cada año se registra la longitud de los ductos en operación al 31 de diciembre y las características nominales de los mismos: diámetro, espesor, grado del acero, MAPO, tapada, año de puesta en operación, revestimiento, longitud de cada clase de trazado y otras características.

Para los incidentes se recopila fecha y hora de ocurrencia, características del ducto donde ocurrió, dimensiones del orificio a través del cual ocurrió la fuga o derrame, presión de operación en el momento de ocurrencia, lesiones a personas, daños a la propiedad, causa del incidente y otros datos.

La recopilación de datos en el caso de empresas que transportan gas natural es a partir del año 1993 y para el caso de empresas que transportan hidrocarburos líquidos es a partir del año 2006.

A continuación se muestran algunas de las funcionalidades de RIDA considerando datos correspondientes a 17 empresas: Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Compañía Mega, Distribuidora de Gas Cuyana, Distribuidora de Gas del Centro, Gasoducto Cruz del Sur, GasNea, Litoral Gas, Naturgy NOA, Naturgy BAN, Oleoducto Trasandino (Argentina), Oldelval, Pan American Energy, Refinor, TGN, TGS e YPF.

En el año 2021 se presentó el 1^{er} Informe RIDA (1993-2020) y en el año 2024 el 2^{do} Informe RIDA (1993-2023).

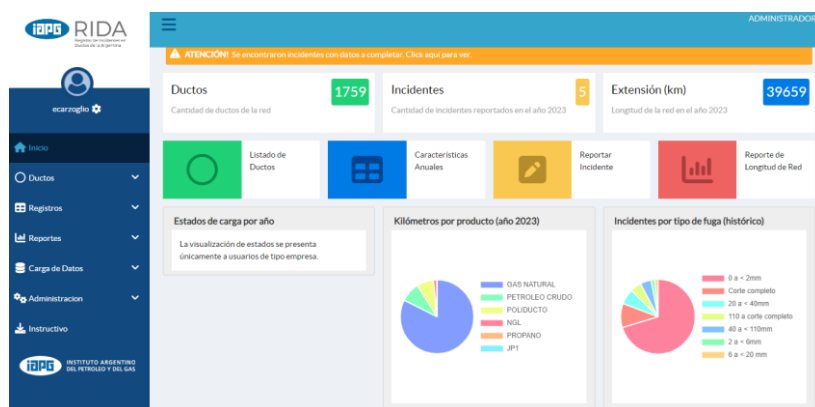


Figura 1 – Pantalla de Inicio de la aplicación RIDA

4. Características de los ductos

En los gráficos siguientes se muestra la evolución del sistema argentino de ductos de transmisión durante el período 1993-2024, desagregado por producto transportado, diámetro, grado del acero, revestimiento y año de construcción.

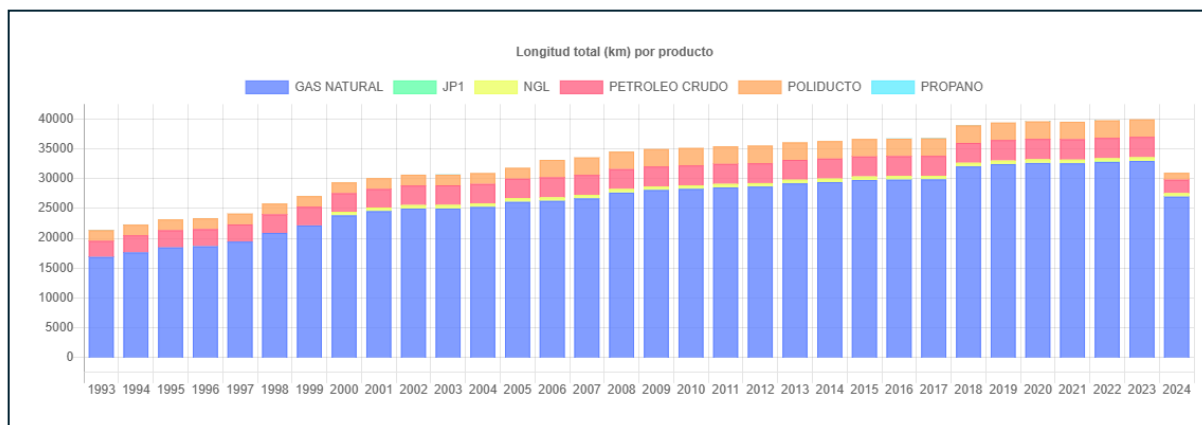


Figura 2 - Kilómetros de ductos en operación por producto transportado, por año (1993-2024)

En el año 2023 RIDA contabiliza 39964 km de ductos de transporte, 32979 km de gas natural, 3420 km de petróleo crudo y 3565 km de derivados de petróleo.

Los diámetros más comunes son 30" (9289 Km), 24" (5345 Km) y 12" (5012 Km). Entre ellos suman el 49,2% de los ductos incluidos en RIDA.

