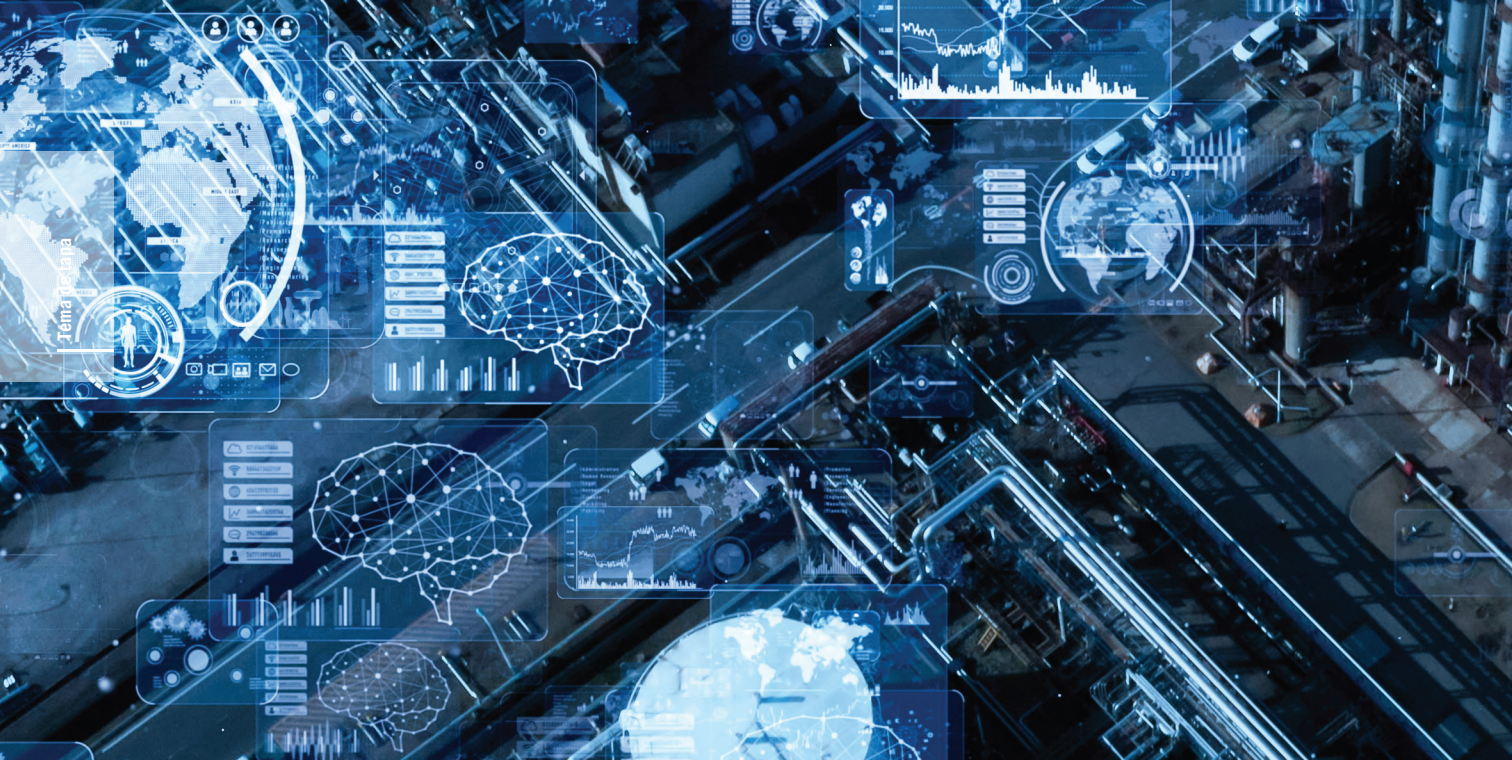




RIDA, el Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina creado por el IAPG

Por *Eduardo Carzoglio (TGN S.A.), Ivana Rodini (Litoral Gas Argentina), Diego Perretti (YPF Argentina), Carlos Flores (Naturgy Ban), Cristián Dávila (Distribuidora de Gas de Cuyo, Argentina), Mariana Gómez (TGN Argentina) y Duilio Starnone (Compañía Mega, Argentina) (Sub-Comisión RIDA de IAPG)*

Se presentó RIDA, el Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, la base que recopila datos anuales de ductos en operación en la Argentina y datos de incidentes ocurridos en esos y su relación en el espacio público de los productos transportados.

