

COMPARATIVA DE ESTUDIOS QRA UTILIZANDO LAS BASES DE DATOS RIDA Y EGIG

Esteban Cáceres, Aconcagua Ingeniería, esteban.caceres@aconcaguaingenieria.com; Mayra Lagarde, Aconcagua Ingeniería, mayra.lagarde@aconcaguaingenieria.com; Andrés Rodríguez, Aconcagua Ingeniería, andres.rodriguez@aconcaguaingenieria.com.

Sinopsis

Este estudio se centra en la realización de un análisis de riesgo cuantitativo (QRA) para un gasoducto de transporte de gas natural, utilizando la base de datos argentina RIDA (Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina). El estudio aborda las amenazas críticas en gasoductos, tales como corrosión externa, daño por terceros y defectos de manufactura y construcción, mediante un enfoque cuantitativo que evalúa la probabilidad de ocurrencia de eventos adversos, aprovechando la especificidad de la base de datos RIDA en el contexto argentino.

El objetivo del trabajo implica la comparación de los resultados obtenidos por la metodología con aquellos obtenidos mediante la aplicación de la base de datos europea EGIG. Esta comparativa permite identificar posibles discrepancias, o sensibilidad en factores particulares, en los niveles de riesgo asociados al transporte de gas natural en diferentes regiones, ofreciendo así una visión más amplia y completa de las condiciones específicas de cada entorno.

La relevancia de este trabajo radica en su contribución al fortalecimiento de la gestión de riesgos en el sector de gasoductos en Argentina. La comparación en un caso de aplicación entre las bases de datos RIDA y EGIG no solo proporciona información valiosa sobre las particularidades del riesgo en gasoductos argentinos, sino que también respalda la formulación de estrategias de prevención más eficientes, propias del entorno nacional, contribuyendo al desarrollo de prácticas más seguras en este sector.

Introducción

El análisis de riesgo cuantitativo (QRA) es una herramienta importante en la gestión de la integridad de los gasoductos de transporte de gas natural, enfocándose en la seguridad de las personas que habitan o transitan cerca de estos ductos. A diferencia de los análisis de riesgo cualitativos o semicuantitativos, el QRA ofrece una serie de ventajas significativas:

- Resultados en términos de probabilidad de muerte: Permite una cuantificación precisa del riesgo asociado a eventos adversos, facilitando la interpretación y gestión del riesgo.
- Evaluación del riesgo individual y social: Proporciona una visión integral del impacto potencial sobre individuos y la comunidad.
- Análisis costo-beneficio de las medidas de mitigación: Ayuda a priorizar acciones correctivas basadas en un enfoque económico y de seguridad.
- Comparación con criterios internacionales: Facilita la alineación con estándares globales, como los criterios ALARP (As Low As Reasonably Practicable) y COMAH (Control of Major Accident Hazards).

En la Argentina, la NAG 100 Adenda N°2 año 2016 estableció la obligatoriedad de realizar este tipo de análisis de riesgo en gasoductos que operan a un nivel de tensión superior al 30% de la TMFE y que contienen viviendas o sitios aptos para el transporte de seres humanos dentro del Círculo de Impacto Potencial. Esta normativa subraya la importancia de evaluar riesgos específicos y adaptados a las condiciones particulares del gasoducto.

Para calcular el riesgo cuantitativo, es fundamental estimar la probabilidad de ocurrencia de los distintos tipos de falla según cada amenaza aplicable (pinhole, agujero, rotura), junto con las probabilidades de ignición y las áreas de consecuencia asociada. Tradicionalmente, la industria

en Argentina ha empleado las frecuencias derivadas de la base de datos EGIG (European Gas pipeline Incident data Group). La última versión de este reporte: EGIG 20.0432, representan un total de 143000 km de cañerías de transmisión de gas natural de acero con una presión de diseño superior a 15 bar durante el periodo 1970-2019, y computan como incidente a todas las pérdidas de gas.

Sin embargo, con la publicación en 2022 del primer informe del Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina (RIDA) que cubre el período de 1993 a 2020, se ha abierto la posibilidad de utilizar datos locales para los análisis de riesgo. RIDA incluye información sobre 37452 kilómetros de ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural, detallando fugas, derrames y roturas ocurridas entre 1993 y 2020, y proporcionando frecuencias de fallas específicas para el periodo 2006-2020.

El propósito de este estudio es comparar los resultados de los análisis QRA utilizando las bases de datos RIDA y EGIG. Para ello, se desarrollará una metodología que permita calcular la probabilidad de falla por cada amenaza identificada, utilizando las frecuencias de fallas proporcionadas por ambos reportes. La metodología se adhiere a las directrices establecidas por IGM/TD/2, proporcionando así una evaluación coherente y comparable entre ambas bases de datos.

Esta comparativa no solo ofrecerá una visión más amplia de las condiciones específicas de los gasoductos en Argentina y Europa, sino que también contribuirá al fortalecimiento de la gestión de riesgos en el sector de gasoductos en Argentina, permitiendo formular estrategias de prevención más adecuadas al entorno nacional.

Desarrollo

El Apéndice G-20 de NAG 100 Adenda 2 establece los pasos básicos para llevar adelante una evaluación de riesgos:

- Descripción del Sistema
- Identificación de Peligros
- Predicción de la Probabilidad de Falla
- Predicción de Consecuencias
- Cuantificación del Riesgo

Estos pasos son la base para la metodología implementada en el presente estudio y que se detallan a continuación.

Descripción del Sistema

Este estudio analiza un gasoducto modelo compuesto por tuberías de acero API 5L X60 con espesores de 9.52 mm y 11.9 mm. El diámetro de la tubería es de 609.6 mm (24 pulgadas). La traza simulada se presenta en la Figura 1.



Figura 1. Esquema de la traza del Gasoducto Modelo.

La fecha de construcción se considera el año 2003. El ducto fue construido con una tapada general de 1.5 m y un cruce especial con río (tapada 7 m).

La Máxima Admisible Presión Operativa (MAPO) es 80 bar. Con el objetivo de garantizar su integridad estructural y operativa, se ha establecido una frecuencia de patrullaje cada 14 días.

