



Este trabajo fue ganador Concurso de Jóvenes Profesionales en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas del año 2024.

RIDA

Evolución de la frecuencia de falla en el período 2009-2023 en ductos de Argentina

Por Sub-Comisión RIDA de IAPG: **Eduardo Carzoglio**; **Ivana Rodini** (Litoral Gas), **Guillermo Barragán** (YPF), **Carlos Flores** (Naturgy), **Cristián Dávila** (Distribuidora de Gas Cuyana), **Marianela Gómez** (TGN), **Carmela Gómez** (Gasoducto Cruz del Sur), **Claudio Gomina** (Pan American Energy), **Hermann Dazeo** (TGS), **Leonardo Galimany** (TGS), **Lucas Coria** (Oleoducto Trasandino).

En este trabajo se demuestra cómo ha evolucionado a lo largo de los años la seguridad en la operación de los ductos en la medida que las empresas fueron incorporando programas de gestión de integridad, a partir del análisis de los datos del Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, generado por el IAPG.

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.

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 de incidentes que hayan en los que se haya producido fuga o derrame no intencional del fluido transportado desde el año 1993. Los datos recopilados corresponden a 16 empresas que voluntariamente han decidido participar en este proyecto. Entre todas ellas en el año 2023 operaron casi 40000 km de ductos de transporte. Se presentan datos obtenidos de 2ª Informe RIDA (1993-2023). Se describen las características de los ductos en operación en Argentina y su evolución a lo largo del período del Informe.

También se muestra la cantidad de incidentes ocurridos entre 1993 y 2023 en función de sus causas y su evolución a lo largo de ese período.

Para el período 2009-2023 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.

El trabajo ha sido elaborado por la Sub-Comisión RIDA del IAPG.

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 20 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 construidos, 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 Gasoduc-

tos 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 40000 kilómetros de ductos de transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos.

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, revestimien-

to, 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 16 empresas: Axion Energy, Camuzzi Gas Pampeana, Camuzzi Gas del Sur, Compañía Mega, Distribuidora de Gas Cuyana, Distribuidora de Gas del Centro, GasNea, Gasoducto Cruz del Sur, Litoral Gas, Naturgy, Oldelval, Oleoducto Trasandino, Refinor, TGN, TGS e YPF.

En el año 2021 se presentó el 1er Informe RIDA (1993-2020). En esta ocasión estamos presentando el 2do Informe RIDA (1993-2023).

Características de los ductos

En los gráficos siguientes se muestra la evolución del sistema argentino de ductos de transmisión durante el período 1993-2023, desagregado por producto transportado, diámetro, grado del acero, revestimiento y año de construcción.

En el año 2023 RIDA contabiliza 39659 km de ductos de transporte, 32674 km transportan gas natural, 3420