La aplicación de Programas de Gestión de Integridad de Ductos en los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural lleva más de 20 años en la 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.

En la Argentina existen 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. E120-2017) 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 las Adendas N.º 1 de las Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías (NAG 100) se estableció la necesidad de gestionar la integridad de las líneas de transmisión sobre la base de los riesgos. En la Adenda N.º 2 se incluyó el Apéndice 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

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.

En la actualidad, ante la falta de información generada en la Argentina, cuando se realizan análisis cuantitativos de riesgo se utilizan frecuencias de falla obtenidas en Europa o los Estados Unidos. Al usarlas se asume, sin decirlo expresamente, que nuestros sistemas de ductos han sido construidos, operados y tratados por la comunidad como si estuvieran instalados en Europa o los Estados Unidos. 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 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 los 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 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 están obligadas a brindar por requisitos regulatorios 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 13 empresas que en conjunto operan hoy algo más de 37.000 km de ductos de transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos.

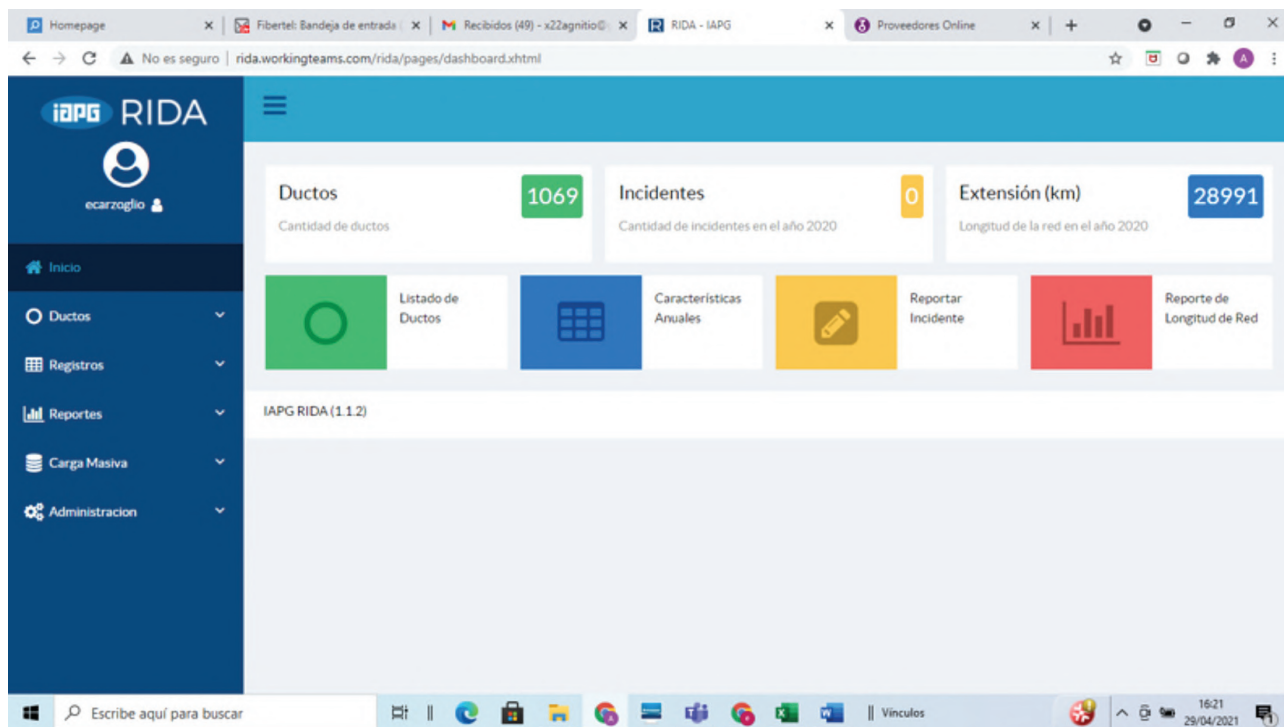


Figura 1. Pantalla de Inicio de RIDA.