Identificación de Peligros

La identificación de peligros se basó en un análisis de las 21 amenazas listadas por ASME B31.8S. De esta lista de amenazas, con fundamento en las principales causas de falla identificadas en gasoductos en la Argentina (RIDA, Tabla 12) y la experiencia del equipo de trabajo, se seleccionan los siguientes peligros a evaluar en el estudio de riesgo:

- Daño por terceros
- Fallas por defectos de manufactura y/o construcción
- Corrosión externa

Predicción de la Probabilidad de Falla

La predicción de la probabilidad de falla para cada uno de los peligros identificados se realiza mediante la selección de frecuencias de falla de diversas bases de datos. El método de cálculo también incorpora factores de mitigación de acuerdo con las recomendaciones de IGEN/TD/2, una norma de origen inglés que emplea frecuencias de la base de datos UKOPA.

En este estudio, se comparan los resultados del QRA utilizando las frecuencias de las bases de datos RIDA y EGIG. Aunque las causas de falla son similares en ambos reportes, la consideración de factores secundarios (como espesor de pared, tapada y diámetro) y los periodos cubiertos difieren. EGIG proporciona frecuencias de falla para los periodos 1970-2019 y 2010-2019, mientras que RIDA ofrece frecuencias para el periodo 2006-2020. Para obtener resultados comparables, se utilizan las frecuencias de falla de RIDA para 2006-2020 y de EGIG para 2010-2019.

Probabilidad de Falla de Daño por Terceros (P_{teri})

$$P_{teri} = F_{teri} \cdot f_{Tapada} \cdot f_{Espesor} \cdot f_{factor\ de\ diseño} \cdot f_{Protección} \cdot f_{Patrullaje}$$

Donde:

F_{teri} = Frecuencia de Falla Base para Daño por Terceros. El subíndice “i” corresponde a pinhole, agujero o rotura. La frecuencia base se obtiene en función del diámetro de la tubería del Reporte RIDA – Tabla 25 (Fluido Transportado = Gas) y Reporte EGIG Figura 25 respectivamente.

$f_{factor\ de\ diseño}$ = Factor de reducción por factor de diseño, según IGEM/TD/2 Figura 8.

$f_{Espesor}$ = Factor de reducción por espesor de pared, según IGEM/TD/2 Figura 9.

f_{Tapada} = Factor de mitigación por profundidad de tapada, según IGEM/TD/2 Figura 10.

$f_{Patrullaje}$ = Factor de reducción por frecuencia de patrullaje, según IGEM/TD/2 Figura 11.

$f_{Protección}$ = Factor de mitigación por medidas de protección, según IGEM/TD/2 Tabla 3.

Probabilidad de Falla por Corrosión (P_{corr})

$$P_{corri} = F_{corri} \cdot f_{año}$$

Donde:

F_{corri} = Frecuencia de Falla Base para Corrosión. El subíndice “i” corresponde a pinhole, agujero o rotura. La frecuencia base se obtiene en función del espesor de tubería del Reporte RIDA – Tabla 35 (Fluido Transportado = Gas) y Reporte EGIG Figura 36 respectivamente.

$f_{año}$ = Factor por año de construcción. IGEM/TD/2 indica que la frecuencia de falla por corrosión en función del espesor debe ser reducida en un factor de 0 cuando el ducto se instaló luego de 1980. Este factor surge del análisis de la base de datos UKOPA, y coincide con la tendencia observada en EGIG donde la probabilidad de falla por corrosión es menor en ductos más nuevos (Figura 31 Reporte EGIG).

Probabilidad de Falla por Defectos de Construcción/Manufactura ($P_{co/ma}$)

Para la estimación de la probabilidad de Falla por Defectos de Construcción o Manufactura, la norma IGEM/TD/2 considera una frecuencia base que es función del espesor y un factor que es función del año de construcción. La base de datos RIDA reporta la probabilidad de falla por amenazas estáticas en función del espesor por lo que la formula se puede replicar de la siguiente manera:

$$P_{co/mai} = F_{co/mai} \cdot f_{año}$$

Donde:

$F_{co/mai}$ = Frecuencia de Falla Base por Defectos de Construcción o Manufactura. El subíndice “i” corresponde a pinhole, agujero o rotura. La frecuencia base se obtiene en función del espesor de tubería del Reporte RIDA – Tabla 3 (Fluido Transportado = Gas).

$f_{año}$ = Factor por año de construcción. IGEM/TD/2 indica que la frecuencia de falla por defectos de construcción o material en ductos comisionados luego de 1980 se puede reducir en un factor de 5 (basado en el análisis de la base de datos UKOPA).

En cuanto a la base de datos EGIG, esta no presenta frecuencia de falla por defectos de construcción o fabricación en función del espesor de la tubería, por lo que la formula a utilizar será la siguiente:

$$P_{co/ma i} = F_{co/ma i} \cdot f_{espesor}$$

Donde:

$F_{co/ma i}$ = Frecuencia de Falla Base por Defectos de Construcción o Manufactura. El subíndice “i” corresponde a pinhole, agujero o rotura. La frecuencia base se obtiene en función del año de construcción sumando las frecuencias de las Figuras 40 y 42 del Reporte EGIG.

$f_{espesor}$ = Factor por espesor de tubería. Este factor se obtiene dividiendo las frecuencias de falla en función del espesor presentados en la Tabla 7 del Apéndice 4 de IGEM/TD/2 por la frecuencia de falla debido a defectos de construcción y material del correspondiente reporte UKOPA.

Predicción de la Consecuencia

La evaluación de las consecuencias derivadas de un incidente en términos de seguridad para las personas y sus bienes se fundamenta en tres factores principales: el tamaño del área afectada, la probabilidad de ignición y la densidad poblacional en las cercanías de la línea.

La probabilidad de ignición (P_{ign}) es la probabilidad de que una fuga de gas o una rotura resulten en un incendio. Esta probabilidad se calcula como:

En caso de rotura:

$$P_{ign} = 0,0555 + 0,0137 pd^2 ; 0 \leq pd^2 \leq 57$$

$$P_{ign} = 0,81 ; pd^2 > 57$$

En caso de fuga:

$$P_{ign} = \min \left\{ 0,0555 + 0,0137 \frac{pd^2}{2} ; 0,44 \right\}$$

Donde:

p : presión de operación (bar).

d : diámetro de la cañería en caso de rotura o diámetro de la fuga (m).