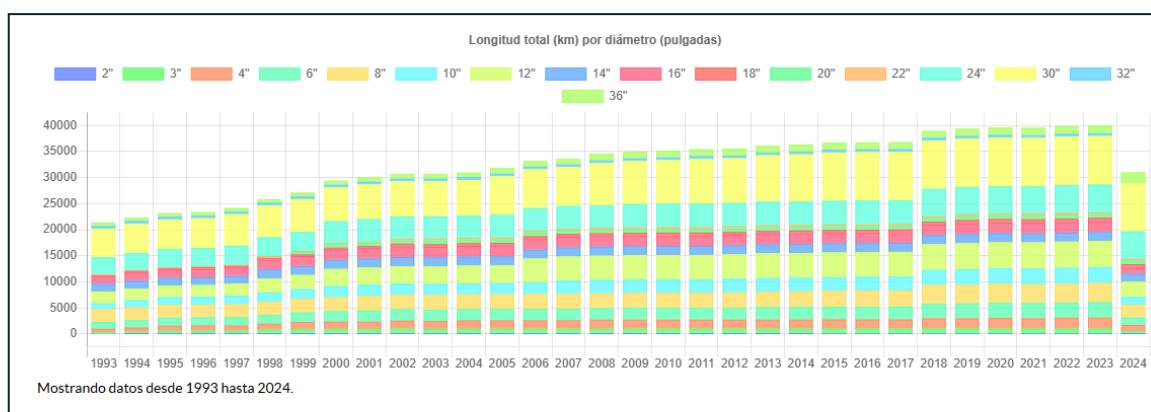


Figura 3 - Kilómetros de ductos en operación por diámetro, por año(1993-2024)

El grado del acero de los ductos más común es API 5L X52 (13256 Km), luego se encuentra API 5L X42 (5993 Km) y entre 4100 Km y 4250 Km se encuentran API 5L X46, API 5L X60 y API 5L X70.

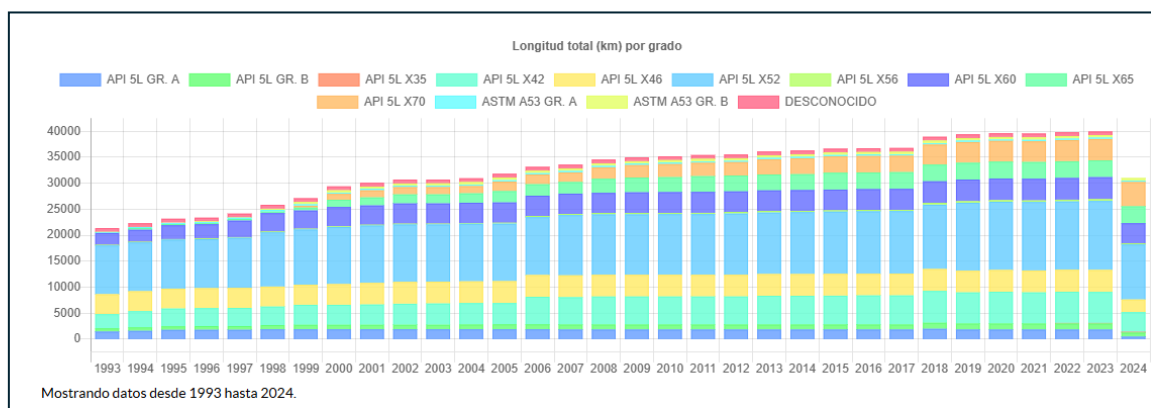


Figura 4 - Kilómetros de ductos en operación por grado del acero, por año (1993-2024)

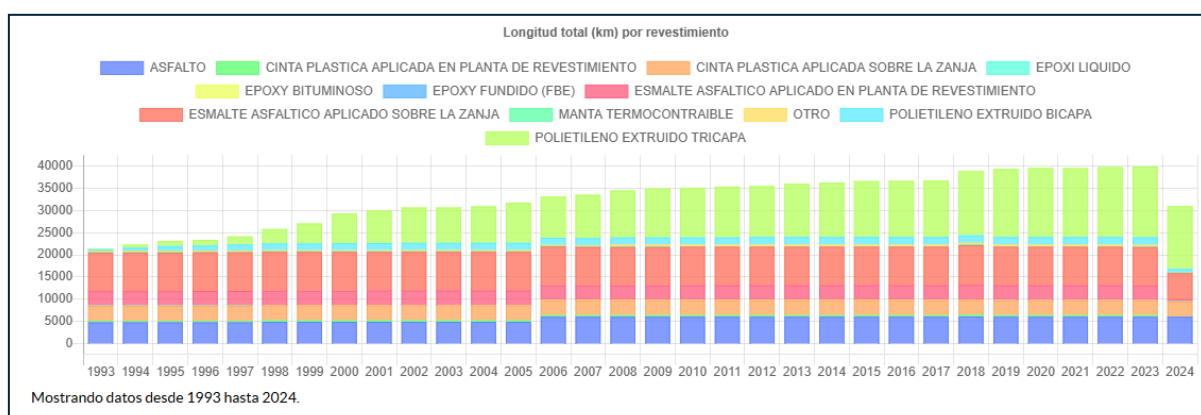


Figura 5- Kilómetros de ductos en operación por tipo de revestimiento, por año (1993-2024)

El revestimiento más común es el de base asfáltica (17944 Km), luego sigue el polietileno extruido (17714 Km) y las cintas plásticas (3710 Km).