RIDA

El Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina (RIDA), 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 nominal, grado del acero, MAPO, MOP, tapada, año de puesta en operación, revestimiento, longitud de cada clase de trazado y áreas sensibles, presión de prueba hidráulica 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 de 1993 y en el caso de empresas que transportan hidrocarburos líquidos, a partir de 2006. Hay datos hasta 2020.

En la figura 1, se muestran algunas de las funcionalidades de RIDA con datos correspondientes a seis empresas: Compañía Mega, Distribuidora de Gas Cuyana, Litoral Gas, Naturgy, TGN e YPF. Hay otras cinco empresas que han hecho cargas parciales de datos. Estos datos deben considerarse preliminares y no tomarlos como representativos del total de la Argentina.

Características de los ductos

En la figura 2 se muestra la evolución del sistema argentino de ductos de transmisión durante el período 1993-2020, desagregado por producto transportado.

En la figura 3 se muestra el gráfico de la figura 1 desagregado por diámetro.

En la figura 4 se muestra el gráfico de la figura 1 desa-

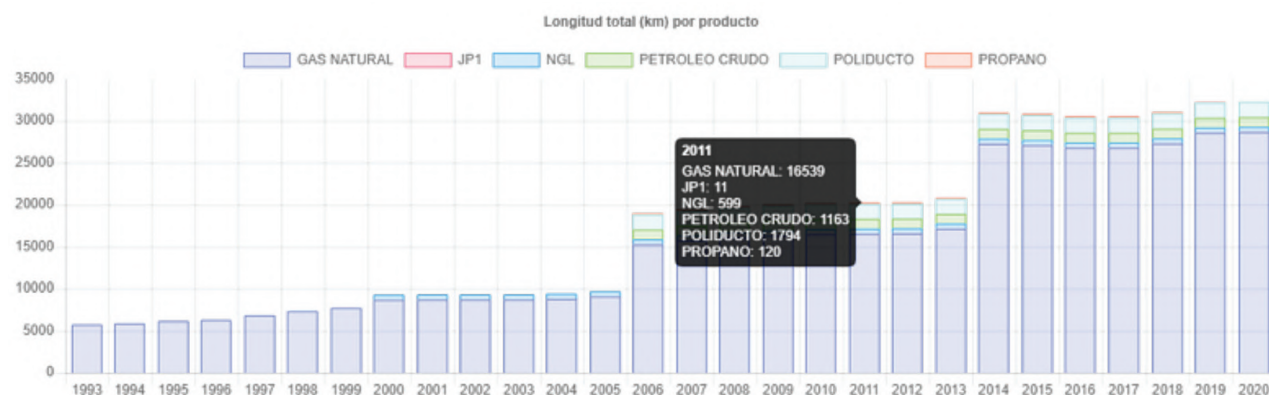


Figura 2. Gráfico de kilómetros de ductos en operación por año por producto transportado.

