

PETROTECNIA

Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas | ISSN 0031-6598 - AÑO LXIV - 3 | 2024

AOG Patagonia 2024

5º Congreso de Integridad y Corrosión
en la Industria del Oil and Gas 2024

Media sponsor de:



7º Congreso Latinoamericano
y del Caribe de Refinación ICPR



5º Congreso Latinoamericano de
Perforación y Terminación ICPR





Aún falta para terminar el año y en el IAPG seguimos con la adrenalina que nos dejó la Argentina Oil & Gas Patagonia Expo 2024, realizada a finales del mes de octubre en la provincia del Neuquén.

Seguimos flotando en ese vendaval que convirtió a la octava edición de un encuentro en Patagonia, en el centro de la Energía, en un encuentro francamente extraordinario. Por empezar, rompimos nuestros propios records con números inéditos para la zona: hubo 335 empresas expositoras y nos quedamos a la espera de 70; tuvimos 17.000 visitantes unitarios (sin contar a los que regresaron cada día) en las 3 jornadas; nuestras 3^{er} Jornadas Revolución Digital para Petróleo y Gas (JRED3) atrajeron a 350 inscriptos y 60 trabajos presentados; ocupamos 15.000 m² de superficie total con 7.200 m² netos de stands.

Logramos concertar 1.500 reuniones entre compradores y expositores en la Ronda de Negocios; hubo 42 presentaciones comerciales de expositores.

Reunimos en 6 paneles a 14 líderes de las principales empresas, en el tradicional ciclo de Encuentro con los CEOs. En tanto, en las 7 iniciativas del ciclo -Conferencias de la AOG Patagonia, se trataron temas cruciales para el sector: Compliance, Sustentabilidad, Transición Energética, Transformación Digital, Daños de Terceros; y Diversidad e Inclusión.

Los jóvenes se hicieron presentes en todas las edades: una docena de escuelas técnicas participaron del programa "La Escuela Técnica visita la AOG", con 450 alumnos menores de 18 años visitando y participando de la Exposición. En tanto, unos 470 jóvenes universitarios o graduados participaron de la octava edición de la Jornada Jóvenes Oil & Gas (JOG8) con 4 paneles temáticos, 12 oradores invitados y un sector especial con stands disruptivos dedicado exclusivamente a los más jóvenes.

Más allá de estos números auspiciosos, fue conmovedor observar la sed de reunirse, de encontrarse, de estrechar manos y de hacer negocios de la gente, en momentos en que la región de Comahue es el centro de grandes noticias.

Y que la esperanza no termina en el operador sino en toda la cadena de valor, compañías de servicios de

perforación y terminación de pozos; compañías de construcción e ingeniería, fabricantes de herramientas y, en fin, empresas de todos los tamaños: desde grandes empresas internacionales o locales a pymes, todos concurren a la producción del pozo, todos dan su granito de arena para que la producción en la Argentina sea realidad.

Y no sólo en Vaca Muerta sino en todo el país: también seguimos de cerca el futuro de otras provincias, tanto tierra adentro como offshore. Como siempre decimos, tenemos la tecnología, tenemos la gente, tenemos las empresas y somos altamente competitivos si nos comparamos con otras cuencas del mundo, que quizás no estén tan preparadas como nosotros. Y esto no se logra de la noche a la mañana: la industria requiere de tiempo y esfuerzo y necesariamente tiene que trabajar con planes de largo plazo, por eso como todos los sectores, siempre repetimos que vamos a necesitar reglas claras y, lo más importante: la certeza de que esas reglas van a ser respetadas en el tiempo.

No olvidemos: Vaca Muerta tiene mucho potencial pero también hay cuencas con mucho potencial en el mundo (hay descubrimientos en Guyana Este, Arabia Saudita también está explotando el *shale* aunque le sobra petróleo convencional y acaba de invertir 50.000 millones de dólares; y Estados Unidos también todavía tiene cosas para desarrollar); es decir, aún necesitamos recorrer un camino que es tres veces lo que hoy tenemos. Hay que aprovechar para crecer.

El RIGI es un buen comienzo para tratar de hacer crecer nuestra actividad, y espero que realmente sea el camino y que vayamos cada vez flexibilizando más las normas que nos permitan llegar al millón y medio de barriles o superarlo; que nos permitan dejar de hablar del "potencial de Vaca Muerta" y pasemos hablar de la "realidad de Vaca Muerta".

Aún nos quedan en este año, meses intensos con el único objetivo de llevarles a nuestros profesionales la actualidad de esta industria que no se detiene.

¡Hasta el próximo número!



AOG Patagonia 2024

5º Congreso de Integridad y Corrosión
en la Industria del Oil and Gas 2024

Estadísticas

07 Los números del petróleo y del gas

Tema de tapa

08 Una AOG Patagonia 2024 inolvidable que rompió sus propios récords



Un éxito rotundo que superó ampliamente las cifras de visitantes y expositores durante 3 días vertiginosos con salas colmadas, estudiantes de todos los niveles educativos, público especializado y gente de la comunidad local que se acercó para conocer de cerca las oportunidades que brinda el sector.

16 Exitoso 5º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas

Por la Comisión de Integridad en Oleoductos y Gasoductos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas del IAPG

Con récords en participación y presentaciones técnicas, el 5º Congreso de Integridad y Corrosión organizado por el IAPG reafirmó su lugar como el principal espacio de intercambio y aprendizaje en la industria del petróleo y gas en Argentina. Más de 340 asistentes, 109 trabajos técnicos y debates sobre inteligencia artificial, análisis de datos e hidrógeno marcaron una edición que mira hacia el futuro con ambición y compromiso regional.

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

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

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

28 Integración de múltiples carreras ILI

La integración de múltiples inspecciones internas (ILI) es clave para evaluar el estado de los ductos en el tiempo, pero la complejidad aumenta cuando se combinan tecnologías y proveedores distintos. Una nueva aplicación desarrollada en VBA simplifica este proceso, automatizando el emparejamiento de anomalías, calculando tasas de corrosión y proyectando su evolución bajo estándares internacionales, ofreciendo una solución confiable y eficiente para la gestión de integridad en ductos.

Por Esteban Cáceres, Mayra Lagarde, y Luciano Carlini (Aconcagua Ingeniería).

40 Cruce de ríos:
Análisis de riesgo hídrico cuantitativo

Este paper presenta un método cuantitativo para evaluar amenazas hidrotécnicas en la interacción entre ríos y ductos en operación. Incluye la identificación de amenazas, la vulnerabilidad de la cañería y el impacto en vidas humanas. Basado en relevamientos de campo, modelos matemáticos y segmentación de cañerías, permite resultados transparentes y comparables con otras amenazas a la integridad de los ductos.

Por Martín Carnicero, Mariana Gómez y Leonardo Martinetto (TGN)



- 58** **Análisis de falla y causa raíz. Rotura de derivación**
Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio y propone recomendaciones para prevenir fallas en derivaciones futuras.
Por Matias Vigliano (TGN), Jose Luis Otegui (Aconcagua Ingeniería) y Ricardo Ramos (Aconcagua Ingeniería).
- 74** **Revisión crítica del espaciamiento entre válvulas en la gestión de integridad de gasoductos**
El espaciamiento y la automatización de válvulas de bloqueo actúan como barreras clave para mitigar los impactos de posibles roturas en líneas de transmisión. Sin embargo, su eficiencia depende del entorno y de un análisis costo-beneficio. Este estudio prioriza la instalación en zonas con mayor riesgo de consecuencias prolongadas, basándose en normativa internacional, mejores prácticas y datos de incidentes, como los reportados por la NTSB.
Por Marianela Gomez y Leonardo Martinetto (TGN)
- 82** **Soluciones MIC Tailor Made para instalaciones de superficie en yacimientos no convencionales**
Este estudio presenta una metodología integral para mitigar la corrosión inducida por Halanaerobium, una bacteria nativa de Vaca Muerta. A través de ensayos en laboratorio y tratamientos en campo, se evaluaron biocidas efectivos y monitoreos avanzados, logrando reducir recuentos microbianos, velocidad de corrosión y la presencia del género target en líquidos de producción, todo con costos competitivos.
Por María Clara Pagliaricci, Graciela Rojas, Francisco Massello, Joaquín Dos Santos, Agustina Piatti, Facundo Porcel de Peralta e Isabel Vega (Y-TEC).
- 94** **Estudio sobre la aplicación del método de evaluación directa de corrosión externa (EDCE/ECDA) en líneas de transmisión CGP/CGS (2010-2023)**
Desde 2010, se utiliza la evaluación directa para detectar y prevenir problemas como corrosión y fallas en el revestimiento de cañerías. Este análisis recopila datos obtenidos entre 2010 y 2023, evaluando factores como antigüedad y tipo de revestimiento, condiciones del suelo y causas de defectos, para optimizar los procesos de evaluación y mejorar la integridad de las líneas de transmisión.
Por Juan M. Cerzón, Matías Pirotti y Alejandro Lorenzo (Camuzzi).

Notas técnicas

- 110** **Desafíos del desarrollo sustentable**
Las conductas del hombre en su búsqueda por el desarrollo.
Por Alicia Inés Varsavsky (Consultora, Dra. En Química) y Daniel Fernández Dillon (Consultor, Dr. en Sociología, Magister en Gerenciamiento Ambiental)



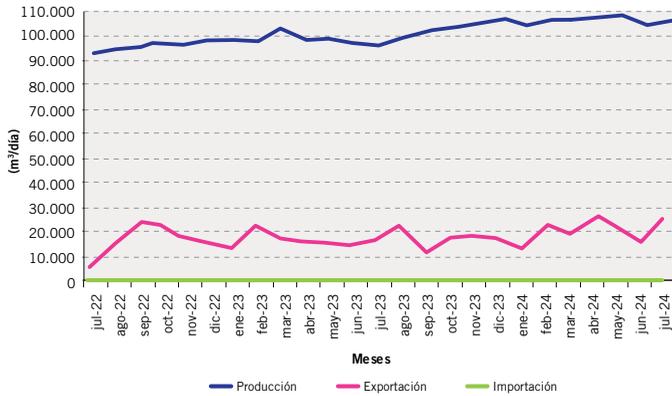
- 118** **Cambio climático y CO2**
Una visión que se suma al debate sobre el cambio climático y a las actividades de desarrollo que generan impacto.
Por Rosa Compagnucci (Departamento de Ciencias de la Atmósfera y los Océanos, Universidad de Buenos Aires)
- 128** **Operaciones de perforación en climas extremos**
En este trabajo se muestran herramientas para el "winterizado" de equipos de perforación y workover para circunstancias climáticas adversas.
Por Alejandro Carlini (Petreven)

Breves

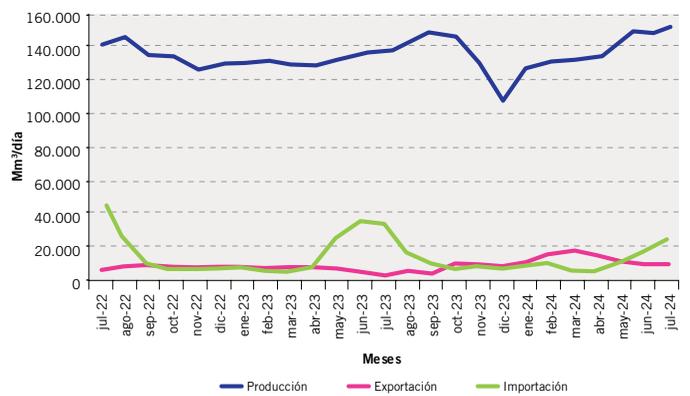
- 131** **Congresos y jornadas.**
Los que fueron. Los que vendrán.
- 132** **Noticias de la Industria**
- 136** **Noticias del IAPG**
- 138** **Novedades desde Houston**

LOS NÚMEROS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

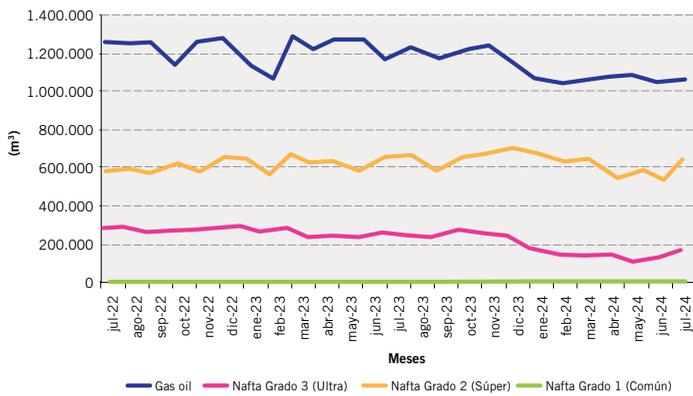
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



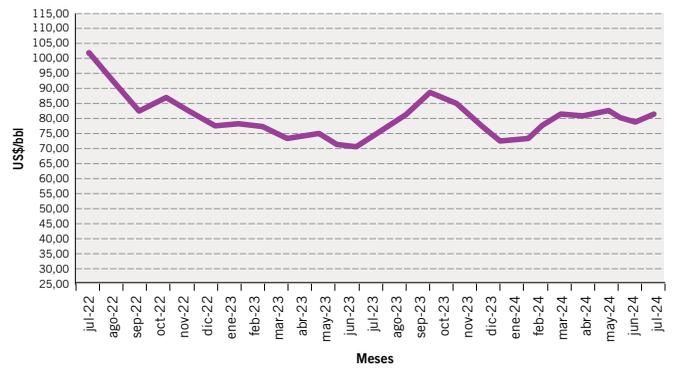
Producción de gas natural *versus* importación y exportación



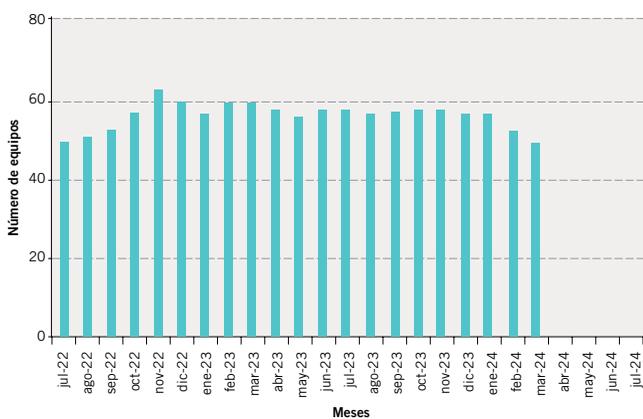
Ventas de los principales productos



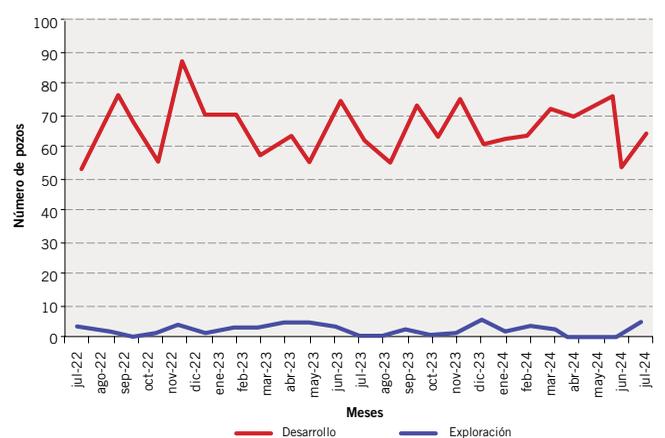
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados





Una AOG Patagonia 2024 inolvidable que rompió sus propios récords



Un éxito rotundo que superó ampliamente las cifras de visitantes y expositores durante 3 días vertiginosos con salas colmadas, estudiantes de todos los niveles educativos, público especializado y gente de la comunidad local que se acercó para conocer de cerca las oportunidades que brinda el sector.

La AOG Patagonia fue un éxito rotundo que superó todas las expectativas: los pasillos se colmaron de visitantes hasta el último momento y los auditorios de charlas y conferencias estuvieron siempre llenos. La exposición reunió en el Espacio DUAM a todos los actores de la industria de los hidrocarburos, con el 100% del predio ocupado. Fue el octavo evento realizado en la Patagonia; sexto con su actual nombre.

Un total de 335 empresas expositoras exhibieron sus últimas tecnologías e innovaciones a más de 17.000 visitantes; vale recordar que más de 70 compañías quedaron en lista de espera para obtener su stand. Luego de tres días de reuniones comerciales, las Rondas de Negocios vincularon a compradores de las principales empresas de petróleo y gas que operan en el país con empresas expositoras proveedoras de bienes y servicios. Con más de 200 proveedores inscriptos y 25 compradores, se desarrollaron más de 1.500 reuniones.

La AOG Patagonia, además, contó con un cronograma de actividades académicas, charlas y conferencias que ofrecieron un panorama completo de la actualidad del sector, las tendencias y los desafíos que tienen por delante.

En una edición récord, los JOG 8 (8va Jornada de JÓVENES OIL & GAS) no fue la excepción. Con la sala repleta, les dio la oportunidad a las nuevas generaciones



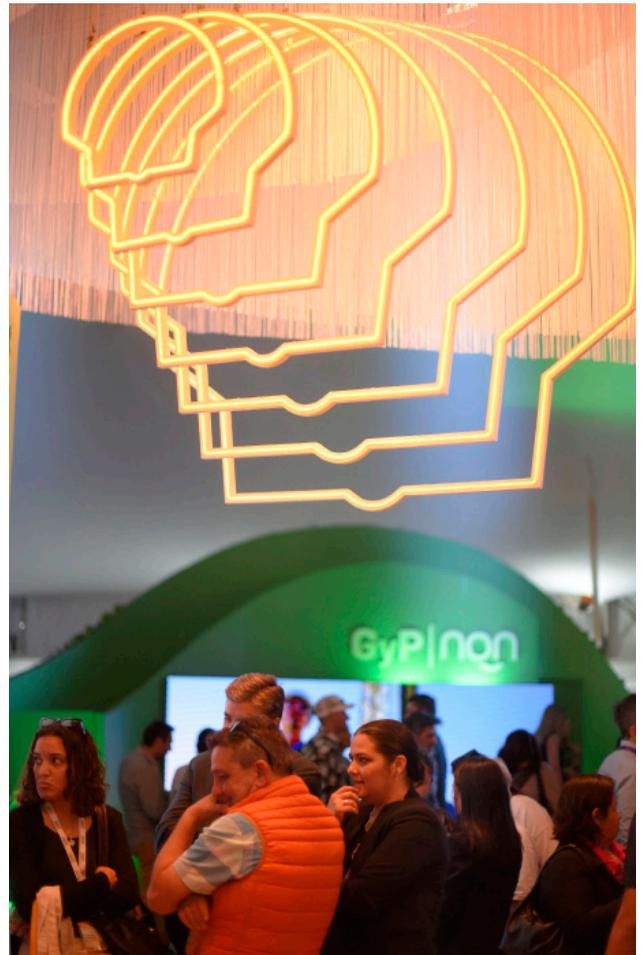


que pudieron tomar contacto con los principales exponentes. En la apertura, el Director de Asuntos Institucionales del IAPG, Martín Kindl, expresó: “Tenemos por delante como país un desafío muy grande que es poner en valor nuestros recursos energéticos. No tengo dudas que las visiones que traen los jóvenes profesionales van a lograr que esta industria ya centenaria pueda afrontar el desafío de desarrollar proyectos de petróleo y gas en este mundo nuevo. Estamos convencidos que hay mucho por aportar en el desarrollo de energía mundial con una visión sustentable, eficiente, de seguridad ambiental”.

El panel del bloque “Upstream No Convencional” estuvo conformado por Virginia Dignani, Líder de proyectos de YPF; Daniel Picin, Gerente de Perforación, Completación y Workover de Pan American Energy; y Fernando Sapag, Gerente de Operaciones de la Cuenca Neuquina, VISTA ENERGY. Con la moderación de Ariel Moyano de Pan American Energy y Magalí Aguirre de Pluspetrol, se plantearon los proyectos y desafíos que tienen tanto las compañías como el sector de No Convencional. Coincidieron que las nuevas generaciones son la clave para la innovación y evolución tecnológica. En cuanto a las áreas para especializarse, resaltaron las carreras duras como ingeniería, matemáticas, ciencias y la incorporación de cualidades blandas como para poder interactuar con diferentes perfiles que permitan la integración de distintas áreas y especializaciones.

El segundo bloque se enfocó en “Los desafíos del Convencional”. Participaron: Leonardo Deccechis, COO de Petrolera Aconcagua Energía; Juan Manuel Celedon, Gerente de la Regional Convencionales de PHOENIX; y Andrés Ponce, Director Ejecutivo U.N. Upstream de PE-COM. Y moderaron Joanna Villanova, de Pan American







Energy y Carolina Orce de Pluspetrol.

El panel brindó un panorama general del sector nuevas operadoras, procesos convencionales, estrategias de producción y operativas y extracción. Los disertantes contaron sus experiencias al iniciar sus carreras profesionales en la industria y cómo vieron la evolución y transformación del sector. Señalaron que el mayor desafío que enfrentan es poder atraer a los jóvenes y que sigan viendo el Convencional con “buenos ojos”. Destacaron que el sector necesita a los jóvenes para que puedan aportar sus ideas con perfiles innovadores, y poner en valor las operaciones.

Bajo la temática “Estrategias y desafíos del Midstream”, en el bloque 3 expusieron Pía Areal, Gerente de Integridad de PLUSPETROL; Pablo Erias, Gerente Comercial de TGN; y Gastón Gader, Gerente de Operaciones de OLDELVAL; con la moderación de Pablo Mendez de TGN y Candida Todesco de Tenaris. Los panelistas hablaron sobre las estrategias que llevan adelante las compañías, los planes de expansión y las tendencias. Con una visión más que optimista para los jóvenes, señalaron que las próximas generaciones de profesionales están viviendo un contexto ideal para la inserción laboral en la industria -donde no se conoce el techo-, por







lo que los incentivaron a aprovechar las oportunidades que se presentan.

En el último bloque, “Potenciando el talento para el futuro”, expusieron Débora Colombino, Especialista en Employer Branding y Desarrollo de Pan American Energy; Santiago Sarachian, Líder de Responsabilidad Social de Pluspetrol y Gabriel Horowitz, Líder Técnico en la Gerencia de Data Analytics & Inteligencia Artificial de YPF. Indicaron que el mayor desafío que tienen las jóvenes profesionales no radica en dominar las nuevas tecnologías sino en saber aplicarlas para poder tomar decisiones que lleven a la transformación de la industria, evaluando las oportunidades que se presentan.

Ciclo de conferencias en la AOG

Durante esta última jornada de la exposición tam-

bién se desarrolló una actividad especial dedicada a los jóvenes estudiantes de escuelas técnicas de la región. “La Escuela Técnica visita la AOG - Educación Disruptiva en la Industria del Petróleo y Gas”, contó con la disertación de Conrado Bonfiglioli, Director de la Escuela Técnica Virtual del IAPG. Los 450 estudiantes que asistieron se mostraron entusiasmados tras conocer toda la cadena de valor de la industria de Oil & Gas en un solo lugar. A continuación, la Comisión Diversidad, Equidad e Inclusión llevo adelante la charla: “Confianza ciega”, a cargo de Gonzalo Vilariño, Ex Director Técnico del equipo “Los Murciélagos”, que concluyó con una acción interactiva en la que participaron los visitantes.

Organizada por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) la próxima edición de la AOG tendrá lugar en Buenos Aires, del 8 al 11 de septiembre de 2025 en el Predio Ferial La Rural.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!





Exitoso 5º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas

Por la *Comisión de Integridad en Oleoductos y Gasoductos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas del IAPG*

Con récords en participación y presentaciones técnicas, el 5º Congreso de Integridad y Corrosión organizado por el IAPG reafirmó su lugar como el principal espacio de intercambio y aprendizaje en la industria del petróleo y gas en Argentina. Más de 340 asistentes, 109 trabajos técnicos y debates sobre inteligencia artificial, análisis de datos e hidrógeno marcaron una edición que mira hacia el futuro con ambición y compromiso regional.

Entre el 3 y el 5 de septiembre, se realizó el 5° Congreso de Integridad y Corrosión de la industria del gas y del petróleo organizado por la Comisión de Integridad en Oleoductos y Gasoductos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas del IAPG en la Universidad Católica de Puerto Madero. Este evento, que se celebra cada tres años impulsado por la comisión, llevó a cabo su edición 2024 con un rotundo éxito, marcando hitos récord tanto en la presentación de sinopsis (250), trabajos técnicos (109) como la asistencia de más de 340 participantes. Y ya se ha consolidado como el espacio a nivel nacional donde se reúnen los especialistas y referentes técnicos del sector para fomentar el intercambio de conocimiento, la difusión tanto de mejores prácticas como de lecciones aprendidas, la generación de redes de vínculos como así también identificar entrar en contacto con los avances en tecnologías, nuevas tendencias que resultan cruciales para el futuro de la industria.

La edición de este año destacó por la alta participación, reflejando el creciente interés y la relevancia de los temas tratados. Entre los puntos más sobresalientes se encontraron:

- **Tratamiento de Datos:** La gestión y análisis de datos se posicionaron como pilares fundamentales para mejorar la eficiencia y seguridad en las operaciones.
- **Incorporación de la Inteligencia Artificial:** La IA está revolucionando la industria, ofreciendo soluciones innovadoras para la predicción de fallos y optimización de procesos.
- **Mejores Experiencias de Inspección:** Se compartieron casos de éxito y mejores prácticas en la

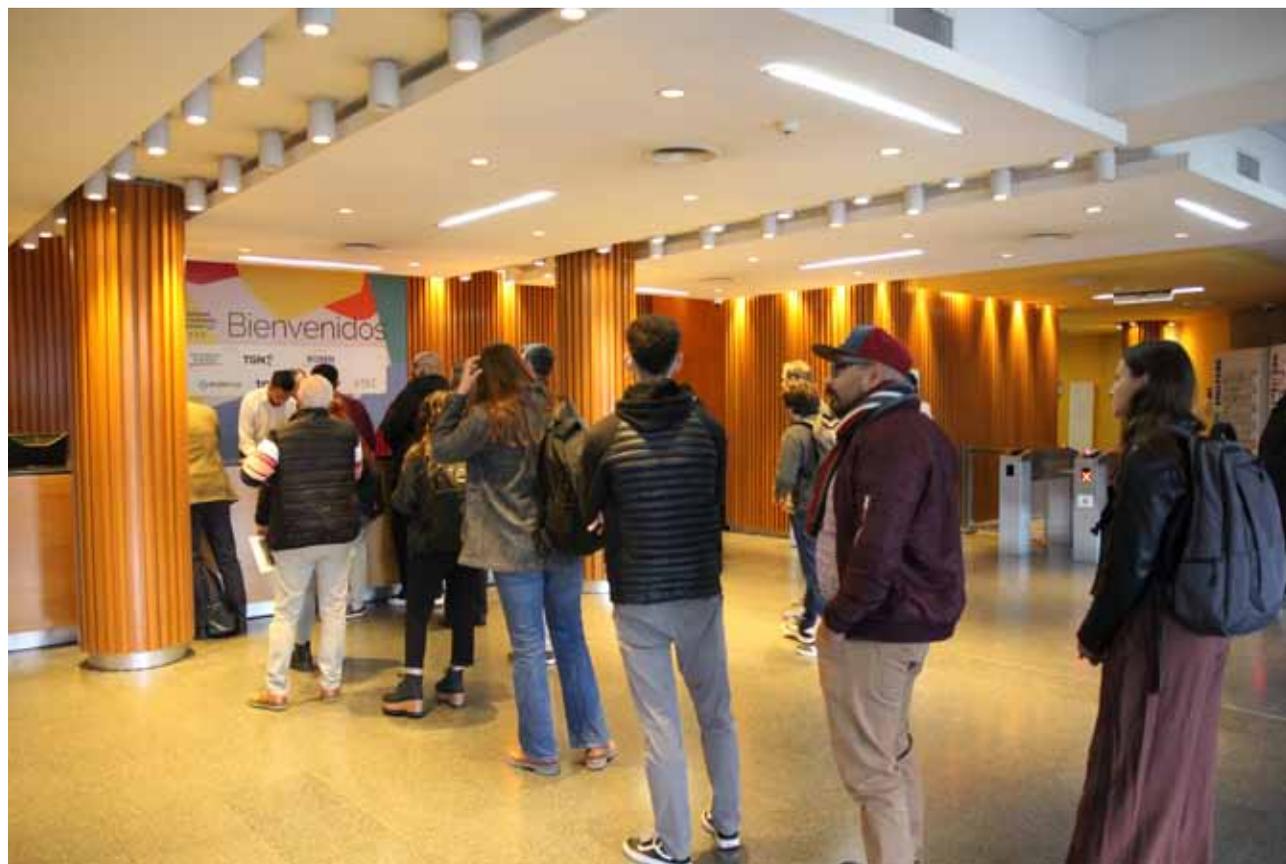
inspección subrayando la importancia de la integridad estructural y la prevención de la corrosión sin olvidar tópicos como gestión de riesgo o los planes de prevención de daños en cada operadora.

- **Mesa Redonda de Hidrogeno:** Se formó un panel que dio pie a la discusión de lo que se viene a futuro con respecto a la incorporación de corrientes de hidrogeno en gasoductos existentes, una problemática que existe a nivel nacional, evaluada y explicada por referentes desde distintas ópticas.

Otro punto sobresaliente del evento fue el reconocimiento a Eduardo Carzoglio por su carrera y sus aportes a la industria. Se dedicó un espacio especial a los jóvenes profesionales de la industria, entregando un premio al mejor trabajo. También se presentaron a las nuevas autoridades de la comisión: Pablo Cianciosi y Mariana Corisco (TGS) tendrán el desafío de continuar con la línea de crecimiento evidenciada en este evento.

Mirando Hacia el Futuro: CICIPG 2026

El próximo congreso, programado para la primera semana de Junio de 2026, promete ser aún más ambicioso. Con el objetivo de seguir aumentando su prestigio, los organizadores buscarán profundizar su alcance a toda Latinoamérica. Este esfuerzo por internacionalizar aún más el evento refleja el compromiso de la industria con la colaboración y el intercambio de conocimientos a nivel regional. Los esperamos!