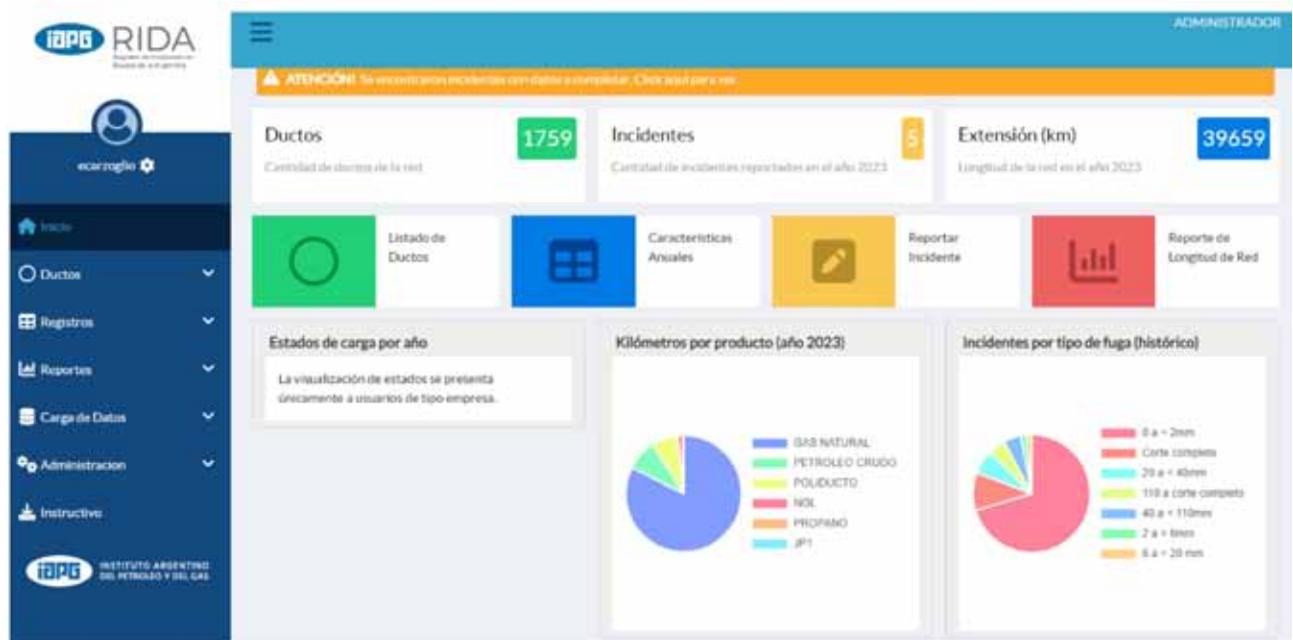


Figura 1. Pantalla de Inicio de RIDA

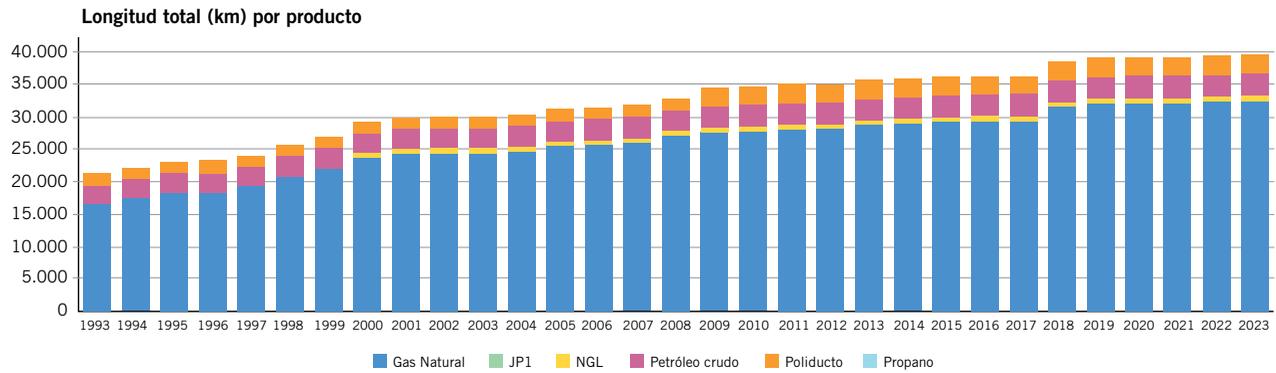


Figura 2. Gráfico de kilómetros de ductos en operación por año por producto transportado