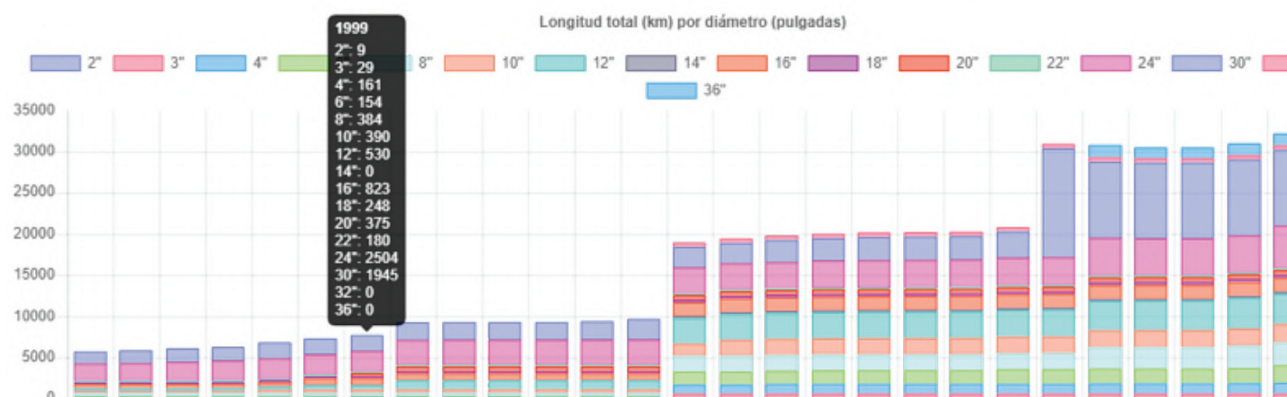


Figura 3. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por diámetro.

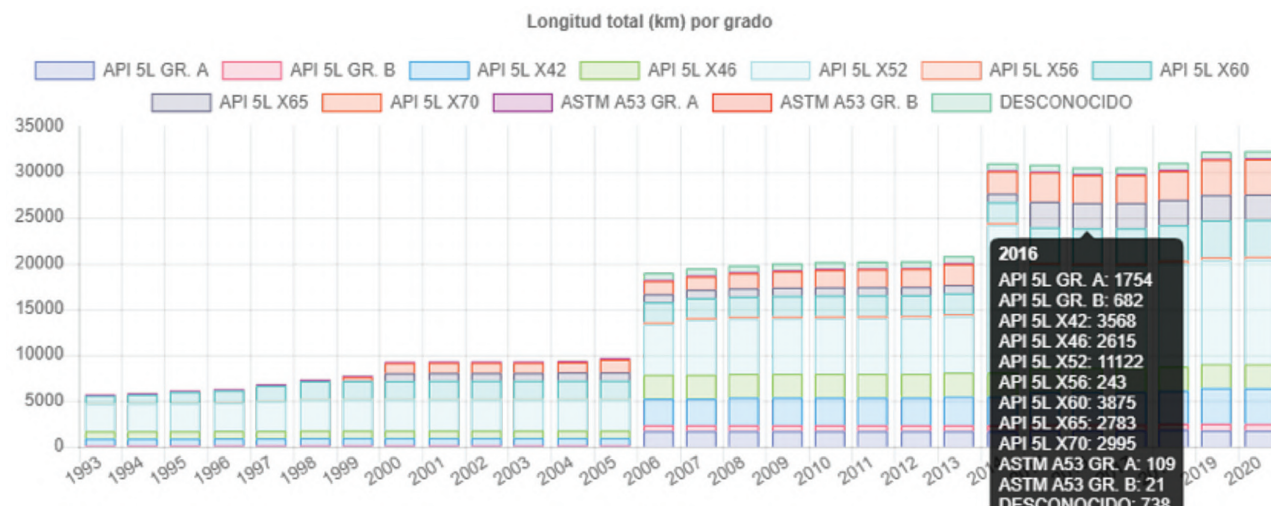


Figura 4. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por grado del acero.