Si el escape de gas se inflama, la estimación de las consecuencias debe prever la extensión del evento en términos de radiación térmica y cuantificar las pérdidas que podrían causar. Para cuantificar la radiación térmica y sus efectos, se emplean herramientas y modelos específicos que consideran variables como la cantidad de gas liberado, la velocidad de flujo, la temperatura de combustión, y la distancia al punto de ignición. En el presente estudio, la estimación del alcance de las consecuencias sigue el Reporte GRI-00/0189 que describe el modelo PIR: Potential Impact Radius, que es el área que potencialmente se vería afectada por una falla.

Cuantificación del Riesgo

El riesgo individual se define como la probabilidad de que una persona, que permanece 24 horas al día, los 365 días del año, en una posición fija, tenga una probabilidad del 1% de muerte debido a cualquier falla posible a lo largo del ducto.

Para cuantificar el riesgo individual, primero se calcula la probabilidad de falla con ignición y luego se evalúan los círculos de impacto potencial para cada tipo de falla. Los círculos de impacto potencial se definen como áreas alrededor del gasoducto donde la probabilidad de muerte es del 1% o más debido a una falla.

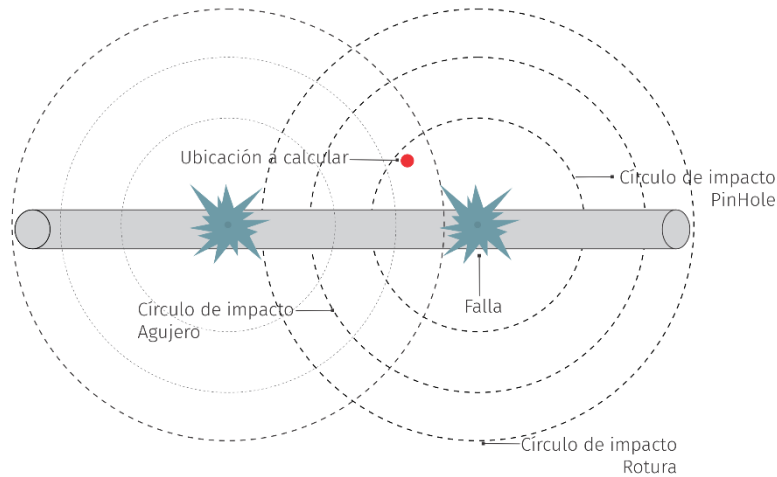


Figura 2. Esquema de círculos de impacto potencial para diferentes fallas en un punto del ducto.

El riesgo en una ubicación dada ($R_{ubicación}$) se calcula sumando el riesgo generado por cada falla dentro del círculo de impacto potencial que alcanza la ubicación en cuestión. Esto se representa como:

$$R_{ubicación} = \sum_i (R_{falla\ i})$$

Donde:

$R_{falla\ i}$ = Riesgo de la i-ésima falla.

El análisis del riesgo social se realiza en un sitio específico definido por la longitud del ducto en estudio y la distancia al ducto que puede ser alcanzada en el peor escenario de falla. En este sitio, se calcula la frecuencia (f) de una falla y el número de personas (N) afectadas por la falla, considerando el área del círculo de impacto potencial. Estos cálculos se realizan para cada segmento del ducto, generando pares f-N que se ordenan de menor a mayor número de víctimas. A partir de estos pares, se determina la frecuencia acumulada (F) de N o más personas afectadas por un accidente, permitiendo graficar las curvas F-N. El método de cálculo del riesgo social está basado en el trabajo de Jo&Ahn en 2005.

Resultados del Cálculo de Riesgo

Reporte RIDA

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del análisis QRA utilizando la base de datos RIDA para obtener las frecuencias base:

- Riesgo promedio: 9.96×10^{-7}
- Riesgo máximo: 1.44×10^{-6} , ubicado en progresivas 9450-9626 m
- Evaluación del Riesgo: ALARP

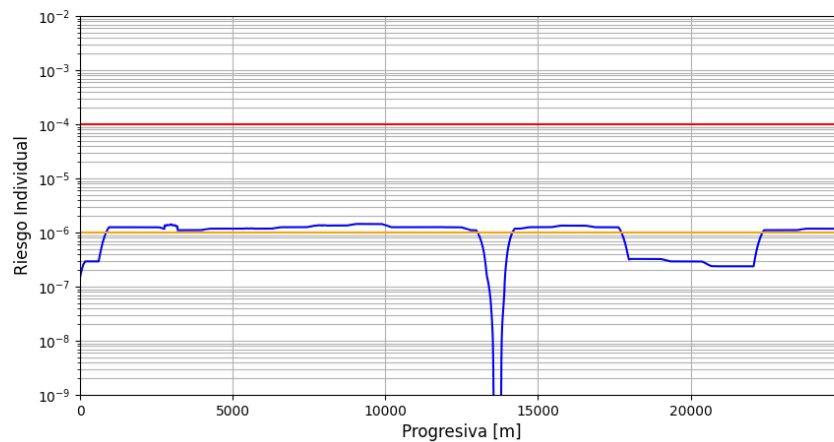


Figura 3. Riesgo Individual sobre la traza. RIDA.

La Figura 4 representa los cambios en la probabilidad de falla por cada una de las amenazas consideradas: Daño por Terceros, Corrosión Externa y Defectos de Construcción/Manufactura. Las probabilidades de falla por Corrosión y Defectos de Construcción/Manufactura se hacen cero cuando el espesor de tubería es 11.9 mm y la frecuencia de falla base es cero por estas causas según RIDA. La probabilidad de Daño por terceros presenta un mínimo en la ubicación del cruce de río, donde la tapada es 7 m. El máximo en la probabilidad de Daño por Terceros es 2.12×10^{-8} .