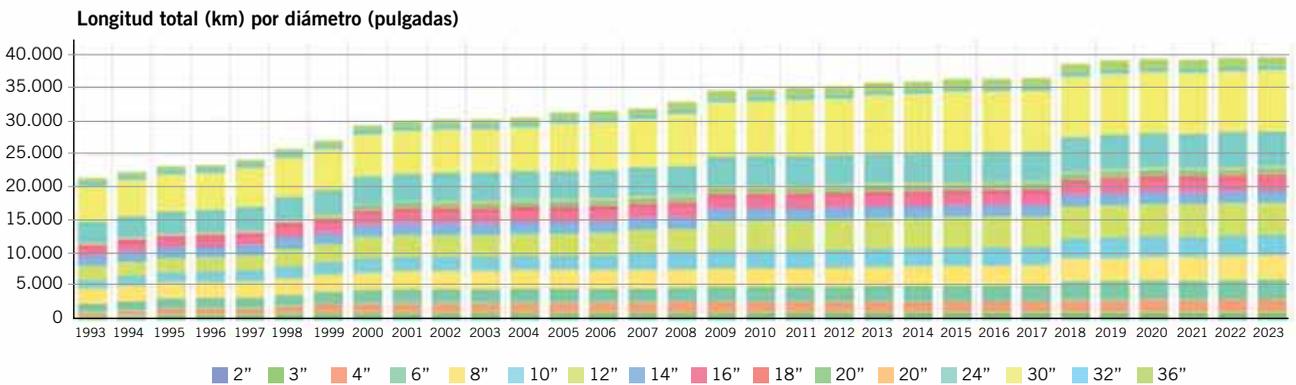


Figura 3. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por diámetro

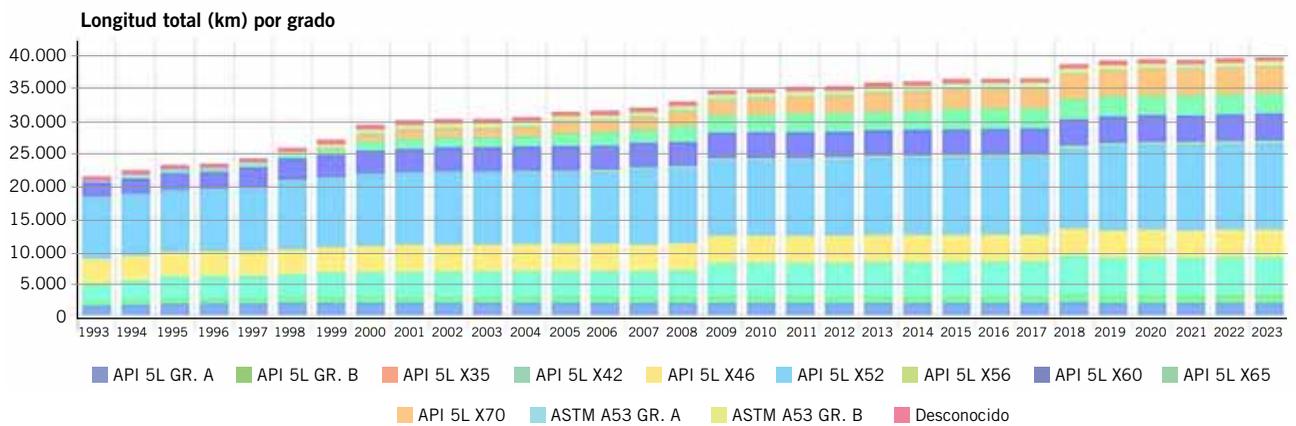


Figura 4. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por grado del acero

km petróleo crudo y 3565 km derivados de petróleo.

En lo que respecta a diámetro 20228 corresponden a ductos de 16" o más. El grado del acero más común es API 5L X52, con 13317 km. Son 11228 km los ductos con grados API 5L X60 a X70.

Con diferentes calidades de revestimiento de base asfáltica hay 17944 km, con cintas plásticas 3710 km y con polietileno extruido 17409 km. Con respecto al año de construcción hay 21880 km construidos antes de 1990 y 17843 km construidos desde 1990 a 2023.

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.

En la Figura 6 se muestra el gráfico de la evolución año a año de la exposición acumulada durante el período 1993-2023, 999643 km.año, y en Figura 7 la correspondiente al período 2009-2023, 555467 km.año.

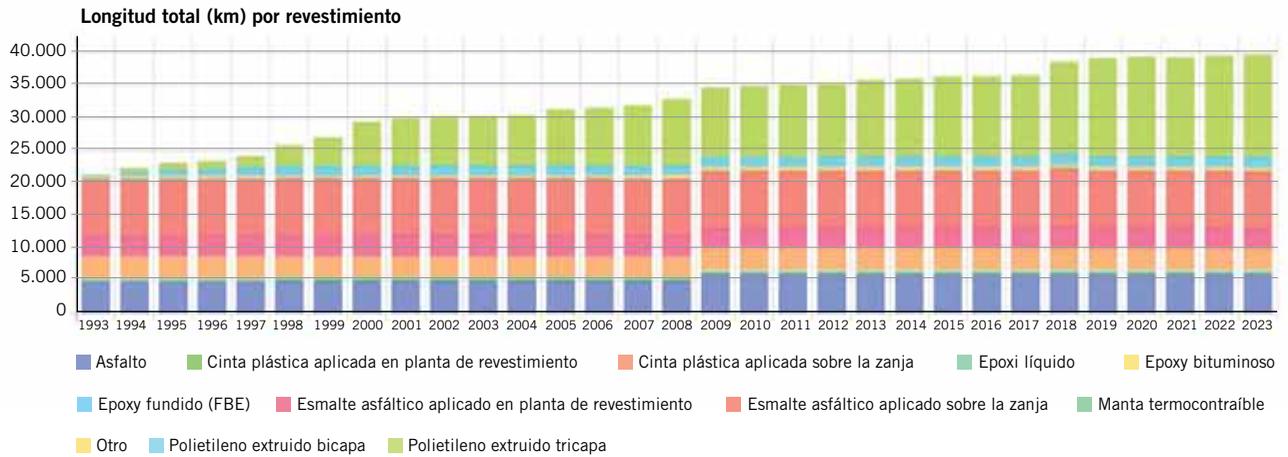


Figura 5- Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por tipo de revestimiento

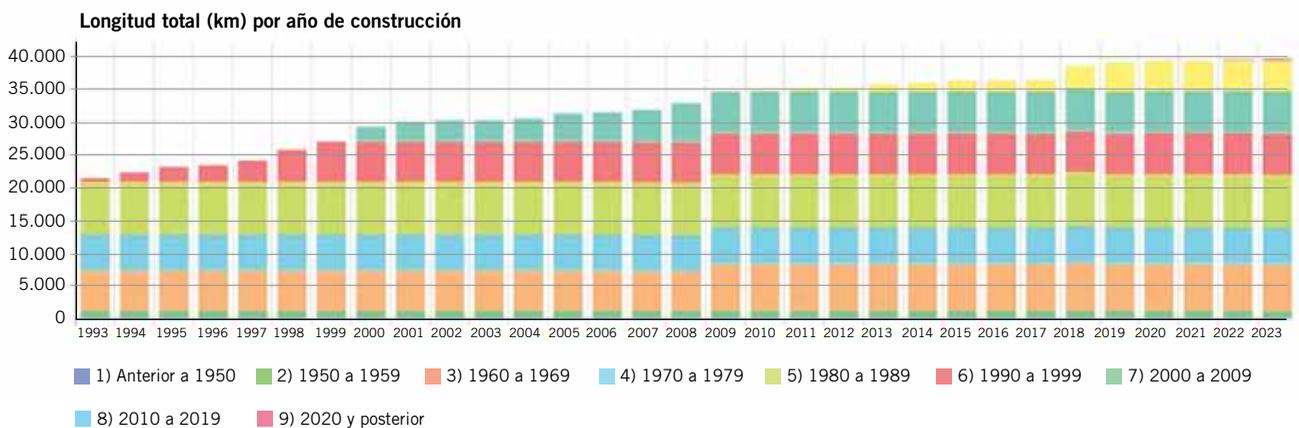


Figura 6. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por año de construcción