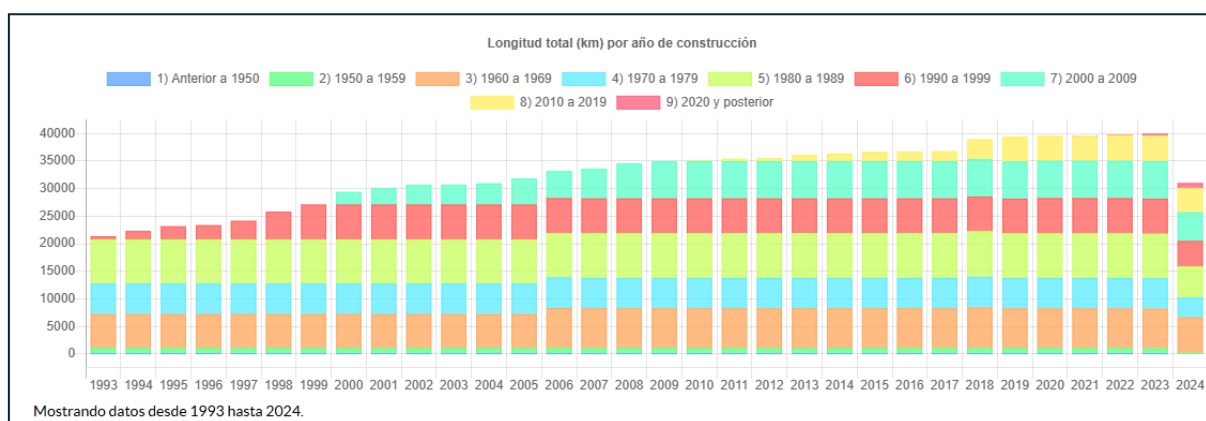


Figura 6- Kilómetros de ductos en operación por año de construcción, por año (1993-2024)

Con respecto al año de construcción hay 13746 km construidos antes de 1980 y 18148 km construidos desde 1990 a 2023. (1993-2024)

4. Exposición al daño de los ductos

A partir de los datos anuales de los ductos en operación se puede obtener la exposición del sistema y la evolución de la antigüedad promedio del sistema de ductos argentinos. La exposición del sistema de ductos se calcula sumando, para cada ducto, el producto de su longitud por los años en operación.

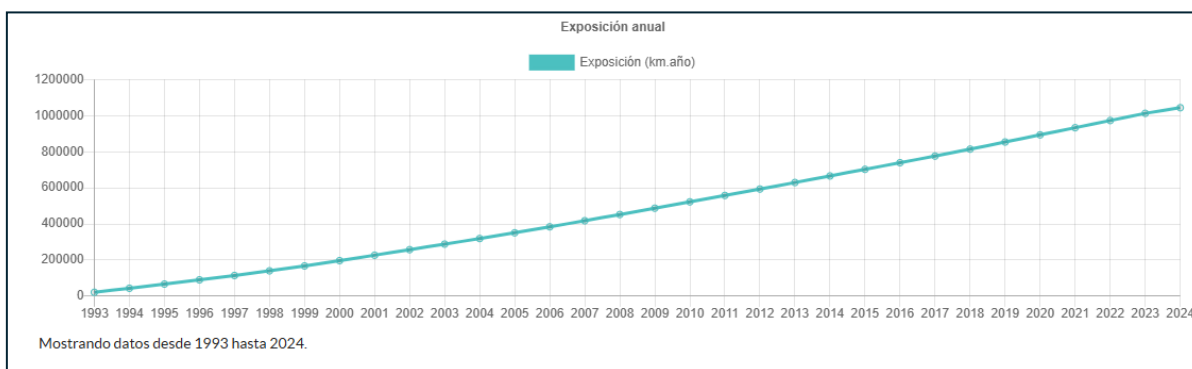


Figura 6 - Exposición al daño acumulada vs año, para el período 1993-2024

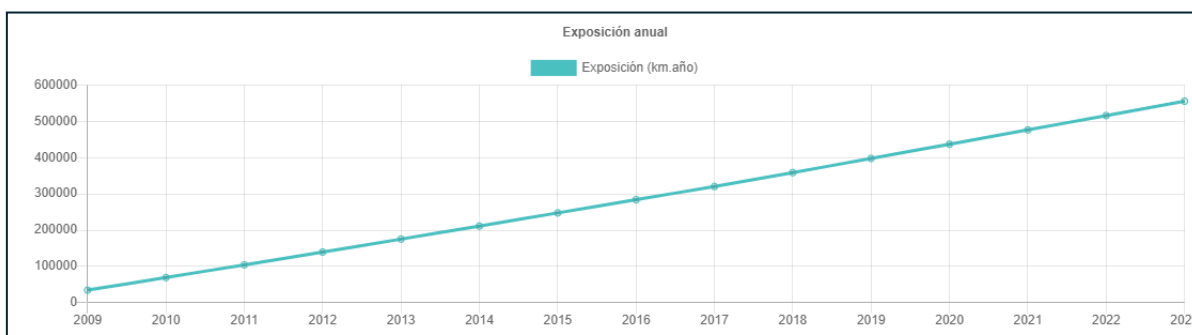


Figura 7 - Exposición al daño acumulada vs año, para el período 2009-2024

En la Figura 6 se muestra el gráfico de la evolución año a año de la exposición acumulada durante el período 1993-2024, 143974 km.año, y en la Figura 7 la correspondiente al período 2009-2024, 591668 km.año. La antigüedad promedio ponderada del sistema de ductos para el año 2025 es 36,9 años.