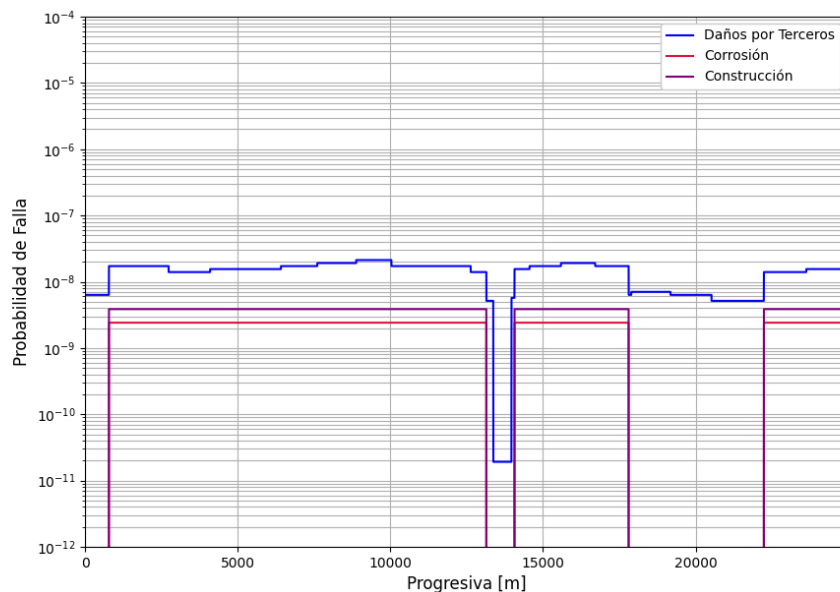


Figura 4. Probabilidad de falla por amenaza. RIDA.

En las siguientes figuras se representa la traza y el nivel de riesgo entorno al ducto. El riesgo es máximo donde el espesor de tubería es 9.5 mm y la tapada tiene el valor 1.3 m (mínimo en la traza).



Figura 5. Riesgo individual a lo largo y ancho de la traza. RIDA.

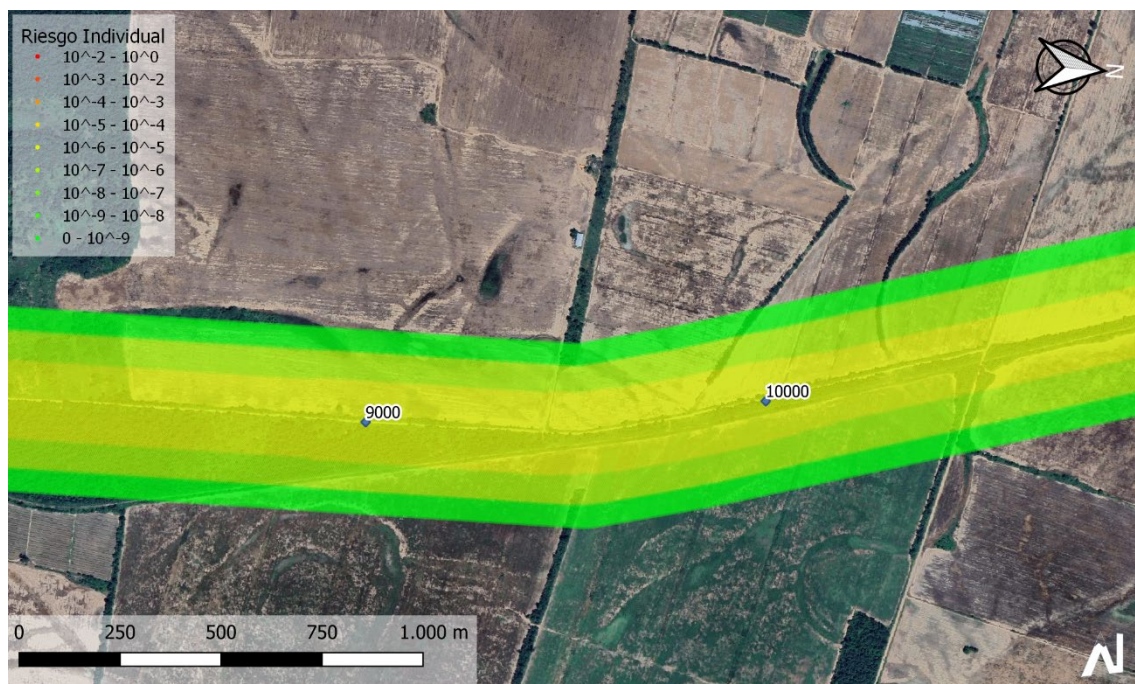
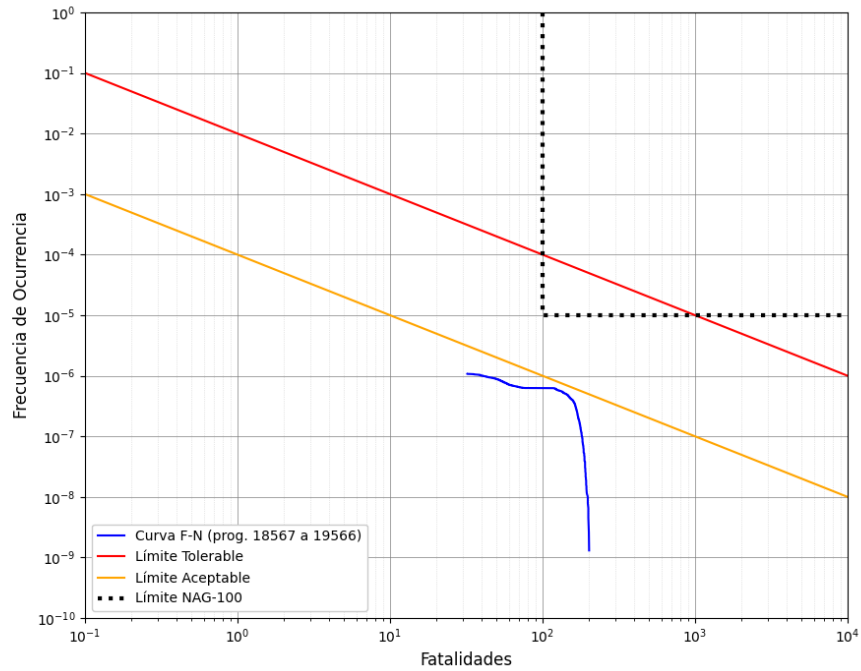


Figura 6. Riesgo individual. Detalle de zona de valores máximos. RIDA.