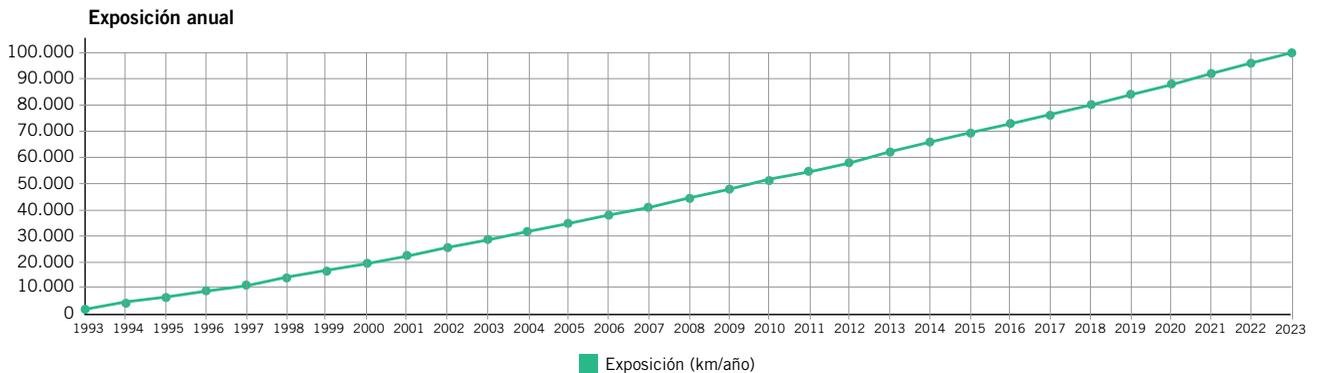


Figura 6. Gráfico de exposición acumulada vs año, para el período 1993-2023

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 se dimensiona el tamaño del orificio por el cual se pro-

dujo 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 a su vez se agrupan en 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 2009-2023 correspondientes a las 16 empresas antes citadas.