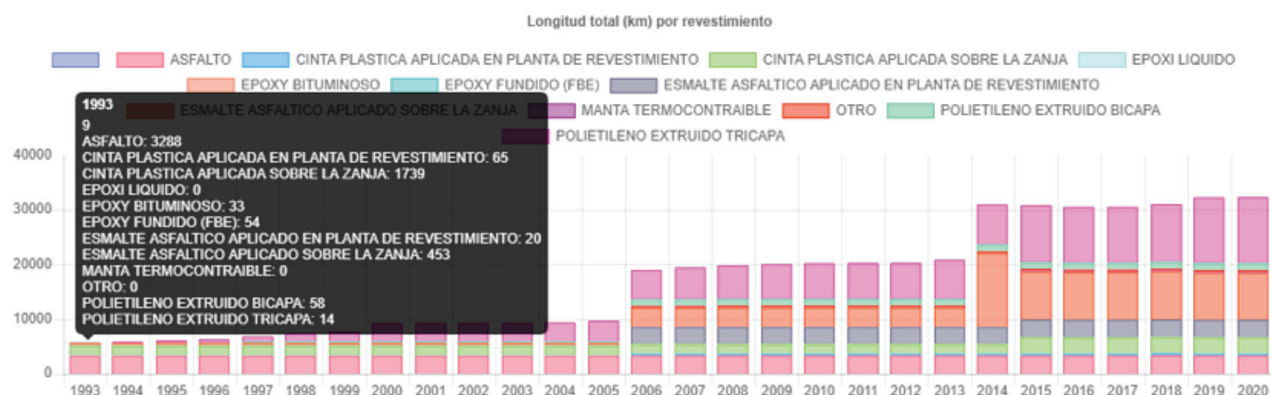


Figura 5. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por tipo de revestimiento.

gregado por grado del acero del ducto.

En la figura 5 se muestra el gráfico de la figura 1 desagregado por tipo de revestimiento.

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 1993-2020.

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 traza-do, etc.), sin identificar el ducto en particular en que ocu-

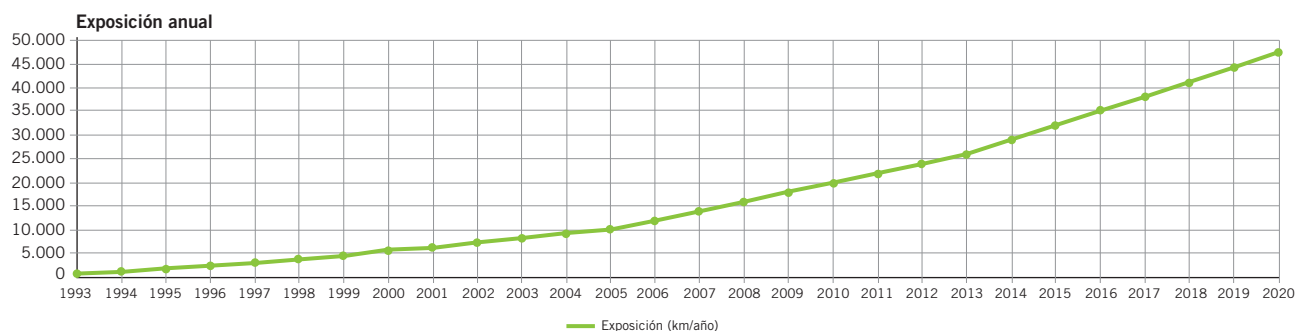


Figura 6. Exposición acumulada *versus* año, para hidrocarburos líquidos y gas natural.



Figura 7. Cantidad de incidentes por año durante el período 2006-2020, para seis empresas y para todas las fugas y los derrames.



Figura 8. Cantidad de incidentes por año durante el período 2006-2020, para seis empresas, para todas las fugas y los derrames con orificios mayores a 110 mm y corte completo del ducto.

rió. Se identifica la causa del incidente y se dimensiona el tamaño del orificio por el cual se produjo la fuga o derrame. Las causas se encuentran alineadas con las descriptas en ASME B31.8S, API 1160, NAG 100 y Res. E120/2017. Las causas a su vez se agrupan en dependientes del tiempo, independientes del tiempo y en estáticas o residentes.

En la figura 7 se muestra el gráfico con la cantidad de incidentes anuales durante el período 2006-2020 correspondientes a las seis empresas citadas.