Este trabajo fue ganador Concurso de Jóvenes Profesionales en el 5º 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

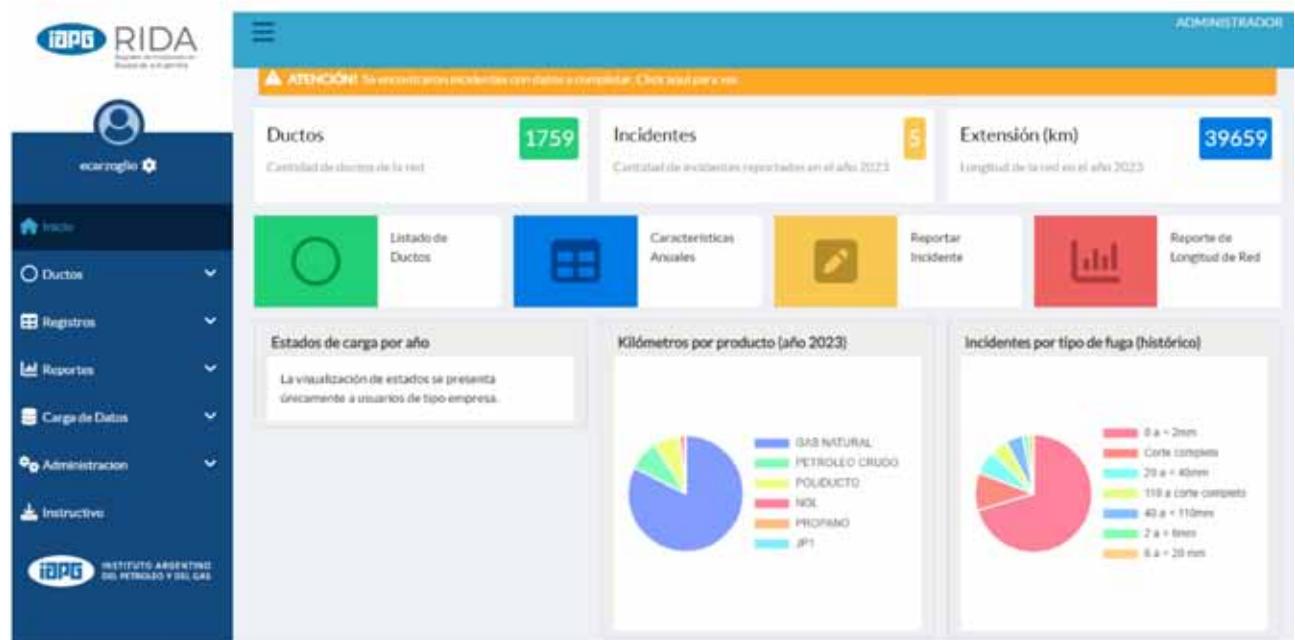


Figura 1. Pantalla de Inicio de RIDA

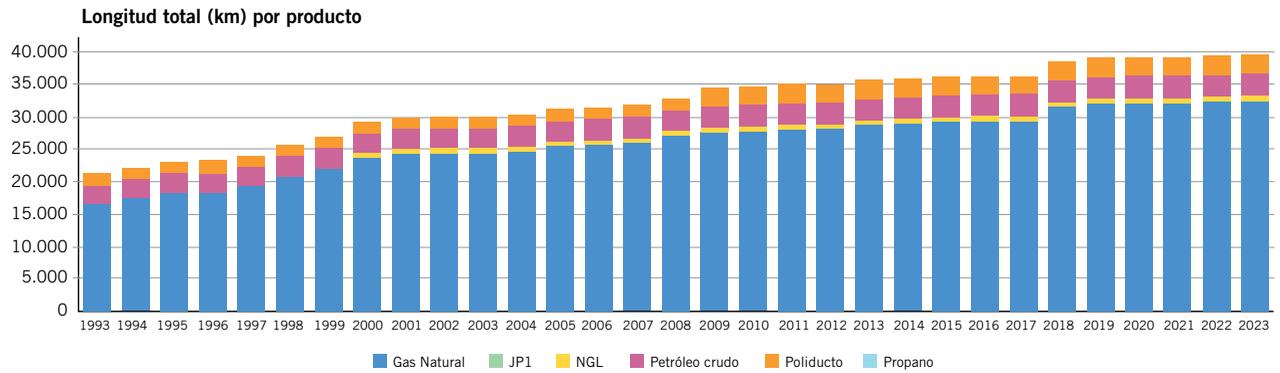


Figura 2. Gráfico de kilómetros de ductos en operación por año por producto transportado

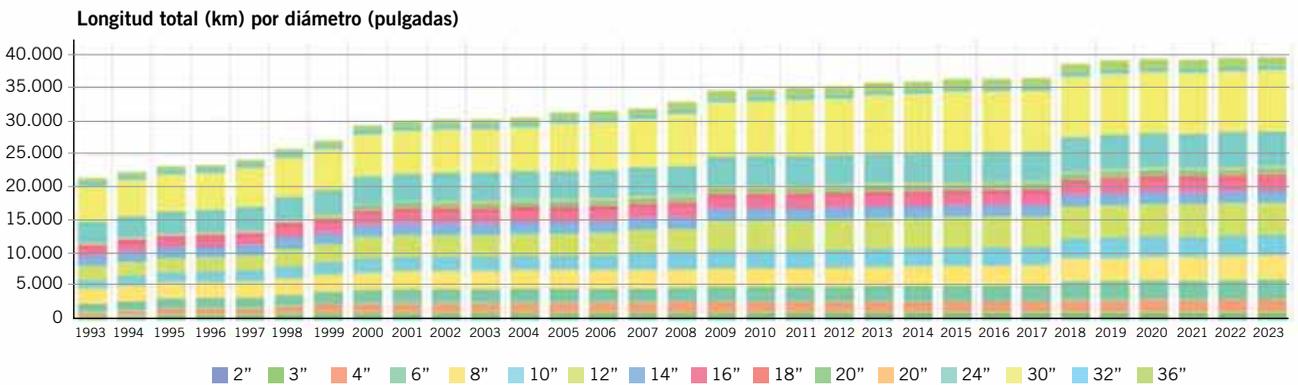


Figura 3. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por diámetro

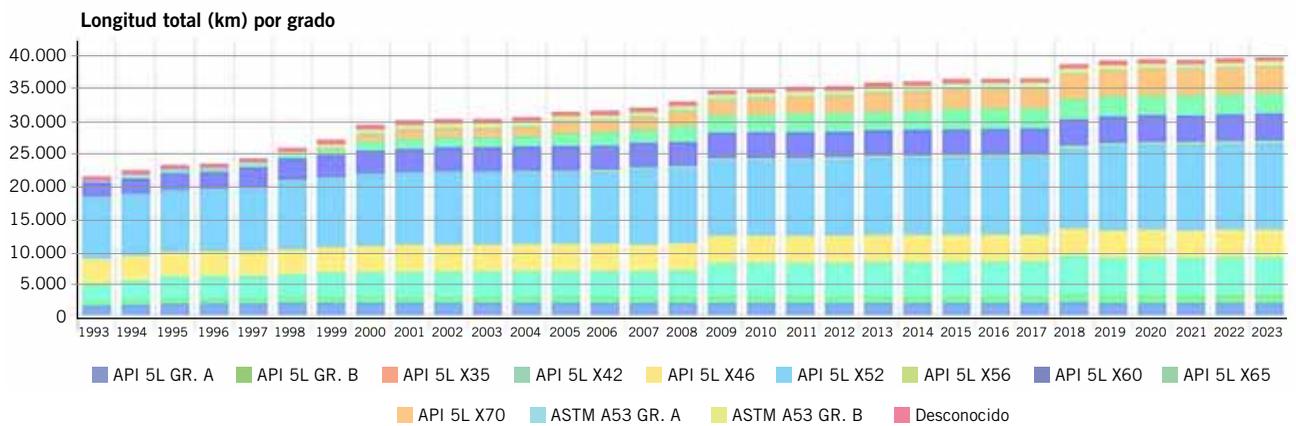


Figura 4. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por grado del acero

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.

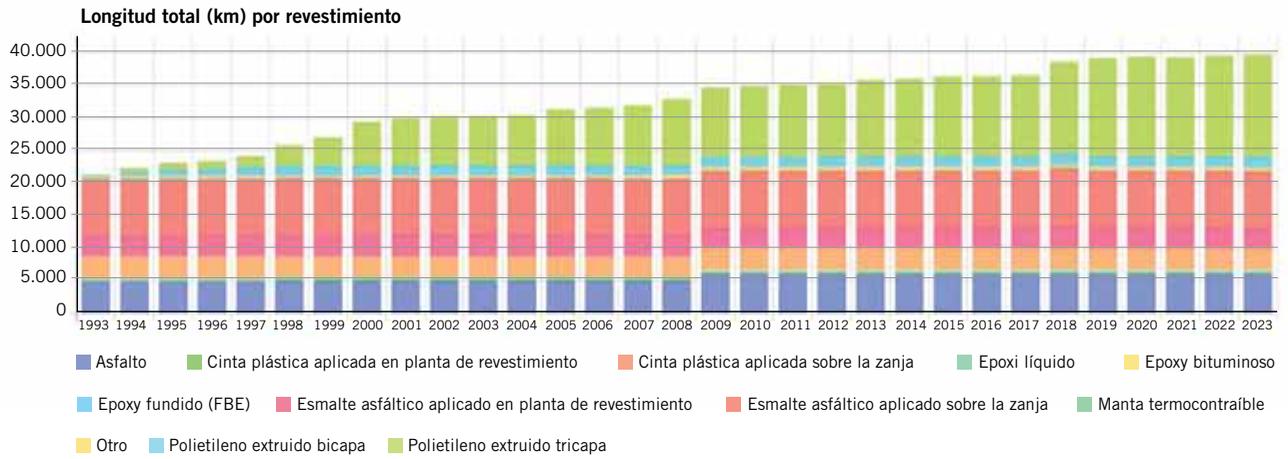


Figura 5- Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por tipo de revestimiento

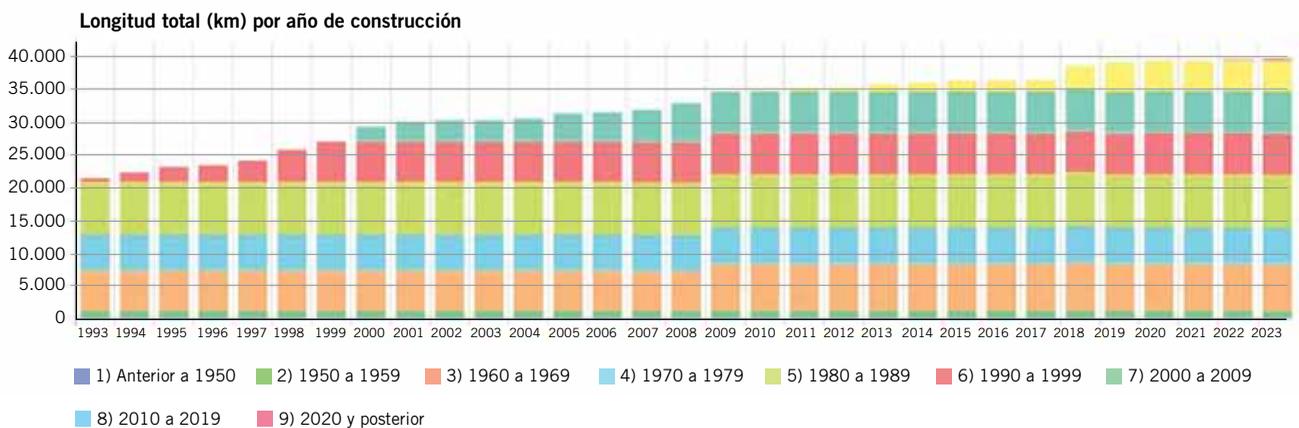


Figura 6. Gráfico apilado de kilómetros de ductos por año, por año de construcción

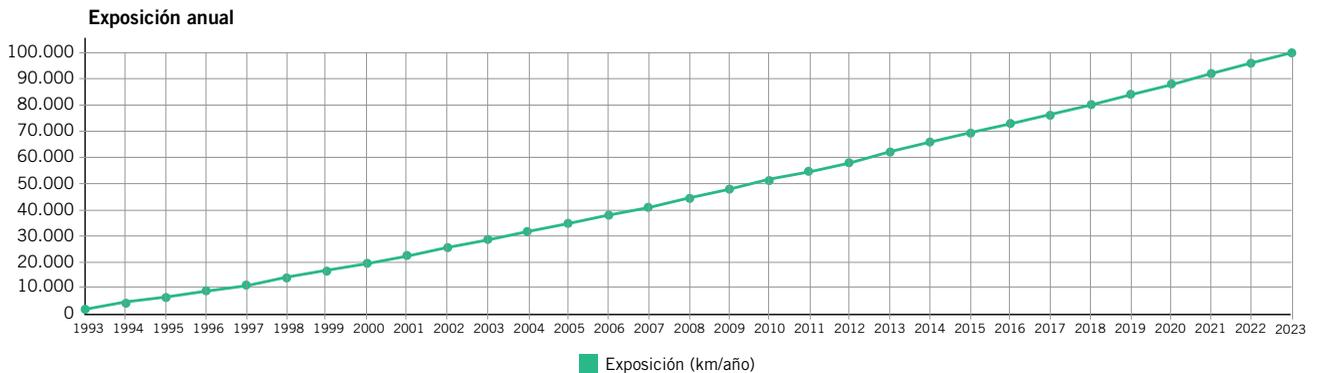


Figura 6. Gráfico de exposición acumulada vs año, para el período 1993-2023

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

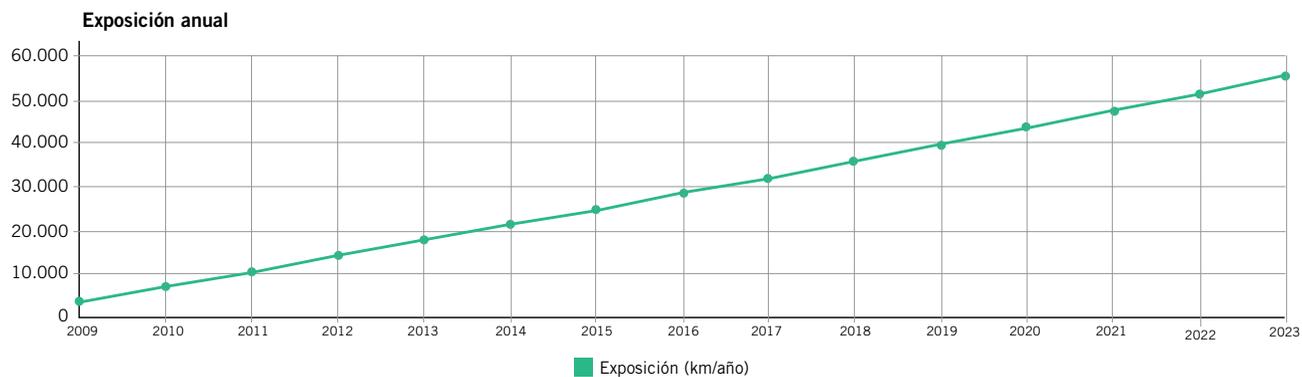


Figura 7. Gráfico de exposición acumulada vs año, para el período 2009-2023

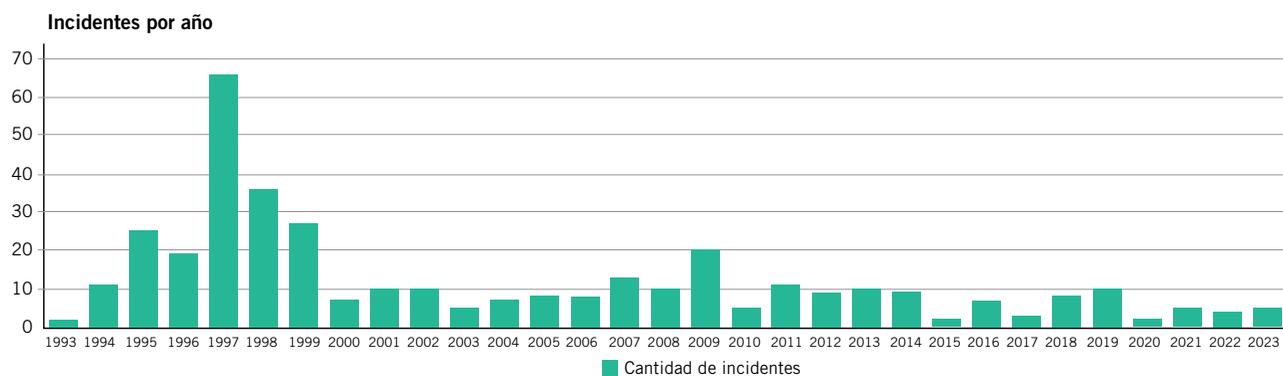


Figura 8. Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2023 para todas las fugas, derrames y roturas

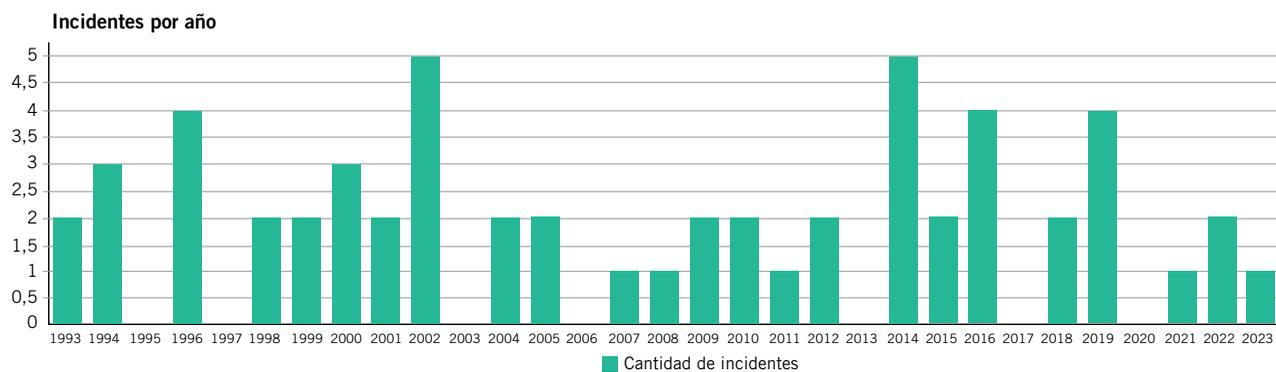


Figura 9. Gráfico de cantidad de incidentes por año, para el período 2009-2023 para todas las fugas, derrames y roturas con orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

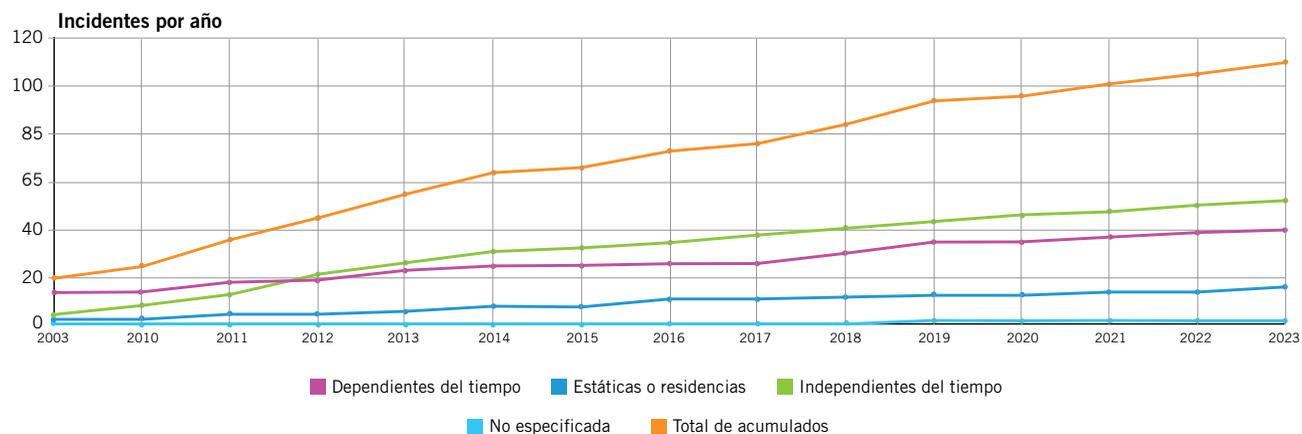


Figura 10. Gráfico de incidentes acumulados por año, para el período 2009-2023, discriminados por categoría de la causa

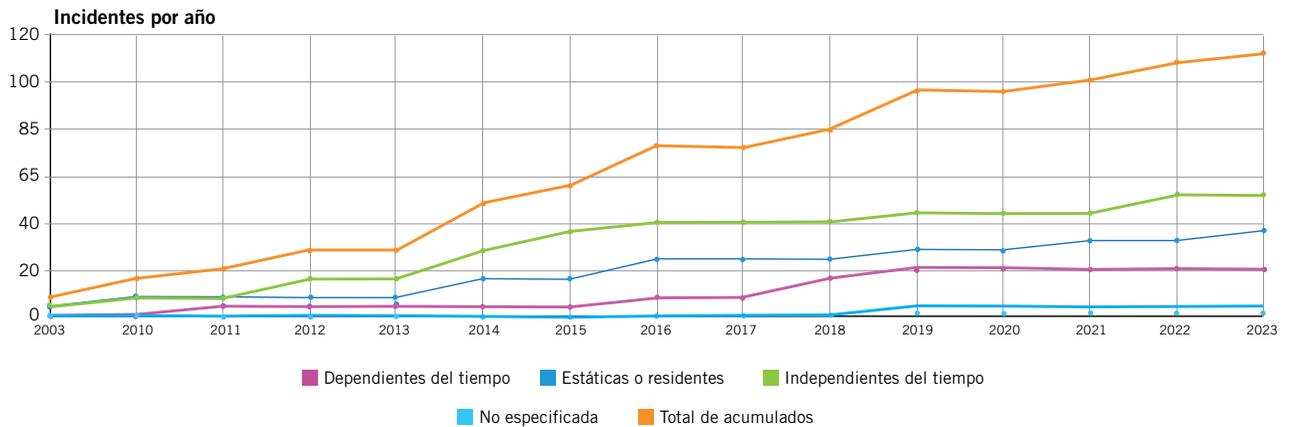


Figura 11. Gráfico de incidentes acumulados por año, para el período 2009-2023, discriminados por categoría de la causa, para orificios mayores a 110mm y corte completo del ducto

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

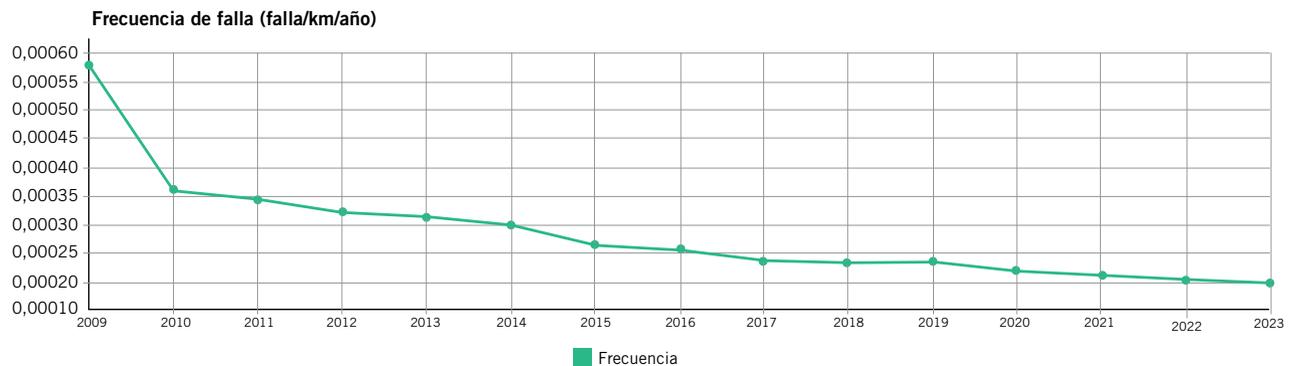


Figura 16. Gráfico de frecuencia de falla para el período 2009-2023

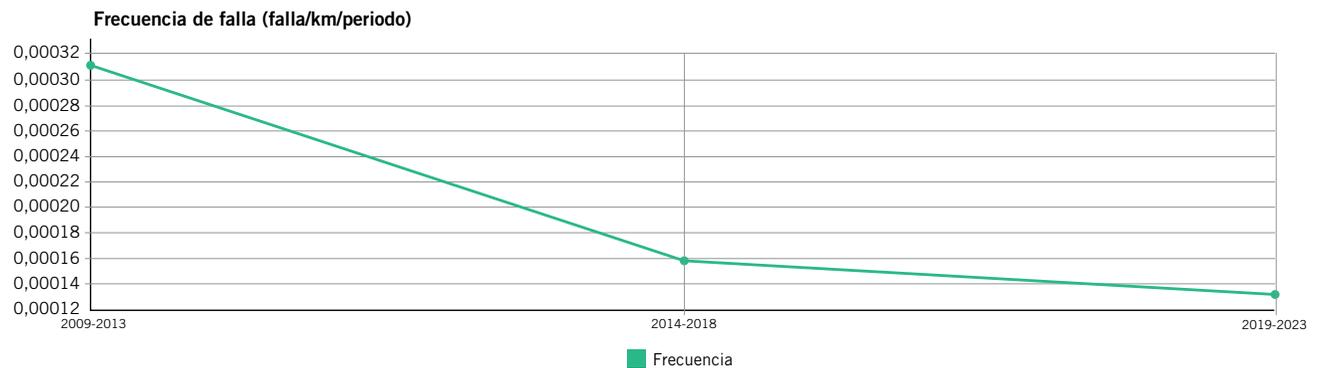


Figura 17. Gráfico de frecuencia de falla para períodos de 5 años desde el año 2009 al año 2023

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



Este trabajo fue seleccionado en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas del año 2024

Integración de múltiples carreras ILI

Por *Esteban Cáceres*, *Mayra Lagarde*, y *Luciano Carlini* (Aconcagua Ingeniería).

La integración de múltiples inspecciones internas (ILI) es clave para evaluar el estado de los ductos en el tiempo, pero la complejidad aumenta cuando se combinan tecnologías y proveedores distintos. Una nueva aplicación desarrollada en VBA simplifica este proceso, automatizando el emparejamiento de anomalías, calculando tasas de corrosión y proyectando su evolución bajo estándares internacionales, ofreciendo una solución confiable y eficiente para la gestión de integridad en ductos.

En el ámbito de la integridad de ductos, la integración de múltiples inspecciones internas ILI (In-Line Inspection) emerge como un proceso clave para evaluar y proyectar el estado de integridad de los ductos a lo largo del tiempo. La complejidad en el emparejamiento de indicaciones aumenta cuando las inspecciones involucran tecnologías y proveedores diversos, dificultando la correlación de datos especialmente en ductos con varios años de operación.

Para agilizar el emparejamiento de anomalías, se desarrolló una aplicación en VBA (Visual Basic for Application) ejecutada en Microsoft Excel. Esta herramienta permite ingresar parámetros relacionados con el formato de datos y las herramientas utilizadas en cada inspección, facilitando el emparejamiento automático de indicaciones entre dos o más inspecciones consecutivas.

La automatización ofrece ventajas significativas, eliminando errores humanos y acelerando la generación de informes.

Por un lado, la correlación de resultados de inspección de dos tipos de herramientas diferentes permite evaluar la interacción de distintos mecanismos de daño sobre el ducto bajo estudio.

Adicionalmente, el emparejamiento de inspecciones consecutivas permite evaluar el avance de los mecanismos de daño dependientes del tiempo. En este sentido, nos enfocamos en las amenazas de corrosión interna y corrosión externa, emparejando las indicaciones de pérdida de metal en la pared interna y externa del ducto respectivamente. El cálculo de la tasa de corrosión implica calcular la diferencia de profundidades entre indicaciones emparejadas, considerando linealidad en la tasa de corrosión. La aplicación realiza un análisis estadístico conjunto de las velocidades de corrosión, aportando una visión completa para evaluar la integridad del ducto.

Las anomalías emparejadas se representan como variables aleatorias normales, permitiendo estimar velocidades de corrosión tanto interna como externa. Luego, siguiendo las indicaciones de la normativa DNVGL-RP-F101, proyectamos el crecimiento de todas las anomalías utilizando la tasa de corrosión estimada que proporciona un nivel de certeza del 95% para el periodo evaluado.

Este enfoque no solo optimiza los tiempos de emparejamiento de indicaciones, sino que también mejora la fiabilidad de las proyecciones, cumpliendo con estándares reconocidos en la industria. La aplicación se presenta como una herramienta valiosa para la gestión efectiva de la integridad de ductos en entornos donde se ven involucradas múltiples inspecciones y tecnologías.

Introducción

Los oleoductos y gasoductos representan una parte crucial de la infraestructura destinada al transporte eficiente de hidrocarburos, desde los puntos de producción hasta los consumidores finales. La integridad de estos sistemas se ve constantemente desafiada por amenazas, siendo la corrosión una de las más comunes y significativas. Este fenómeno, un proceso dependiente del tiempo que gradualmente reduce el espesor de las paredes de estos ductos, puede desencadenar fallas como fugas

y roturas, con consecuencias que van desde pequeñas hasta catastróficas para la sociedad, el medio ambiente y la economía.

Gestionar la integridad de los ductos a lo largo de su vida útil es una tarea primordial para evitar interrupciones en el servicio y posibles pérdidas. Las inspecciones internas (ILI) son utilizadas como un método no destructivo de evaluación de integridad de ductos para detectar y dimensionar, entre otras cosas, anomalías de pérdida de metal.

Si además quisiéramos analizar la tasa de crecimiento de anomalías de pérdida de metal para estimar la vida remanente del ducto (con respecto a corrosión) es necesario emparejar las anomalías de al menos dos inspecciones ILI consecutivas.

El emparejamiento consiste en reconocer la misma anomalía en dos inspecciones distintas realizadas sobre el mismo ducto para evaluar la evolución de cada una de ellas. Esta tarea podría realizarse de dos maneras: utilizando la información de las señales crudas de las herramientas ILI; o utilizando las características de las anomalías ya identificadas y dimensionadas por el ejecutor de las inspecciones. Este trabajo se centra en la segunda opción por varias razones fundamentales.

En primer lugar, el análisis de las señales crudas de las herramientas ILI requiere un conocimiento específico donde el cambio de una herramienta ILI a otra puede dificultar, e incluso imposibilitar, la comparación directa de estas señales. Este enfoque requeriría que el especialista en integridad tenga también un alto grado de pericia en análisis de señales, además de requerir los software correspondientes para cada proveedor de las inspecciones.

En segunda instancia, el emparejamiento de anomalías basado en las características dimensionadas puede realizarse de forma independiente del proveedor de la inspección ILI, lo que resulta útil si se han utilizado diferentes proveedores a lo largo del tiempo para inspeccionar el ducto.

El documento entregado por el ejecutor de las inspecciones es una tabla de datos, normalmente en formatos estándar como documentos CSV (Comma-Separated Values) u hojas de cálculo, llamada habitualmente "pipetally".

El emparejamiento de anomalías utilizando los pipe-tally suele realizarse de manera manual, siendo un proceso intensivo en tiempo y propenso a errores. El objetivo de este trabajo es presentar una herramienta digital para el emparejamiento automatizado de anomalías de pérdida de metal, que reemplace el proceso manual de manera más confiable y eficiente en términos de tiempo. Esta herramienta transforma el problema general de emparejar características de varias inspecciones ILI en múltiples instancias de un problema de emparejamiento de puntos en un plano 2D. La aplicación de un modelo probabilístico de emparejamiento de puntos es fundamental para identificar tanto las anomalías coincidentes como los valores atípicos, es decir, aquellas anomalías que no pueden emparejarse.

Una vez realizado el emparejamiento, el ingeniero de integridad puede tomar diferentes enfoques para determinar la velocidad de corrosión general del ducto tanto para las anomalías internas como para las anomalías externas. La recomendada por la normativa DNVGL-RP-

F101 es la de considerar aquella velocidad que nos resulte en una certeza del 95%. Para lograr esto debemos trabajar estadísticamente con los valores calculados a partir de las anomalías emparejadas, obteniendo finalmente una velocidad de pérdida de metal general para las anomalías internas y otra para las externas.

A partir de estas velocidades, el ingeniero de integridad podrá estimar el estado del ducto a diferentes momentos futuros, o indicar el tiempo hasta falla.

En las próximas páginas desarrollaremos el proyecto, abordando los distintos obstáculos superados, la propuesta de solución acompañada de su análisis estadístico, un ejemplo de aplicación y el tratamiento estadístico final.

Desarrollo

Inspecciones Internas

Las Inspecciones Internas ILI son una metodología esencial en la evaluación de la integridad de los ductos de hidrocarburos. En estas inspecciones se utilizan herramientas especializadas que se introducen en el interior del ducto para capturar datos sobre su geometría, espesor de pared y anomalías tanto internas como externas. Las tecnologías empleadas pueden incluir sensores magnéticos, ultrasónicos y de corriente inducida, entre otros.

La importancia de las herramientas de inspección interna radica en su capacidad para obtener datos precisos que permiten identificar y dimensionar los defectos causados por diversas amenazas, como pérdidas de metal, grietas o deformaciones. Al identificar estas anomalías, las operadoras pueden tomar decisiones sobre mantenimiento y reparaciones, evitando posibles incidentes y minimizando los impactos negativos.

La norma SP0102, "Inline Inspection of Pipelines", desarrollada por NACE (National Association of Corrosion Engineers), establece prácticas estándar para la implementación de programas de inspección en línea en sistemas de transporte de tuberías. Esta norma cubre aspectos como la selección de herramientas, la evaluación de la compatibilidad de la inspección, las directrices logísticas, la planificación y el análisis de datos, proporcionando una orientación integral sobre cómo desarrollar e implementar un programa de inspecciones efectivo.

Antes de utilizar la información que proporcionan estas herramientas, es imprescindible validar las inspecciones para garantizar la confiabilidad de los datos obtenidos. La normativa STD1163, "In-line Inspection Systems Qualification", desarrollada por API (American Petroleum Institute), establece directrices para llevar a cabo esta validación, asegurando que los resultados de las carreras ILI sean precisos y confiables.

Análisis de Errores de Medición en Inspecciones ILI

Los errores en el posicionamiento y dimensionamiento de las indicaciones de pérdida de metal pueden tener un impacto significativo en la precisión de la evaluación de integridad de los ductos. En este sentido, es crucial comprender los errores de medición asociados con las inspecciones ILI y los umbrales que los delimitan.

Estos errores y umbrales incluyen:

- **Umbrales de detección, medición y reporte:** Los sensores de la herramienta ILI tienen límites en su capacidad para detectar y medir características, determinados por los umbrales de detección y medición. Además, se establece un umbral de reporte para informar solo las características detectadas por encima de una cierta dimensión.
- **Errores de medición:** Los instrumentos tienen rangos de error diferentes para dimensionar diferentes tipos de anomalías en términos de longitud, ancho y profundidad.
- **Error de detección:** Si el tamaño de la anomalía está por encima del umbral de detección, existe una probabilidad de detección o POD (Probability Of Detection) de dicha anomalía, que describe las capacidades de detección de la herramienta de inspección ILI.
- **Falsas detecciones:** Existe la posibilidad de que la herramienta de inspección ILI informe indicaciones falsas, es decir, anomalías que en realidad no existen. Esto se cuantifica mediante la probabilidad de falsas detecciones o POFC (Probability Of False Calls).
- **Error de ubicación:** Las ubicaciones de las anomalías informadas por distintas inspecciones ILI pueden no estar perfectamente alineadas debido a variaciones en las mediciones de las ruedas odométricas (ubicación longitudinal), errores en la posición horaria (ubicación circunferencial) de las indicaciones y al crecimiento no uniforme de las anomalías entre períodos de inspección.