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

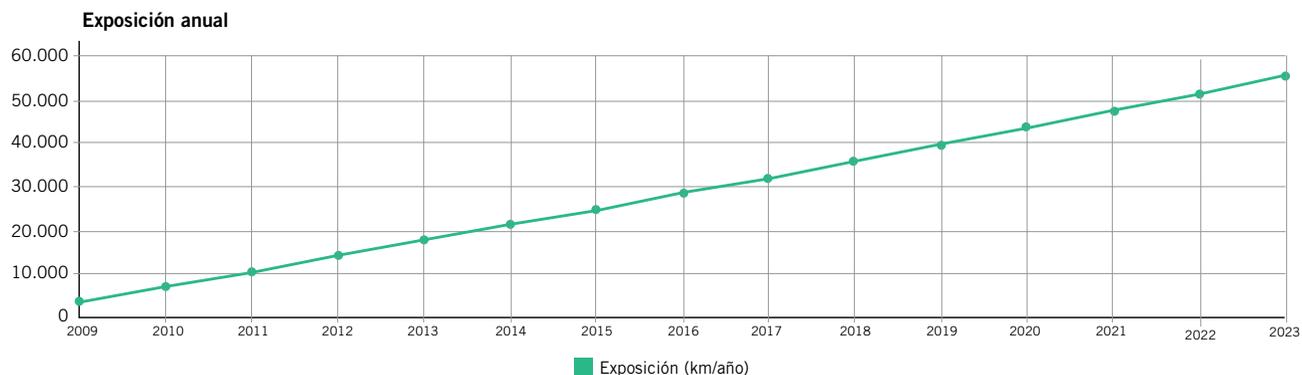


Figura 7. Gráfico de exposición acumulada vs año, para el período 2009-2023

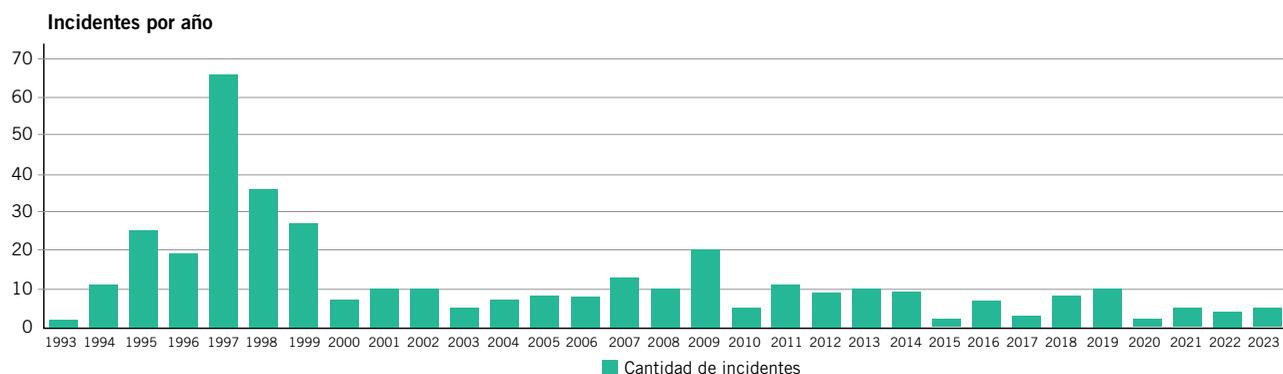


Figura 8. Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2023 para todas las fugas, derrames y roturas

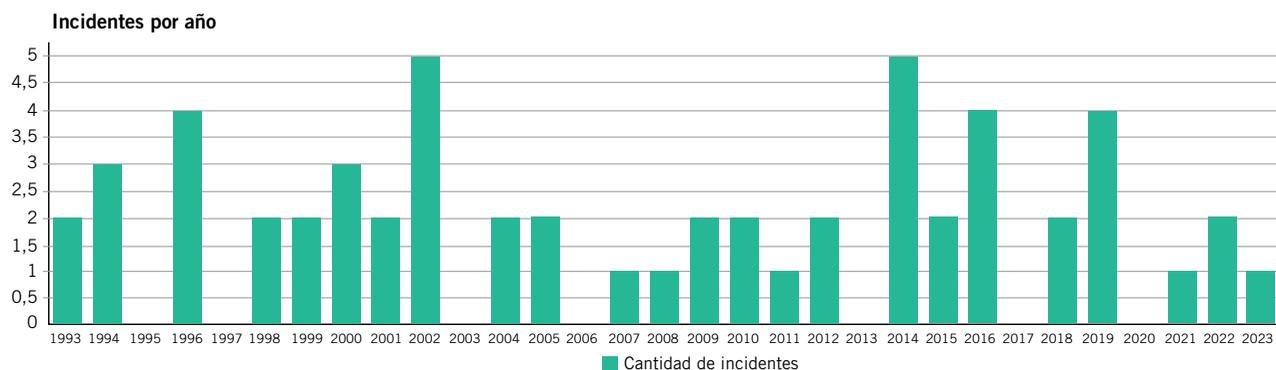


Figura 9. Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2023 para todas las fugas, derrames y roturas con orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

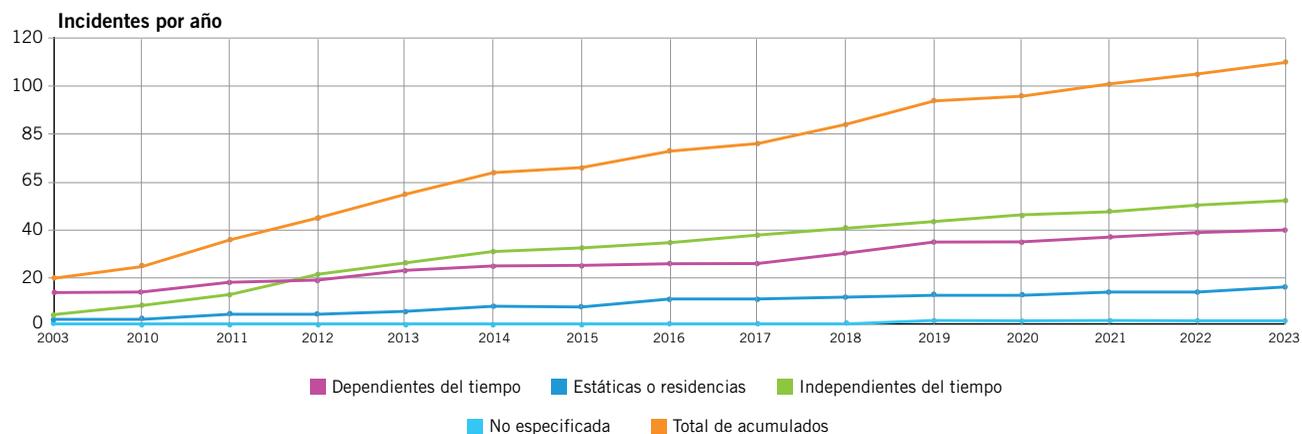


Figura 10. Gráfico de incidentes acumulados por año, para el período 2009-2023, discriminados por categoría de la causa