En la figura 8 se muestra el 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 110 mm y roturas completas del ducto. Son los eventos que en general obligaron a suspender el transporte de fluido.

En la figura 9 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2006-2020, con incidentes acumulados por año y por categoría de la causa: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y residentes.

En la figura 10 se muestra la evolución de los incidentes en el período 2006-2020, con incidentes acumulados

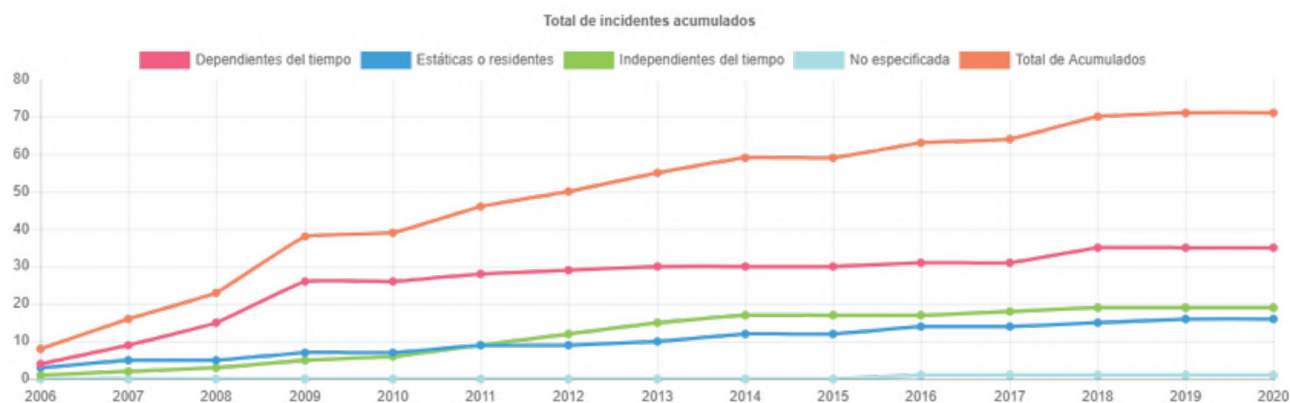


Figura 9. Incidentes acumulados por año durante el período 2006-2020 para seis empresas, discriminados por categoría de la causa.

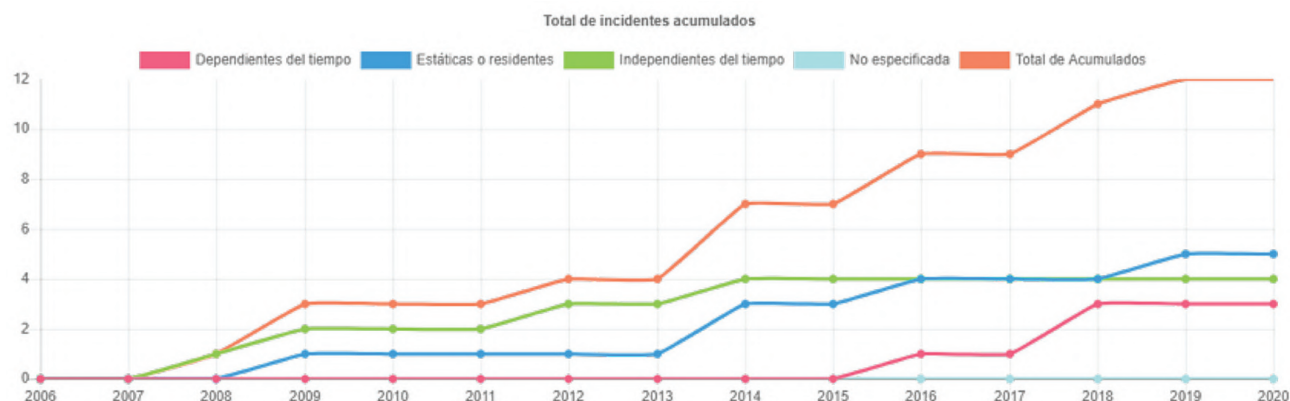


Figura 10. Incidentes acumulados por año durante el período 2006-2020 para seis empresas, discriminados por categoría de la causa, para orificios mayores a 110 mm y corte completo del ducto.