Estos errores y umbrales pueden dar lugar a anomalías informadas que no tienen un homólogo en la siguiente inspección ILI. Para aquellas anomalías que sí lo tienen, es esencial tener en cuenta los errores mencionados al realizar el análisis de integridad de los ductos.

Errores de posicionamiento

Cada inspección ILI emplea un sistema de coordenadas propio para referenciar la ubicación de las anomalías detectadas. Estas coordenadas se ajustan al inicio de la inspección en un punto conocido; pero a lo largo del recorrido, las discrepancias entre posiciones de diferentes inspecciones aumentan debido a los errores de medición de las ruedas odométricas, encargadas de registrar el avance de la herramienta a lo largo del ducto. Esta variación en los sistemas de coordenadas entre diferentes inspecciones ILI puede ocasionar desalineaciones en las posiciones de las indicaciones detectadas, dificultando así la comparación entre las mediciones de dos o más inspecciones.

Para minimizar este error, se emplea una técnica que consiste en identificar elementos conocidos y fácilmente ubicables en diversas inspecciones ILI, como lo son las soldaduras circunferenciales. De esta manera, se evita la acumulación progresiva de errores referenciando la ubicación longitudinal de las anomalías a estas indicaciones conocidas, limitándolo únicamente al error entre la posición de dos soldaduras contiguas conocidas.

Además de la incertidumbre en la posición a lo largo de la traza del ducto, se presenta un error en la posición horaria o circunferencial, que es característica de cada herramienta y a la cual no se le aplican medidas adicio-

nales para disminuir su incertidumbre, debido a que esta permanece constante a lo largo de toda la traza recorrida.

Estos errores suelen estar tipificados como rangos de medida en unidades de longitud (mm o pulgadas) para la posición longitudinal y en unidades de grados o minutos para la posición horaria. Es importante tener en cuenta que toda medición posee un margen de error, asociado a un nivel de certeza específico, ya que se trata de una variable aleatoria con un valor medio y una distribución asociada.

En la mayoría de las mediciones, se considera que la distribución normal es la que mejor describe el comportamiento estadístico de las mismas. Cuando se menciona un rango de error sin especificaciones adicionales, se lo suele asociar con un nivel de certeza del 95%.

Errores de profundidad

Las inspecciones ILI se basan en diferentes principios de medición, como MFL (Fuga de Flujo Magnético), UT (Ultrasonido) y EC (Corrientes de Foucault). Cada una de estas tecnologías tiene sus propios rangos de precisión y limitaciones, lo que puede generar variaciones en la profundidad de las indicaciones detectadas entre diferentes inspecciones.

Aun utilizando la misma tecnología, es probable que los errores de medición de profundidad entre las inspecciones analizadas sean diferentes por el simple hecho de utilizar herramientas distintas.

Emparejamiento de Indicaciones

El emparejamiento de anomalías, esencial para evaluar la integridad de los ductos a lo largo del tiempo, consiste en comparar y correlacionar datos de inspecciones realizadas en momentos diferentes, con el fin de identificar anomalías recurrentes y evaluar los cambios en la condición del ducto. Este proceso implica recopilar datos detallados de las carreras ILI y preprocesarlos para asegurar su comparabilidad, seguido de la alineación de los datos para buscar coincidencias entre las anomalías detectadas en ambas inspecciones. Una vez emparejadas, se evalúan las diferencias en tamaño, forma, ubicación o severidad para comprender la evolución de los defectos y tomar decisiones sobre mantenimiento y gestión de riesgos.

El emparejamiento se puede realizar de forma manual, siendo éste un proceso lento, ineficiente y propenso a errores. Actualmente, las herramientas informáticas agilizan este proceso, resolviendo los emparejamientos en minutos y eliminando el error humano.

Para el caso específico de este estudio, se analizarán las anomalías de pérdida de metal con el objetivo de determinar sus dimensiones en diferentes inspecciones, y así poder estimar sus condiciones futuras.

Dificultades y Requerimientos

La principal dificultad encontrada en el emparejamiento de indicaciones entre diferentes inspecciones es el gran volumen de información con la que nos enfrentamos. No son extraños los casos en los que tengamos que analizar ductos de decenas de kilómetros e incluso

de más de una centena. Por otro lado, los ductos más antiguos son los más propensos a tener una gran cantidad de indicaciones, llegando a miles de indicaciones por inspección. Si sumamos que esto lo tenemos por dos (dos inspecciones a emparejar), la cantidad de información a procesar es significativa.

A la gran cantidad de información a procesar tenemos que añadirle que los datos se encuentran en hojas de cálculo, y que habría que emparejar las anomalías a criterio, realizando varias combinaciones para asegurarnos de que estamos emparejando de la mejor manera posible dentro de cada área de análisis, que en este caso sería entre dos soldaduras contiguas.

Si bien esto sería lo correcto, no es lo que en la práctica se lleva a cabo habitualmente debido a que implicaría un tiempo de ejecución demasiado extenso para esta tarea. Por lo cual, el emparejamiento se basa principalmente en el criterio del personal a cargo de esta tarea, donde habitualmente no se toman en cuenta los errores aleatorios ni sistemáticos de las herramientas, quedando expuestos a cometer errores significativos.

Lo que normalmente se realiza para minimizar los tiempos de ejecución de dicha tarea es emparejar sólo las indicaciones más severas. Esto agrega un sesgo a la hora de calcular una velocidad de pérdida de metal ya que no estamos tomando en cuenta la totalidad de las indicaciones que podrían ser emparejadas.

Es decir, tenemos tiempos extensos para realizar esta tarea con el agregado del error humano, o si el caso es el de sólo emparejar algunas indicaciones, estaríamos sesgando nuestro análisis obteniendo un resultado menos certero con la realidad del tramo a analizar y, de todas formas, no eliminaríamos el error humano asociado.

Propuesta de Solución

En esta sección se presenta la metodología propuesta para el emparejamiento de indicaciones de inspecciones ILI, abordando los diversos desafíos asociados con la precisión y fiabilidad del análisis de integridad de ductos. La solución propuesta se desglosa en varios componentes clave, cada uno contribuyendo a la mejora del proceso global.

Recopilación de datos

Aunque la recopilación de datos parece no estar directamente relacionada con el proceso de emparejamiento, es una etapa previa al análisis que impacta significativamente en la precisión de los resultados. Este proceso es importante para identificar zonas donde se han realizado reparaciones, cambios de traza, reemplazos de tubos o eventos específicos que deben ser considerados durante el emparejamiento. Ignorar esta etapa podría llevar a errores debido a la falta de información completa y precisa.

En primer lugar, se recopilan datos detallados de cada corrida ILI, que incluyen la geometría del ducto, el espesor de la pared y características de las anomalías detectadas, así como detalles sobre la herramienta empleada, entre otros. Sin embargo, para obtener una imagen completa de la integridad del ducto, es necesario considerar otra información relevante.

Una pieza clave es el historial de fallas y reparaciones del ducto, que proporciona contexto sobre eventos pasados, como incidentes o intervenciones de mantenimiento, que podrían haber afectado su integridad.

Conocer el historial de fallas y reparaciones permite evaluar si los cambios observados en las carreras ILI son consistentes con los eventos anteriores o si se están produciendo nuevos eventos.

Además, es fundamental tener en cuenta otros estudios relacionados con la integridad del ducto para realizar una comparación exhaustiva de los datos. Estos estudios abarcan evaluaciones de corrosión, análisis de fatiga, inspecciones visuales, pruebas de presión y otros métodos utilizados para monitorear su condición.

Al combinar los hallazgos de estos estudios con los datos de las carreras ILI, se obtiene una visión más completa y precisa de la integridad del ducto. Esta integración de información permite identificar correlaciones significativas o posibles discrepancias entre los resultados de diferentes fuentes, lo que contribuye a una evaluación rigurosa y confiable de su condición.

Considerar toda esta información proporciona una imagen más completa y precisa de la evolución de la integridad del ducto y facilita la toma de decisiones para asegurar la integridad de nuestro ducto.

Alineación de soldaduras

La primera tarea a realizar antes de comenzar con el emparejamiento de indicaciones es identificar las soldaduras en las diferentes inspecciones y alinearlas. De esta

forma, podremos analizar pequeños tramos de ducto con errores en la posición longitudinal menores a los existentes si analizamos toda la traza del ducto en cuestión.

La alineación de soldaduras busca la correspondencia entre las soldaduras identificadas en diferentes carreras ILI. Esta alineación es convenientemente realizable mediante un software tipo GIS (Sistema de Información Geográfica), el cual proporciona herramientas para comparar las posiciones de las soldaduras y ver las discrepancias en las nomenclaturas. Esto disminuye los posibles errores que se presentan al trabajar directamente con los pipetally, los cuales no siempre tienen una correspondencia adecuada en las distancias odométricas. Sin el uso de software GIS, se requiere manipular una gran cantidad de información y verificar manualmente las diferencias entre las soldaduras en hojas de cálculo.

La importancia del emparejamiento de soldaduras radica en su capacidad para optimizar el proceso de emparejamiento de indicaciones, facilitando la identificación de la misma anomalía en ambas inspecciones. Esto conduce a un análisis más confiable, reduciendo la probabilidad de errores y mejorando la precisión del estudio de integridad del ducto.

Tratamiento probabilístico

Una vez alineadas las soldaduras, podemos proceder a emparejar las anomalías contenidas entre dos soldaduras contiguas conocidas. Partiendo de los datos de dos inspecciones, el objetivo es encontrar las parejas que pertenecen a la misma anomalía, basándonos en su po-



Figura 1. Alineación de soldaduras.

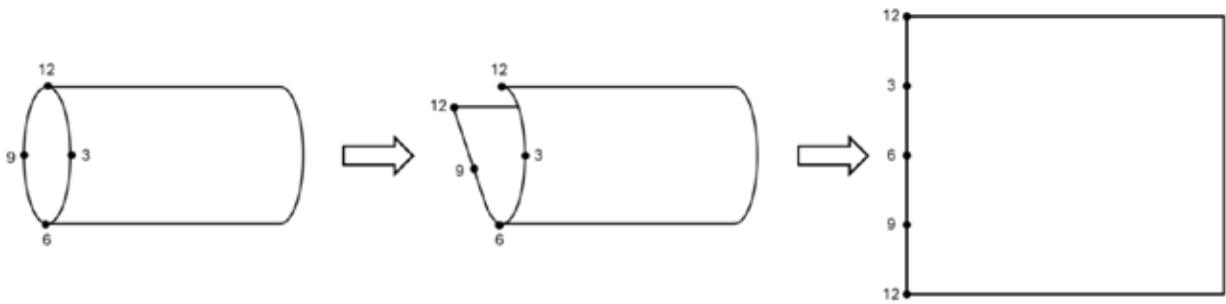


Figura 2. Despliegue del tubo a un plano 2D.

sición longitudinal (x) y su posición horaria (y).

Para calcular la probabilidad de que dos indicaciones de diferentes inspecciones, con posiciones en x e y representadas por distribuciones normales, tengan las mismas coordenadas (es decir, que representen la misma anomalía), utilizamos las propiedades de las distribuciones normales en dos dimensiones (2D).

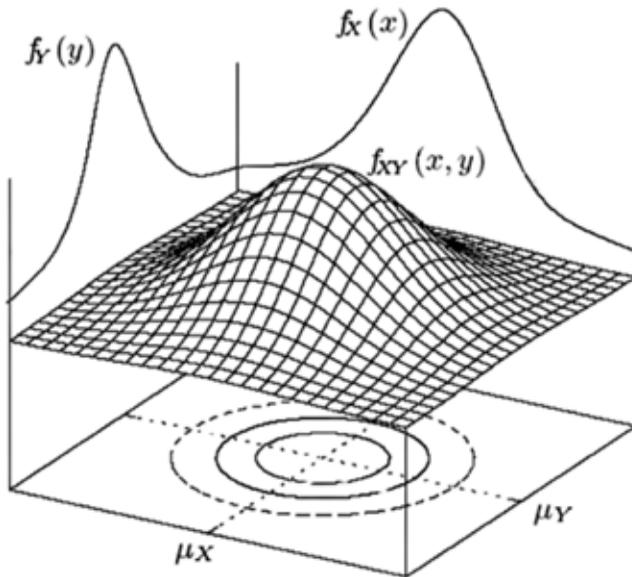


Figura 3. Interpretación de indicaciones como variables aleatorias bivariadas.

Partiendo de que las posiciones de las dos indicaciones están definidas por distribuciones normales bivariadas, tenemos:

- Primera indicación: $I_1 = (X_1, Y_1); N(\mu_1, \Sigma_1)$
- Segunda indicación: $I_2 = (X_2, Y_2); N(\mu_2, \Sigma_2)$

Donde:

- $\mu_1 = (\mu_{x_1}, \mu_{y_1})$ y $\Sigma_1 = \begin{pmatrix} \sigma_{x_1}^2 & 0 \\ 0 & \sigma_{y_1}^2 \end{pmatrix}$
- $\mu_2 = (\mu_{x_2}, \mu_{y_2})$ y $\Sigma_2 = \begin{pmatrix} \sigma_{x_2}^2 & 0 \\ 0 & \sigma_{y_2}^2 \end{pmatrix}$

La diferencia entre las posiciones de los dos elementos D también sigue una distribución normal bivariada:

$$D = (X_1 - X_2, Y_1 - Y_2); N(\mu_D, \Sigma_D)$$

Donde:

- $\mu_D = (\mu_{x_1} - \mu_{x_2}, \mu_{y_1} - \mu_{y_2})$ y $\Sigma_D = \begin{pmatrix} \sigma_{x_1}^2 + \sigma_{x_2}^2 & 0 \\ 0 & \sigma_{y_1}^2 + \sigma_{y_2}^2 \end{pmatrix}$

No podemos determinar la probabilidad de que las dos indicaciones tengan exactamente las mismas coordenadas (x, y) , por lo cual evaluamos la función de densidad de probabilidad (PDF) de la distribución de la diferencia en el punto $(0,0)$, como dato indicador de la probabilidad de que exactamente las dos indicaciones son la misma anomalía.

$$P(D = (0,0)) = f_D(0,0)$$

La PDF de una distribución normal bivariada es:

$$f_D(x, y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi|\Sigma_D|}} e^{-\frac{(d-\mu_D)^T \Sigma_D^{-1} (d-\mu_D)}{2}}$$

Donde:

$$d = (x, y)$$

Verificación del conjunto

En este trabajo, el objetivo no es encontrar la mejor solución individual para cada emparejamiento de indicaciones, ya que esto puede llevar a errores significativos y evitar la identificación de la solución más probable. En lugar de centrarnos en emparejamientos individuales, se plantea una estrategia que considera la totalidad del conjunto de anomalías dentro del área analizada.

Observando el caso presentado en la Figura 4, se puede ver cómo la indicación 1 de la inspección A (1A) se corresponde mejor con la indicación 2 de la inspección B (2B), en comparación con la anomalía 1B. Sin embargo, si se opta por este emparejamiento, las indicaciones 2A y 1B quedarían sin emparejar, resultando en un error probabilístico, siempre y cuando la probabilidad del conjunto sea mayor a la individual. Este ejemplo demuestra la necesidad de que el emparejamiento de anomalías

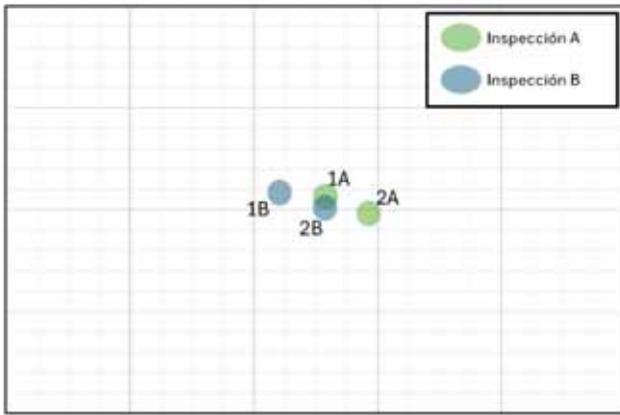


Figura 4. Ejemplo emparejamientos individuales vs múltiples.

tome en cuenta la visión global de todas las anomalías presentes en el área de análisis.

Para abordar esta necesidad, se propone determinar el conjunto de emparejamientos que resulte en la mayor probabilidad conjunta, en lugar de optimizar cada emparejamiento de forma aislada. Este cambio estratégico implica que la suma de las probabilidades de las indicaciones emparejadas debe ser la máxima posible, considerando todas las combinaciones de “emparejamientos” y “no emparejamientos” posibles. Esta metodología, aunque más compleja, garantiza una evaluación más fiable.

Para el ejemplo presentado sería:

Si $(P_{1A/1B} + P_{2A/2B}) > P_{1A/2B} \rightarrow (1A \ 1B)$ son parejas y $(2A \ 2B)$ son parejas.

Si $P_{1A/2B} > (P_{1A/1B} + P_{2A/2B}) \rightarrow (1A \ 2B)$ son parejas. $2A$ y $1B$ no tienen pareja.

Ajuste por posibles errores sistemáticos

Es fundamental considerar la posibilidad de errores sistemáticos en las mediciones de las indicaciones en cada inspección. Por ejemplo, en el caso ilustrado en la Figura 5, tanto la indicación 1 como la indicación 2 de la inspección A podrían emparejarse con la indicación 1 de la inspección B. Si las dispersiones en las mediciones de dichas anomalías son semejantes, podría ocurrir que la anomalía 1B tenga mayor probabilidad de ser emparejada con la anomalía 1A en vez de con la anomalía 2A. Este emparejamiento depende de la posición inicial del estudio, la cual puede estar errada debido a errores de medición tanto longitudinales como horarias.

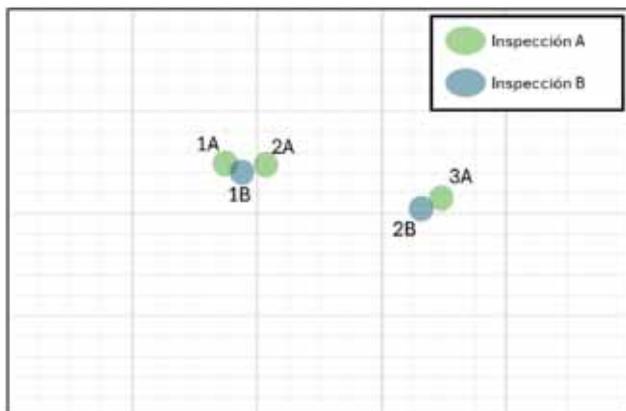


Figura 5. Ejemplo dificultad errores sistemáticos. Detalle1.

Si observamos las indicaciones 2B y 3A podemos inferir que estas dos se corresponden.

Entonces, al analizar el conjunto total: si emparejamos la indicación 3A con la indicación 2B y ajustamos la posición de la inspección B respecto a la inspección A (ver Figura 4), la indicación que tiene mayor probabilidad de emparejarse con la indicación 2B es la 2A.

Este análisis global permite ajustar los resultados por posibles errores sistemáticos y mejorar la precisión del emparejamiento de indicaciones.

Al considerar la totalidad del conjunto y realizar ajustes necesarios en la posición de las inspecciones, se incrementa la fiabilidad del proceso.

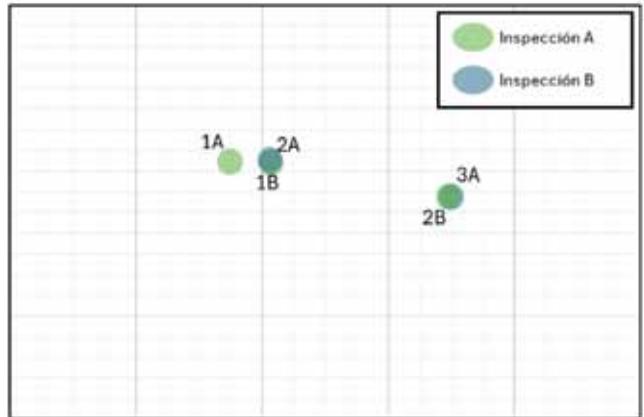


Figura 6. Ejemplo dificultad errores sistemáticos. Detalle 2.

Consideraciones de borde

Además de lo ya mencionado, es importante tener en cuenta que en los extremos del área analizada (recordando que se analiza entre soldaduras consecutivas) pueden existir anomalías que hayan cambiado su punto de referencia. Si no consideramos un margen extra en el análisis sobre el eje longitudinal del ducto, podríamos estar omitiendo emparejamientos reales.

Para abordar esto, se propone realizar un solapamiento de cálculos a cada lado de las soldaduras que contienen el área de análisis. De esta manera, se crean áreas de borde donde el análisis se realiza en dos instancias consecutivas, eligiendo los emparejamientos que resulten en una mejor probabilidad a nivel global de que las indicaciones sean las mismas.

Este enfoque garantiza que no se pierdan emparejamientos debido a errores o cambios de posicionamiento en los bordes del área de análisis.

Implementación

La implementación de esta propuesta de solución se llevó a cabo utilizando el lenguaje de programación Visual Basic, específicamente Visual Basic for Applications (VBA) bajo el software Microsoft Excel. Se optó por esta implementación porque la herramienta resultante debe ser amigable para el usuario promedio, y Microsoft Excel es la herramienta preferida por técnicos e ingenieros para manipular datos numéricos en volúmenes bajos a medios.

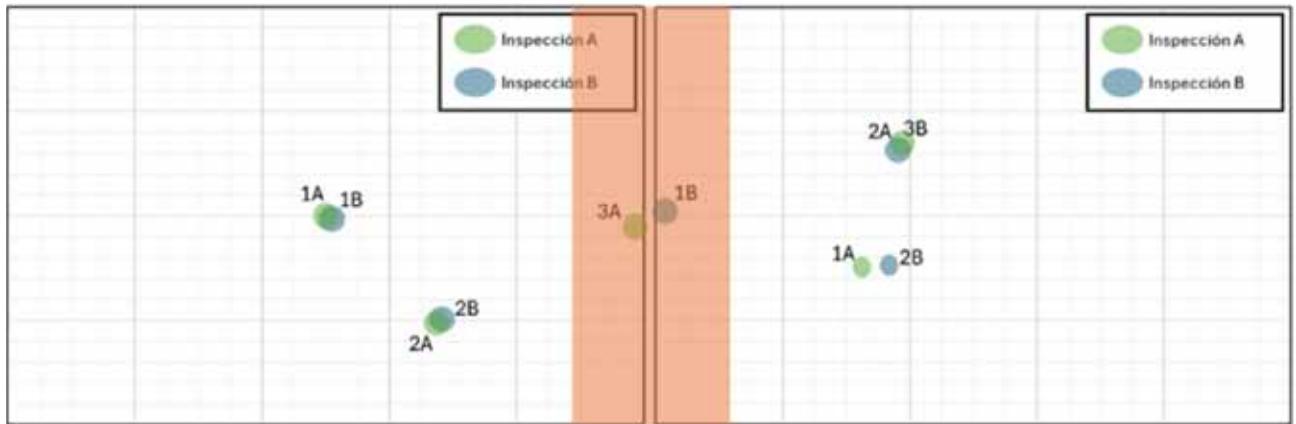


Figura 7. Ejemplo condición de borde.

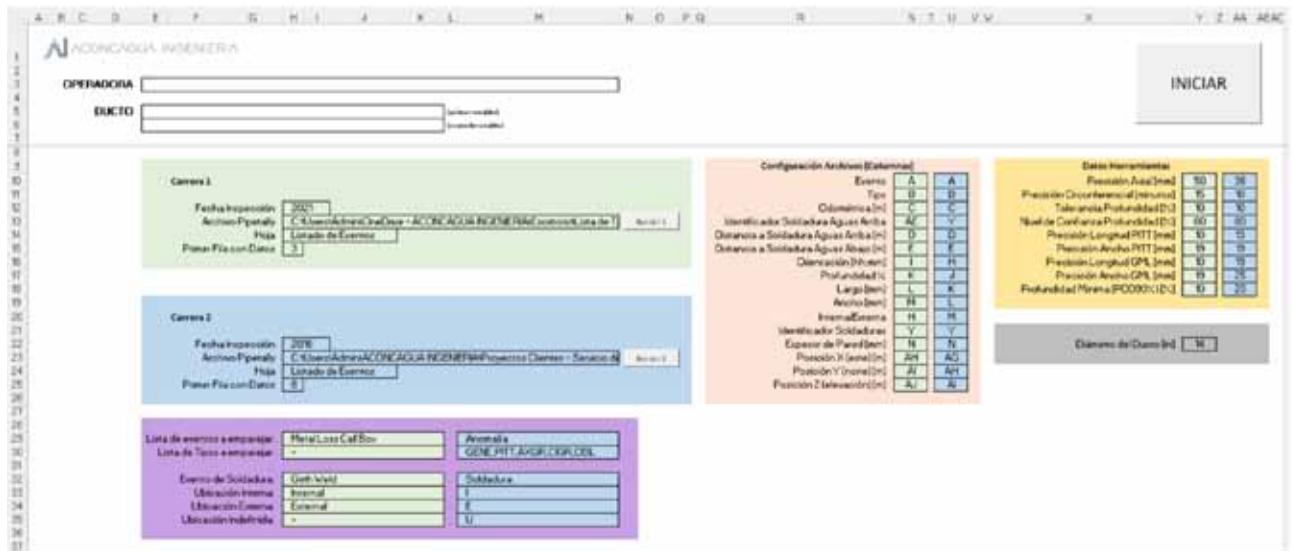


Figura 8. Pantalla principal solución implementada.

Además de esto, también se consideró el poder de cálculo necesario y las herramientas disponibles para llevar adelante una implementación eficiente; no serviría de nada que el cálculo tomara semanas en ejecutarse. Considerando la complejidad del problema y las herramientas existentes en programación, la mejor opción hubiera sido utilizar el lenguaje de programación Python implementado en una interfaz independiente. Sin embargo, el desarrollo hubiera requerido más recursos y la interfaz resultante debería ser bien estudiada para que resultara intuitivo y cómodo para el usuario. Si bien el tiempo de desarrollo en Python resultaría menor, los beneficios en tiempo de ejecución no serían significativos.

Por ejemplo, en el caso de una línea de poco más de 100 km con más de 2300 anomalías reportadas, la ejecución del emparejamiento de dos inspecciones ILI toma menos de 5 minutos con el algoritmo de VBA en una notebook de prestaciones medias. Pasar de un trabajo de días a 5 minutos o 3 minutos no presenta una gran diferencia, y la reducción de tiempos de desarrollo de una interface sumado a la predilección de una interface ya conocida, justifica esta elección.

Por otra parte, para esta implementación los cálculos

se realizan en áreas contenidas entre soldaduras que previamente fueron verificadas y preparadas para ser emparejadas entre las dos inspecciones bajo análisis. Para cada área, se asegura que el emparejamiento obtenido sea el que resulta en la mayor probabilidad del conjunto, teniendo en cuenta tanto los errores aleatorios como los posibles errores sistemáticos.

Interface de usuario

Como se mencionó anteriormente, la interfaz implementada es la misma hoja de cálculo, donde de manera sencilla se determinan de dónde provienen los datos de las inspecciones a emparejar.

Además, se deben indicar los datos respecto a los errores de medición de cada herramienta implementada y de qué manera se identifican las diferentes indicaciones en los archivos pipetally (soldaduras, indicaciones de pérdida de metal, ubicación de la indicación, etc.).

Luego de realizar el emparejamiento, se visualiza de manera gráfica cuáles fueron las indicaciones emparejadas. Esto ayuda al especialista a verificar el correcto emparejamiento y a analizar casos específicos, todo dentro



Figura 9. Visor de indicaciones y emparejamientos.

de un ambiente conocido y familiar.

La elección de Microsoft Excel como interfaz de usuario permite a los técnicos e ingenieros interactuar con la herramienta sin necesidad de capacitación adicional en el manejo de un software nuevo, aprovechando su conocimiento existente de la plataforma. Además, la representación gráfica facilita la validación visual de los emparejamientos, permitiendo una revisión rápida y eficiente de los resultados obtenidos.

Tratamiento Estadístico de la Velocidad de Pérdida de Metal

Si bien la actividad de emparejamiento ha concluido, aún queda la parte fundamental de este trabajo, que es determinar una velocidad de pérdida de metal tanto interna como externa. Esto nos permitirá indicar el estado del ducto en tiempos futuros o estimar su estado actual si ambas inspecciones utilizadas fueron realizadas en el pasado.

Las indicaciones emparejadas representan dos estados en diferentes momentos de la misma anomalía. Cada una de ellas tendrá un valor de profundidad, longitud y ancho. A partir de estos valores, podemos calcular la diferencia entre estos dos estados y, de ahí, obtener un primer valor de velocidad de pérdida de metal para cada anomalía emparejada.

La normativa DNVGL-RP-F101 indica que las velocidades de corrosión estimadas y utilizadas en los cálculos

de integridad deben ser aquellas para las cuales se tenga una certeza del 95%. Esto implica que, a partir de los resultados de los emparejamientos, debemos tratar estadísticamente las velocidades de pérdida de metal de estas anomalías para obtener un valor representativo para todo el tramo analizado, o subtramos, según requiera el especialista en cada caso particular.

A partir del gráfico de la Figura 10, podríamos realizar una primera estimación de las velocidades de corrosión, pero debemos tener en cuenta que las velocidades calculadas son variables aleatorias, es decir, cada medición tiene una función de distribución normal centrada en el valor medio indicado y con un error (asignado por el fabricante de cada instrumento), generalmente asociado a una certeza del 95%. Por lo tanto, en el gráfico anterior, sólo hemos representado sus valores promedios y no hemos considerado la distribución completa de cada una de las variables aleatorias.

Para ello, necesitamos obtener una función de distribución de velocidades para el tramo bajo análisis, el cual se obtiene a partir de combinar cada una de las variables aleatorias de velocidad de cada anomalía particular.

Para obtener el gráfico de la Figura 11, se implementó el método Montecarlo, donde asignamos de forma aleatoria y para cada variable aleatoria de velocidad, miles de valores que respetan sus funciones de distribución. De esta manera, juntando todos los valores de todas las velocidades de las anomalías emparejadas, formamos el gráfico ilustrado de distribución de velocidades para

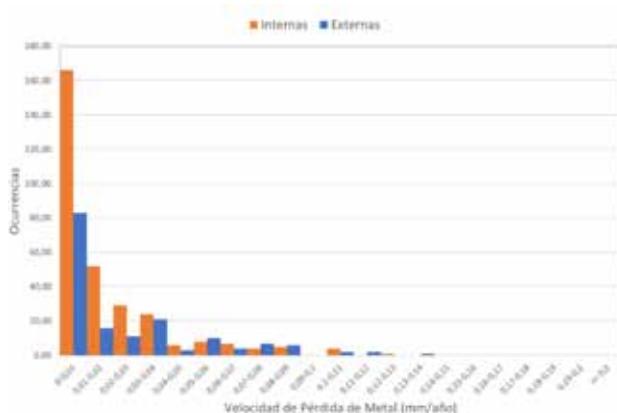


Figura 10. Histograma de velocidades de pérdida de metal.

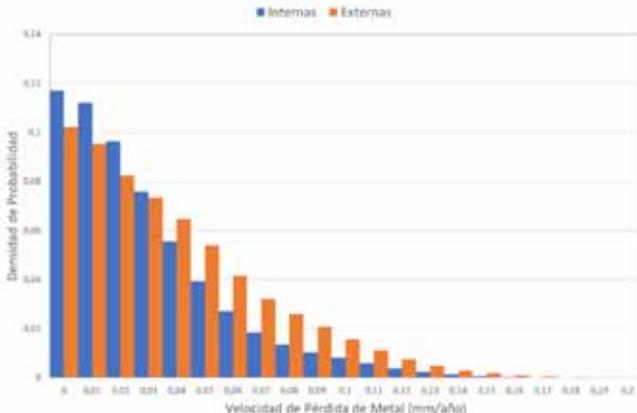


Figura 11. Densidad de probabilidad de velocidades de pérdida de metal.