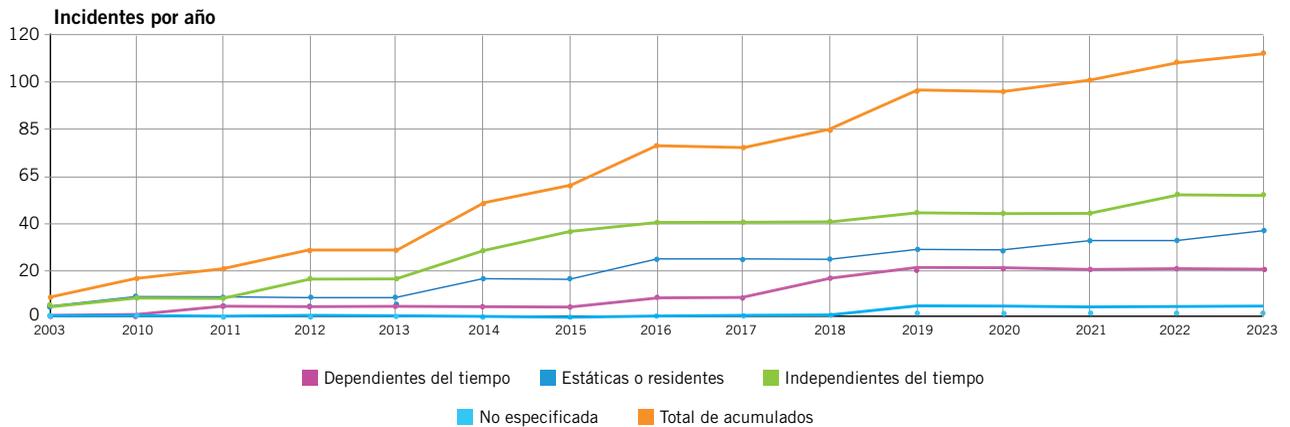


Figura 11. Gráfico de incidentes acumulados por año, para el período 2009-2023, discriminados por categoría de la causa, para orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

Causa	Cantidad de incidentes	Porcentaje
Daño por tercero	38	34,55
Corrosión externa	33	30,00
Robo de fluido	10	9,09
Falla de manufactura de la soldadura del caño	8	7,27
Falla en otras soldaduras de construcción	6	5,45
Corrosión bajo tensión	3	2,73
Daño por contratista	3	2,73
Fallas en sellos	2	1,82
Fragilización por hidrógeno	2	1,82
Otras fallas	2	1,82
Corrosión interna	2	1,82
Caída de rayo	1	0,91

Figura 12. Tabla de incidentes totales para el período 2009-2023, discriminados por causa, con cantidades y porcentajes

eventos que en general obligaron a suspender el transporte de fluido.

En la Figura 10 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2009-2023, con incidentes acumulados por año y por categoría de la causa: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y residentes. Fueron 110 incidentes.

En la Figura 11 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2009-2023, 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 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.

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 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 2009-2023, 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 externa	2	7,14
Corrosión bajo tensión	2	7,14
Fragilización por hidrógeno	1	3,57
Otras fallas	1	3,57

Figura 15. Gráfico de incidentes con orificios mayores a 110mm y rotura completa del ducto, para el período 2009-2023, discriminados por causa y tabla con cantidades y porcentajes

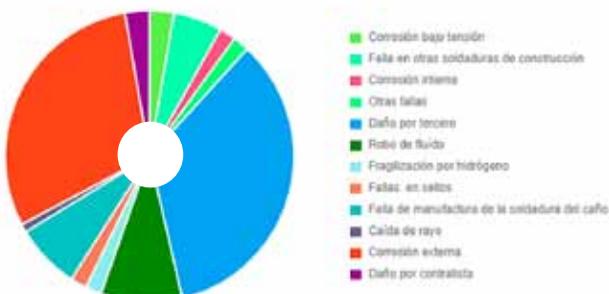


Figura 13. Diagrama de incidentes totales, para el período 2009-2023, discriminados por causa

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 2009-2023.

La frecuencia de falla es $1,980 \times 10^{-4}$ incidentes/(Km. año) para el período 2009-2023.

También es posible hacer el análisis por períodos de 5 años. Este tipo de análisis permite una evaluación actualizada 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 2009-2023, para 16 empresas, desagregado en períodos de 5 años: 2009-2013, 2014-2018 y 2019-2023. Puede observarse un marcado descenso en la frecuencia de falla.

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 2019-2023 es 1,321 Incidentes cada 10000 km de ductos, el 42,1% de la correspondiente al período 2009-2013.

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 período 2009-2023 tanto para ductos de transporte de gas natural y como de hidrocarburos líquidos y también para los mismos para cada quinquenio.