Figura 11. Incidentes totales para seis empresas durante el período 2006-2020, discriminados por causa.

por año y por categoría de la causa: dependientes del tiempo, independientes del tiempo y residentes, pero solo para

Causa	Cantidad de Incidentes	Porcentaje
Fallas en válvulas	1	1,41
Corrosión interna	1	1,41
Otras fallas	1	1,41
Daño por contratista	1	1,41
Fragilización por hidrógeno	2	2,82
Fallas en sellos	2	2,82
Falla en otras soldaduras de construcción	6	8,45
Falla de manufactura de la soldadura del caño	7	9,86
Daño por tercero	18	25,35
Corrosión externa	32	45,07

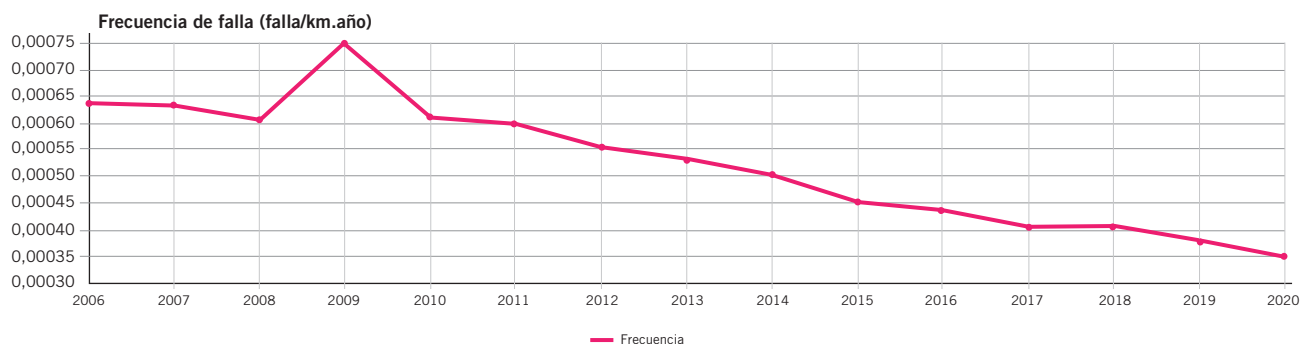
Figura 12. Tabla de incidentes totales para seis empresas, durante el período 2006-2020, discriminados por causa, con cantidades y porcentajes.

Causa	Cantidad de Incidentes	Porcentaje
Fragilización por hidrógeno	1	8,33
Daño por contratista	1	8,33
Falla en otras soldaduras de construcción	2	16,67
Corrosión externa	2	16,67
Daño por tercero	3	25
Falla de manufactura de la soldadura del caño	3	25

Figura 13. Incidentes con orificios mayores a 110 mm y rotura completa del ducto, para seis empresas, durante el período 2006-2020, discriminados por causa. Además la tabla con cantidades y porcentajes.

los incidentes donde el orificio de la fuga o derrame fue mayor a 110 mm y roturas completas del ducto.

En la figura 11 se observan las causas de esos incidentes y su distribución. En la figura 12 se encuentra la tabla con las causas individuales, su cantidad y el porcentaje sobre el total. Las causas son las enumeradas en ASME B34.8 S y en API 1160.



Año	Cantidad incidentes	Cantidad incidentes acumulados	Exposición (km.año)	Frecuencia de falla (Falla/km.año)
2006	8	8	12.577	6,36E-04
2007	8	16	25.154	6,36E-04
2008	7	23	37.940	6,06E-04
2009	15	38	50.863	7,47E-04
2010	1	39	63.907	6,10E-04
2011	7	46	76.986	5,98E-04
2012	4	50	90.089	5,55E-04
2013	5	55	103.569	5,31E-04
2014	4	59	117.181	5,04E-04
2015	0	59	131.039	4,50E-04
2016	4	63	144.897	4,35E-04
2017	1	64	158.755	4,03E-04
2018	6	70	172.684	4,05E-04
2019	1	71	188.009	3,78E-04
2020	0	71	203.374	3,49E-04

Figura 14. Gráfico y tabla de frecuencia de falla para seis empresas durante el período 2006-2020, para todo tipo de fuga o derrame.