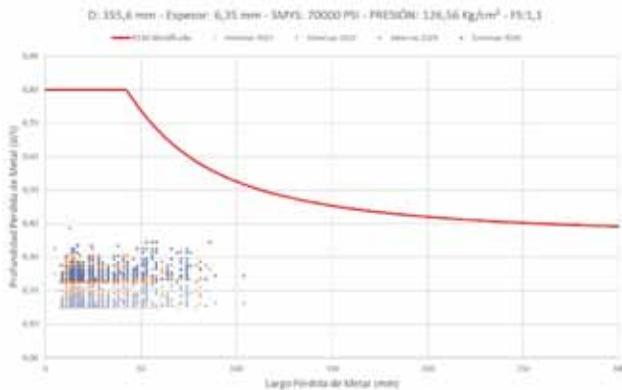


Figura 12. Ejemplo de crecimiento de anomalías y verificación de integridad.

todo el tramo bajo análisis.

Ahora sí, a partir del gráfico en Figura 9, podemos determinar cuál es el valor de velocidad de pérdida de metal que nos asegura una certeza del 95% tanto para el caso interno como para el caso externo.

Con estas velocidades de pérdida de metal interna y externa, podemos calcular el estado actual o futuro de cada anomalía (según sea el caso). Una vez calculados las profundidades de las anomalías a un tiempo futuro respecto a las inspecciones, podremos avanzar con la evaluación de integridad siguiendo, por ejemplo, los lineamientos de ASME B31.G (“Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines”).

Ejemplo de Implementación

En esta sección, se presenta un caso práctico utilizando datos reales de dos inspecciones ILI para comparar la metodología planteada en este trabajo con una metodología tradicional.

Se realizaron dos inspecciones ILI en un ducto, y se evaluaron las velocidades de corrosión interna y externa usando dos enfoques diferentes: un enfoque tradicional y la metodología planteada en este trabajo.

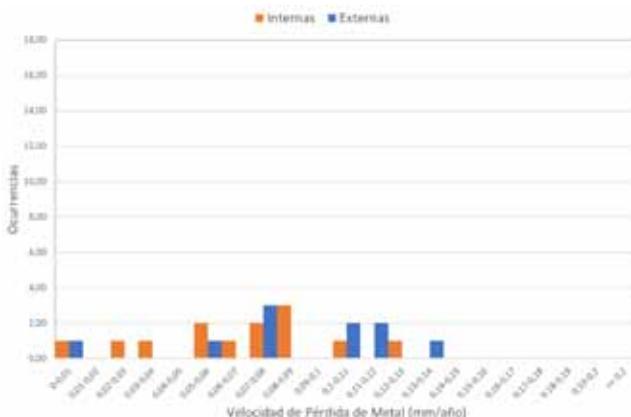


Figura 13. Resultados de los emparejamientos aplicando una metodología tradicional.

Metodología tradicional

- Selección de Anomalías: Se seleccionaron las 36 anomalías más profundas de la última inspección.
- Emparejamiento de Anomalías: De estas 36 anomalías, se pudieron emparejar 23 con la inspección anterior.
- Cálculo de Velocidades: A partir de estos 23 emparejamientos y aplicando un análisis estadístico de los resultados, se obtuvieron las siguientes velocidades de corrosión con un 95% de certeza:
 - Corrosión Interna: 0.13 mm/año
 - Corrosión Externa: 0.15 mm/año
- Valores Máximos Detectados: Sin un análisis estadístico, las velocidades de corrosión se hubieran estimado en:
 - Corrosión Interna: 0.12 mm/año (valor máximo detectado)
 - Corrosión Externa: 0.14 mm/año (valor máximo detectado)

Metodología planteada por este trabajo

- Selección de Anomalías: Se trabajó con todas las anomalías detectadas en la última inspección.
- Emparejamiento de Anomalías: Se pudieron emparejar 472 anomalías con la inspección anterior.
- Cálculo de Velocidades: A partir de estos emparejamientos y aplicando un tratamiento estadístico, se obtuvieron las siguientes velocidades de corrosión con una certeza del 95%:
 - Corrosión Interna: 0.07 mm/año
 - Corrosión Externa: 0.09 mm/año
- Valores Máximos Detectados: Sin un análisis estadístico, las velocidades de corrosión se hubieran estimado en:
 - Corrosión Interna: 0.12 mm/año (valor máximo detectado)
 - Corrosión Externa: 0.14 mm/año (valor máximo detectado)

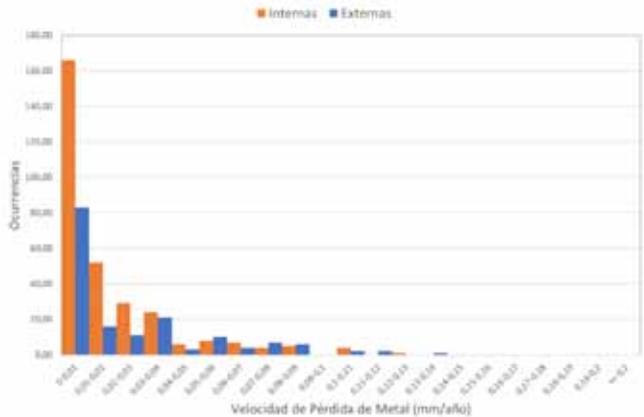


Figura 14. Resultados de los emparejamientos aplicando la metodología planteada.

Comparativa de resultados

La comparación de resultados entre ambas metodologías muestra diferencias significativas en las estimaciones de las velocidades de corrosión:

Metodología Tradicional: La velocidad de corrosión interna fue estimada en 0.13 mm/año y la externa en 0.15 mm/año, basándose en un conjunto reducido de 23 emparejamientos.

Metodología Planteada: La velocidad de corrosión interna fue estimada en 0.07 mm/año y la externa en 0.09 mm/año, basándose en un conjunto amplio de 472 emparejamientos.

Esta diferencia se debe a que la metodología planteada considera un conjunto mucho más amplio de datos, lo que permite obtener una estimación más precisa y representativa de las velocidades de corrosión. Además, el tratamiento estadístico aplicado asegura que las estimaciones sean robustas y con un nivel de certeza del 95%.

Discusión de resultados

Los resultados obtenidos al comparar la metodología tradicional con la metodología planteada en este trabajo destacan la importancia de una evaluación precisa y representativa de la integridad de los ductos. Usar únicamente las 36 anomalías más profundas de la última inspección y emparejar solo 23 de ellas con la inspección anterior puede parecer conservador, pero presenta limitaciones. Este enfoque puede sesgar el análisis al centrarse solo en las anomalías más profundas, lo que podría llevar a una sobreestimación o subestimación de la integridad del ducto. Aunque es cierto que, en general, las anomalías más profundas suelen ser las de mayor velocidad de corrosión, basar todo el análisis en un subconjunto limitado puede no reflejar la situación completa del ducto.

En contraste, la metodología planteada en este trabajo considera todas las anomalías detectadas, emparejando 472 de ellas con la inspección anterior, lo que reduce el sesgo y proporciona una estimación más precisa de las velocidades de corrosión. Los valores obtenidos, 0.07 mm/año (interna) y 0.09 mm/año (externa) con una certeza del 95%, indican una situación más favorable y precisa. Aunque usar un valor de velocidad de corrosión más alto puede parecer un enfoque conservador, en realidad plantea un escenario que no se corresponde con la realidad del ducto.

Esto es especialmente crítico cuando las anomalías más profundas no coinciden exactamente con las de mayor crecimiento.

Es importante que, en lugar de adoptar un enfoque conservador sesgado por un análisis manual limitado, el ingeniero de integridad pueda utilizar la velocidad de corrosión más precisa posible y luego aplicar factores de seguridad apropiados en la etapa de evaluación de integridad. Esto se alinea con prácticas estándar como las recomendadas en ASME B31.G, donde se utilizan factores de seguridad conscientes y específicos. De este modo, el enfoque conservador se aplica de manera informada y cuantificable, asegurando que las decisiones se basen en

datos precisos y representativos de la condición real del ducto, y no en estimaciones potencialmente imprecisas.

Conclusiones

En este trabajo, hemos desarrollado una metodología para el emparejamiento de indicaciones de inspecciones ILI, con el objetivo de mejorar la precisión y eficiencia en la evaluación de la integridad de los ductos. La implementación de esta metodología mediante VBA en Microsoft Excel ha demostrado ser una solución accesible y efectiva, facilitando la automatización y optimización del proceso de emparejamiento.

Principales Hallazgos y Beneficios:

La verificación y alineación de soldaduras entre diferentes inspecciones es un paso crucial que reduce significativamente los errores acumulados en la posición longitudinal, permitiendo un análisis más preciso de pequeños tramos del ducto.

La utilización de un modelo probabilístico para emparejar las anomalías, basándonos en distribuciones normales bivariadas, permite calcular una medida de la probabilidad de que dos indicaciones representen la misma anomalía. Esto mejora la confiabilidad del emparejamiento.

En lugar de optimizar emparejamientos individuales, considerar la totalidad del conjunto de anomalías dentro del área analizada garantiza una mayor probabilidad conjunta, reduciendo así la posibilidad de errores y proporcionando una evaluación más fiable.

La consideración de posibles errores sistemáticos en las mediciones mejora la precisión del emparejamiento de indicaciones, ajustando las posiciones iniciales de los estudios y aumentando la fiabilidad del proceso.

La elección de Microsoft Excel como interfaz de usuario y la implementación en VBA permiten realizar cálculos rápidos y eficientes, reduciendo significativamente el tiempo de procesamiento de días a minutos. La elección de esta plataforma queda justificada debido a su accesibilidad y familiaridad para los usuarios.

La inclusión de márgenes adicionales en el análisis evita la omisión de emparejamientos reales en los extremos del área analizada, asegurando que las anomalías en los bordes sean correctamente emparejadas.

La metodología implementada permite calcular las velocidades de pérdida de metal interna y externa con un nivel de certeza del 95%, proporcionando una base sólida para estimar el estado actual o futuro del ducto y para realizar los cálculos de integridad necesarios.

La interfaz gráfica implementada facilita la validación visual de los emparejamientos, permitiendo una revisión rápida y eficiente de los resultados obtenidos, y asegurando la correcta identificación de las anomalías.

Definiciones

Algoritmo: Conjunto de instrucciones o reglas definidas y ordenadas que permiten realizar una tarea o re-

resolver un problema específico de manera sistemática y eficiente. En este trabajo, los algoritmos se utilizan para procesar datos, calcular probabilidades y emparejar anomalías.

Anomalía: Defecto o irregularidad detectada en el ducto mediante inspecciones ILI. Las anomalías pueden incluir pérdidas de metal, grietas, deformaciones u otros tipos de defectos que podrían afectar la integridad del ducto. En este trabajo, sólo se consideran las anomalías de pérdida de metal.

Distribución Normal Bivariada: Una extensión de la distribución normal a dos dimensiones, donde cada variable tiene una distribución normal y puede haber una correlación entre ellas. Se utiliza para modelar la posición de anomalías en términos de sus coordenadas longitudinales y horarias. En este trabajo se considera el caso particular donde las variables son independientes.

Emparejamiento: En el contexto de este trabajo, el emparejamiento se refiere al proceso de comparar y correlacionar datos de inspecciones ILI realizadas en diferentes momentos, con el fin de identificar indicaciones recurrentes que representan la misma anomalía en el ducto.

Errores Aleatorios: Variaciones impredecibles en las mediciones que ocurren debido a factores externos y no controlables. Estos errores son inevitables, pero sus efectos pueden ser minimizados mediante técnicas estadísticas.

Errores Sistemáticos: Desviaciones constantes y predecibles en las mediciones que ocurren debido a factores inherentes a los métodos de medición o a los instrumentos utilizados.

Función de Densidad de Probabilidad (PDF): Función que describe la probabilidad relativa de que una variable continua tome un valor específico. En este trabajo, la PDF se utiliza para evaluar la probabilidad de que dos indicaciones sean la misma anomalía.

GIS (Sistema de Información Geográfica): Sistema que permite almacenar, manipular, analizar y visualizar datos geoespaciales. En el contexto de este trabajo, se utiliza para comparar y analizar los datos de las inspecciones ILI.

Interfaz de Usuario: Medio a través del cual los usuarios interactúan con un sistema informático.

In-Line Inspection (ILI): Método de inspección no destructiva que utiliza herramientas especializadas para evaluar la condición interna y externa de los ductos, detectando y dimensionando anomalías como pérdidas de metal, grietas y deformaciones.

Método Monte Carlo: Técnica de simulación que utiliza muestras aleatorias para estimar propiedades estadísticas de un sistema. En este trabajo, se utiliza para generar distribuciones de velocidades de pérdida de metal a partir de los datos de las inspecciones.

Notebook de prestaciones medias: Se refiere a una computadora portátil con especificaciones técnicas intermedias, adecuadas para realizar tareas de procesamiento de datos y cálculos estadísticos sin requerir un alto rendimiento. Generalmente, incluye un procesador de gama media (Intel i5, AMD Ryzen 5), memoria RAM entre 8 y 16 GB, y capacidad de almacenamiento moderada (200GB a 500GB).

Python: Lenguaje de programación de alto nivel, interpretado y de propósito general, conocido por su sintaxis sencilla y legibilidad.

Tasa de Corrosión: Velocidad a la cual el metal de las paredes del ducto se desgasta debido a la corrosión. Se calcula a partir de la diferencia de profundidades entre inspecciones consecutivas y se utiliza para proyectar el crecimiento de anomalías.

Variable aleatoria: En estadística y probabilidad, una variable aleatoria es una función que asigna un valor numérico a cada uno de los posibles resultados de un experimento aleatorio. Las variables aleatorias pueden ser discretas (tomar un conjunto finito o contable de valores) o continuas (tomar cualquier valor dentro de un intervalo continuo). En este trabajo, las variables aleatorias se utilizan para modelar las mediciones de las anomalías detectadas en las inspecciones ILI, considerando tanto su valor medio como su distribución de probabilidad.

Visual Basic for Applications (VBA): Lenguaje de programación incluido en Microsoft Excel y otras aplicaciones de Microsoft Office, que permite automatizar tareas y desarrollar aplicaciones personalizadas dentro de estos entornos.

Bibliografía

NACE SP0102 "Inline Inspection of Pipelines".

API STD1163 "In-line Inspection Systems Qualification".

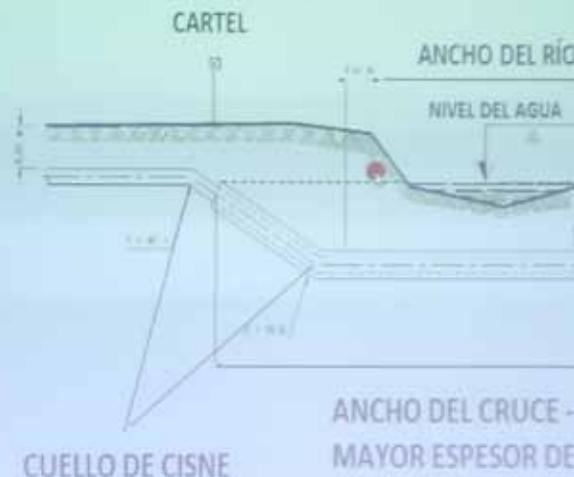
DNVGL-RP-F101 "Corroded Pipelines".

ASME B31G "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines".

Montgomery, D.C., & Runger, G.C. "Applied Statistics and Probability for Engineers".

Markus R. Danna, Christoph Dannb. "Automated matching of pipeline corrosion features from in-line Inspection data".

ESQUEMA TÍPICO DE U



5° Congreso de Integridad
y Corrosión en la Industria
del Petróleo y del Gas

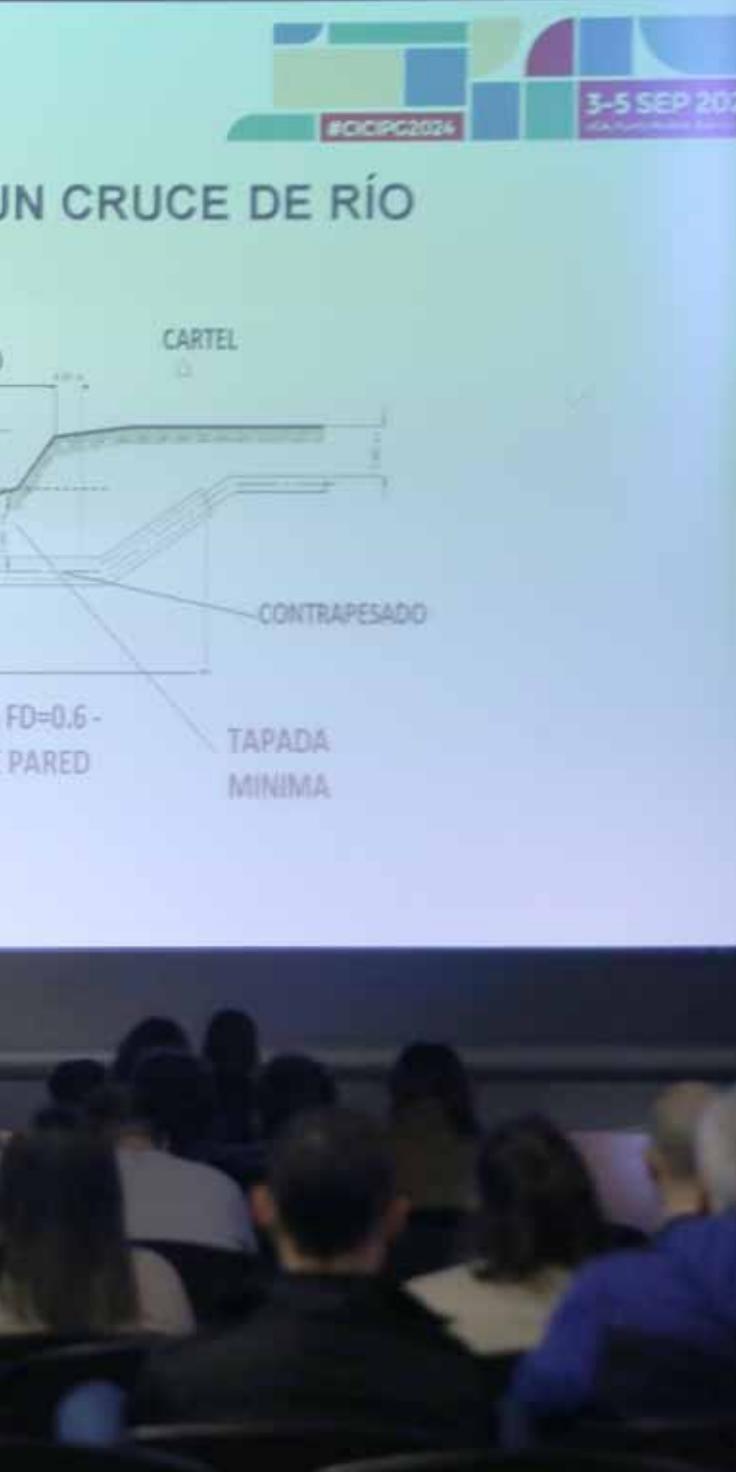
IAIPG
INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Cruce de ríos: Análisis de riesgo hídrico cuantitativo

Este trabajo fue seleccionado en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas del año 2024

Por **Martín Carnicero**, **Marianela Gómez**
y **Leonardo Martinetto** (TGN)

Este paper presenta un método cuantitativo para evaluar amenazas hidrotécnicas en la interacción entre ríos y ductos en operación. Incluye la identificación de amenazas, la vulnerabilidad de la cañería y el impacto en vidas humanas. Basado en relevamientos de campo, modelos matemáticos y segmentación de cañerías, permite resultados transparentes y comparables con otras amenazas a la integridad de los ductos.



Durante los últimos años se ha llevado a cabo una actividad intensa enfocada en el desarrollo de métodos de análisis de riesgo aplicados a la operación de ductos. Esto ha conducido en la existencia de muchas alternativas con distintos alcances (cualitativos, semicuantitativos y cuantitativos). Se plantea a menudo cuál elegir, en función de los datos disponibles. En este trabajo se plantea un método cuantitativo, entre cuyas características principales se incluye la totalidad de las amenazas hidrotécnicas posibles en la interacción de un río con un ducto en operación, la vulnerabilidad de la cañería ante estas amenazas y, el análisis de las consecuencias basado en el impacto sobre en vidas humanas. Mediante relevamientos de campo, cálculos ingenieriles (modelos matemáticos de escurrimiento hidráulico y análisis de tensiones) y la metodología de segmentación

de la cañería en base a sus propiedades, se podrán fundamentar los resultados en forma transparente y repetible. Finalmente, el riesgo calculado podrá ser comparado con otras amenazas a la integridad de un ducto en operación.

Introducción

Las trazas de los gasoductos cruzan numerosos ambientes naturales, cada uno de los cuales tiene un relieve y un régimen de precipitaciones particulares. Estas dos características hacen que cada cruce tenga que ser considerado de manera particular. Por ello, en la industria se considera como un cruce especial. Ello implica que se construyan con especificaciones técnicas distintas de lo normal, tales como mayores tapadas y espesores de pared de tuberías, y contrapesado. Luego la contraparte que completa la integridad de un cruce de río está dada por el comportamiento del curso de agua en el tiempo. Finalmente, la integridad del gasoducto en un cruce viene dada por:

- Características constructivas del cruces (fijas en el tiempo)
- Evolución del curso de agua (variable a lo largo del tiempo)

La interacción entre estos dos factores es lo que se analiza para garantizar la integridad del ducto. En los párrafos siguientes este análisis se desarrolla en sus distintas partes, con el fin último de cuantificar el riesgo ante las amenazas hidrotécnicas.



Figura 1. Interacción entre el río y el ducto como origen de las amenazas hidrotécnicas.

Características particulares del diseño de un cruce de río

Los cruces de ríos tienen una serie de características en su diseño que se listan a continuación:

- Menor factor de diseño, normalmente igual a 0.6, de acuerdo a lo estipulado por la Norma NAG100 [1],
- Mayor espesor de pared del ducto,
- Mayor tapada,
- Contrapesado
- Cuellos de cisne alejados de las márgenes

A continuación, se adjunta un esquema típico de cruce de ríos. Se debe tener en cuentas que las particularidades constructivas en los cruces existentes pueden variar con las descritas.

Tipos de amenazas hidrotécnicas

A continuación, se listan, con una breve descripción, los comportamientos más comunes de los ríos, ilustrados con figuras y fotos tomadas de la realidad:

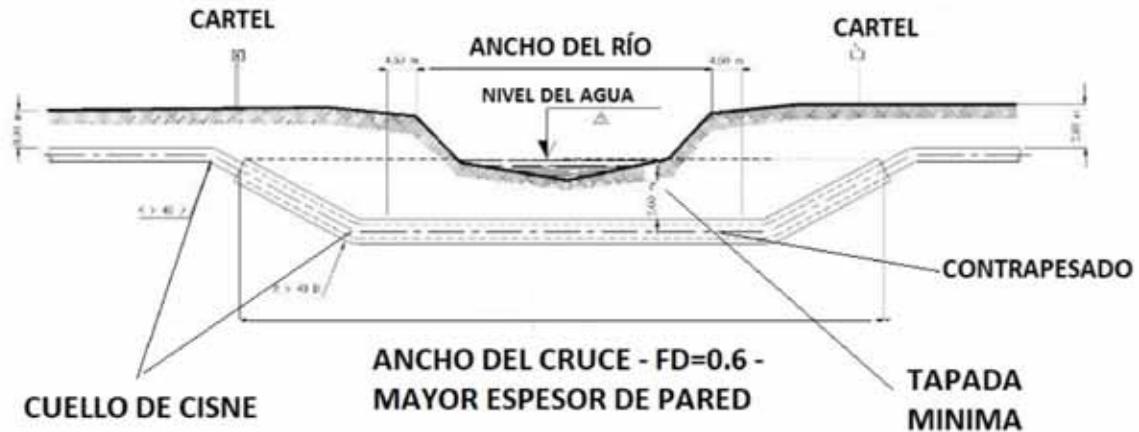


Figura 2. Esquema típico de un cruce de río

Erosión vertical (de fondo o socavación): la misma consiste en el descenso del lecho y la consecuente disminución de tapada vertical. Esta erosión puede ser generalizada en donde todo el lecho baja su elevación (ver Figura 3); o localizada alrededor de una obstrucción en el curso.

Erosión lateral (erosión de margen): este fenómeno puede darse de 3 maneras distintas (ver Figuras 4 a 6) a saber:

- **Curva que permanece en el tiempo en la misma ubicación:** se da en aquellos cursos de agua que tienen curvatura, ocurriendo la erosión en su cara externa o cóncava por efecto de la fuerza centrífuga que genera corrientes secundarias del escurrimiento,
- **Curva de ríos con meandros:** este caso como los meandros evolucionan en el tiempo, trasladándose hacia aguas abajo o aguas arriba (apilamiento), pueden erosionar un año una margen y otro año la margen opuesta, alternativamente,
- **Erosión de margen (acercamiento o invasión) ante un río que corre paralelo al ducto:** en este caso de erosión se traduce en grandes tramos de gasoductos expuesto, sometidos a la corriente de agua, con la particularidad que no fueron diseñados como cruces especiales (sin mayor espesor, sin mayor tapada y sin contrapesar). No involucra un cruce.

Cambios de curso o avulsión: se trata del caso en que un río cambia su curso original tomando otra dirección (ver Figura 7). Los casos más usuales son:

- **Cortas de meandro:** cuando los meandros tienen una gran curvatura (curvas muy cerradas) el río las corta, dejando de escurrir por la curva y siguiendo en línea recta,
- **Fuga del río por la pista de mantenimiento:** este caso se da cuando el río se colmata y el agua encuentra en la pista una vía preferencial de escurrimiento.
- En ambos casos, las longitudes de cañería pueden quedar expuestas y sometidas a la corriente de agua, sin que la cañería esté contemplada en su construc-

ción como cruce especial (sin mayor espesor, sin mayor tapada y sin contrapesar). Por ello, su resistencia a las tensiones inducidas es menor.

Acarreo de fondo y flujo de detritos: esta es una condición del río que involucra el transporte de objetos



Figura 3. Descenso generalizado del lecho por erosión aguas debajo de una alcantarilla



Figura 4. Erosión de margen con destape de cuello de cisne



Figura 5. Erosión de margen por meandro con destape de cuello de cisne



Figura 6. Erosión por acercamiento o invasión de pista en un ducto paralelo al río



Figura 7. Fuga del río por la pista con el ducto sometido a la corriente de agua y a la flotación

dentro de la corriente que eventualmente pueden impactar en una cañería expuesta (ver Figuras 8 y 9). Los detritos se materializan como grandes rocas, marañas de troncos y ramas, o cualquier otro objeto capaz de ser transportado en una corriente de agua. Influyen las altas velocidades del agua y el aumento de la densidad del flujo (barro) que hace que floten grandes rocas.



Figura 8. Daños en el contrapesado de hormigón por impacto de rocas por acarreo de fondo



Figura 9. Impacto de rocas transportada por el flujo de barro en un bypass expuesto

Esfuerzos transmitidos por una corriente de agua sobre un ducto expuesto

Los principales esfuerzos transmitidos por una corriente de agua (o agua y detritos) sobre un ducto expuesto se enumeran a continuación:

- **Flotación:** este fenómeno se contrarresta mediante la colocación de contrapesos en sus diversos tipos. Normalmente, se establece un porcentaje de flotabilidad negativa sobre las fuerzas de empuje (ver Figura 7),
- **Fuerza de arrastre:** es la que provoca la corriente que ejerce una presión sobre la cañería. Puede aumentar ante la presencia de ramas que aumenta la superficie de acción (ver Figura 10).
- **Fatiga debida a la vibración inducida por vórtice:** al escurrir el agua alrededor de una cañería inmersa en la corriente, se liberan vórtices del lado de arriba y abajo del ducto alternativamente, lo que



Figura 10. Flexión por arrastre en una cañería expuesta

hace que la tubería suba y baje. Esto genera un esfuerzo de fatiga en donde la vibración puede acercarse a la frecuencia natural del ducto, produciendo eventualmente su rotura.

- **Impactos de detritos:** como ya se ilustró, los detritos arrastrados por la corriente impactan sobre una cañería expuesta provocando flexiones, abolladuras o su rotura (ver Figura 11).

Estudio de integridad de un cruce de río

Ante un problema significativo que pueda afectar la integridad de un ducto en un cruce de río se procede a realizar un estudio de integridad que incluye como mínimo la siguiente partes componentes:

- Compilación de relevamientos y antecedentes constructivos del cruce
- Topografía del río geo-referenciada
- Medición de tapada geo-referenciada
- Estudios hidrológicos (modelos) para obtener el caudal de diseño
- Estudios hidráulicos (modelos) para obtener la velocidad, profundidad y cota alcanzada por el agua, y usarlos para el cálculo de socavación en vertical
- Estudios multitemporales de imágenes satelitales y fotos aéreas geo-referenciadas para estimar los

corrimientos laterales y cambios de alineación del curso de agua dentro del contexto de los distintos años hidrológicos.

Esta información es de vital importancia y será usada para evaluar la probabilidad de falla dentro del análisis de riesgo.

¿Riesgo de qué?

Previo a entrar en el detalle de la metodología de análisis de riesgo, es válido contestar esta pregunta para aclarar qué es lo que se está discutiendo y evitar confusiones. En la actividad de transporte de hidrocarburos, el riesgo analizado es aquel que implica una pérdida de contención del fluido transportado, es decir, fugas y roturas.

Análisis de riesgo cuantitativo para geoamenazas

A lo largo de los últimos años, se han desarrollado diferentes tipos de análisis de riesgo en ductos. Al momento de elegir el método más apropiado es importante considerar que el método incluya los siguientes elementos de análisis:

- Todas las amenazas hidrotécnicas, ya descritas en los párrafos anteriores,
- Vulnerabilidad de la cañería: este tema está relacio-



Figura 11. Impacto de piedras sobre una cañería fuera de servicio

nado con las tensiones inducidas por el agua en un cruce y la capacidad del ducto de resistirlas,

- Capacidad de comparar el resultado con el resultado del análisis de riesgo proveniente de otras amenazas a la integridad de un ducto de transporte,

De los muchos métodos disponibles, se eligió del desarrollado por Moness Rizkalla y Ron Read, a través de numerosas publicaciones [2]. El mismo calcula la susceptibilidad o probabilidad de falla anual (Pof), asignando probabilidades a cada uno de los factores principales intervinientes y multiplicándolos (ver Ecuación 1). A continuación, se enumera cada uno de ellos con su correspondiente pregunta básica asociada, con una breve descripción de cuál es el criterio a seguir para su selección.

$$S_{GI} = I_i \cdot F_i \cdot V_i \cdot M_i$$

Ecuación 1. Fórmula de susceptibilidad o probabilidad de falla anual

- **I_i : Factor de iniciación** (¿Cuánta certeza?): en este caso se plantea la ocurrencia de una amenaza. Por definición de cruce de río, se tiene la certeza de que las amenazas hidrotécnicas (crecidas, erosiones) se desarrollan en ese tramo de ducto, por lo cual se puede asumir como válido el valor 1.

- **F_i : Recurrencia** (¿Qué tan frecuente?): la recurrencia es un factor que tiene una gran importancia. Normalmente se define como el período medio de tiempo en que un determinado caudal sea igualado o superado. Este concepto está íntimamente asociado al caudal de diseño que se usa para definir las amenazas a la integridad del ducto, es decir, la velocidad del agua, los procesos de erosión y los esfuerzos eventualmente transmitidos a la cañería. Existen muchas maneras de definir la recurrencia: puede ser dado por la normativa vigente (nacional o internacional), por criterios propios de cada operadora, por el riesgo asociado a la pérdida de contención del fluido transportado o por la vida útil de la instalación. Normalmente, se asumen recurrencias de 50 a 100 años, tomando valores de 0.02 o 0.01.
- **V_i : Vulnerabilidad**: se plantean 3 preguntas básicas:
 - **Alcance espacial** (¿Qué tan extenso?): se analiza la zona de influencia del gasoducto y sus cercanías. Generalmente, se considera todo el ancho del cruce (valor 1), salvo que sea muy ancho (valle de inundación),
 - **Duración** (¿Qué tan rápido?): para los que trabajan en riesgos naturales o geoamenazas, mediante el monitoreo sistemático, se pueden

prever y seguir las amenazas a lo largo del tiempo, por más que exista un evento extremo que dispare su ocurrencia. Dependiendo del sistema de monitoreo, los valores pueden asumirse entre 0.1 y 1, o en función de una velocidad de erosión.