5. Evolución de los incidentes

Además de las características de los ductos los otros datos que se recopilan son los incidentes en los que se ha producido un derrame o fuga involuntaria del fluido transportado. Para cada incidente se recopilan las características particulares del ducto en que ocurrió el incidente (diámetro, espesor, grado del acero, revestimiento, clase de trazado, etc), sin identificar el ducto en particular en que ocurrió. Se identifica la causa del incidente y el tamaño

del orificio por el cual se produjo la fuga o derrame. Las causas se encuentran alineadas con las descritas en ASME B31.8S, API 1160, NAG 100 y Res. 120 E/2017. Las causas se agrupan en 3 grandes grupos: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y en estáticas o residentes.

En la Figura 8 se muestra el gráfico de la cantidad de incidentes anuales durante el período 2009-2024 correspondientes a las 17 empresas antes citadas.

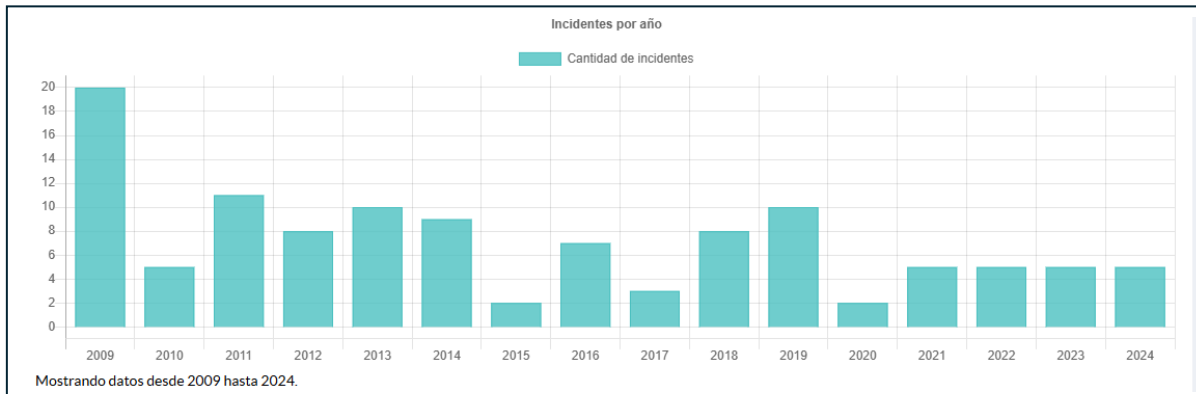


Figura 8 - Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2024 para todas las fugas, derrames y roturas

En la Figura 9 se muestra el mismo gráfico de la cantidad de incidentes anuales, pero solo para los más severos, aquellos donde el orificio de la fuga o derrame fue mayor a 110mm y roturas completas del ducto. Son los eventos que en general obligaron a suspender el transporte de fluido.

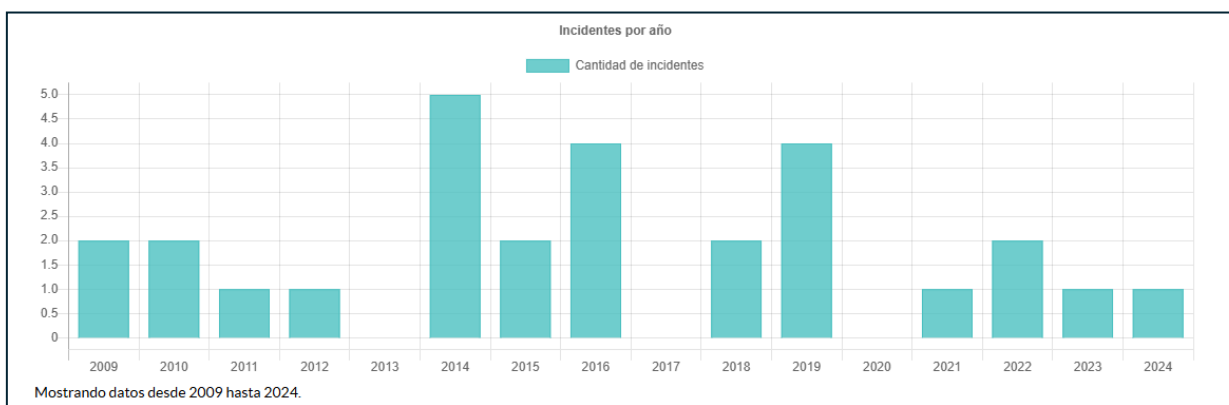


Figura 9 - Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2024 para todas las fugas, derrames y roturas con orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

En la Figura 10 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2009-2024, con incidentes acumulados por año y por categoría de la causa: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y residentes. Fueron 115 incidentes. Los incidentes con causas independientes del tiempo transcurrido son los prevalecientes.