Respecto del Riesgo Social, el mismo resultó aceptable a lo largo de toda la traza (tanto considerando los límites establecidos por NAG 100 Adenda N° 2 como los propuestos es BS PD8010). A continuación, se presenta la curva FN del segmento de 1 km con mayor riesgo social sobre la traza.



Reporte EGIG

Los resultados del análisis QRA utilizando la base de datos EGIG fueron:

- Riesgo promedio: 4.37×10^{-8}
- Riesgo máximo: 6.49×10^{-8} , ubicado en progresivas 9450-9626 m
- Evaluación del Riesgo: ACEPTABLE

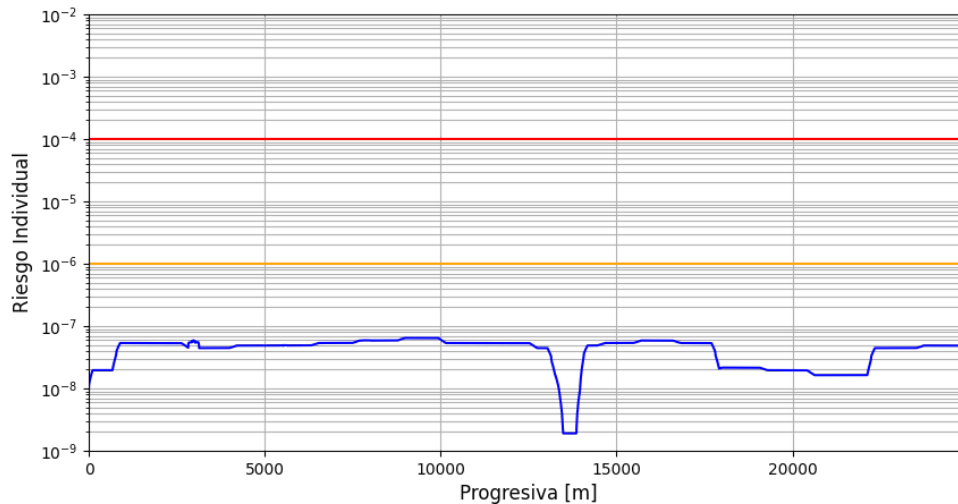


Figura 9. Riesgo Individual sobre la traza. EGIG.

La Figura 10 representa la probabilidad de falla por cada una de las amenazas consideradas. Las probabilidades de falla por Corrosión y Defectos de Construcción/Manufactura se mantienen entre 1.08×10^{-9} y 4.80×10^{-9} . La probabilidad de falla por Daño por Terceros adopta el valor mínimo cuando la tapada es 7 m, el máximo de probabilidad de falla por Daño por Terceros es 4.34×10^{-9} .

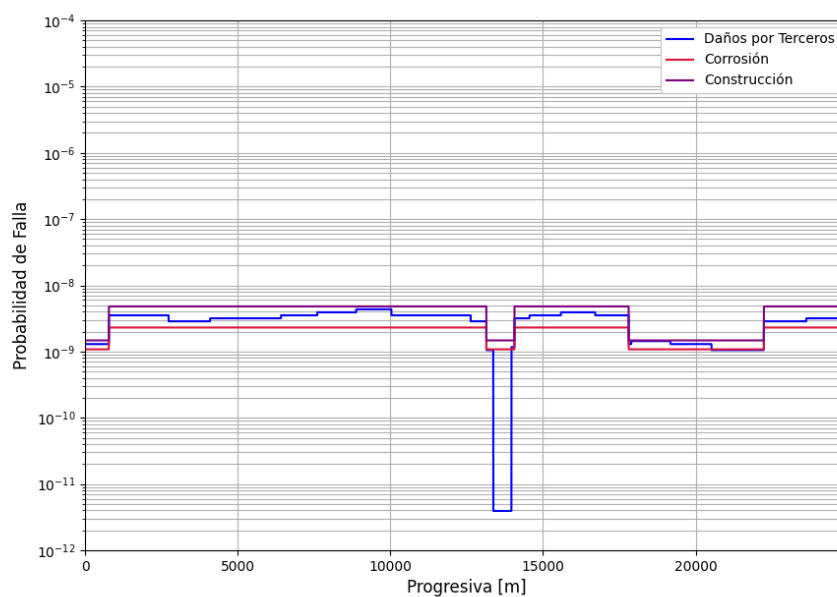


Figura 10. Probabilidad de falla por amenaza. EGIG.

Las siguientes figuras representan la traza y nivel de riesgo en torno al gasoducto de acuerdo al cálculo de riesgo realizado con datos del Reporte EGIG. El riesgo es máximo donde el espesor de tubería es 9.5 mm y la tapada tiene el valor 1.3 m (mínimo en la traza).



Figura 11. Riesgo individual a lo largo y ancho de la traza. EGIG.