- **Resistencia** (¿Qué tan frágil?): se puede dar el caso en que la amenaza se desarrolle en la zona de influencia del ducto, pero que, al mismo tiempo, no afecta el estado tensional del mismo. De allí que el concepto de vulnerabilidad esté asociado al análisis de tensiones. No consi-

FACTOR	PREGUNTA	PROBABILIDAD ASIGNADA	DESCRIPCION
INICIACION	CUANTA CERTEZA?	0	No es posible. Faltan las condiciones esenciales para a ocurrencia
		0.001	No es creible, no hay evidencias pasadas de ocurrencia, hay casi certeza de que las condiciones que permiten la ocurrencia no existen
		0.01	Incierto, condiciones que permiten la ocurrencia podrian existir pero no hay evidencia suficiente para confirmar o refutar
		0.1	Creible, no hay evidencias de ocurrencia, las condiciones que permiten la ocurrencia presumiblemente existen en base a lugares proximos o inestabilidad observada
		1	Hay certeza, existen condiciones que permiten la ocurrencia, hay evidencias de ocurrencias en el pasado o inestabilidad observada
RECURRENCIA	QUE TAN FRECUENTE?	0.0001	Una ocurrencia cada 10.000 años
		0.001	Una ocurrencia cada 1.000 años
		0.01	Una ocurrencia cada 100 años
		0.1	Una ocurrencia cada 10 años
		1	Una ocurrencia cada 1 año
		1/T	En donde T es el tiempo en el estado critico si las condiciones del lugar estan cambiando (maximo = 1)
VULNERABILIDAD	ALCANCE ESPACIAL	0	El ducto no intercepta la zona de influencia de la geoamenaza (ZIG) o sus cercanias
	QUE TAN EXTENSO?	0.01	El ducto intercepta la zona cercana a la ZIG pero en la zona de acumulacion
		0.1	El ducto intercepta la zona cercana a la ZIG en la zona de acumulacion o en la zona de remocion
		1	El ducto intercepta la ZIG en la zona de remocion
	DURACION	0.1	Se prevee que la geoamenaza se desarrolle gradualmente, hay suficiente tiempo para intervenir antes del impacto
	QUE TAN RAPIDO?	1	Se prevee que la geoamenaza se desarrolle rapidamente, no hay suficiente tiempo para intervenir antes del impacto
		v/d	En donde d es la distancia de viaje hasta el gasoducto y v es la velocidad de movimiento (maximo =1)
	QUE TAN FRAGIL?	0	Sin impacto en la cañeria
		0.001	Impacto en la cañeria no tiene consecuencias (chances de 0.1% de que se concrete el contexto de riesgo), se actua dentro del mantenimiento programado
		0.01	Impacto en la cañeria es minimo (chances de 1% de que se concrete el contexto de riesgo), se actua dentro del mantenimiento programado
0.1		Impacto en la cañeria implica una situacion de no cumplimiento (chances de 10% de que se concrete el contexto de riesgo), se actua dentro del mantenimiento no programado	
1		Impacto en la cañeria implica una situacion de rotura o fuga (chances de 100% de que se concrete el contexto de riesgo), se actua dentro de una respuesta a la emergencia	
MITIGACION	QUE TAN EFECTIVA?	0	Cambio de traza o cruce aereo para evitar la ZIG
		0.001	Aislamiento de la cañeria por debajo de la ZIG mediante la profundizacion de la cañeria o perforacion dirigida
		0.01	Medidas de mitigacion mediante movimientos de suelos y monitoreo
		0.1	Medidas de mitigacion y monitoreo intensivo
		0.5	Monitoreo de rutina y mantenimiento de operacion de la cañeria

Tabla 1. Tabla de probabilidades para la probabilidad de falla (según Rizkalla & Read)



Figura 13. Imagen satelital del río en la zona de los cruces a marzo de 2023

ce es moderada ya que viaja de sur a norte, favoreciendo una alineación en planta curvilínea (ver Figura 13), con énfasis en las erosiones de márgenes.

Amenazas naturales: ¿dependientes o independientes del tiempo?

Es común en trabajos y normas nacionales e internacionales tratar las amenazas naturales como una amenaza

za independiente del tiempo. Este caso, y muchos otros, indican lo contrario. Se puede hacer un seguimiento en el tiempo y decidir en qué momento es necesario intervenir en función del riesgo asociado. Si bien una crecida correspondiente a un evento extremo, puede disparar un cambio en la situación de los cruces, mediante el monitoreo periódico se pueden prevenir y planificar los trabajos en el tiempo. Es importante recalcar la importancia del relevamiento (y su frecuencia) como primera herramienta de reducción del riesgo

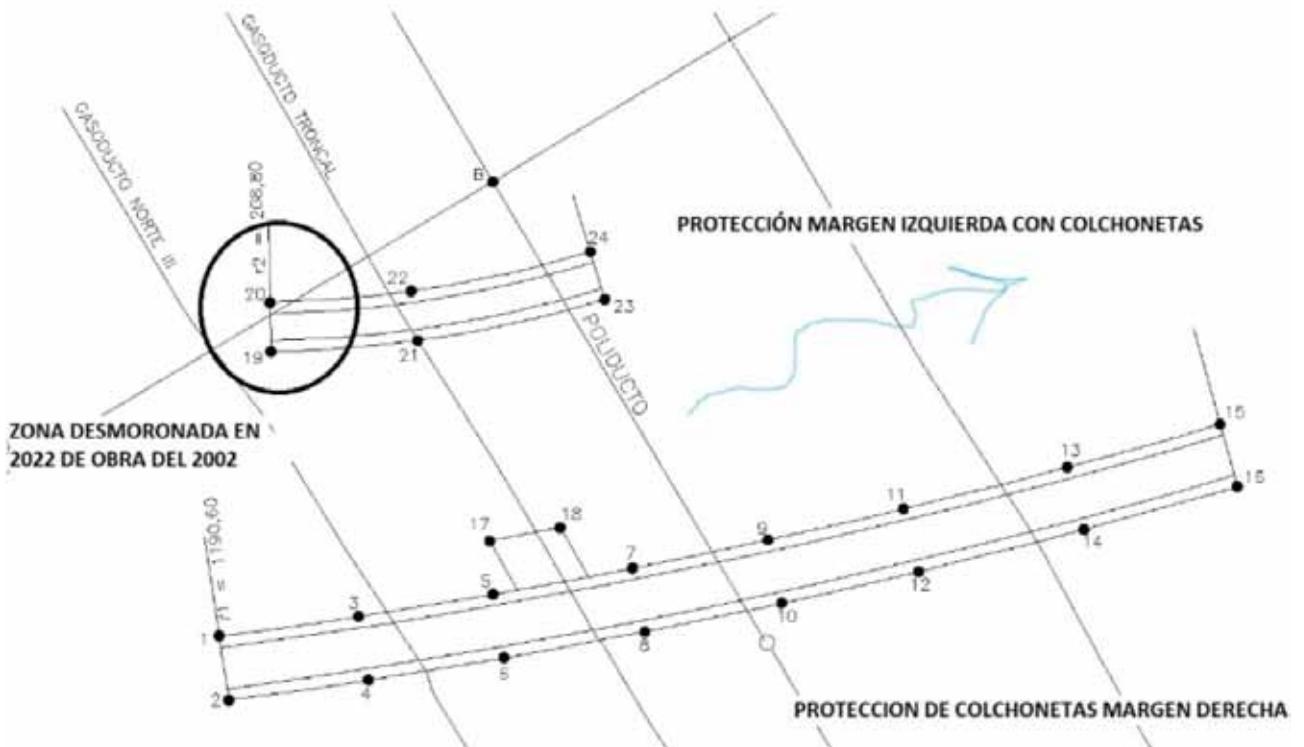


Figura 14. Obras de protección implementadas en 2002

Historia de remediación del cruce y estado de situación a mediados de 2022

En el año 2002 (ver figura 14), en este cruce se implementó una obra de adecuación en las márgenes. El comportamiento de la obra fue exitoso hasta el año 2022, en donde se notó que parte de la protección de margen izquierda o norte se había comenzado a desmoronar en un extremo (ver Figura 15). A partir de allí se encargó un estudio de integridad completo para generar la información necesaria para el análisis de riesgo y se decidió reparar y extender la obra en dicha margen [4].

Calculo de la probabilidad de falla para cada línea de gasoductos en el cruce

En los párrafos siguientes, se enumerará la información usada para la adopción de las probabilidades de la Tabla 1, con una descripción breve de los fundamentos de cada elección. Por razones de espacio, se presentará la información gráfica del gasoducto Troncal que es el más comprometido. Luego, para las otras líneas se repite el proceso decisorio sin los gráficos correspondientes.

- **Iniciación:** 1 Se tiene certeza que la amenaza se desarrolla en el cruce, durante todas las temporadas de lluvia.
- **Recurrencia:** 0.02. En la industria se toma entre 50 (TGN) y 100 años de recurrencia.
- **Vulnerabilidad:**

- **Alcance espacial:** 1. En este caso el cruce entero intercepta la zona de remoción de la amenaza (lecho y márgenes)
- **Duración:** 1. Ante una obra parcialmente desmoronada una crecida puede disparar rápidamente una situación que afecte la integridad del ducto, ya que el proceso de seguimiento en el tiempo ya se agotó. Se relaciona con un tramo de baja tapada vertical y horizontal dado por el relevamiento de tapada georeferenciado realizado durante el estudio de integridad (ver Figura 16).
- **Qué tan frágil:** este apartado se analiza realizando un cálculo de tensiones inducidas por el agua dado por la norma API 1133 [5], para determinar las tensiones máximas admisibles ante los esfuerzos de arrastre y fatiga por vibración inducida por vórtice.

En este caso, los cálculos realizados mediante el modelo matemático (HEC- GeoRas [6], de dominio público, desarrollado por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de EEUU) dan como resultado las velocidades, profundidades y cotas de la superficie libre del agua. El modelo toma como base de información principal las secciones transversales medidas durante la topografía y el caudal de diseño para un período de retorno o recurrencia de 50 años. Con la información generada y los estudios de suelo se calcula la socavación vertical según la fórmula de Litchvan- Lebediev para suelos no cohesivos.



Figura 15. Erosión de margen y desmoronamiento parcial de la obras de protección en 2022, en margen norte o izquierda

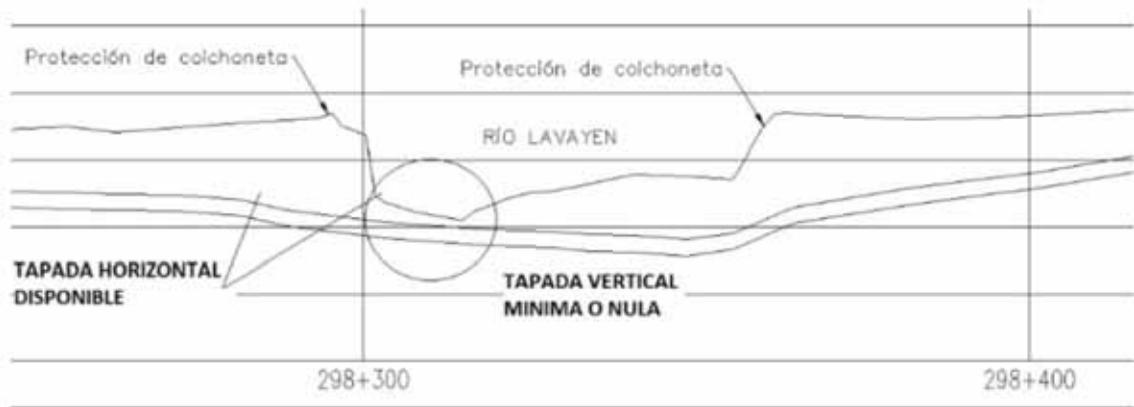


Figura 16. Relevamiento de tapadas vertical y horizontal (deducida) antes de la obra

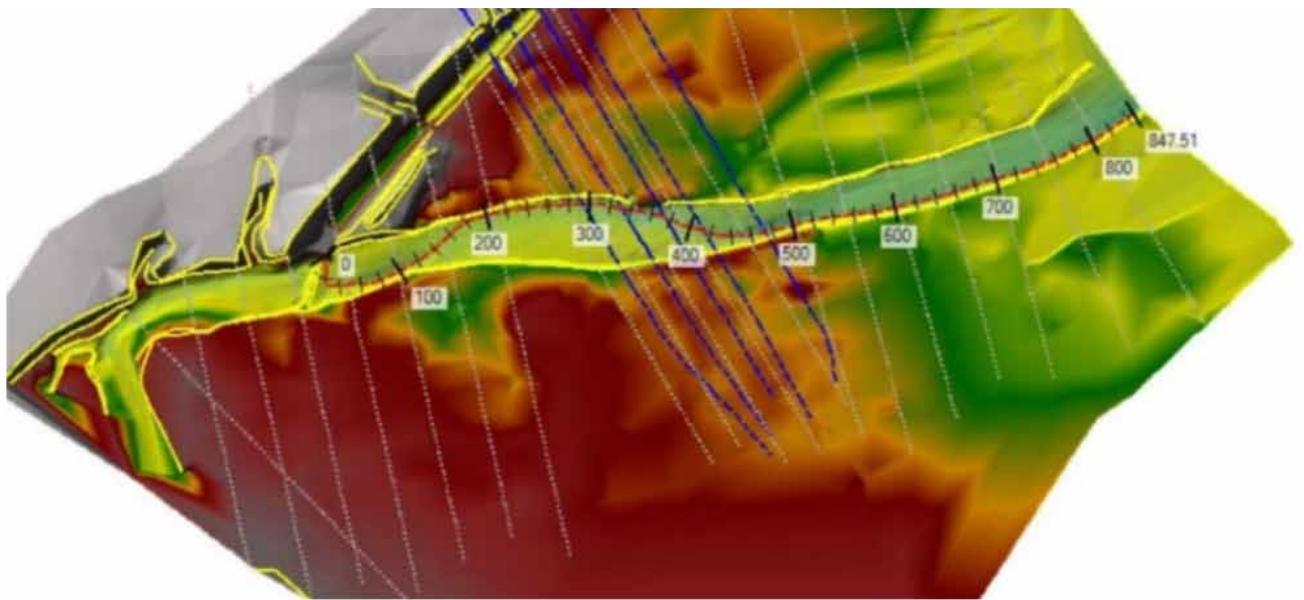


Figura 17. Modelo hidráulico HEC-RAS

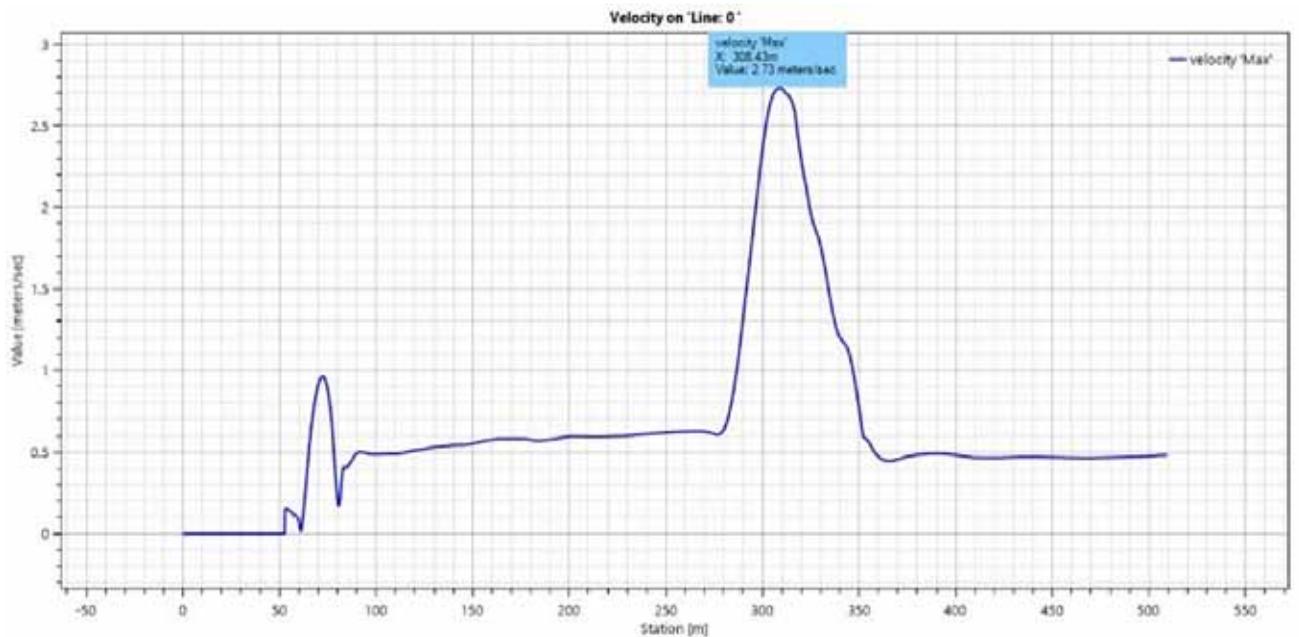


Figura 18. Velocidades del agua calculadas por el modelo HEC-RAS en la sección del Troncal

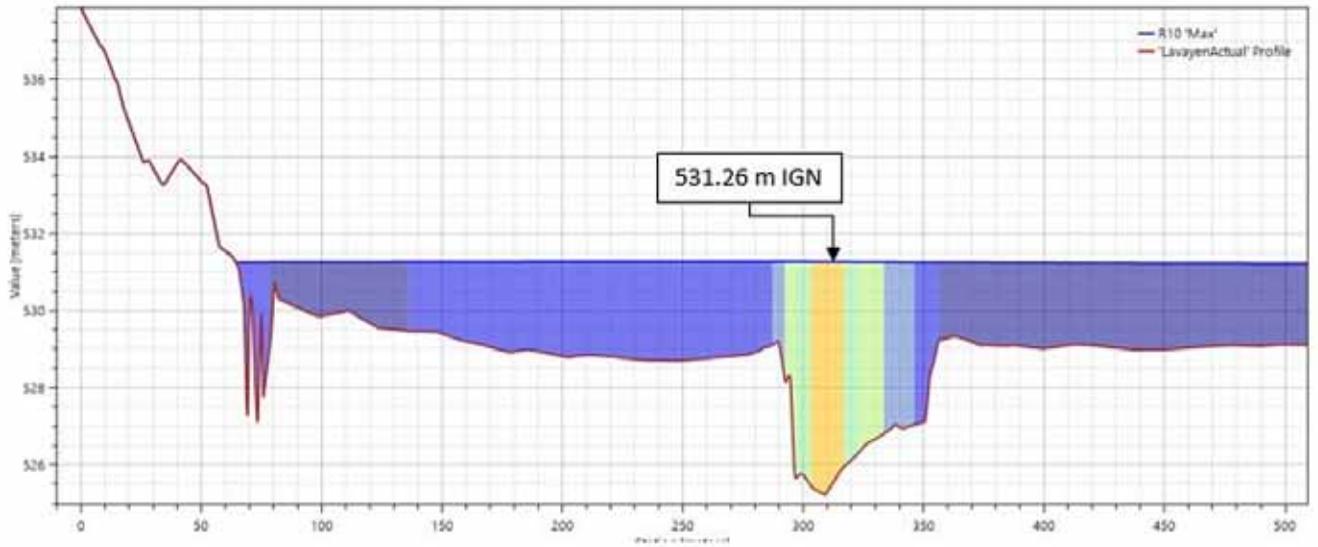


Figura 19. Distribución de velocidades en la sección del Troncal (mayores en margen izquierda)

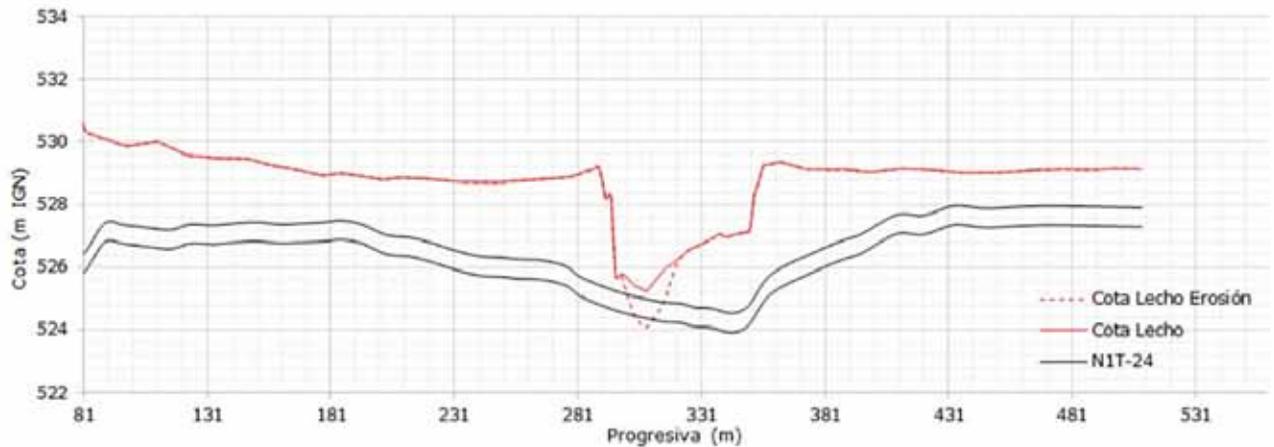


Figura 20. Cálculos de la socavación de vertical en el lecho del río en la sección del Troncal

ESFUERZO DE ARRASTRE						
No	DATOS	VARIABLE	UNIDAD	VALOR	FUENTE	
1	FACTOR DE DISEÑO	Df		0.60	NORMA	
2	TENSIÓN DE FLUENCIA	SMYS	PSI	52000.00	PLANO CAO	
3	PRESIÓN DEL GAS (MAPO)	P	KG/CM2	68.40	TABLA MAPO	
4	DIAMETRO EXTERNO	D	INCHES	24.00	PLANO CAO	
5	ESPESOR DE PARED	t	MILIMETROS	12.70	PLANO CAO	
6	VELOCIDAD DEL AGUA	V	METROS/SEG	2.73	MODELO	
7	ESPESOR DE REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO	tcorr	INCHES	0.00	NO CONTEMPLADO	
8	ESPESOR DEL HORMIGON DE CONTRAPESADO	tcw	MILIMETROS	100.00	PLANO CAO	
9	PESO ESPECÍFICO DEL AGUA (CON SEDIMENTOS)	w	KG/M3	1100.00		
10	PESO ESPECÍFICO DEL ACERO	Wm	KG/M3	7850.00		
11	PESO ESPECÍFICO DEL GAS	SG	KG/M3	64.467		
12	PESOS ESPECÍFICO DEL REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO	Wcorr	KG/M3	0.00	NO CONTEMPLADO	
13	PESO ESPECÍFICO DEL HORMIGON DE CONTRAPESADO	Wcw	KG/M3	2400.00		
VIBRACION INDUCIDA POR VORTICE (SE AGREGA)						
No	DATOS	VARIABLE	UNIDAD	VALOR	FUENTE	
14	MODULO DE ELASTICIDA DEL ACERO	E	KG/CM2	2,100,000.00		
15	COEFICIENTE DE STROUHAL	CD		0.20	API 1133	

Tabla 2. Datos necesarios para calcular las longitudes máximas admisibles para un caño expuesto y sin apoyo sujeto a la corriente de agua según API 1133.

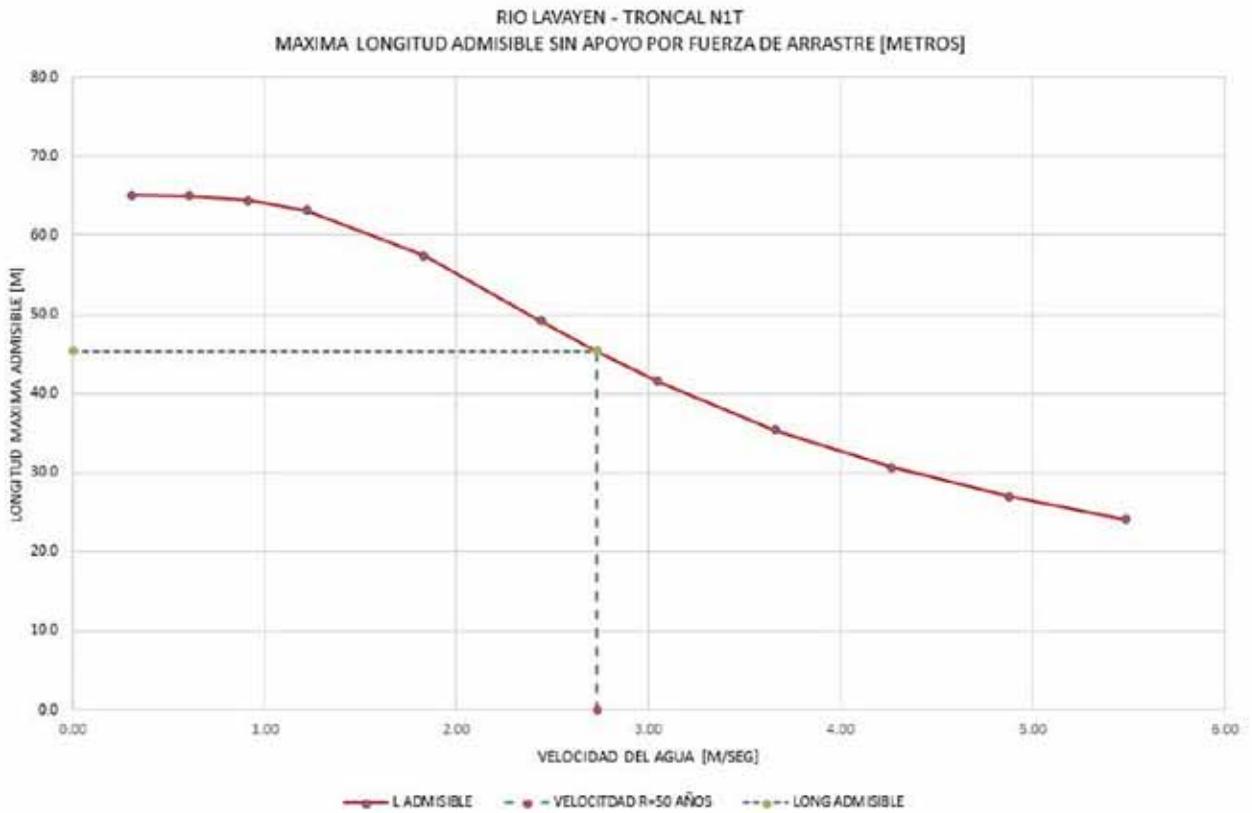


Figura 21. Longitud admisible para el Troncal considerado expuesto y sin apoyo para el esfuerzo de arrastre.

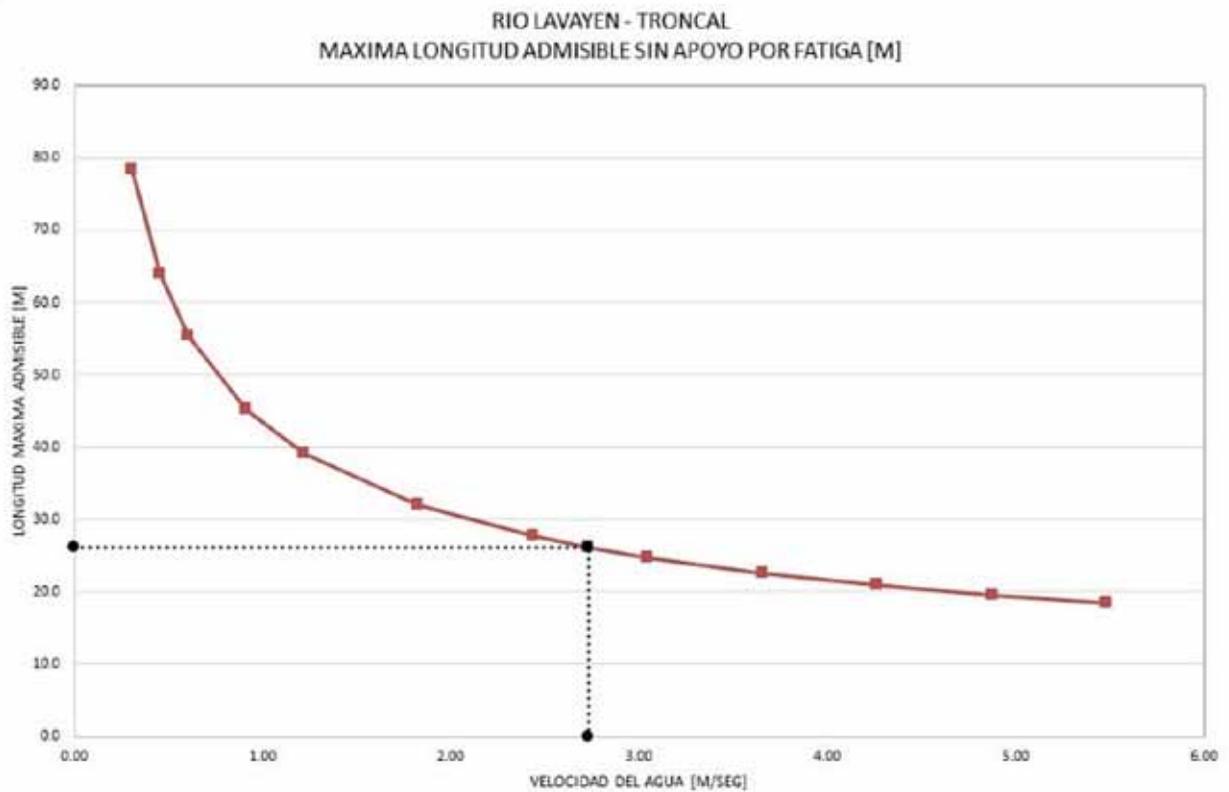


Figura 22. Longitud admisible para el Troncal considerado expuesto y sin apoyo para el esfuerzo de fatiga

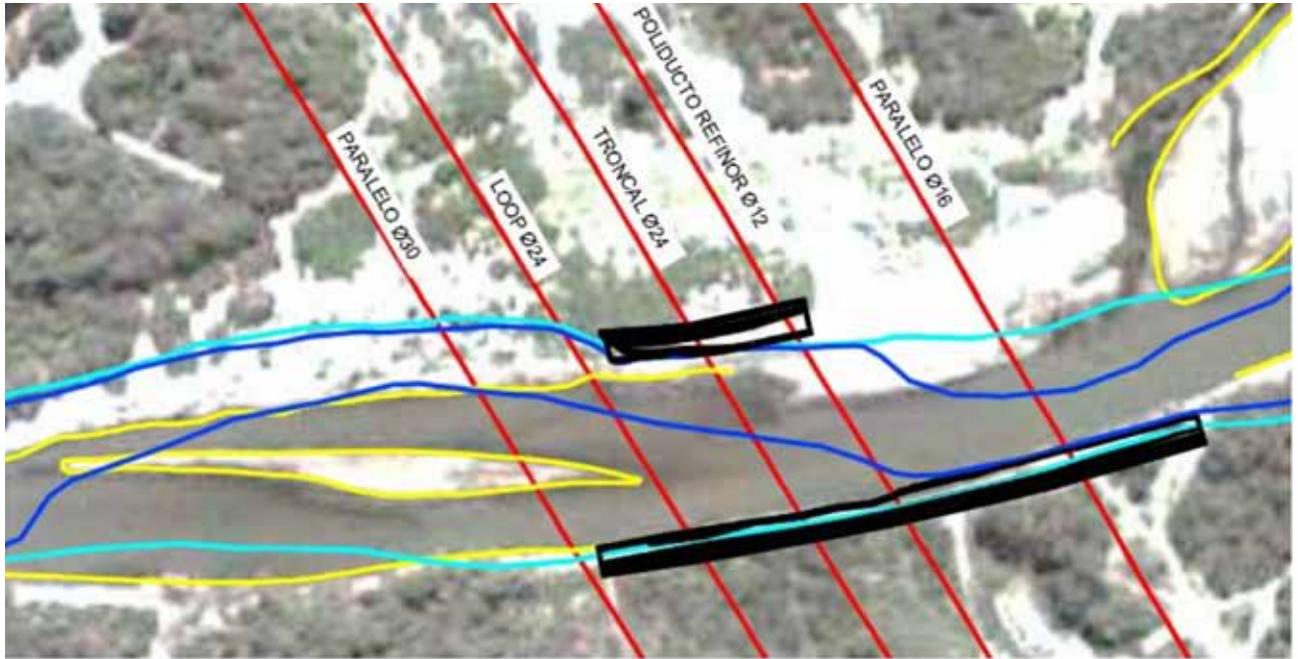


Figura 23. Superposición de márgenes entre 2000 y 2022 donde se ve el corrimiento lateral en margen izquierda o norte aguas arriba de la protección construida en el año 2002.