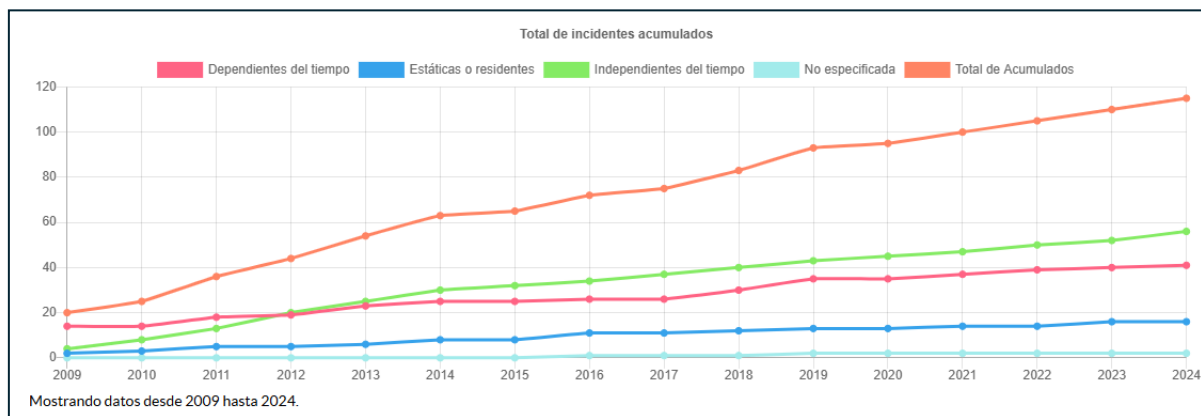


Figura 10 - Incidentes acumulados por año, para el período 2009-2024, discriminados por categoría de la causa

En la Figura 11 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2009-2024, con incidentes acumulados por año y por categoría de la causa: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y residentes pero solo para los incidentes donde el orificio de la fuga o derrame fue mayor a 110mm y roturas completas del ducto. Fueron 28 incidentes. En este tipo de incidentes los dependientes del tiempo (en general diversas formas de corrosión) son los de menor cantidad en el período 2009-2024.

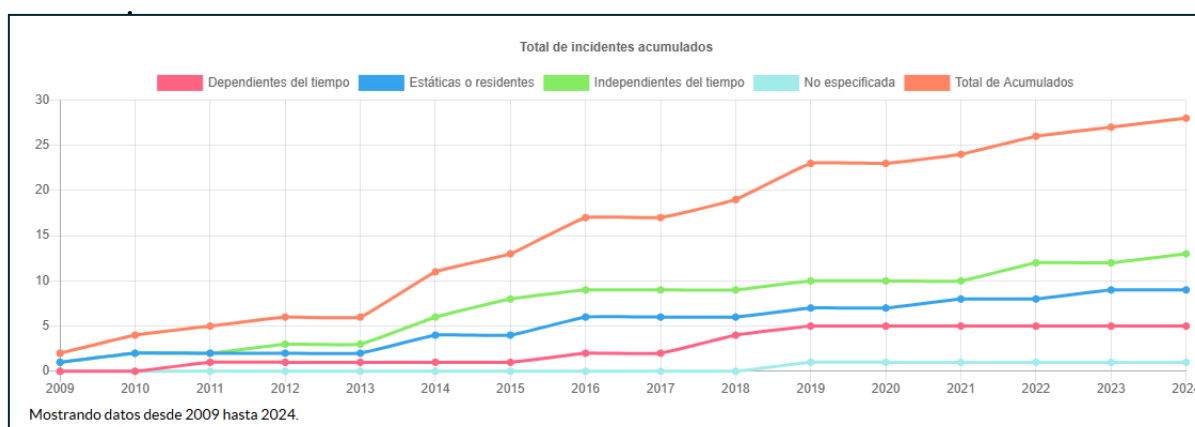


Figura 11 - Incidentes acumulados por año, para el período 2009-2024, discriminados por categoría de la causa, para orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

En las Figuras 12 y 13 se encuentra la tabla y el diagrama con las causas individuales, su cantidad y el porcentaje sobre el total. Las causas corresponden a las enumeradas en ASME B34.8 S y en API 1160. La mayor cantidad de incidentes corresponde a daño por tercero, seguida por corrosión externa y robo de fluido, que también es un daño por tercero en una descripción más estrecha.

Causa	Cantidad de Incidentes	Porcentaje
Daño por tercero	40	34,19
Corrosión externa	34	29,06
Robo de fluido	11	9,40
Falla de manufactura de la soldadura del caño	8	7,27
Falla en otras soldaduras de construcción	6	6,84
Corrosión bajo tensión	7	5,98
Daño por contratista	3	2,56
Fallas en sellos	2	1,71
Otras fallas	2	1,71
Corrosión interna	2	1,71
Caída de rayo	2	1,71

Figura 12 - Tabla de incidentes totales (117 incidentes) para el período 2009-2024, discriminados por causa, con cantidades y porcentaje