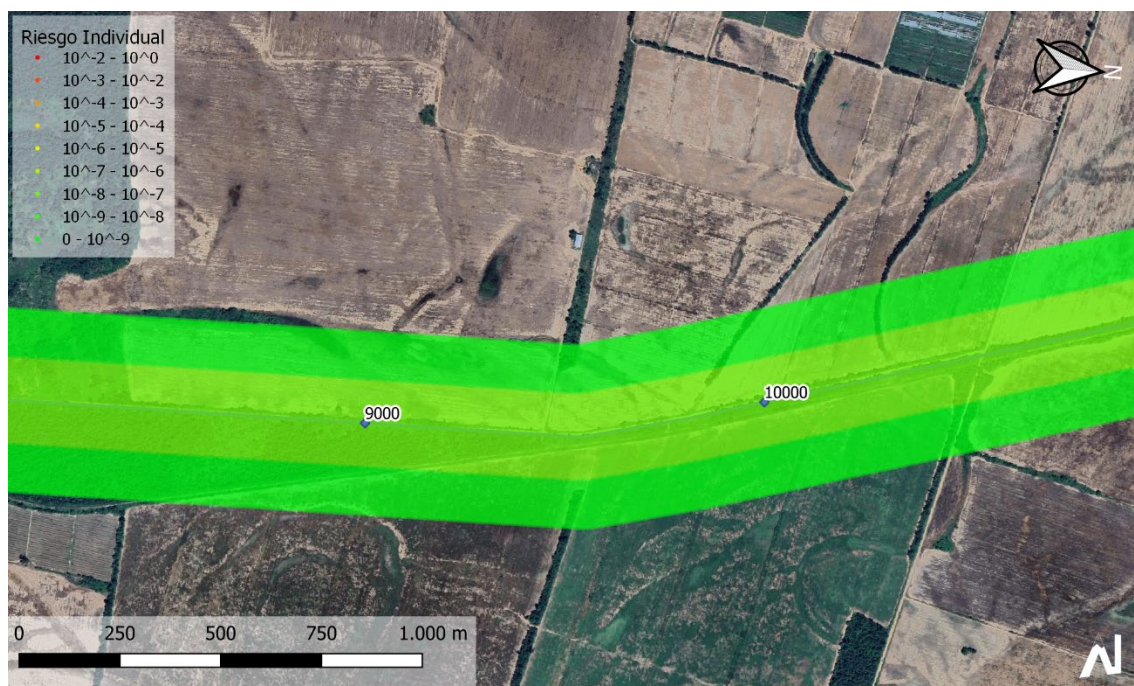


Figura 12. Riesgo individual. Detalle de zona de valores máximos. EGIG.

El riesgo social resultó aceptable a lo largo de toda la traza. La curva FN correspondiente a la peor situación del riesgo social se presenta en la siguiente figura.

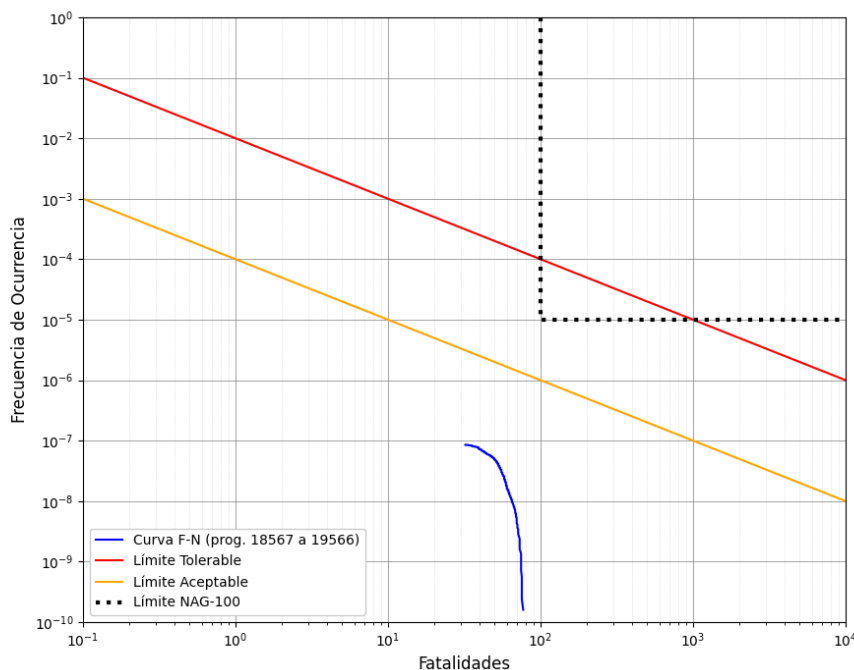


Figura 13. Curva F-N. Riesgo Social. Segmento en peor condición. EGIG.

Discusión

Semejanzas y Diferencias entre RIDA y EGIG

Tanto RIDA como EGIG tienen como objetivo principal recopilar datos sobre incidentes en ductos de transmisión de gas natural y otros hidrocarburos.

Ambas bases de datos se pueden utilizar para identificar tendencias y causas de fallas, realizar análisis de riesgos y desarrollar estrategias para mitigar incidentes futuros.

En ambas bases de datos se incluye información detallada sobre las características de los ductos, como la longitud, el diámetro, el año de construcción, el tipo de revestimiento y la presión de operación. Se registran los incidentes de liberación no intencional de gas, incluyendo fugas, roturas y derrames, así como las causas subyacentes de estos incidentes.

La base de datos RIDA se centra exclusivamente en ductos de transmisión en Argentina y es gestionada por la Comisión de Integridad de Oleoductos y Gasoductos del IAPG. La participación es voluntaria y se compone de empresas de transporte por ductos de gas natural e hidrocarburos líquidos en Argentina. La extensión de los sistemas de ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gas natural incluidos en RIDA en el año 2020 es de 37452 kilómetros, de los cuales 31986 corresponden a ductos de transporte de Gas Natural. La base de datos cubre incidentes desde 1993 hasta 2020, con un enfoque particular en el análisis de datos desde 2006 debido a la disponibilidad y completitud de los registros.

La base de datos EGIG es una cooperación de diecisiete operadores de sistemas de transmisión de Gas en Europa. Incluye datos de una red de más de 142000 km de ductos, recopilando información de múltiples países y regulaciones. La base de datos EGIG abarca un período desde 1970 hasta 2019, proporcionando una perspectiva a más largo plazo sobre la evolución de los incidentes y las mejoras en la gestión de ductos. Las frecuencias de falla se presentan para el periodo 1970 – 2019 y el periodo 2010 – 2019. En el presente estudio se utilizó este último periodo, ya que es similar al periodo evaluado en RIDA.

RIDA y EGIG utilizan metodologías similares para calcular frecuencias de fallas y realizar análisis de causas. Esto incluye la categorización de incidentes por tipo de causa (e.g., corrosión, daño por terceros) y el análisis de la evolución temporal de los incidentes.

Comparación de Resultados del Análisis de Riesgo

En la Figura 14 se presenta la comparación entre las probabilidades de falla calculadas con frecuencias bases tomadas de RIDA y las probabilidades de falla calculadas con datos de EGIG. Estas probabilidades de falla consideran conjuntamente fallas tipo pinhole, agujero y rotura. Se debe tener en cuenta que para calcular la probabilidad de falla por Daño por terceros y Corrosión se utilizó la misma fórmula y factores de modificación según la práctica recomendada IGEM/TD/2. En cambio, para el cálculo de Probabilidad de falla por Defectos de Construcción y Manufactura la fórmula es diferente ya que el Reporte RIDA y el Reporte EGIG presentan frecuencias de falla por esta amenaza en función del espesor y la antigüedad respectivamente.