Con estos valores provenientes del estudio de integridad, se pueden aplicar los metodología de cálculo definidas en la norma API 1133, que las utiliza junto con de las características constructivas del cruce (obtenidas de los planos conforme a obra de cada cruce) para definir las longitudes máximas admisibles de las cañerías sin apoyo expuestas a una corriente de agua, sometida a esfuerzos de arrastre y vibración inducida por vórtice (fatiga). La Tabla 2 muestra los valores de ingreso necesarios para los cálculos. A partir de dicha información se generan los gráficos de longitudes máximas admisibles en función de la velocidad del agua, que se muestran en las Figuras 21 y 22. Estos gráficos se generaron variando la velocidad del agua en un rango razonable e indicando aquella correspondiente al valor de la corrida del modelo para 50 años de recurrencia (2.73 m/seg), en la sección transversal del río coincidente con la traza del gasoducto Troncal.

Los cálculos arrojan que para la velocidad del agua correspondiente a un caudal de 50 años de recurrencia (2.73 m/seg) las longitudes máximas admisibles son 45m para el esfuerzo de arrastre y 26m para el esfuerzo de fatiga provocado por la vibración inducida por vórtice. Es importante destacar que estos resultados deben ser tomados como valores referenciales, y no como datos fácticos. En la realidad influyen fuertemente las condiciones de apoyo en las márgenes y lecho del tramo expuesto y el tiempo (hidrograma de crecida) necesario en que la crecida actúe sobre la cañería expuesta para que la vibración llegue a la frecuencia natural del ducto.

A continuación, se analizarán estos resultados dentro del contexto del río y del estudio de integridad, especialmente la evolución de la geometría del río a lo largo del tiempo, de las tapadas disponibles y de la socavación. Del estudio multitemporal de imágenes satelitales

disponibles y de la comparación de los 2 relevamientos topográficos geo-referenciados de los años 2002 y 2022, se tiene que el río ha erosionado principalmente la margen izquierda o norte (ver Figura 23). La margen opuesta (derecha o sur) tiene aún la protección realizada en el año 2002 en buen estado.

Estas erosiones laterales se conjugan con las verticales totalizando unos 32 m de cañería expuesta, que eventualmente sucedería ante una crecida de 50 años de recurrencia. Esta longitud se compara con las tapadas disponibles y las longitudes máximas admisibles, para evaluar el riesgo. Se tiene que la tapada vertical disponible es nula y la horizontal es 10 m, menor que lo medido según la evolución del río en 22 años. Aún más preocupante es que la longitud máxima admisible por fatiga (26 m) es menor que la erosión potencial mencionada (32m). Esto indica que se está ante una situación de seria amenaza a la integridad de la cañería a pesar de que hay cierto margen de la cañería para resistir la fuerza de arrastre (32m vs 45m). Este análisis se vuelca en la selección de la probabilidad más alta de la Tabla 1, congruente con el valor 1 y la descripción de tener “impacto en la cañería que implica una situación de rotura o fuga (chances de 100% de que se concrete el contexto de riesgo), se actúa dentro de una respuesta a la emergencia”.

Cruce	Corrimiento 2000-2022 margen izquierdo
Expansión 30"	22
Loop 24"	24
Troncal	12
Paralelo 16"	10

Tabla 3. Corrimientos de margen izquierda en el período 2000-2022 en cada ducto

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS		[M]
LONG EXPUESTA X CALCULO DE SOCAVACION VERTICAL		20,0
EROSION LATERAL EN 22 AÑOS MEDIDA EN MARGEN NORTE		12,5
LONGITUD DE DESTAPE POTENCIAL (SOCAVACION+ EROSION LATERAL MEDIDA)		32,5
TAPADA VERTICAL DISPONIBLE SEGÚN TAPADAS 2022		0,0
TAPADA LATERAL DISPONIBLE SEGÚN TAPADAS 2022		10,0
LONGITUD ADMISIBLE X ARRASTRE		45,4
LONGITUD ADMISIBLE X FATIGA		26,2

Tabla 4. Comparación de erosiones potenciales y longitudes máximas admisibles para el gasoducto troncal

- **Mitigación:** 0,1. Para este valor se considera la situación de relevamiento antes de la implementación de la obra, es decir, como ya se venía siguiendo el problema en el tiempo, se releva con un monitoreo intensivo.

Todo lo expresado anteriormente se resume en la Tabla 5, que muestra cada una de las probabilidades adoptadas y PoF final que es igual a 2×10^{-3} . El umbral de PoF puede fijarse por un valor normativo o por una política propia de la operadora. En este caso el límite de referencia es 10-3, indicando que se deben tomar medidas de remediación.

PoF de los otros ductos que cruzan el río Lavayén

En forma análoga, siguiendo la misma metodología, se agregan las PoF de las otras líneas, que dan un resultado menos riesgoso, principalmente porque tienen mayores tapadas horizontales y verticales disponibles o están protegidas por las obras anteriores del 2002, que no se desmoronaron.

Calculo de la consecuencia y valor final de riesgo

Como se mencionó anteriormente este análisis de la consecuencia de un evento de rotura (CoF), se encuentra

FACTOR	PREGUNTA	PROBABILIDAD ASIGNADA	DESCRIPCION
INICIACION	CUANTA CERTEZA?	1	Hay certeza, existen condiciones que permiten la ocurrencia, hay evidencias de ocurrencias en el pasado o inestabilidad observada
RECURRENCIA	QUE TAN FRECUENTE?	0.02	Una ocurrencia cada 50 años
VULNERABILIDAD	ALCANCE ESPACIAL -QUÉ TAN EXTENSO	1	El ducto intercepta la ZIG en la zona de remocion
	DURACIÓN-QUE TAN RAPIDO?	1	Se prevee que la geoamenaza se desarrolle rapidamente, no hay suficiente tiempo para intervenir antes del impacto
MITIGACION	QUE TAN FRAGIL?	1	Impacto en la cañeria implica una situacion de rotura o fuga (chances de 100% de que se concrete el contexto de riesgo), se actua dentro de una respuesta a la emergencia
	QUE TAN EFECTIVA?	0.1	Medidas de mitigacion y monitoreo intensivo
N1T 24 "	PROBABILIDAD DE FALLA	2.00E-03	

Tabla 5. Probabilidad de falla (PoF) del Gasoducto Troncal

TABLA DE PROBABILIDADES DE FALLA				
LINEA	N1P	N1L	N1T	N2P
INICIACION-CUANTA CERTEZA	1	1	1	1
RECURRENCIA-QUE TAN FRECUENTE	0,02	0,02	0,02	0,02
VULNERABILIDAD				
ALCANCE ESPACIAL-QUE TAN EXTENSO	1	1	1	1
DURACIÓN-QUE TAN RAPIDO	0,1	0,1	1	0,1
QUE TAN FRAGIL	0,001	0,1	1	0,1
MITIGACIÓN-QUE TAN EFECTIVA	0,5	0,1	0,1	0,5
PROBABILIDAD DE FALLA	1,00E-06	2,00E-05	2,00E-03	1,00E-04

Tabla 6. PoF para todas las líneas que cruzan el Río Lavayén antes de la obra

principalmente basado en el impacto sobre vidas humanas. Como se puede observar en la Figura 24, este cálculo cuenta con 3 principales factores:

- **Área Afectada:** Para el caso de un gasoducto, el peor escenario que se puede presentar es que se produzca su rotura, seguido de la ignición del gas natural liberado. Para establecer cuál sería el área afectada, se utilizó un modelo de gran aceptación en la industria, llamado "Radio de Impacto Potencial" el cual está definido en la norma ASME B31.8S [7], y adoptado tanto en la norma de USA como en la Parte O de Argentina [8], para determinar los límites de las "Áreas de Alta Consecuencia" (HCA) o Áreas Sensibles (AS). Para este análisis se consideran escenarios de rotura completa del ducto y también parcial considerado como una fuga mayor, producto de la presencia de una perforación (large hole) con sus respectivas probabilidades.
- **Probabilidad de Ignición:** Se utilizan las expresiones de probabilidad de ignición definidas en la norma inglesa IGEM-TD/2 [9], las cuales se basan en una amplia base de datos de incidentes. Este análisis establece una correlación indicando una mayor probabilidad de ignición a medida que aumenta la presión operativa al momento de la rotura y/o el diámetro del ducto.
- **Receptores:** Se establece una densidad poblacional en los alrededores del ducto, tomando como

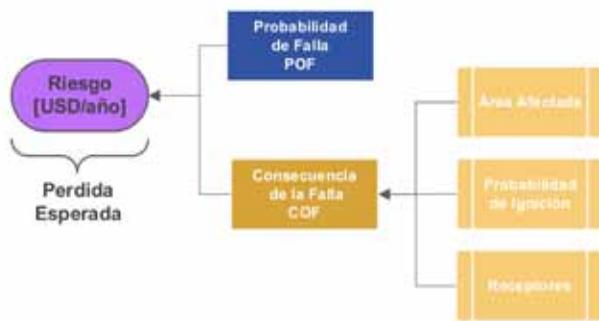


Figura 24. Esquema de cálculo final del valor de riesgo

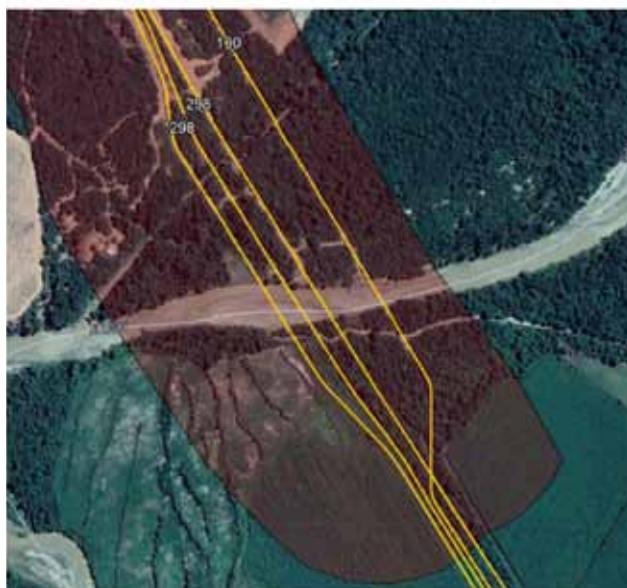


Figura 25. Límites del Área Sensible y superposición de radios de impactos para los 4 ductos.

referencia las áreas afectadas en caso de rotura, determinadas por el modelo de “radio de impacto potencial”. Se utiliza la clase de trazado del sitio y la presencia de posibles “Áreas Sensibles” que produzcan una mayor concentración de personas en algún tiempo determinado del año. A los fines del cálculo, esta variable se expresa en unidades de [USD/m²] incorporando el concepto de “valor estadístico de la vida” de una persona (VSL en inglés).

En lo que respecta al cálculo de receptores, este sitio tiene la particularidad de contar con un Área Sensible, originada por la presencia de un área ocasional de acampe y pesca sobre las márgenes del río. En función de relevamientos de campo se estimó una cantidad de personas que frecuentan el sitio, principalmente durante los fines de semana.

En la Tabla 7 se resumen los valores de consecuencia obtenidos para cada ducto.

Los valores de consecuencia obtenidos para cada sistema, se deben considerar en el siguiente contexto y premisas:

1. El cruce se encuentra ubicado en una clase de trazado 1 (CT1) con muy baja densidad poblacional con presencia permanente. Para la situación del Área Sensible, la misma es de frecuencia baja (solo 52 días en el año).
2. A la fecha, no se están considerando costos fijos de interrupción del servicio, daño a instalaciones y pérdida de volumen de gas, como tampoco otros costos indirectos como imagen de la compañía, impacto en negocios futuros, etc. Estos últimos son factores de difícil estimación, que se agrupan como parte del factor Find.

VARIABLE	N1P	N1L	N1T	N2P
1- PRESIÓN [kg/cm ²] ¹	75,5	68,4	68,4	51
2- DIÁMETRO ["]	30	24	24	16
3- RADIO DE IMPACTO POTENCIAL [m]	206,7	157,4	157,4	90,6
4- ÁREA CALCULADA [m ²] ²	64911,52	23193,48	23193,48	3274,69
5- PROBABILIDAD DE IGNICIÓN (ROTURA; PERFORACIÓN)	0,6444 ; 0,0555	0,3970 ; 0,0555	0,3970 ; 0,0555	0,1687 ; 0,0555
6- RECEPTORES [USD/m ²]	0,8883	0,9352	0,9415	1,1978
7- CONSECUENCIA [USD] (4 x 6 x Find) ³	69193,1	26028,6	26204,0	4706,9

1. Se considera la MAPO
 2. Este área calculada considera la probabilidad asociada a los dos escenarios de falla: rotura total y perforación (large hole)
 3. Se introduce un factor multiplicador para considerar otros costos indirectos. En este caso se utiliza F indirectos = 1,2.

Se considera la MAPO
 Este área calculada considera la probabilidad asociada a los dos escenarios de falla: rotura total y perforación (large hole)
 Se introduce un factor multiplicador para considerar otros costos indirectos. En este caso se utiliza F indirectos = 1,2.

Tabla 7. Resumen de cálculo de valor de consecuencia para cada ducto.

El mayor valor de la consecuencia está asociado al sistema N1P, siendo este el ducto con mayor diámetro y máxima presión operativa.

Aplicando estos valores calculados, según lo indicado en la Figura 24 se obtienen los valores de riesgo de la tabla 8.

El resultado de riesgo obtenido está en unidades de USD/año y se expresa en términos de “Pérdida Esperada”, el cual representa una tasa de pérdida promedio a futuro, como combinación de todos los escenarios de falla analizados en un determinado punto del tramo en estudio.

Como se viene mencionando anteriormente, el sistema N1T es el más comprometido respecto a PoF y finalmente resulta el de mayor nivel de riesgo con un valor de 52,41 USD/año. Los sistemas N1L y N2P resultaron con un valor de riesgo similar. Debido a su bajo valor de PoF, el ducto N1P construido en el año 2010, tiene un nivel de riesgo varios órdenes de magnitud menor, a pesar de ser el sistema con mayor valor de consecuencia.

TABLA DE PROBABILIDADES DE FALLA				
LÍNEA	N1P	N1L	N1T	N2P
INICIACION-CUANTA CERTEZA	1	1	1	1
RECURRENCIA-QUE TAN FRECUENTE	0,02	0,02	0,02	0,02
VULNERABILIDAD				
ALCANCE ESPACIAL-QUE TAN EXTENSO	1	1	1	1
DURACIÓN-QUE TAN RAPIDO	0,1	0,1	1	0,1
QUE TAN FRAGIL	0,001	0,1	1	0,1
MITIGACIÓN-QUE TAN EFECTIVA	0,5	0,1	0,1	0,5
PROBABILIDAD DE FALLA [fallas/año]	1,00E-06	2,00E-05	2,00E-03	1,00E-04
CONSECUENCIA [USD]	69193,08	26028,647	26203,99	4706,9118
RIESGO [USD/año]	0,07	0,52	52,41	0,47

Tabla 8. Resumen de valores de riesgo para cada ducto.

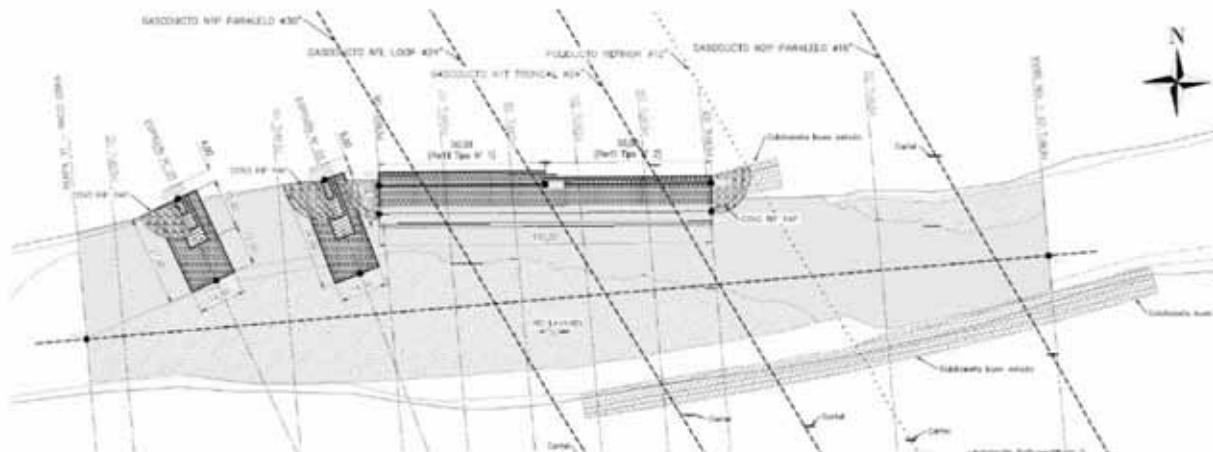


Figura 26. Obras de adecuación implementadas en el año 2023

Gerenciamiento del riesgo

Como consecuencia del monitoreo continuo, la información generada en el estudio de integridad del cruce y del análisis de riesgo realizado, se decidió implementar una obra de adecuación (ver Figura 26), consistente con la construcción de 2 espigones deflectores de la corriente y una protección de margen izquierda extendida hacia aguas arriba para proteger los ductos de Expansión 30" y Loop de 24".

TABLA DE PROBABILIDADES DE FALLA				
LINEA	N1P	N1L	N1T	N2P
INICIACION-CUANTA CERTEZA	1	1	1	1
RECURRENCIA-QUE TAN FRECUENTE	0,02	0,02	0,02	0,02
VULNERABILIDAD				
ALCANCE ESPACIAL-QUE TAN EXTENSO	1	1	1	1
DURACIÓN-QUE TAN RAPIDO	0,1	0,1	1	0,1
QUE TAN FRAGIL	0,001	0,001	0,001	0,1
MITIGACIÓN-QUE TAN EFECTIVA	0,001	0,001	0,001	0,1
PROBABILIDAD DE FALLA	2,00E-09	2,00E-09	2,00E-08	2,00E-05
CONSECUENCIA [USD]	69193,0802	26028,6473	26203,9897	4706,9118
RIESGO [USD/año]	1,38E-04	5,21E-05	5,24E-04	9,41E-02

Tabla 9. Cálculo de las PoF para todas las líneas que cruzan el Río Lavayén y su riesgo asociado después de la obra

Repitiendo una vez más el proceso de cálculo de riesgo, se tienen los resultados luego de la implementación de la obra, lo cual se traduce en una disminución de los valores de PoF más allá del rango de intervención definido anteriormente y en consecuencia una disminución de su nivel de riesgo. Igualmente, se seguirá con el monitoreo de rutina, con énfasis en el ducto N2P Paralelo de 16".

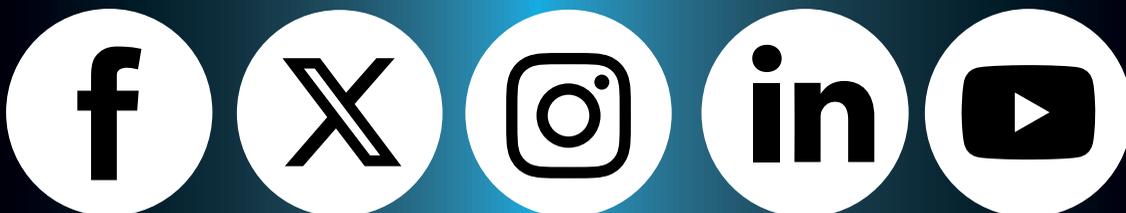
Conclusiones

El método propuesto contempla una herramienta válida para analizar el riesgo al considerar todas las amenazas naturales que ocurren en un cruce de río y la capacidad de los ductos de resistirlas. Mediante su uso, se puede tomar una decisión fundamentada sobre cuándo intervenir con una obra de adecuación y decidir su alcance. Cuantificando la probabilidad de falla y las consecuencias, se puede comparar este problema a la integridad de un ducto frente a otras amenazas típicas de la operación, tales como defectos, corrosión, daños por terceros o cambios por clase de trazado.

Referencias

- NAG 100 - Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías
- Pipeline Geohazards: Planning, Design, Construction and Operations. Rizkalla, Moness & Read Rodney S., ASME
- Aplicación de un Método de Análisis de Riesgo a 10 cruces de ríos; Carnicero Martín; Congreso de Integridad IAPG 2014
- Estudio de Integridad del Río Lavayén, BISA para TGN, 2022
- Managing Hydrotechnical Hazards for Pipelines Located Onshore or Within Coastal Zone Areas, API recommended Practice 1133, Second Edition, 2017
- HEC-GeoRAs, <https://www.hec.usace.army.mil/software/hec-georas/>
- ASME B31.8S - Managing System Integrity of Gas Pipelines
- NAG 100 - Parte O: Gerenciamiento de la Integridad de Líneas de Transmisión
- IGEM-TD/2 Edition 2 - Assessing the risks from high pressure Natural Gas pipelines

Seguinos en nuestras redes



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

www.iapg.org.ar



Este trabajo fue seleccionado en el 5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Oil and Gas del año 2024

Análisis de falla y causa raíz. Rotura en derivación

Por **Matias Vigliano** (TGN), **Jose Luis Otegui** (Aconcagua Ingeniería) y **Ricardo Ramos** (Aconcagua Ingeniería).

Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio y propone recomendaciones para prevenir fallas en derivaciones futuras.



Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio en una derivación, que fue detectada en la madrugada del 30 de octubre de 2023.

Las caracterizaciones fractográficas en microscopía óptica y electrónica (SEM) permitieron verificar tres instancias de propagación de fisura en la zona de iniciación de la falla. El mecanismo de daño en servicio es desgarrar en etapas, debidos a cargas controladas por desplazamiento (reacciones en la cañería de derivación) que generaron esfuerzos transversales al espesor, dirección en el cual el material del ducto presenta debilidades microestructurales. Estas debilidades han generado desgarramientos paralelos a la superficie del ducto, tanto en la zona

de iniciación como en varias zonas de la propagación rápida de la fractura.

Las caracterizaciones metalográficas permitieron verificar la ausencia de mecanismos de daño en servicio por SCC. Las caracterizaciones químicas y mecánicas no revelaron no conformidades severas en los materiales. El material del gasoducto cumple los requisitos de la norma para un acero API 5L X52, excepto por contenidos de fósforo superiores a los límites de norma. Asimismo, se encontraron socavaduras que contribuyeron a la iniciación del defecto cuya propagación en servicio dio origen a la falla.

El estudio de las condiciones operativas del gasoducto no justificaron por sí mismas el mecanismo de falla descrito anteriormente. La utilización del modelo numérico para evaluar diferentes escenarios alternativos permitió encontrar una situación compatible con el análisis de falla y con las condiciones de construcción de la derivación.

Se discuten las causas raíz del problema, y se realizan recomendaciones para evitar este tipo de fallas para aplicar en derivaciones ya existentes o al momento de diseñar y colocar derivaciones nuevas.

Introducción

Este trabajo tiene por objeto el desarrollo de los análisis experimentales y modelos necesarios para la determinación de la causa raíz de una falla en servicio en una derivación, y fue detectada en la madrugada del 30 de octubre de 2023. El sitio se clasifica como Clase de Trazado 1 y no es un Área Sensible.

En la Figura 1 la flecha roja indica el sitio de iniciación de la falla en estudio. Desde la instalación de la derivación en 1991, hasta 2005, la derivación estaba dentro de una cámara construida en ladrillo, indicada en amarillo en la Figura 1, a la que se accedía para actuar la válvula. Debido a que el agua acumulada dentro de la cámara la hacía inviable, en 2005 la cámara fue drenada y rellena con tierra, se colocó un actuador prolongado a la válvula, y se reemplazó la tapa metálica por un piso de cemento pobre. Desde 1991 hasta la fecha de la rotura, el ducto y la derivación estuvieron apoyados sobre las paredes de la cámara, lo que le daba al sistema un cierto grado de rigidez.

Las dimensiones del cráter originado por la rotura de la cañería se observan en la Figura 2. Un tramo de aproximadamente 10 metros de la tubería sufrió una fractura longitudinal, separada por aproximadamente $\frac{1}{4}$ circunferencia de la soldadura longitudinal. Debido a la energía liberada por la despresurización del gas, este tramo quedó aplanado, en el fondo del cráter. En la zona aproximadamente central de la fractura se observa el sitio de la acometida de 3" (ver inserto en Figura 2). Debido a la rotura, la derivación quedó desprendida del gasoducto. La tapada (terreno sobre el ducto) medida en el cráter el día del evento es de 2 metros.

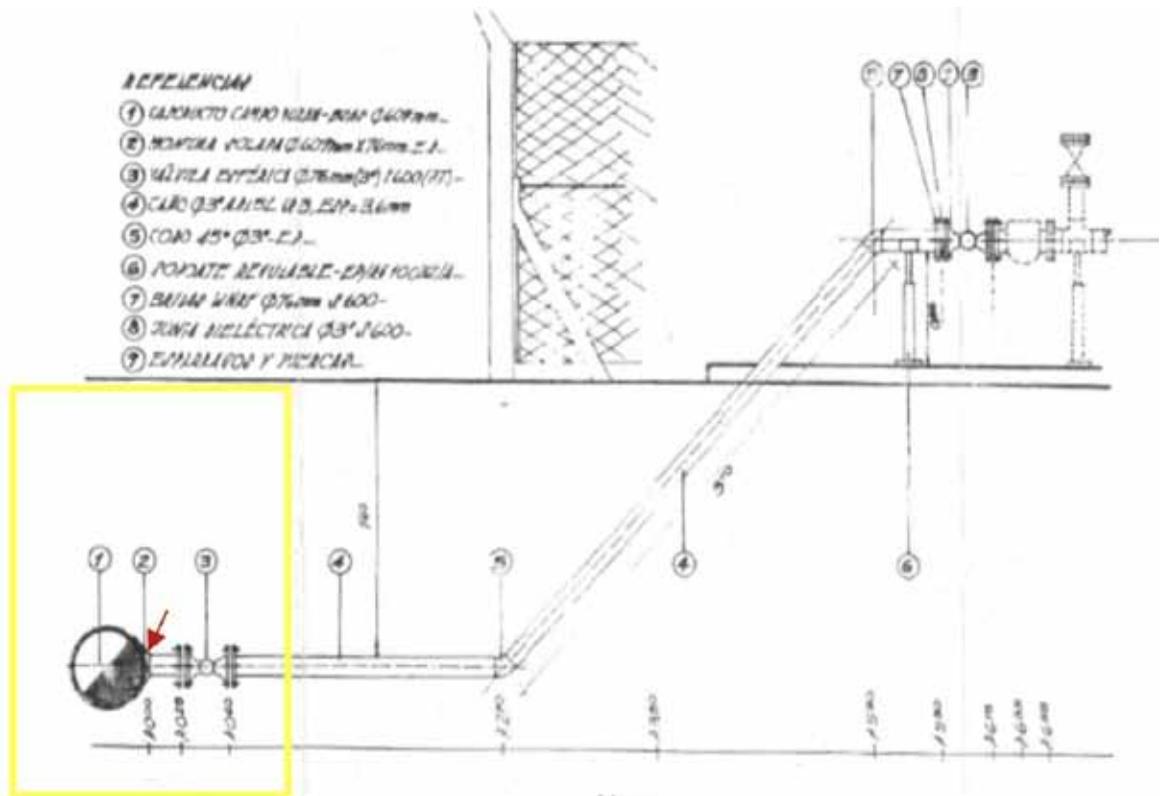


Figura 1. Plano en elevación de la derivación

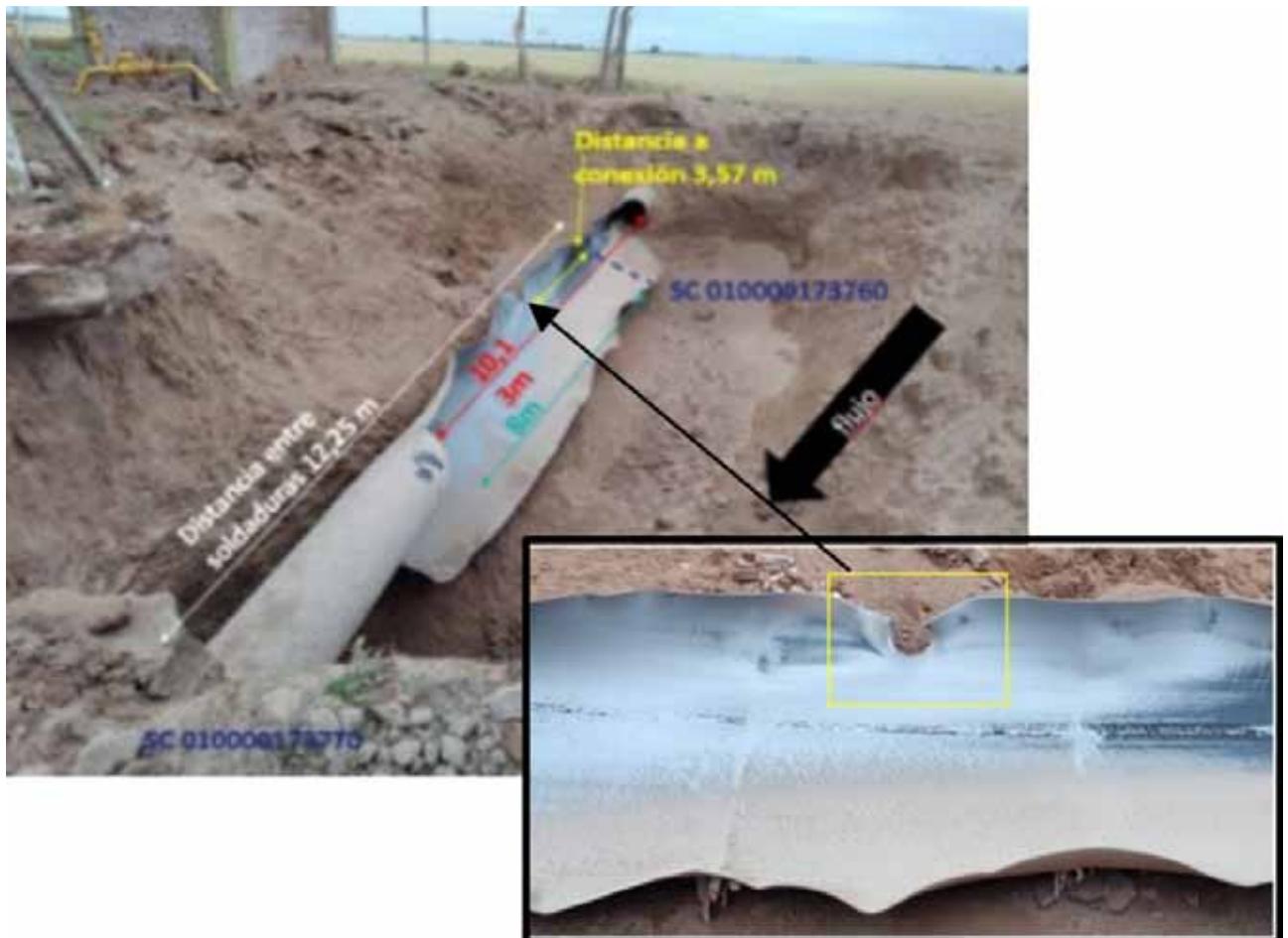


Figura 2. Tramo afectado por la falla en servicio, dimensiones. Inserto: ubicación de la acometida en el centro del tramo averiado.

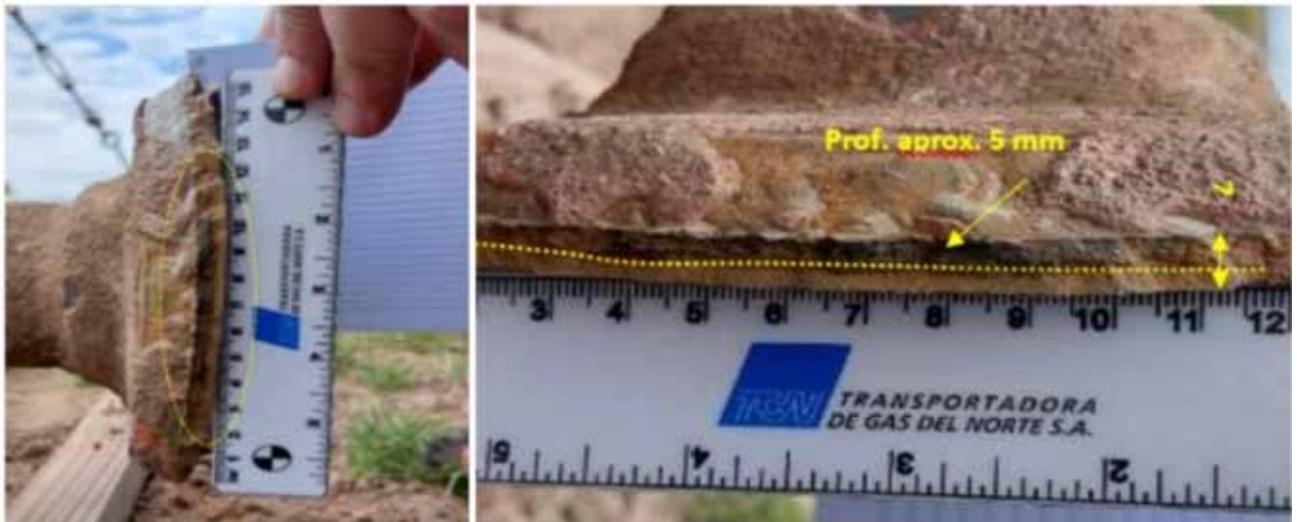


Figura 3. Fractura en la soldadura entre poncho y ducto.