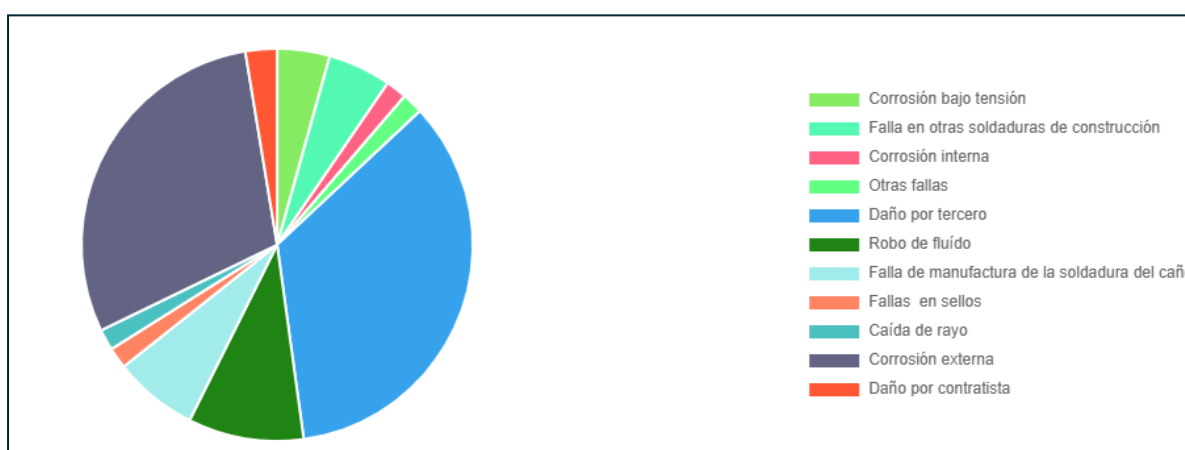


Figura 13 - Diagrama de incidentes totales, para el período 2009-2024, discriminados por causa

Este Reporte se puede filtrar también por causa y por el tamaño del orificio. En las Figura 14 y 15 se puede ver el mismo reporte anterior para orificios superiores a 110mm y corte completo del ducto. Aquí también la principal causa es el daño por tercero.

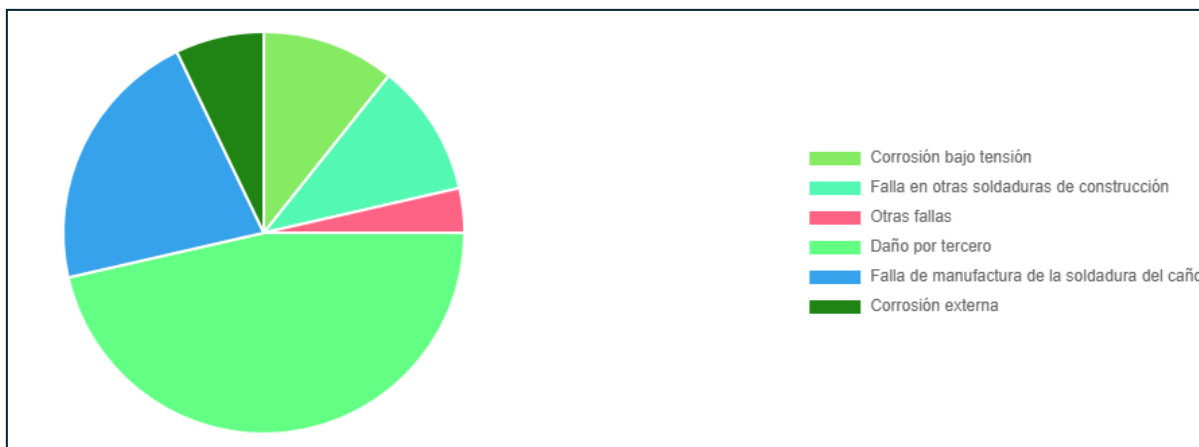


Figura 14 - Diagrama de incidentes con orificios mayores a 110mm y rotura completa del ducto, para el período 2009-2024, discriminados por causa

Causa	Cantidad de Incidentes	Porcentaje
Daño por tercero	13	46,43
Falla de manufactura de la soldadura del caño	6	21,43
Falla en otras soldaduras de construcción	3	10,71
Corrosión bajo tensión	3	10,71
Corrosión externa	2	7,14
Otras fallas	1	3,57

Figura 15 – Tabla de incidentes con orificios mayores a 110mm y rotura completa del ducto (28 incidentes), para el período 2009-2024, discriminados por causa, con cantidades y porcentajes

6. Frecuencia de falla

A partir de la información incluida en los gráficos anteriores es posible obtener frecuencias de falla. Se calculan haciendo el cociente entre la cantidad de incidentes acumulados y la exposición anual. En la Figura 16 se muestra la frecuencia de falla anual para todo tipo de fuga o derrame para el período 2009-2024.

La frecuencia de falla es $1,944 \times 10^{-4}$ incidentes/(Km.año) para el período 2009-2024.