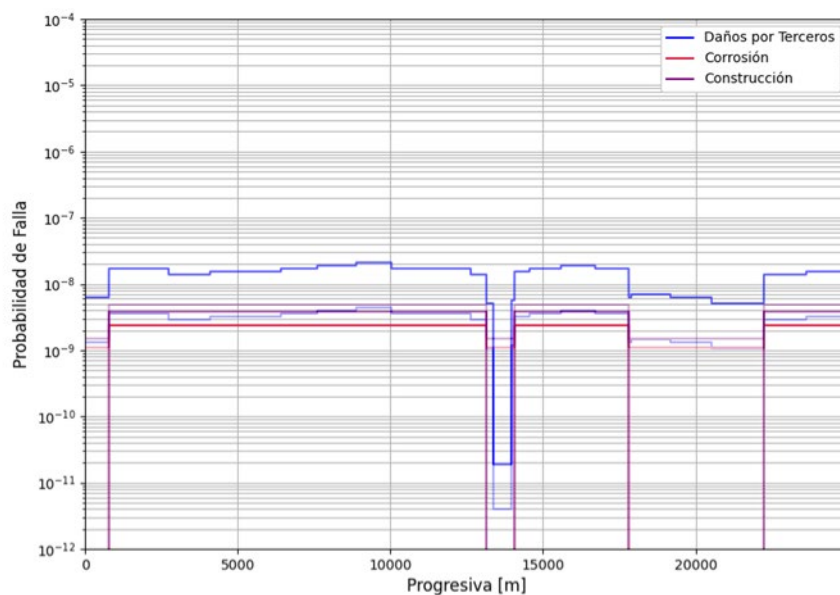


Figura 14. Probabilidades de falla por amenaza. Oscuro: RIDA. Claro: EGIG.

Para entender mejor las diferencias observadas en la Figura 14, se presenta la Tabla 1 con las frecuencias bases según reporte y espesor de la tubería.

	Espesor (mm)	EGIG			RIDA		
		Pinhole	Agujero	Rotura	Pinhole	Agujero	Rotura
F_{ter}	11.9	8.67×10^{-9}	1.33×10^{-8}	0	1.94×10^{-8}	5.95×10^{-8}	1.98×10^{-8}
	9.5						
F_{cor}	11.9	1.08×10^{-8}	0	0	0	0	0
	9.5	2.31×10^{-8}			4.81×10^{-9}		1.93×10^{-8}
$F_{co/ma}$	11.9	5.46×10^{-9}	0	0	0	0	0
	9.5				1.45×10^{-8}		4.81×10^{-9}

Tabla 1. Frecuencias de fallas bases aplicadas en este estudio.

En la Tabla 1 se destacan los siguientes puntos:

- En el Reporte RIDA la frecuencia de falla por Corrosión y por Defectos de Construcción/Manufactura son cero cuando el espesor es 11.9 mm.
- Cuando el espesor es 9.5 mm, las frecuencias de falla por Defectos de Construcción/Manufactura y Daño por Terceros, son mayores utilizando RIDA.

- En el Reporte RIDA, existen frecuencias de falla tipo rotura mientras que en el Reporte EGIG las frecuencias de falla tipo rotura son nulas para las características del ducto en estudio y las amenazas evaluadas en el periodo 2010 – 2019.

Es clave recordar que el área de impacto por rotura tiene una influencia mayor que en el caso de pinhole o agujero y por ende en cada punto analizado el riesgo tiene una mayor contribución de probabilidades de falla con ignición.

Finalmente, la Figura 15 y Figura 16 presentan la comparación del riesgo individual y social respectivamente.

El riesgo individual sobre la traza del gasoducto calculado con las frecuencias bases del Reporte RIDA es aproximadamente un orden de magnitud mayor que el riesgo individual calculado con frecuencias bases del Reporte EGIG. La ubicación del riesgo máximo se mantiene en ambos resultados: desde la progresiva 9450 m hasta 9626 m.

- Variación del riesgo promedio RIDA en base a EGIG: $+9.52 \times 10^{-7}$ (+2179%)
- Variación del riesgo máximo RIDA en base a EGIG: $+1.38 \times 10^{-6}$ (+2119%)

Las diferencias en el valor de riesgo se deben principalmente a la diferencia significativa en la probabilidad de falla total por Daño por Terceros y a probabilidades de falla tipo rotura nulas en el análisis de riesgo realizado con EGIG.

El segmento en peor condición de Riesgo Social se mantiene igual para ambos análisis, encontrándose en la zona ACEPTABLE.

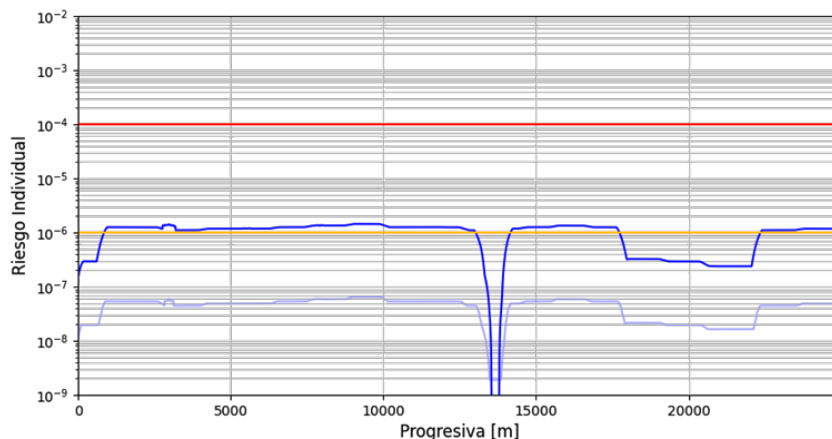


Figura 15. Riesgo Individual sobre la traza. Azul oscuro: RIDA. Azul claro: EGIG.