La Figura 3 muestra la rotura en la conexión de la derivación, del cual este tramo es el faltante en el inserto de la Figura 2. Se indica una posible fisura ubicada en el talón de la soldadura de filete entre el refuerzo (poncho) de la derivación y el ducto de 24". Sobre la superficie de fractura en la zona del talón de la soldadura se observa una tonalidad más oscura, que infiere la existencia de una fisura preexistente de aproximadamente 5 mm de profundidad. La tonalidad oscura en general indica presencia de magnetita, que aparece dentro de fisuras con gran tiempo de existencia.

El revestimiento del gasoducto es asfáltico con fibra de vidrio. Las verificaciones (año 2006) de revestimiento en el gasoducto y en la cañería de la derivación concluyeron revestimiento en buen estado. El suelo en el que está enterrado el gasoducto está rodeado de terrenos aptos para agricultura, con una textura superficial y subsuperficial franco limosa, con buen drenaje de agua. El último relevamiento continuo de resistividades, realizado a principios de 2023, indica un suelo de agresividad baja, con mediciones promedio de 12300 Ωcm .

En el historial de presiones durante los cinco días previos a la falla en servicio, se observa que existe una oscilación máxima de entre 20 y 25%, con ciclos aproximadamente diarios, y que al momento de la rotura la presión en el ducto era igual a la más alta registrada en ese período. La Prueba Hidráulica Pre-operacional del gasoducto se realizó en 1960, a 110% de la máxima presión de operación (MAPO).

Las evaluaciones realizadas en 2015 formaron parte de las que se hicieron luego de una falla en servicio ocurrida en una derivación similar en 2014, sobre este mismo ducto [1]. La secuencia de las etapas del trabajo consistió en: Remoción de la platea de hormigón; Retiro de la tierra; Limpieza de derivación y gasoducto; Preparación de superficies; Ensayos (se muestra ultrasonido con palpador angular, de interpretación manual); Repintado; Colocación de la misma tierra; y Reconstrucción de platea de hormigón.

En el informe respectivo [2] se indica que no se en-

contraron indicios de alteraciones del suelo ni situaciones anómalas que pudieran indicar tensiones sobre el gasoducto. Las inspecciones de gammagrafía, ultrasonido angular (70°) y partículas magnetizables no evidenciaron la presencia de anomalías.

En las copias digitalizadas de las radiografías de la soldadura entre poncho y gasoducto se aprecian algunas discontinuidades como agrupaciones de poros y una socavadura. No hay indicios de defectos planos, pero dicha socavadura identificada coincide con la posición de la iniciación de la falla, por lo que se considera que contribuyó al mecanismo de daño en servicio.

En el análisis de riesgo [3] se utilizó como referencia la corrida de inspección interna de 2016, y fueron consideradas todas las amenazas presentes para esta instalación. El segmento donde ocurrió la falla se ubica en la zona baja de riesgo relativo [1] por lo que no había indicios de una potencial falla. En concordancia con los resultados de riesgo, no surgieron acciones de prevención, mitigación y/o reparación en la zona analizada.

Desde 1990 y hasta 2021 se han realizado en el tramo doce inspecciones internas con diversas tecnologías, incluyendo: MFL, Caliper, Inercial, TFI, EMAT y ROMAT. Los últimos relevamientos CIS-DCVG se realizaron en 2021. Los potenciales paso a paso medidos en el lugar de la rotura verifican potenciales OFF del orden de los -800mV. El potencial natural de cañería medido en el mojón 1226, es -390 mV, por lo que la cañería afectada por la rotura cuenta con potenciales polarizados del orden de -400 mV, con lo que cumple con el criterio de protección 1.3 del Apéndice D de la norma NAG 100 (100mv de polarización catódica). En el sitio de la derivación no se reportaron fallas de revestimiento. Las indicaciones DCVG más cercanas se encuentran a 10 metros y son de magnitud media (%IR), en consistencia con la antigüedad del revestimiento asfáltico. La última inspección interna reporta 2 anomalías en la zona. La mayor anomalía en la zona del evento es un defecto externo volumétrico con profundidad de 15% del espesor de pared y una presión de rotura estimada en 1,65 veces la MAPO.



Figura 4. Piezas seleccionadas: B y D incluyen probable iniciación de la falla, A y E para ensayos mecánicos y análisis de corrosión interna.

Desarrollo

Se definieron las muestras más relevantes para su posterior estudio. La pieza correspondiente a la derivación fue trasladada en su totalidad, el tramo de ducto había previamente sido cortado en cuatro tramos, con la parte aplanada por la rotura en dos tramos, Figuras 4 y 5:

B y D: zonas que incluyen la zona de probable iniciación de la falla, inicialmente unidas a la derivación.

A y E para ensayos mecánicos de metal base de ducto y análisis de corrosión interna. C: unión entre soldaduras (Figura 5).

La derivación fallada se ubicaba aproximadamente en posición horaria 3 respecto del diámetro del ducto. La yuxtaposición de las muestras B y D en la Figura 6 permite interpretar la forma en que la fractura inició probablemente en la posición horaria 12 (parte superior) del perímetro de la soldadura circunferencial entre refuerzo y ducto. Vista desde el interior del ducto de 24", se indica en amarillo la iniciación de la fisura en el talón de la soldadura. Las flechas amarillas indican la forma en que la fractura se propagó simultáneamente en ambas direc-



Figura 5. Pieza F, acometida de la derivación. En líneas blancas primeros cortes realizados, detalle de zona de probable iniciación



Figura 6. Sitio de iniciación y sentido de propagación de las fracturas al momento de la falla en servicio.

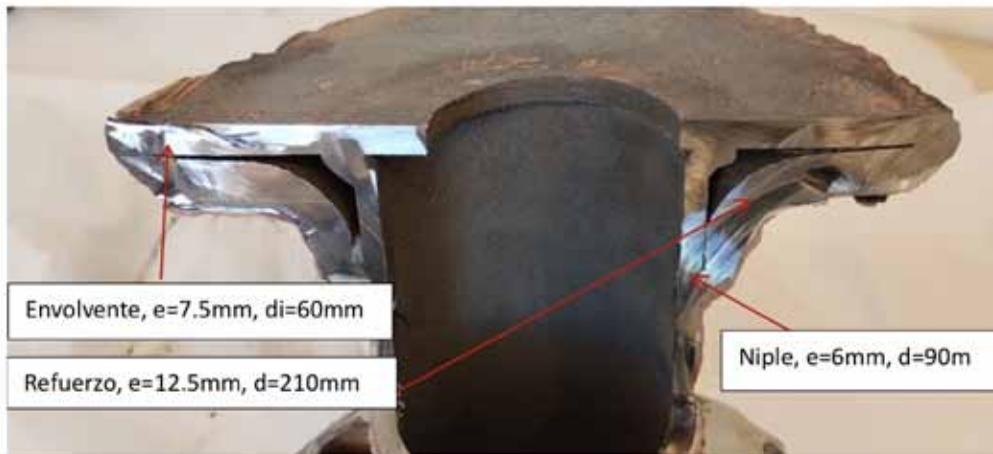


Figura 6. Corte en muestra F, sección de la acometida de la derivación, refuerzo Saddle (montura)

ciones, una vez que se hizo pasante, hasta convertirse en dos fisuras axiales que propagaron en sentido opuesto en el tubo de 24".

La Figura 2 permite observar características típicas de la propagación rápida de fracturas en gasoductos: ondulaciones en la chapa a lo largo del recorrido de la fractura en su tramo longitudinal, aplanamiento del tubo, y eventual cambio de orientación de la fractura, que se hace helicoidal y conduce al corte del tramo, en ambos extremos de la zona de la rotura.

Las piezas A, C y E se usaron para la caracterización de material base y soldaduras en el ducto de 24". Se cortaron probetas para ensayos mecánicos del material base del tubo afectado (tracción y ensayo de impacto Charpy a -20C, 0C y 20C). Las mediciones de dureza se realizaron con un durómetro Rockwell B. El material cumple los requisitos de norma para un acero API 5L X52.

La Figura 5 se muestra la Pieza F, acometida de la derivación: en líneas blancas primeros cortes realizados, detalle de zona de probable iniciación. La Figura 6 muestra el corte longitudinal de la brida y la derivación. La observación macroscópica permite verificar que el refuerzo soldado corresponde a una montura, definida como tipo Saddle por ASME B31.8, Apéndice I. La inspección visual no revela defectos en su geometría o en sus soldaduras.

Las mediciones de dureza en la soldadura refuerzo/gasoducto fueron complementadas con un mapeo de microdurezas en una sección transversal cercana a la iniciación de la falla, a lo largo de una línea que atraviesa soldadura y zona afectada por el calor. La máxima dureza en ZAC es de 225 HV, que equivale a 98 HRB, menor a 20 HRC. No se observaron fenómenos de fragilización en ZAC.

Los resultados de los ensayos mecánicos de tracción (transversal y longitudinal) de la chapa base del gasoducto permiten verificar que el material cumple la especificación actual, superior a la API SPEC 5LX 18th edition 1959.

Se realizó el análisis químico elemental mediante espectrometría óptica de emisión de los materiales del gasoducto, del refuerzo y de la soldadura. Se observa un valor 10% superior a los requisitos de API 5LX X52 de la época de construcción para el contenido de Fósforo en el cuerpo del ducto. Los valores restantes se encuentran dentro de los límites establecidos.

Los resultados de los ensayos de impacto Charpy (-20C, 0C y 20C – Probeta subzise 10x5x55mm) de la chapa base del gasoducto muestran que la tenacidad a temperatura ambiente aún no supera la condición de transición dúctil frágil.



Figura 7. recubrimiento de color rojo.

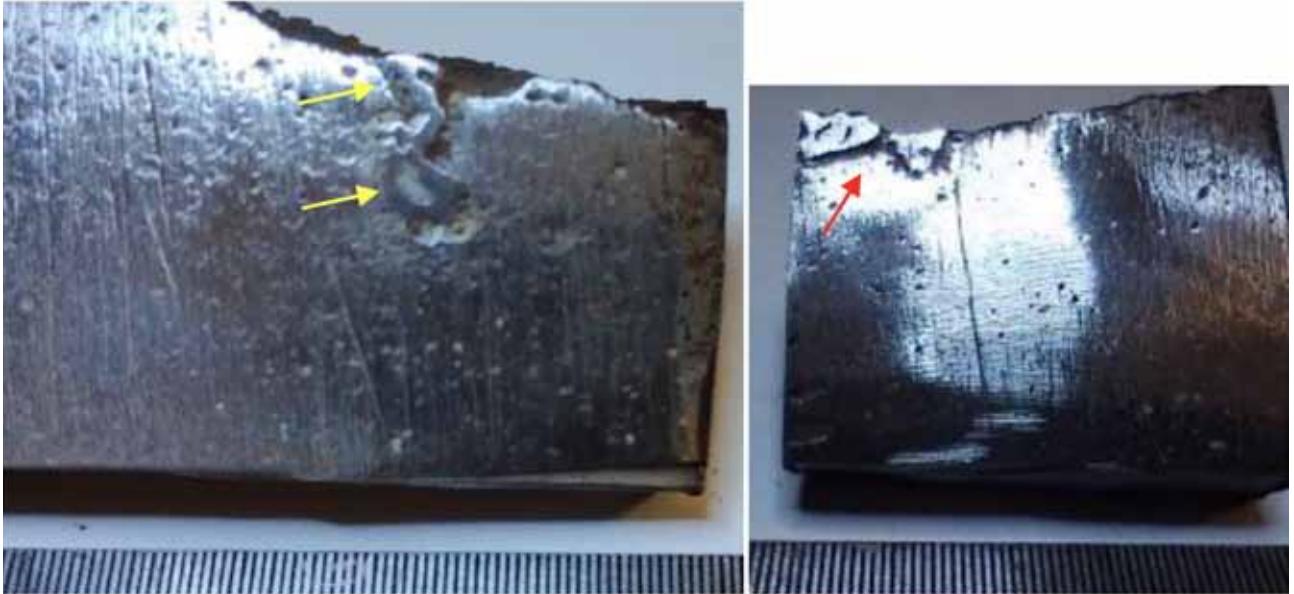


Figura 8. (a,b) dos defectos por inicio de arco fuera del cordón de soldadura.

La composición química del recubrimiento de color rojo (Figura 7), fue determinada mediante técnica de FRX. La composición metálica mayoritaria es de Al (12%), Fe (20%), Si (39%) y Ti (15%). El análisis SEM-EDS del recubrimiento blanco indicó presencia de Cr y Zn. Dada la diferencia composicional entre ambos recubrimientos, es razonable considerar que se han aplicado en diferentes instancias: el blanco cuando se colocó la derivación en 1993, y el rojo luego de la inspección en 2015 [4].



Figura 9. (a,b) Zona de interés en la superficie de fractura de la muestra F

Se analizaron siete muestras de la tierra adherida a las muestras metálicas. Se aplicó la norma IRAM 29410 de determinación del pH, se determinó el pH del suelo utilizando un peachímetro Hanna HI 2211 y la conductividad del medio con un conductímetro Apera EC700.

Se evaluó la composición de las muestras más representativas de la tierra dentro del recinto, y en base a su resistividad se han dado equivalencias de corrosividad (R. Winston Revie Uhlig's Corrosion Handbook Second Edition año 2000 p.339 y Standard AWWA C205/A21.5-05 Apéndice A2). En la mayoría de los suelos el pH está comprendido entre 5 y 8 por lo que la corrosión no suele depender del pH, a menos que existan bacterias reductoras de sulfato, cuyo pH óptimo para la reducción de sulfato es 7 y estas acidifican el suelo. Los valores de pH medidos en las distintas muestras en el sitio de la falla se encuentran en el rango entre 5 y 8. Hay 3 casos que llegan a 8,4 pero podría considerarse que no es un valor tan elevado para que tenga incidencia en mecanismos de corrosión generalizada o localizada.

La inspección por tintas penetrantes de la superficie exterior del ducto, en zona aledañas a la derivación fallada no encontró evidencia de colonias de fisuras. La Figura 8 permite identificar dos defectos: inicio de arco fuera del cordón de soldadura, que generaron discontinuidades geométricas y metalúrgicas en el talón de la soldadura perimetral del refuerzo en la zona cercana a la iniciación de la falla. Si bien estos defectos indican una mala calidad de soldadura, no fueron iniciadores directos de la falla. La inspección visual determinó que sobre la superficie del refuerzo y de la soldadura perimetral el revestimiento rojo fue colocado por encima del revestimiento blanco. Estas zonas fueron analizadas mediante NDT en 2015.

La Figura 9 (a) muestra la superficie de fractura y el cordón de la soldadura en la zona de interés en la muestra

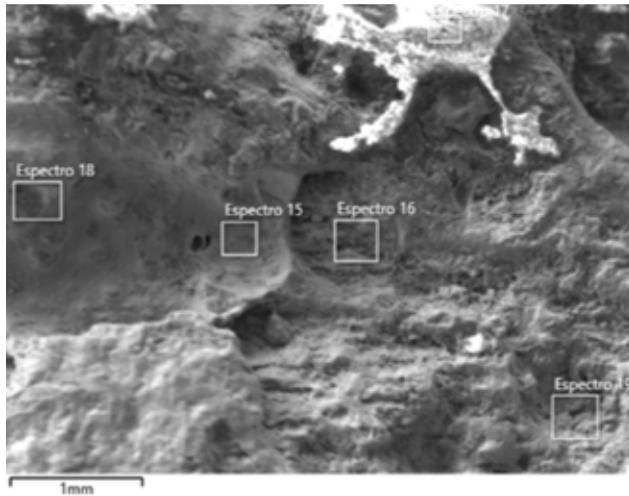


Figura.10. SEM X50 en superficie de fractura zona A (iniciación, Figura 9), composición química en sitios seleccionados.

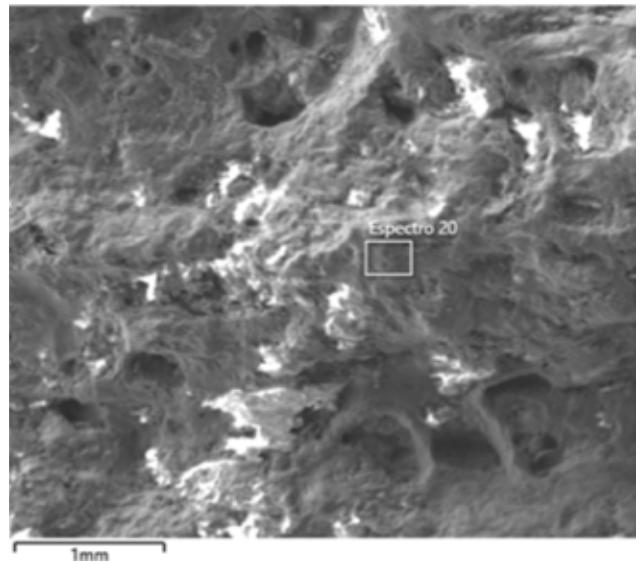


Figura 11. SEM X50 en superficie de fractura zona C (propagación subcrítica, Figura 9), (b) composición química en depósito oscuro.

F, luego de limpieza en detergente y baño ultrasónico. El recuadro indica el sector mostrado a mayor magnificación en la Figura 9 (b). En el espesor del ducto, sobre la superficie de fractura, se indican dos regiones:

- Zona cercana a la superficie externa, recubierta de un depósito corrosivo adherente y de color oscuro (probablemente magnetita). Esta zona es típica de un proceso de crecimiento lento subcrítico de fisura durante el servicio.
- Zona cercana a la superficie interna, cubierta de un depósito corrosivo naranja, producto de la corrosión atmosférica posterior a la fractura que dio lugar al evento de falla.

La Figura 9 (b) muestra un detalle de la zona recuadrada en la superficie de fractura. La flecha indica un depósito de color rojo, de forma semielíptica, sobre la superficie de fractura. Se indican cuatro áreas (A,B,C,D) de interés, que corresponden a las siguientes fractografías tomadas en microscopía electrónica de barrido (SEM), de muestras sometidas también a análisis químico por microsonda de rayos X (EDS). La Tabla 3 resume las composiciones químicas identificadas.

La Figura 10 (a X50) muestra como ejemplo la superficie de fractura zona A (probable iniciación, Fig-

Elemento	Espec 15	Espec 16	Espec 17	Espec 18	Espec 19	Espec 20	Espec 21	Espec 22	Espec 23	Espec 24	Espec 25
	%peso										
C	9.87	9.86	38.20	11.89	6.98	13.30	7.23	3.27	7.78	35.31	14.90
O	26.04	24.70	24.64	20.25	18.09	22.56	54.12	8.98	2.82	21.65	6.32
Na	0.40	0.49	0.36	-	-	-	-	-	-	-	-
Mg	0.54	1.04	1.35	0.34	0.40	0.67	-	-	0.24	0.71	0.38
Al	1.42	1.82	1.28	0.61	0.98	0.81	-	-	0.20	0.63	0.50
Si	3.46	4.45	3.62	1.39	2.05	2.47	36.96	0.19	0.70	1.70	1.08
K	0.35	0.40	0.38	0.17	0.20	0.30	-	-	0.13	0.19	0.11
S	-	0.32	0.25	-	-	0.28	-	-	-	0.12	-
Ca	1.75	1.05	0.54	0.75	1.02	1.11	-	0.11	0.20	0.30	0.25
Cl	-	-	0.08	-	-	-	-	-	-	-	-
Mn	0.74	0.50	0.77	0.82	0.56	0.60	-	0.37	1.11	-	1.67
Fe	55.42	55.37	24.51	63.79	69.73	57.88	1.70	86.87	72.87	27.41	64.12
Zn	-	-	1.55	-	-	-	-	-	10.02	8.48	7.70
Cr	-	-	2.45	-	-	-	-	-	3.92	3.49	2.97
Br	-	-	-	-	-	-	-	0.21	-	-	-
Total:	100.00										

Tabla 3. Resumen composiciones químicas en superficie de fractura, zona iniciación.

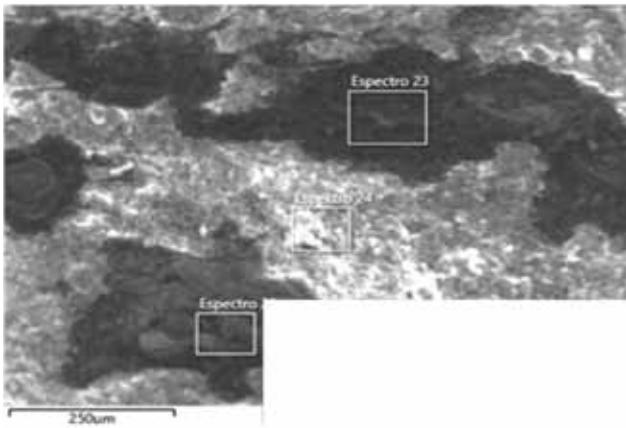


Figura 12. SEM X200, depósitos en zona iniciación A (Figura 9), composiciones químicas

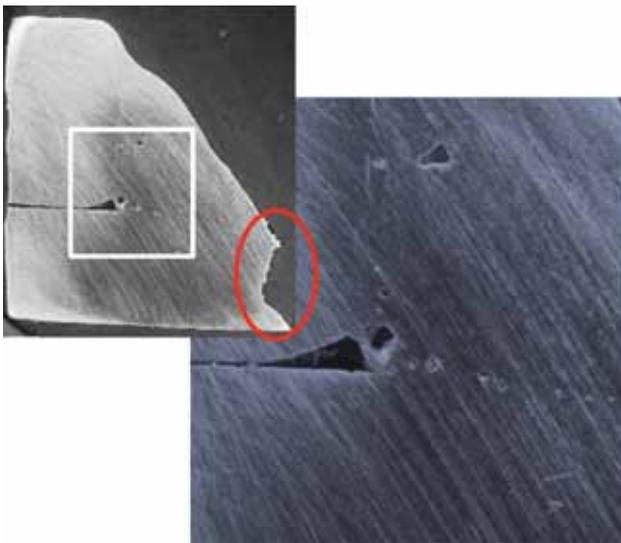


Figura 13. Cortes metalográficos y traza de la fractura en zona de propagación en servicio

ra 9), en una zona dentro de la semielipse roja. Nótese

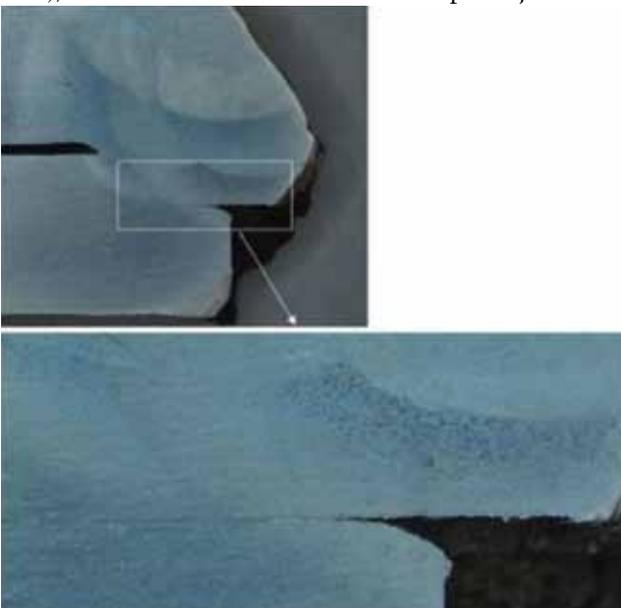


Figura 14 (a X7, b X20) sección 3. ZAC en ducto, fisura secundaria paralela a la chapa



Figura 15. (X20) sección 2, defecto inicial con pintura roja, y traza de propagación en servicio

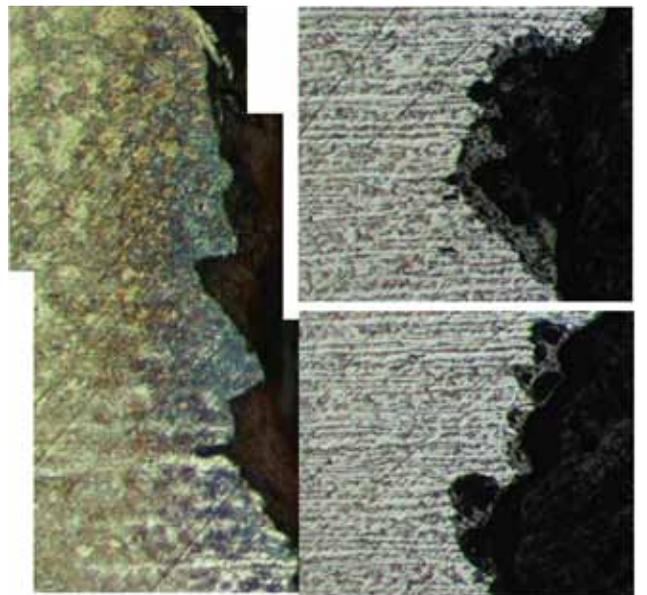


Figura 16. (a, X100) Traza en ZAC; (b, c, X100) picado en traza fuera de ZAC dentro de zona roja.

que el depósito aparenta ser un resto del recubrimiento polimérico, aparecen cantidades de Zn y Cr, elementos habitualmente presentes en los recubrimientos anticorrosivos. Se presume entonces que no provienen de la metalurgia de los aceros, de la tierra ni de contaminaciones posteriores.

La Figura 11 muestra (a X50) la superficie de fractura en zona C. Aquí estamos dentro de la zona (I) oscura, correspondiente a propagación subcrítica en servicio. Nótese los huecos en la superficie de fractura. Finalmente, los depósitos poliméricos en la zona roja "A" de iniciación fueron analizados en diversos sectores, ver Tabla 3.

Se realizaron Análisis metalográficos en tres secciones

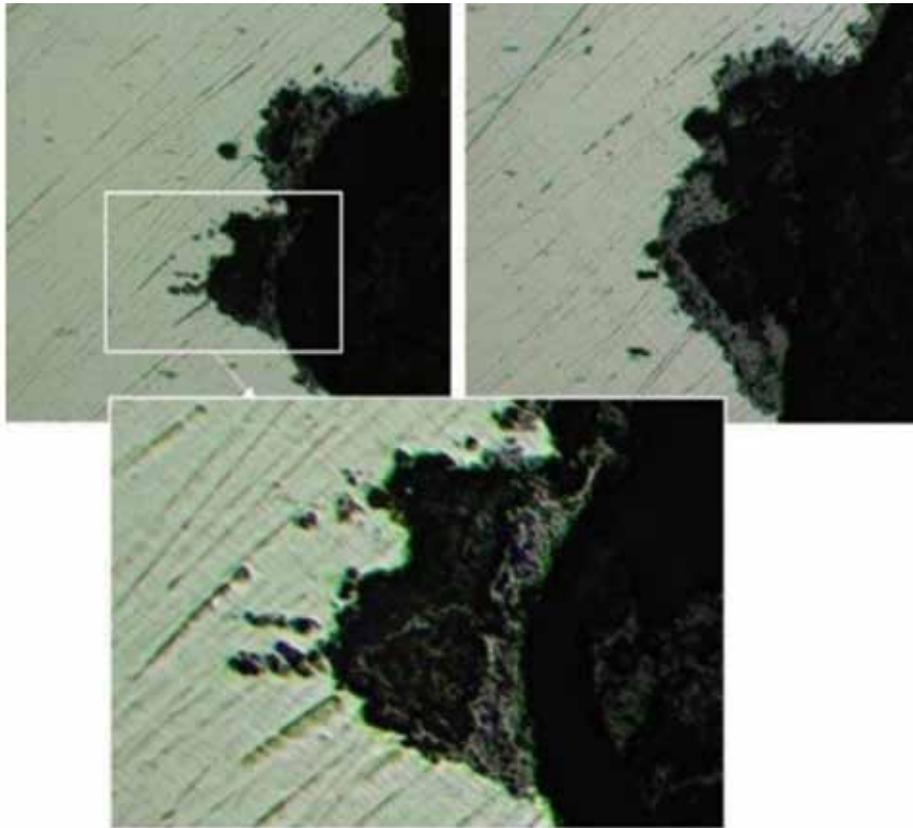


Figura 17. (a,b, 100) Picado en traza fuera de zona roja, dentro de zona recubierta por magnetita. (c, X200) Detalle anterior

del cordón de soldadura entre el refuerzo y el gasoducto, luego de pulido y ataque metalográfico con Nital 2%. La sección 1 es mostrada en Figura 13, previa a pulido en paño, se identifican defectos de soldadura (poros y rechupes) y la traza de la fractura que dio origen a la falla.

La Figura 14.a muestra detalles de la sección 3. Aquí se aprecia que el espacio entre refuerzo y ducto, las diferentes pasadas entre cordones, y la zona afectada por el calor (ZAC) en el material del ducto. El tamaño de

grano en ambas ZAC (ducto y refuerzo) es grande. A mayor magnificación (Figura 14.b) se muestra la fisura secundaria en dirección horizontal en la figura propaga en forma paralela de la superficie del ducto, normal a la dirección global de la fractura. Esto indica una muy baja resistencia del material del ducto a la tracción en sentido del espesor.

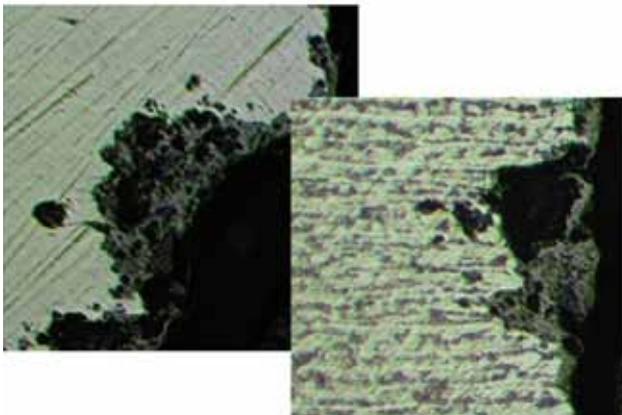


Figura 18. (a,b, X200) Detalles del picado, en traza dentro de la propagación en servicio

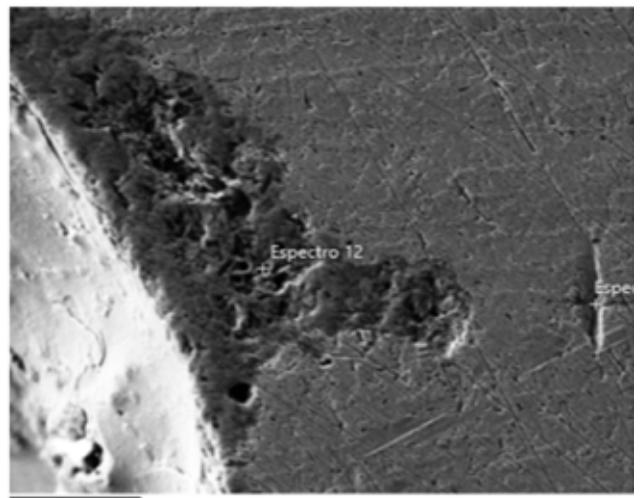


Figura 19. Zona evaluada con microsonda EDS en el interior de un pit.

La Figura 15 (X20) muestra la sección 2 en la zona del defecto inicial, recubierto de la pintura roja. El espesor del recubrimiento permite inferir que el defecto preexistente en 2015 era de naturaleza volumétrica, del cual pudo haber sido originalmente la socavadura no identificada en las placas radiográficas, que luego se fue ensanchando por un proceso de picado. La Figura 16 (a, X100) muestra la traza en la parte más cercana al talón, se aprecia la microestructura de ZAC. La Figura 16 (b,c, X100) muestra detalles del picado, en la traza ya fuera de la ZAC pero aún dentro de la zona roja.

La Figura 17 (a,b, X100) muestra detalles del picado, en la traza ya fuera de la zona roja, pero aún dentro de la zona de propagación en servicio (recubierta por magnetita). Se verificó que en ningún caso hay microfisuras asociadas a

los poros, ver detalle en Figura 17c (X200). La Figura 18 (a,b, X200) muestra detalles del picado, en otras zonas de la traza dentro de la propagación en servicio.