Estos datos se pueden a su vez dividir por tipo de revestimiento, con lo que resulta

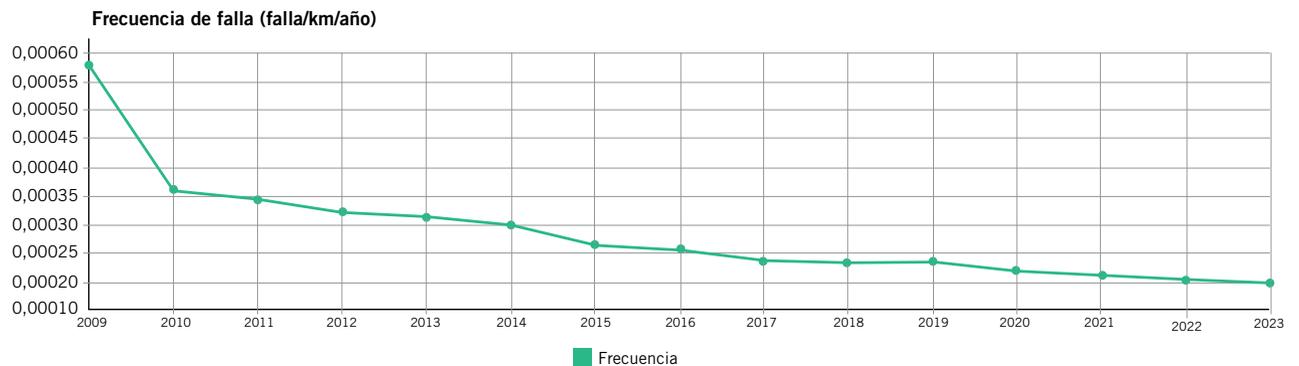


Figura 16. Gráfico de frecuencia de falla para el período 2009-2023

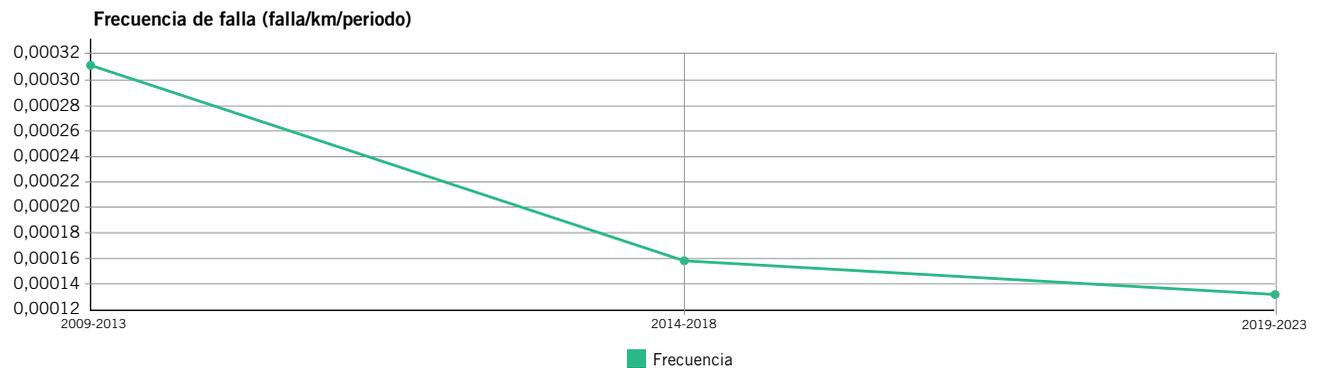


Figura 17. Gráfico de frecuencia de falla para períodos de 5 años desde el año 2009 al año 2023

Año desde	Año hasta	Cantidad incidentes por período	Exposición al daño en el período (km/año)	Frecuencia de falla (incidentes/km.año)
2019	2023	26	196873	$1,321 \times 10^{-4}$
2014	2018	29	183181	$1,583 \times 10^{-4}$
2009	2013	55	175406	$3,136 \times 10^{-4}$

Figura 18. Frecuencia de falla para el período 2009-2023, desagregado en períodos de 5 años para todo tipo de fuga o derrame

Período	Frecuencia de falla – Incidentes/km.año	
	Gas Natural	Hidrocarburos líquidos
2009-2023	$1,395 \times 10^{-4}$	$4,522 \times 10^{-4}$
2019-2023	$0,556 \times 10^{-4}$	$4,864 \times 10^{-4}$
2014-2018	$1,480 \times 10^{-4}$	$2,030 \times 10^{-4}$
2009-2013	$2,271 \times 10^{-4}$	$6,670 \times 10^{-4}$

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

Período	Frecuencia de falla – Incidentes/km.año			
	Gas Natural		Hidrocarburos líquidos	
	Base asfáltica	Todos los otros	Base asfáltica	Todos los otros
2009-2023	2,665 x 10-4	0,486 x 10-4	5,324 x 10-4	0,571 x 10-4
2019-2023	0,980 x 10-4	0,298 x 10-4	5,557 x 10-4	1,624 x 10-4
2014-2018	2,446 x 10-4	0,801 x 10-4	2,431 x 10-4	0
2009-2013	4,568 x 10-4	0,377 x 10-4	7,986 x 10-4	0

Figura 20. Frecuencia de falla para varios períodos para ductos de transporte de gas natural y de hidrocarburos líquidos con revestimiento de base asfáltica u otro