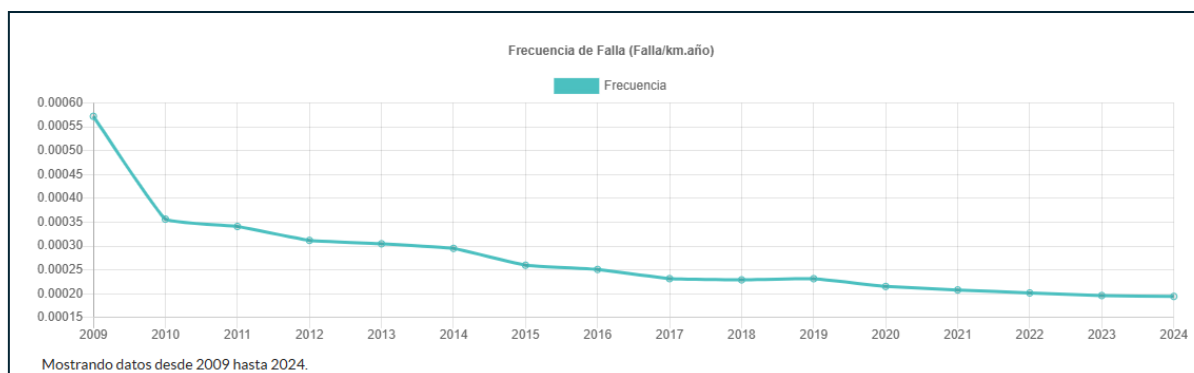


Figura 16 – Gráfico de frecuencia de falla para el período 2009-2024

También es posible hacer el análisis por períodos de 5 años. Este tipo de análisis permite una evaluación detallada de lo que ocurre en el momento actual. En la Figura 17 se muestra la frecuencia de falla para todo tipo de fuga o derrame para el período 2010-2024, para 17 empresas, desagregado en períodos de 5 años: 2010-2014, 2015-2019 y 2020-2024. Puede observarse un marcado y continuo descenso en la frecuencia de falla.

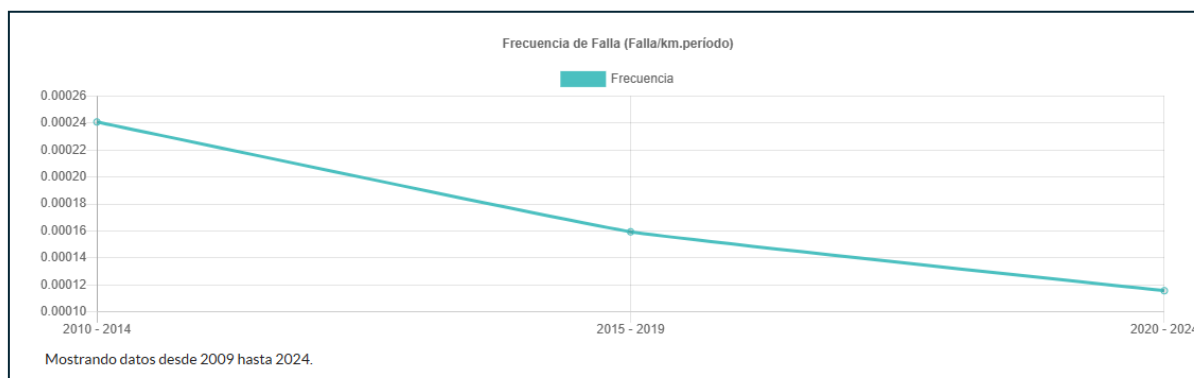


Figura 17 – Frecuencia de falla para períodos de 5 años desde el año 2010 al año 2024

En la Figura 18 se resumen los datos de la Figura 17. La frecuencia de falla para todo el sistema RIDA disminuye año a año. En el período 2020-2024 la frecuencia de falla resultó 1,158 incidentes cada 10000 km de ductos, el 48,1% de la correspondiente al período 2010-2014.

Año desde	Año hasta	Cantidad incidentes por periodo	Exposición al daño en el periodo (km.año)	Frecuencia de falla (incidentes/km.año)
2020	2024	22	189983	$1,158 \times 10^{-4}$
2015	2019	30	188127	$1,595 \times 10^{-4}$
2010	2014	43	178571	$2,408 \times 10^{-4}$

Figura 18 – Frecuencia de falla para el período 2010-2024, desagregado en períodos de 5 años para todo tipo de fuga o derrame

7. Algunos casos particulares

Las frecuencias de falla mostradas hasta acá corresponden a la totalidad de la población de ductos. En RIDA se pueden calcular frecuencias de falla primarias y secundarias.

Podemos calcular la frecuencia de falla para el periodo 2010-2024 tanto para ductos de transporte de gas natural y como de hidrocarburos líquidos y también para los mismos para cada quinquenio.

Período	Frecuencia de falla – Incidentes/km.año		
	RIDA completo	Gas Natural	Hidrocarburos líquidos
2010-2024	$1,706 \times 10^{-4}$	$1,185 \times 10^{-4}$	$4,058 \times 10^{-4}$
2015-2024	$1,375 \times 10^{-4}$	$0,931 \times 10^{-4}$	$3,456 \times 10^{-4}$
2020-2024	$1,158 \times 10^{-4}$	$0,696 \times 10^{-4}$	$3,440 \times 10^{-4}$
2015-2019	$1,595 \times 10^{-4}$	$1,172 \times 10^{-4}$	$3,471 \times 10^{-4}$
2010-2014	$2,408 \times 10^{-4}$	$1,735 \times 10^{-4}$	$5,220 \times 10^{-4}$

Figura 19 – Frecuencia de falla para varios períodos para ductos de transporte de gas natural y de hidrocarburos líquidos

8. Comparación con otros sistemas de ductos

Existen otras bases de datos de incidentes en ductos de transmisión de gas natural e hidrocarburos líquidos que publican periódicamente la frecuencia de falla en sus ductos.

UKOPA (United Kingdom Onshore Pipeline Operators' Association) elabora periódicamente un informe donde presenta datos de incidentes con pérdida del producto transportado por ductos enterrados de 14 operadoras del Reino Unido. En el último reporte, correspondiente al período 1962-2022, la longitud de ductos incluidos es 23574 km (92,5% corresponden a gas natural). En la Figura 19 se muestran frecuencias de falla para varios períodos.

EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group) elabora también un informe donde presenta datos de incidentes con pérdida de gas natural transportado por ductos enterrados de 19 operadoras de Europa. En el último reporte, correspondiente al período 1970-2022, la longitud de ductos incluidos es alrededor de 150000 km. En la Figura 19 se muestran frecuencias de falla para varios períodos.

PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), es un organismo del gobierno de Estados Unidos responsable de desarrollar y hacer cumplir las regulaciones para el transporte seguro, confiable y ambientalmente racional de energía y otros materiales peligrosos. Publica series estadísticas sobre incidentes en ductos de transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos. En la Figura 19 se muestran frecuencias de falla para varios períodos.

Período	UKOPA	EGIG	PHMSA (gas)	RIDA
Último reporte	1962-2022	1970-2022	2020	1993-2023
Longitud - Km	23574	150000	2424716	39659
1993-2024				$0,363 \times 10^{-3}$
1970-2022		$0,277 \times 10^{-3}$		
1962-2022	$0,194 \times 10^{-3}$			
2003-2022	$0,074 \times 10^{-3}$	$0,138 \times 10^{-3}$		$0,218 \times 10^{-3}$
2006-2010		$0,162 \times 10^{-3}$	$0,117 \times 10^{-3}$	$0,327 \times 10^{-3}$
2007-2011	$0,099 \times 10^{-3}$			$0,340 \times 10^{-3}$
2008-2012	$0,114 \times 10^{-3}$			$0,307 \times 10^{-3}$
2011-2015			$0,130 \times 10^{-3}$	$0,222 \times 10^{-3}$
2012-2016	$0,087 \times 10^{-3}$	$0,136 \times 10^{-3}$		$0,199 \times 10^{-3}$
2013-2017	$0,110 \times 10^{-3}$			$0,170 \times 10^{-3}$
2015-2019		$0,126 \times 10^{-3}$		$0,160 \times 10^{-3}$
2016-2020			$0,123 \times 10^{-3}$	$0,157 \times 10^{-3}$
2018-2022	$0,042 \times 10^{-3}$	$0,101 \times 10^{-3}$		$0,152 \times 10^{-3}$

Figura 19 – Comparación entre frecuencia de falla de RIDA y otras bases de datos

En la tabla de la Figura 19 se puede comparar la frecuencia de falla dadas por RIDA, UKOPA, EGIG y PHMSA para diferentes períodos.

La frecuencia de falla calculada sobre un período de más de 30 años muestra que en RIDA la frecuencia resultó 87,1% mayor que la dada por UKOPA y 31,0 mayor que la dada por EGIG.

La frecuencia de falla calculada sobre los últimos 20 años muestra que en RIDA la frecuencia resultó 194,6% mayor que la dada por UKOPA y 58,0% mayor que la dada por EGIG. En ambos casos se observa que se había producido una caída al 38,1% en UKOPA y al 49,8% en EGIG respecto de la frecuencia en un

período mayor a 30 años, mientras que en RIDA cayó al 60,1%. Las innovaciones tecnológicas se habían incorporado parcialmente.

La frecuencia de falla calculada sobre períodos de 5 años muestra mejor los resultados de las prácticas de integridad de ductos. Cuando comparamos las últimas frecuencias de falla informadas resulta que en RIDA la frecuencia resultó 261,9% mayor que la dada por UKOPA y 50,5% mayor que la dada por EGIG.

9. Conclusiones

Tradicionalmente la principal causa de fugas, derrames y roturas fueron los mecanismos dependientes del tiempo, básicamente la corrosión externa del ducto. Hoy en día, gracias a la incorporación de las herramientas de inspección interna ya no lo es. La principal causa de falla son las causas independientes del tiempo, principalmente los daños por terceros.

La seguridad en la operación de los ductos ha ido aumentando año a año. A pesar de encontrarse en operación, en la condición operativa de diseño, los mismos ductos que existían hace 30 años, 55,2% de los ductos en RIDA, la frecuencia de falla hoy es menor que la correspondiente a la década de 1990.

La frecuencia de falla en los ductos que transportan gas natural es 29,2 % de la correspondiente a los ductos que transportan hidrocarburos líquidos en el período 2010-2024 y el 20,2% en el período 2020-2024.

En el 2^{do} Informe RIDA (1993-2023) se encuentran tablas con frecuencias de falla de donde se pueden extraer muchas más conclusiones.

La frecuencia de falla del sistema de ductos argentino ha disminuido notablemente en los últimos 15 años.

10. Agradecimientos

Queremos dejar expreso nuestro agradecimiento a las Autoridades del IAPG que han apoyado el desarrollo de **RIDA** y a las autoridades de las Empresas que han decidido participar en su crecimiento.

11. Bibliografía

UKOPA - Pipeline Fault Database - Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2021), August 2023

UKOPA - Pipeline Fault Database - Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2022), November 2024

EGIG - 12th Report of the *European Gas Pipeline Incident Data Group* (period 1970 – 2022), September 2023

EGIG - 11th Report of the *European Gas Pipeline Incident Data Group* (period 1970 – 2019), December 2020