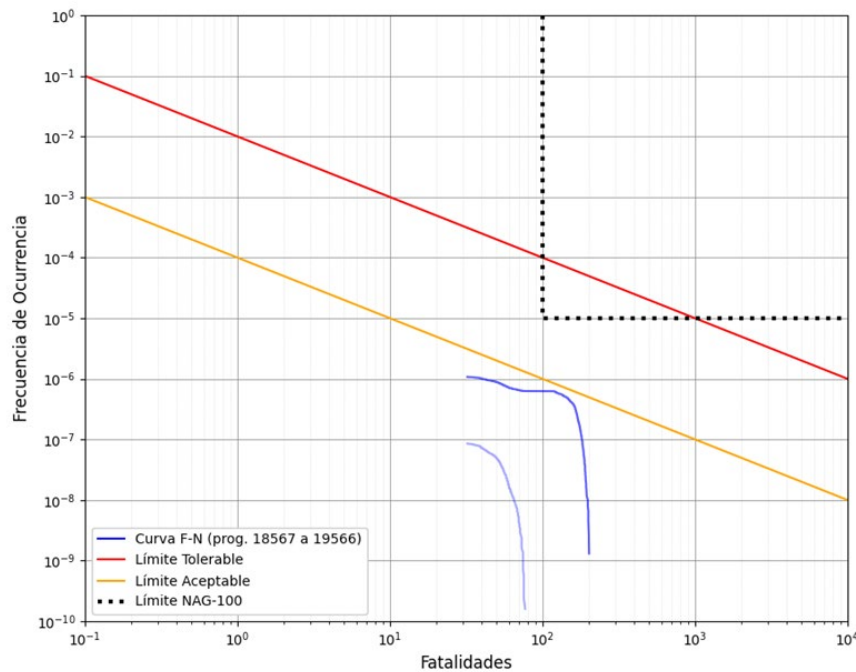


Figura 16. Curva F-N. Riesgo Social. Segmento en peor condición. Azul oscuro: RIDA. Azul claro: EGIG.

Conclusiones

Este estudio ha comparado los resultados de los análisis de riesgo cuantitativo (QRA) para un gasoducto de transporte de gas natural utilizando dos bases de datos distintas: RIDA (Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina) y EGIG (European Gas pipeline Incident data Group). Esta comparativa ha proporcionado una valiosa perspectiva sobre las diferencias en los niveles de riesgo asociados al transporte de gas natural en diferentes regiones.

El riesgo individual calculado utilizando frecuencias base de RIDA, es aproximadamente un orden de magnitud mayor que el riesgo calculado con EGIG. Este incremento se debe a que la probabilidad de falla por Daño por Terceros calculada con frecuencia base de RIDA es significativamente mayor que a la calculada con EGIG. Además, se destaca que la probabilidad de falla tipo rotura es nula con los datos de EGIG para las tres amenazas consideradas.

El segmento de mayor riesgo social se mantiene constante en ambos análisis, y en ambos casos el riesgo social es considerado aceptable bajo las normativas vigentes (NAG 100 Adenda N°2 y BS PD8010).

El uso de la base de datos RIDA permite una evaluación contextualizada del riesgo en gasoductos argentinos. Esto es fundamental al momento de desarrollar estrategias de mitigación y prevención que sean más adecuadas y efectivas para las condiciones locales. A medida que se continúe con la recolección de datos, se podrá obtener una mejor perspectiva de la influencia de las distintas variables en la probabilidad de falla.

Bibliografía

- ASME B 31.8S. “Managing system integrity of gas pipelines.”, 2022.
- British Standard PD 8010 “Code of practice for pipelines – Part 3: Steel pipelines on land – Guide to the application of pipeline risk assessment to proposed developments in the vicinity of major accident hazard pipelines containing flammables.”
- EGIG, Gas Pipeline Incidents, “11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2019)”.

- IGEM/TD/2 Edition 2 with amendments July 2015 “Assessing the risks from high pressure Natural Gas Pipelines”.
- NAG 100 “Normas Argentinas Mínimas de Seguridad Para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías”.
- NAG 100 Adenda 2 – Parte G. “Requisitos generales de construcción para líneas de transmisión y distribución.”
- GRI-00/0189 “A model for sizing high consequence áreas associated with natural gas pipelines”, Mark J. Stephens, prepared for Gas Research Institute.
- Jo, Y. D., & Ahn, B. J. (2005). A method of quantitative risk assessment for transmission pipeline carrying natural gas. *Journal of hazardous materials*, 123(1-3), 1-12.

CVs

Mayra Lagarde

Ingeniera Mecánica, UNMdP. Magister en Ciencia y Tecnología de Materiales, UNMdP.

Especialista Sr. en Integridad de Ductos con 14 años de experiencia. Certificación APM Foundation User Meridium. Autora de publicaciones internacionales y reconocida en congresos por su trabajo en tribología y gestión de integridad. Distinguida en el 7° Congreso Bolivia Gas & Energía por su contribución en la gestión de integridad de gasoductos de distribución. AMPP Member No. 11505571. Pipeline Corrosion Integrity Management.

Actualmente es Especialista Senior en Aconcagua Ingeniería.

Esteban Adrián Cáceres

Ingeniero Electromecánico, UNMdP. Más de 4 años de experiencia en el sector de Oil & Gas, especializado en desarrollo de productos y servicios, supervisión de personal y automatización. Ejecución de proyectos de análisis de riesgo y análisis de datos ILI, además de desarrollar tecnologías para mejorar procesos internos. También he participado en proyectos de tratamiento de efluentes, incluyendo minería de litio. He ejecutado múltiples proyectos de programación de software y automatización industrial (Python, VBA, PLC's).

Actualmente es Líder de Desarrollo Tecnológico en Aconcagua Ingeniería.

Andrés Rodríguez

Ingeniero en Materiales, UNMdP. Especialista en Programas de Gerenciamiento de Integridad, Planes de Inspección y Monitoreo con 15 años de experiencia en la industria del petróleo y gas, desarrollando y liderando proyectos de gestión de Integridad, planes de inspección y control de la corrosión en campo. Certificaciones de END Nivel II MT-UT. Miembro ASME. Magister en Administración de Empresas MBA. Líder Coach por la ICI de Alemania. Coach Ejecutivo y Team Coach certificado.

Actualmente es Gerente General en Aconcagua Ingeniería.