Período	Frecuencia de falla – Incidentes/km.año x 10-4							
	Gas Natural				Hidrocarburos líquidos			
	Base asfáltica		Todos los otros		Base asfáltica		Todos los otros	
	< 110mm	rotura	< 110mm	rotura	< 110mm	rotura	< 110mm	rotura
2009-2023	1,904	0,761	0,187	0,299	4,745	0,579	0,571	0
2019-2023	0,327	0,653	0,099	0,199	4,863	0,695	1,624	0
2014-2018	1,468	0,978	0,115	0,687	2,083	0,347	0	0
2009-2013	3,916	0,653	0,377	0	7,292	0,694	0	0

Figura 21. Frecuencia de falla para varios períodos para ductos de transporte de gas natural y de hidrocarburos líquidos con revestimiento de base asfáltica u otro, donde se ha producido una fuga o una rotura

Se puede observar en la Figura 19 que los ductos que transportan gas natural tienen en todos los períodos frecuencias de falla inferiores a la de los ductos que transportan hidrocarburos líquidos. A su vez, en la Figura 20, cuando se discrimina entre los ductos con revestimiento de base asfáltica (asfaltos, esmaltes asfálticos aplicados sobre la zanja o en planta de revestimiento) y los otros revestimientos (polietileno extruido, cintas plásticas, epoxis y algunos otros) la frecuencia de falla es menor en los ductos no están revestidos con revestimientos de base asfáltica, y aún menor en los que transportan gas natural.

Si se discriminan (Figura 21) entre los incidentes en

los que hubo un orificio de más 110mm de diámetro o rotura total y en los que hubo solo una fuga con orificio menor a 110 mm de diámetro se obtienen los siguientes resultados.

Los resultados muestran que la gran diferencia en la frecuencia de falla entre los ductos que transportan gas natural e hidrocarburos líquidos se encuentra en la frecuencia de fugas en los ductos revestidos con revestimientos de base asfáltica.

Con el mismo proceso aquí mostrado se pueden analizar las causas particulares y las consecuencias que provocaron estos incidentes. En el 2º Informe RIDA (10993-2023) hay muchos más análisis.

Período Último reporte Longitud - Km	UKOPA 1962-2021 23576	EGIG 1970-2019 142711	PHMSA (gas) 2020 2424716	RIDA 1993-2023 999643
1993-2023				0,373 x 10-3
1970-2019		0,290 x 10-3		
1962-2021	0,197 x 10-3			
2000-2019		0,147 x 10-3		0,253 x 10-3
2002-2021	0,072 x 10-3			0,231 x 10-3
2019-2023				0,132 x 10-3
2015-2019		0,126 x 10-3		0,161 x 10-3
2017-2021	0,076 x 10-3			0,146 x 10-3
2016-2020			0,123 x 10-3	0,158 x 10-3
2012-2016	0,087 x 10-3	0,136 x 10-3		0,206 x 10-3
2011-2015			0,130 x 10-3	0,230 x 10-3
2007-2011	0,099 x 10-3			0,349 x 10-3
2006-2010		0,162 x 10-3	0,117 x 10-3	0,338 x 10-3

Figura 22. Comparación entre frecuencia de falla de RIDA y otras bases de datos

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 15 operadoras del Reino Unido. En el último reporte, correspondiente al período 1962-2021, la longitud de ductos incluidos es 23576 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 17 operadoras de Europa. En el último reporte, correspondiente al período 1970-2019, la longitud de ductos incluidos es 142711 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.

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 89,3% mayor que la dada por UKOPA y 72,1 mayor que la dada por EGIG.

La frecuencia de falla calculada sobre los últimos 20 años muestra que en RIDA la frecuencia resultó 220,8% mayor que la dada por UKOPA y 28,6 mayor que la dada por EGIG. En ambos casos se observa que se había producido una caída al 36,5% en UKOPA y al 50,7% en EGIG respecto de la frecuencia en un período mayor a 30 años, mientras que en RIDA solo cayó 67,8%. 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 73,7% mayor que la dada por UKOPA y 4,8 mayor que la dada por EGIG.

Si se comparan la frecuencia de falla para cada quinquenio informado por UKOPA, EGIG o PHMSA con la informada por RIDA se puede observar la acentuada disminución en RIDA, que muestra que hoy el sistema

argentino ductos de transmisión está operando en condiciones similares al europeo.

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 30,8 % de la correspondiente a los ductos que transportan hidrocarburos líquidos en el período 2009-2023 y el 11,4% en el período 2019-2023.

La frecuencia de falla en los ductos revestidos con revestimiento de base asfáltica es 7,15 veces mayor que la de los ductos con otros revestimientos en el período 2009-2023.

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.

En el último quinquenio (2019-2023) es del mismo orden que el sistema de ductos europeo.

Bibliografía

- UKOPA - Pipeline Fault Database - Product Loss Incidents and Faults Report (1962 – 2021), August 202
- EGIG - 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2019), December 2020
- EGIG - 10th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2016), March 2018
- EGIG - 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2013), February 2015
- EGIG - 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2010), December 2011
- EGIG - 7th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2007), December 2008
- EGIG - 6th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2004), December 2005
- EGIG - 5th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2001), September 2002