Este informe se puede filtrar también por causa y por el tamaño del orificio. En la figura 13 se puede ver el informe para orificios superiores a 110 mm y corte competo del ducto.

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 acu-

mulados y la exposición anual. En la figura 14 se muestra la frecuencia de falla anual para todo tipo de fuga o derrame durante el período 2006-2020, para seis empresas.

También es posible hacer el análisis por períodos de cinco años. Este tipo de análisis permite una evaluación actualizada de lo que ocurre en el momento actual. En la figura 15 se muestra la frecuencia de falla para todo tipo de fuga o derrame durante el período 2006-2020, para seis empresas, desagregado en períodos de cinco años: 2006-2010, 2011-2015 y 2016-2020. Puede observarse un marcado descenso en la frecuencia de falla.

Conclusiones

Los datos mostrados en este trabajo componen un informe preliminar de lo que se podrá obtener de RIDA cuando se complete la carga de datos.

Los resultados mostrados son preliminares, debido a que están calculados sobre el 43% de los ductos que se estima tener incluidos cuando finalice la carga de datos en curso. No deben ser utilizados como referencia.

Se han mostrado los gráficos básicos que se pueden obtener. Existe mucha más información cargada sobre la que aún no se ha trabajado.

Ya se puede observar como la aplicación de programas de gestión de integridad ha impactado en la cantidad de fugas, derrames y roturas acaecidas en los 15 años analizados.

Estimamos que en el próximo año podremos emitir un primer informe que comprenda el período 1993-2020 con un análisis más profundo de las frecuencias de falla y las causas prevalentes hoy en día.

Agradecimientos

Agradecemos 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 elaboración.

Año desde	Año hasta	Cantidad incidentes periodo	Longitud periodo (km)	Frecuencia de falla
2016	2020	12	72.335	1,66E-04
2011	2015	20	67.132	2,98E-04
2006	2010	39	63.907	6,10E-04

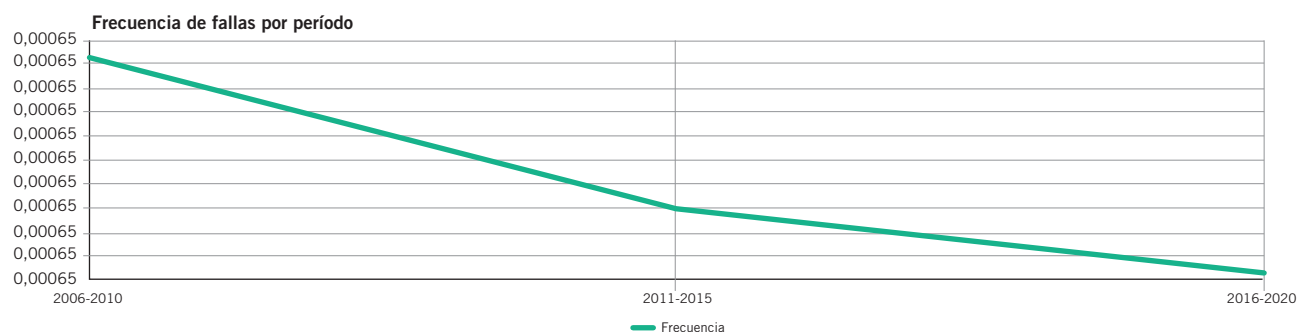


Figura 15. Frecuencia de falla para seis empresas, durante el período 2006-2020, desagregado en períodos de cinco años para todo tipo de fuga o derrame.