Los análisis químicos con microsonda EDS de la Figura 19 indican que en el interior del pit (picado) analizado, dentro de la zona con pintura roja, hay concentraciones de Zn, Pb y Cr compatibles con revestimientos anticorrosivos. El recubrimiento negro es compatible con óxidos de hierro (espectro 12) dentro del cual se observan inclusiones, y el material base corresponde con la especificación.

Se utilizó el método de elementos finitos (FEM) para el modelado de las condiciones de propagación de fisura y falla final, utilizando el programa Abaqus y la metodología XFEM. Las condiciones geométricas de borde usadas en los modelos se indican en la Figura 20, 21 y 22. Se realizaron dos modelos:

- Modelo mecánico de la propagación lenta estable del daño en servicio, a partir del defecto inicial de soldadura hasta que la fisura alcanzó su tamaño crítico (indicado en Figura 9); Defecto inicial: profundidad $a = 1,3$ mm, longitud superficial $b = 4,5$ mm
- Modelo mecánico de la propagación rápida de la fractura final, a partir de la fisura indicada en Figura 5: $a = 5$ mm, $b = 100$ mm

Espectro 12	Concentración aparente
O	3,79
Si	0,07
Mn	0,52
Fe	96,75

Tabla 4. Análisis químicos con microsonda EDS en el interior de un pit de corrosión.

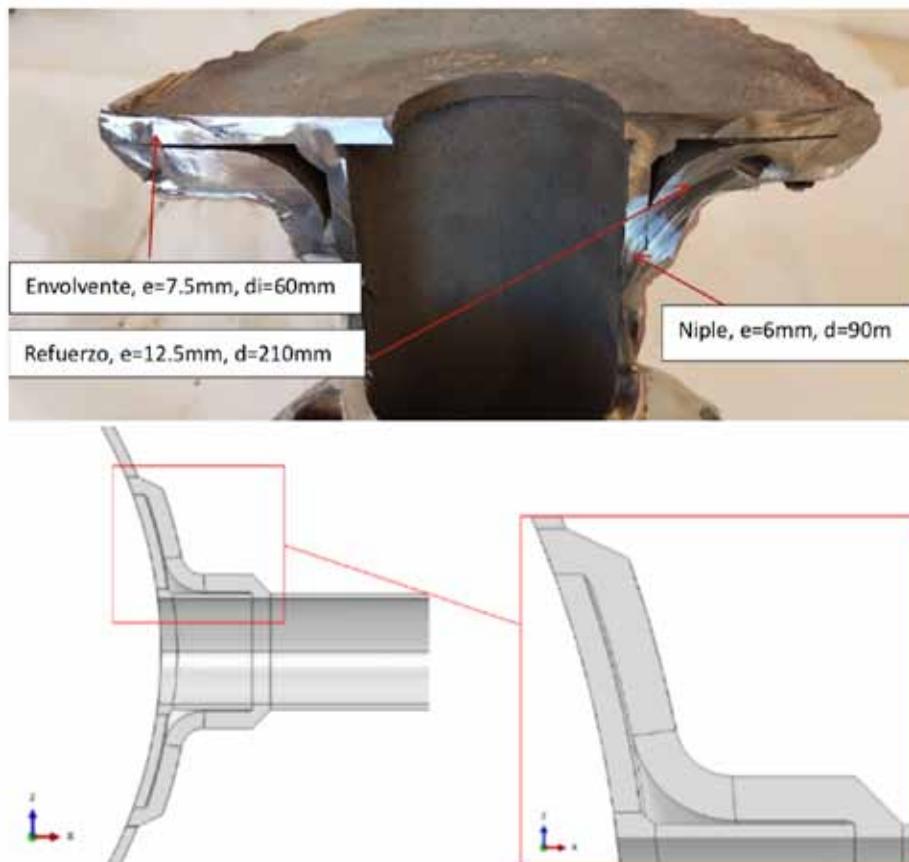


Figura 20. Geometría y dimensiones de la derivación

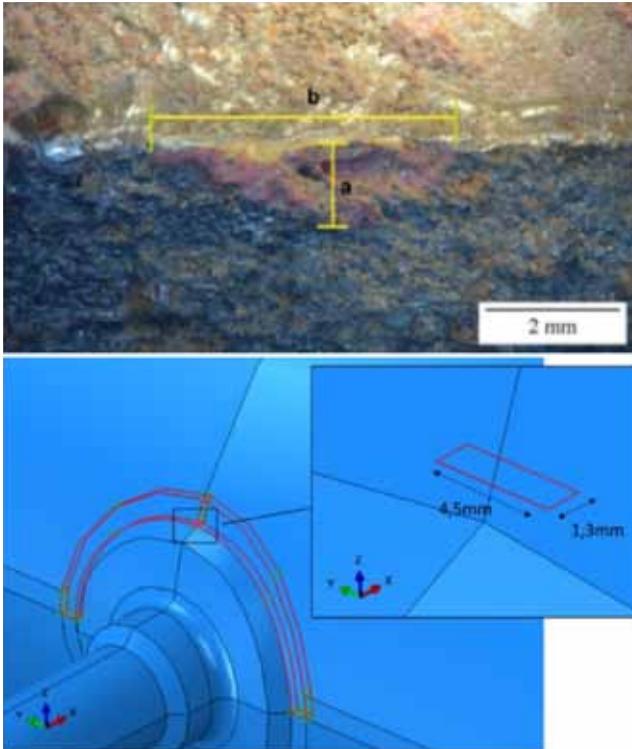


Figura 21. Dimensiones del defecto inicial: a = 1.3 mm, b = 4.5 mm

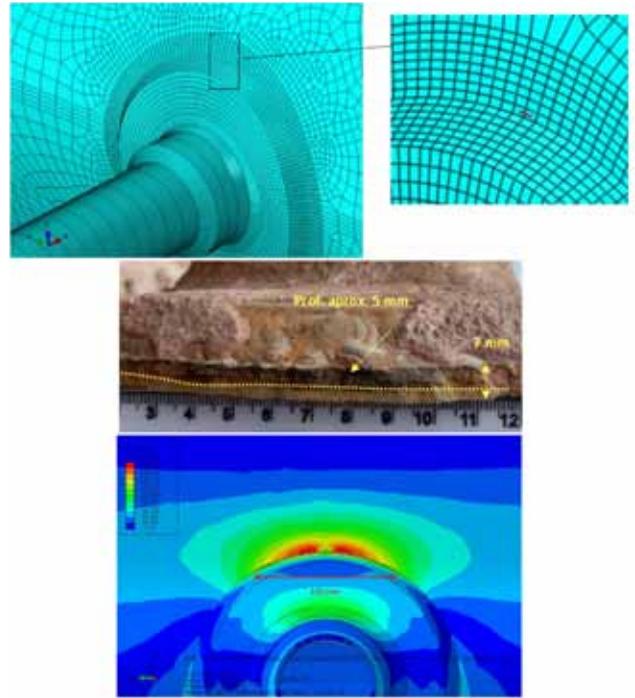


Figura 22. Dimensiones del defecto final: a = 5 mm, b = 125 mm

Discusión de resultados

La metodología para determinar las causas inmediatas, subyacentes y raíz de un evento indeseado, denominado falla, involucró la aplicación de una metodología

sistematizada que lleva a responder preguntas para identificar las causas raíz del evento.

- Definidas todas las posibles causas inmediatas de la falla, se definieron formas para verificar su probabilidad.
- Se buscaron todas las posibles causas de las causas inmediatas que no pudieron ser eliminadas. Se definió

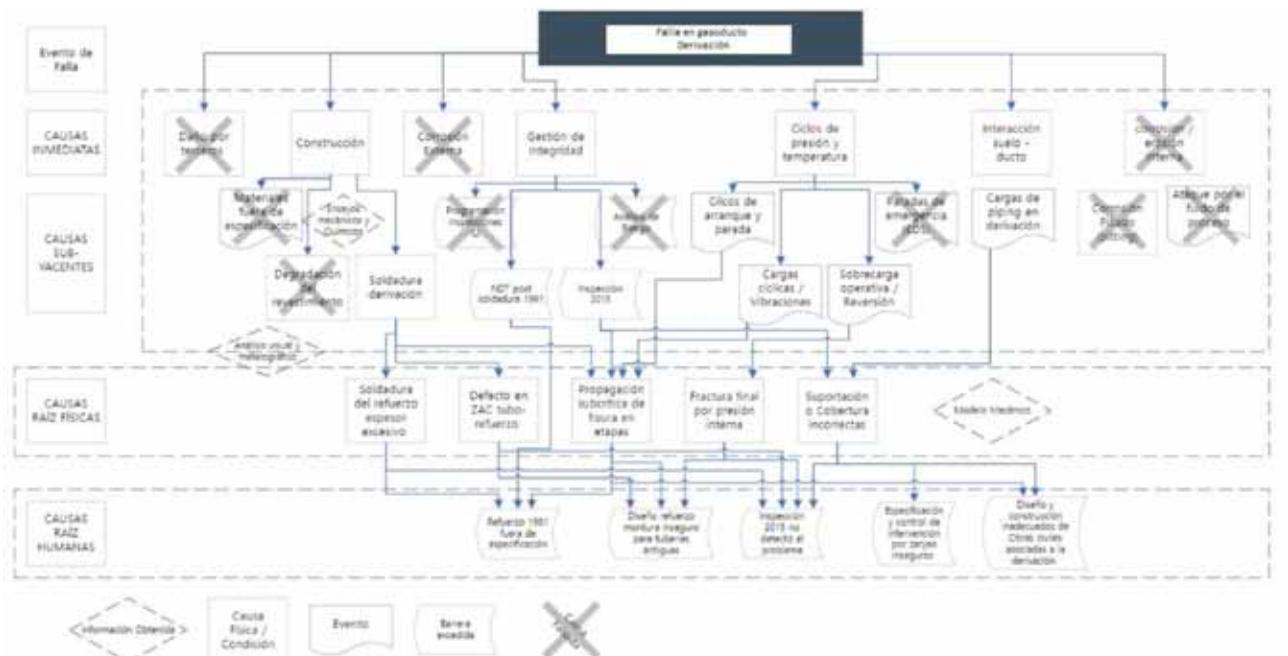


Figura 23. Árbol de causa-efecto. Se indican causas inmediatas y causas raíz, confirmadas con evidencia experimental.

nieron formas para verificar su probabilidad.

Toda causa, en cualquier nivel del árbol, puede ser clasificada en una de las siguientes categorías:

- Condición del sistema previa a la falla (material inadecuado, defecto de fabricación)
- Evento ocurrido al momento de la falla, contribuyendo sustancialmente a ella.
- Barrera excedida: dispositivo de seguridad que ante la ocurrencia de un evento debió haber evitado la falla, pero no lo hizo (válvula de alivio, evaluación no destructiva)

Las causas raíz, por otro lado, pueden ser diferenciadas según su naturaleza, en causas físicas, causas humanas y causas latentes u organizacionales.

Con la información disponible y los resultados de los estudios de laboratorio, y de acuerdo con los procedimientos definidos en API RP 585 [6, 7], se construyó el árbol de causa-efecto, que se incluye como Figura 23. En la parte superior del árbol se definió el evento de falla, y en cada fila por debajo se definieron todas las causas inmediatas posibles. Filas subsiguientes indican causas subyacentes, causas raíz físicas, y causas raíz humanas. El tipo de causa (condiciones, eventos, barreras excedidas) es indicado por diferentes recuadros, según se indica en la parte inferior de la figura. Las causas que han podido ser falsadas se tachan con una X, la información relevante que permitió la falsación se indica en azul. Las causas raíz deben ser consideradas como probables.

El análisis visual, fractográfico y metalográfico permitió verificar la presencia de un defecto en posición horaria 12 en el talón de la soldadura entre el refuerzo de la derivación y la tubería de 24". Este defecto era preexistente al momento de la falla en servicio, y su evolución involucra tres etapas:

1. Formación de una o más pequeñas fisuras en el gasoducto originadas en la soldadura del poncho (refuerzo) en 1991, debido a una socavadura y tensiones actuantes
2. Propagación de fisuras en el material del gasoducto y coalescencia hasta formar una fisura aproximadamente semielíptica, localizada en posición horaria 12 en el refuerzo. Dicha fisura continuó creciendo durante el servicio por un mecanismo subcrítico NO asociado a SCC sino a cargas de piping en la derivación. Al momento de la ocurrencia de la falla, la fisura tenía una profundidad máxima de unos 5 mm y una longitud superficial aproximada de 100 mm.
3. Propagación inestable de esta fisura preexistente provocando una fractura en modo I, en dirección mayoritariamente axial en el gasoducto, que dio lugar a la rotura motivo de esta investigación. La fuerza impulsora de la propagación fue mayoritariamente la presión interna y las reacciones en la cañería de la derivación

La soldadura del refuerzo de la derivación de 3" don-

de inició la fractura presentan una serie de características que pueden haber influido en la ocurrencia de la falla. En las secciones de la soldadura entre tubo y refuerzo se observa que el espesor del refuerzo es el doble que el de la tubería y no presenta un adecuado rebaje para que el espesor en la soldadura sea compatible con el espesor del tubo, además de que el cateto del filete debe ser como máximo igual al espesor de la cañería, tal como indica la norma NAG 100 en el Apéndice G-4.

El criterio de la NAG-100, Apéndice G-4, establece que, si la montura tiene mayor espesor que el gasoducto, el elemento de refuerzo deberá rebajarse hasta el espesor de este último en la soldadura. El espesor del refuerzo utilizado es mayor al del gasoducto y no se realizó el rebaje en la zona a soldar. La norma no establece límite para el espesor máximo del refuerzo, y permite la utilización de refuerzos extremadamente rígidos. Desde el punto de vista de integridad de la unión soldada, tomando como tal los materiales base de ducto y derivación y las respectivas zonas afectadas por las soldaduras, no se justifica que el espesor del poncho sea mayor que el del ducto. Cuando el espesor del ducto es mucho menor que el del poncho, las deformaciones se concentran en la ZAC de la soldadura del ducto, y una eventual falla por sobrecarga ocurrirá en este punto de menor resistencia del sistema. Por otro lado, el cateto del filete debe ser como máximo igual al espesor de la cañería. Esto evita un aporte excesivo de calor que minimiza la ZAC y su correspondiente desmejoramiento del material.

Se identificaron al menos dos defectos de inicio de arco fuera del cordón de soldadura, que indican mala praxis, aunque probablemente no influyeron en la iniciación de la falla. En la interfaz entre material de aporte de la soldadura y ZAC del ducto se observan poros e inclusiones de escoria. La penetración en el material del ducto es pequeña.

Se descartaron problemas en la calidad de los materiales del caño y del refuerzo mediante los análisis químicos y mecánicos. Se confirma un mecanismo de desgarre en etapas, que suele presentarse al aplicar soldadura de filete sobre tubos antiguos con grandes inclusiones no metálicas o fuerte bandeado microestructural. En este caso, el tubo tiene un contenido de S (azufre) relativamente bajo y la evidencia metalográfica y fractográfica permite verificar la ausencia de inclusiones de gran tamaño (exfoliadoras).

La soldabilidad del poncho es adecuada, con un carbono equivalente mucho menor a 0,4. Las durezas en ZAC no superan los 225 V, valores razonables y que no permiten prever problemas de fragilización por hidrógeno si se utilizaron electrodos de bajo hidrógeno.

Para reducir el riesgo de fallas similares en estos ductos antiguos, se recomienda usar refuerzos de circunferencia completa (refuerzos de unión recta), que minimizan la generación de esfuerzos en el sentido transversal al espesor del ducto.

El ducto se hallaba recubierto con un revestimiento

de asfalto y fibra de vidrio, original de construcción en 1960. La derivación y el refuerzo se hallaban recubiertos con epoxi color naranja desde la inspección en 2015. El revestimiento colocado en 1991 es un epoxi de color blanco.

El material base de la tubería presenta una estructura compuesta por ferrita y perlita en bandas con deformación en el sentido de laminación. Los ensayos de tracción y análisis químicos del material de tubo de 24" permitieron confirmar el cumplimiento de los requisitos de la norma API 5LX (edición 1955) para una calidad X52. Los contenidos de S (Azufre) son relativamente bajos, lo cual indica una calidad aceptable para un acero fabricado con la tecnología de esa época. Los resultados del ensayo de microdureza en la soldadura son también normales, los materiales base (tubo y refuerzo) y de soldadura presentan durezas del orden de 200 V, que llegan a 215 V en las zonas afectadas por el calor (ZAC). Los contenidos de P (Fósforo) en el material del gasoducto en la zona de la falla son levemente superiores a los máximos admisibles y a mediciones realizadas en otros tramos zonas del mismo gasoducto. El exceso de esta impureza reduce la tenacidad del acero, lo que queda evidenciado en la baja resistencia al impacto a temperatura ambiente. Probablemente influyó en acelerar la ocurrencia de la falla final, y la propagación subcrítica de la fisura.

El lugar a perforar una derivación se elige sobre tramos rectos y a ciertas distancias mínimas de curvaturas u accesorios soldados, y luego de inspecciones previas. Para derivaciones de pequeño diámetro es habitual utilizar refuerzos tipo poncho, o conformados tipo montura. Para derivaciones de gran diámetro, es frecuente usar refuerzos de circunferencia completa.

Las cargas de flexión fueron generadas por la subsistencia por compactación del terreno circundante, en particular del afectado por la trinchera de la derivación, que determinaron un desplazamiento vertical diferencial entre la derivación y el gasoducto

El defecto con indicación de derrame de pintura roja embebida en el sitio de iniciación de la falla no generó alguna indicación durante el pasaje de herramientas de inspección interna (ILI) por su posición en la soldadura del refuerzo y su tamaño, que inhabilitó su caracterización por el método. Tampoco podría haber sido detectado por cualquiera de las herramientas habitualmente utilizadas para la inspección de cañerías enterradas, según exige o recomienda la normativa nacional e internacional vigente aplicable a la materia (protección catódica, DCVG, etc.). Es el tipo de defecto que se intentó detectar durante la campaña de zanqueo e inspección directa NDT realizada en 2015. Sin embargo, no pudo ser detectada.

En las placas radiográficas obtenidas durante esa inspección se detectaron poros y, en particular, una socavadura en la zona de iniciación de la falla, pero esta indicación no fue identificada en 2015. Se aplicaron otras técnicas disponibles en ese momento, pero por sus propias limitaciones no se detectó este defecto.

Conclusiones

Las características generales de la falla son típicas de la propagación rápida de fracturas en gasoductos: ondulaciones en la chapa a lo largo del recorrido de la fractura en su tramo longitudinal, aplanamiento del tubo, y eventual cambio de orientación de la fractura, que se hace helicoidal y conduce al corte del tramo, en ambos extremos de la zona de la rotura.

El corte longitudinal de la brida y la derivación permite verificar que el refuerzo soldado corresponde a una montura, definida como tipo *Saddle* por ASME B31.8, Apéndice I. Las características geométricas del refuerzo, las condiciones operativas y los ensayos NDT para asegurar la integridad de la unión fallada son similares a los usados en otras derivaciones similares.

Los ensayos NDT tintas penetrantes permitieron verificar la ausencia de colonias de fisuras adyacentes a la zona de iniciación de la rotura. Las caracterizaciones fractográficas en microscopía óptica y SEM permitieron verificar tres instancias de propagación de fisura en la zona de iniciación de la falla:

- Una pequeña fisura semielíptica en el talón de soldadura, preexistente a la inspección de 2015.



- Una fisura de 5 mm de profundidad en el espesor del gasoducto, que incluye la anterior, a partir del talón de soldadura, recubierto por magnetita. Este es un daño propagado en servicio, entre 2015 y 2023.
- Fractura rápida, a partir de este defecto, que motivó la salida de servicio del gasoducto.

El mecanismo de daño en servicio es desgarre en etapas, debidos a cargas controladas por desplazamiento (no por presión interna) que generaron esfuerzos transversales al espesor, dirección en el cual el material del ducto presenta debilidades microestructurales. Estas debilidades han generado desgarros paralelos a la superficie del ducto, tanto en la zona de iniciación como en varias zonas de la propagación rápida de la fractura.

En la superficie de la fractura crecida en servicio se observa picado, provocado por el medio externo una vez se produjo la rotura del revestimiento y la propagación del defecto por causas mecánicas.

Las caracterizaciones metalográficas permitieron verificar la ausencia de mecanismos de daño en servicio por SCC. Las caracterizaciones químicas y mecánicas no revelaron no-conformidades severas en los materiales. El material del gasoducto cumple los requisitos de norma para un acero API 5L X52, excepto por contenidos de P (Fósforo) superiores a los límites de norma.

Se encontraron defectos de soldadura como poros y rechupes, que no contribuyeron a la falla. Asimismo, se encontró una socavadura que contribuyó probablemente a la iniciación del defecto.

Las principales causas físicas de la iniciación de la falla en el talón de la soldadura del refuerzo son:

- La utilización de un procedimiento de refuerzo con limitaciones:
 - Soldaduras de filete (inevitables en un procedimiento de hot tap), cuyo tamaño era mayor a la permitida por la norma NAG 100
 - Colocación de una montura parcial, de espesor mucho mayor al del ducto, que concentró los esfuerzos debidos a efectos de piping en la derivación en el talón de la soldadura circunferencial con el ducto. Conforme lo establecido por NAG-100, Apéndice G-4, dado que el espesor de la montura es mayor al del gasoducto se debería haber rebajado hasta el espesor de éste.
 - Socavadura que contribuyó a generar discontinuidades metalúrgicas y mecánicas.
- Diseño y construcción inadecuados de Obras civiles asociadas a la derivación. El recinto no actuó correctamente como base civil

La inspección no destructiva de 2015 no fue lo suficientemente sensible para detectar una pequeña fisura en la región que resultó la iniciación del proceso de falla. Las tecnologías que se aplicaron eran las correctas y las vigentes en ese momento en Argentina. Los inspecto-

res no detectaron indicaciones en las gammagrafías que incluían la socavadura desde donde se inició el proceso de daño y falla. Se encontró evidencia de remoción sólo parcial del revestimiento previa al NDT, en zonas que requerían ser inspeccionadas.

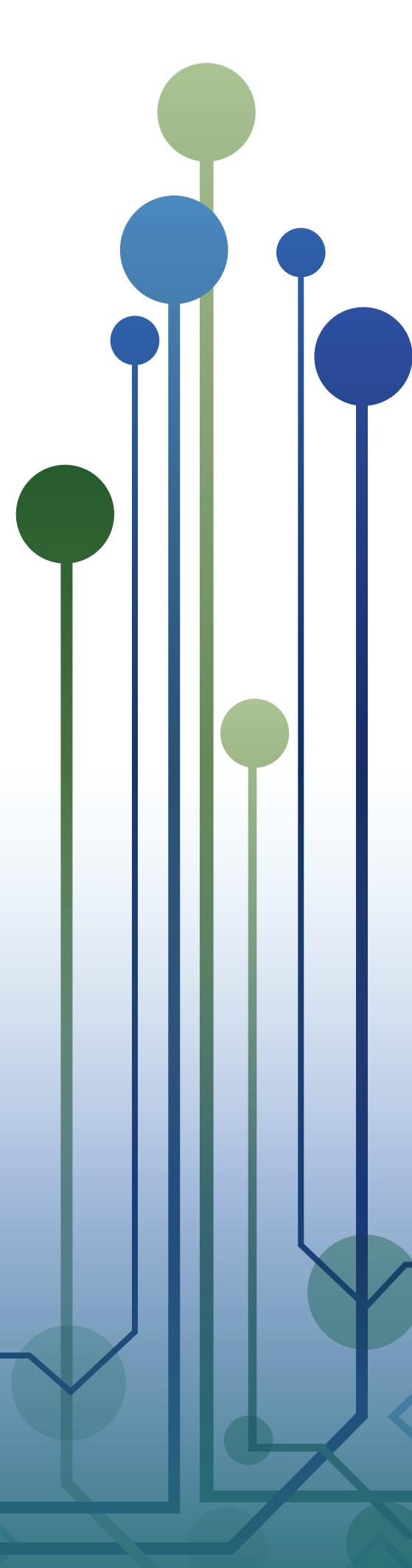
Las tensiones que dieron origen a la fisura en el talón de la soldadura circunferencial entre refuerzo y ducto se deben a la suma de la presión interna y las cargas de piping (desplazamientos) en la derivación, más las tensiones residuales de soldadura transversales al cordón entre refuerzo y ducto. El modelo analítico permite validar las hipótesis. El modelo de elementos finitos permite cuantificar la influencia de cada carga en la ocurrencia de la falla.

La rotura final ocurrió por sobrecarga tensional, y se inició cuando el metal del ducto en el talón de la soldadura agotó su ductilidad, luego de haber sido sometido a grandes deformaciones plásticas. Esta sobrecarga es compatible con cargas de flexión introducidas por la derivación, siendo una causa probable de las mismas la subsidencia del terreno de la trinchera. El modelado numérico de esta situación reprodujo de forma consistente la evidencia física presentada en el análisis de falla.

Aun sin la posibilidad de ser concluyente, la utilización de simulación numérica computacional para la evaluación de escenarios alternativos permite estudiar la factibilidad de hipótesis que ayudan a establecer criterios de diseño y entornos de testeo para instalaciones futuras.

Bibliografía

- STE 535.20 -11 Análisis Pericial de Causas de Rotura , Y-TEC, dic. 2014
- Registro de evaluación de la derivación, TGN, 21 abril 2015
- N1T-010-IZ-PG-18E019001 evaluación Base. Programa de Gerenciamiento de Integridad TGN, (2018)
- Mahdavian, M., & Attar, M. M. (2005). Evaluation of zinc phosphate and zinc chromate effectiveness via AC and DC methods. *Progress in organic coatings*, 53(3), 191-194.
- N. Elyasi et al: Prediction of Tensile Strain Capacity for X52 Steel Pipeline Materials Using the Extended Finite Element Method. *Appl. Mech.* 2021, 2, 209–225. <https://doi.org/10.3390/applmech2020013>
- API RP585: Pressure Equipment Integrity Incident Investigation. American Petroleum Institute.
- Failure Analysis: Fundamentals and Applications in Mechanical Components. Springer, 2014, ISBN 978-3-319-03909-1.



iaPG

A AOG

XV ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2025

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas

8 – 11.9.2025

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

www.aogexpo.com.ar

Organiza:



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Realiza:



messe frankfurt



Revisión crítica del espaciamiento entre válvulas en la gestión de integridad de gasoductos

Por **Mariana Gomez** y **Leonardo Martinetto** (TGN)

El espaciamiento y la automatización de válvulas de bloqueo actúan como barreras clave para mitigar los impactos de posibles roturas en líneas de transmisión. Sin embargo, su eficiencia depende del entorno y de un análisis costo-beneficio. Este estudio prioriza la instalación en zonas con mayor riesgo de consecuencias prolongadas, basándose en normativa internacional, mejores prácticas y datos de incidentes, como los reportados por la NTSB.

El espaciamiento entre válvulas de líneas de transmisión y la automatización del accionamiento de sus cierres, actúan como barreras de seguridad reduciendo las consecuencias en caso de rotura. Esto se debe a que influyen en el tiempo en que se tarda en aislar a una sección que contiene la falla alcanzando el cese de la liberación de gas. Sin embargo, la eficiencia de estas barreras como medida de seguridad está fuertemente relacionada con el entorno en donde ocurre la falla.

En el mundo, existen varios códigos normativos que incluyen la instalación de válvulas de bloqueo de línea y específicamente requerimientos en cuanto al distanciamiento que debe existir entre ellas (ASME B31.8, 49 CFR 192, IGE/TD/1, entre otras). En Argentina, en la Sección 179 de la norma NAG100 – Válvulas en líneas de transmisión, se establecen los criterios mínimos a cumplir sobre espaciamientos entre válvulas de líneas de transmisión en función de la clase de trazado.

El cumplimiento del espaciamiento entre válvulas ha traído controversias a lo largo del tiempo específicamente en lo que respecta a su capacidad de reducir las consecuencias en caso de una rotura. Técnicamente, la reducción de los daños se lograría disminuyendo su distanciamiento, lo cual debe considerarse en el marco de un análisis costo-beneficio de su instalación, especialmente cuando se produce un cambio en la clase de trazado que implica, en la mayoría de los casos, la instalación de una nueva válvula para cumplir con los requerimientos normativos. Sin embargo, en la mayor cantidad de incidentes ocurridos hasta el momento las consecuencias ocurren en los primeros 30 segundos de la falla y bajo este escenario, no hay distanciamiento entre válvulas que influya en las consecuencias.

El objetivo de este trabajo es compartir el estudio efectuado por TGN y el plan de acción desarrollado por la empresa para priorizar la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de línea en los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo, sitios donde efectivamente la adecuación del espaciamiento entre válvulas y la automatización de su accionamiento de cierre, tienen un fuerte impacto. El mismo, se basa en los hallazgos y entendimiento extraído de análisis normativo internacional, de mejores prácticas de la industria (poniendo foco en los conceptos introducidos en la última actualización de la norma 49 CFR 192), base de datos de incidentes en USA, informes públicos de incidentes de la NTSB, entre otros.

Introducción

El espaciamiento entre válvulas de líneas de transmisión y la automatización del accionamiento de sus cierres, actúan como barreras de seguridad reduciendo las consecuencias en caso de rotura. Esto se debe a que influyen en el tiempo en que se tarda en aislar a una sección que contiene la falla alcanzando el cese de la liberación de gas.

De analizar normativa internacional de distintos países de Europa, Oceanía y América, se observa que en más del 50% de los casos el espaciamiento entre válvulas se determina en función de la clase de trazado. Argentina, entra en este grupo de países. En la sección 179 de la norma NAG100 se establece la necesidad de instalación de válvulas de bloqueo, operadas manual o automáticamente, y se define su ubicación en función de la clase de trazado. Asimismo, agrega que la válvula y su dispositivo de operación de cierre o apertura deberán ser fácilmente accesibles y estar protegidos contra intrusos y probables daños.

El cumplimiento del espaciamiento entre válvulas ha traído controversias a lo largo del tiempo específicamente en lo que respecta a su capacidad de reducir las consecuencias en caso de una rotura. Técnicamente, la reducción de los daños se lograría disminuyendo su distanciamiento, lo cual debe considerarse en el marco de un análisis costo-beneficio de su instalación, especialmente cuando se produce un cambio en la clase de trazado que implica, en la mayoría de los casos, la instalación de una nueva válvula para cumplir con los

requerimientos normativos. Sin embargo, en la mayor cantidad de incidentes ocurridos hasta el momento las consecuencias ocurren en los primeros 30 segundos de la falla y bajo este escenario, no hay distanciamiento entre válvulas que influya en las consecuencias.

El objetivo de este trabajo es compartir el estudio efectuado por TGN y el plan de acción desarrollado por la empresa para priorizar la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de línea en los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo, sitios donde efectivamente la adecuación del espaciamiento entre válvulas y la automatización de su accionamiento de cierre, tienen un fuerte impacto. El mismo, se basa en los hallazgos y entendimiento extraído de análisis normativo internacional, de mejores prácticas de la industria (poniendo foco en los conceptos introducidos en la última actualización de la norma 49 CFR 192), base de datos de incidentes en USA, informes públicos de incidentes de la NTSB, entre otros.

Desarrollo

Análisis Bibliográfico

Para llevar adelante este trabajo, se revisó y analizó una gran cantidad de bibliografía asociada a la temática, tanto normas de regulación, como así también publicaciones de organismos e instituciones técnicas de renombre ligadas a la industria del Oil & Gas. A continuación, se nombran los documentos más importantes y se resume las conclusiones alcanzadas en cada uno de ellos.

Seguridad: relación entre espaciamiento entre válvulas y consecuencias de incidentes (*L51817 Valve Spacing Basis for Gas Transmission Pipelines*)

En primer lugar, este documento emitido por el Pipeline Research Council International (PRCI) estudió catorce códigos de diseño de gasoductos de transporte de diez países, entre Norte América, Europa y Australia. Los requerimientos de espaciamiento entre válvulas definidos en esos códigos se pueden agrupar en 3 grandes grupos:

- Distancias específicas en función de la densidad poblacional en cercanías del ducto, utilizando como parámetro a la clase de trazado (CT) basada en ASME B31.8.
- Distancias específicas con el objetivo de limitar el volumen venteado de gas.
- Distancias definidas por requisitos operativos o valores fijos que se mantienen constantes en toda la longitud del ducto.

La mayoría de los códigos (10 sobre 14) usan como referencia a la densidad poblacional como parámetro de referencia para determinar el espaciamiento entre válvulas. Este estudio también concluye que estos requisitos fueron desarrollados por consenso en comités técnicos con representantes de la industria y personal regulatorio, y que luego fueron aceptados por la industria en general y por los propios organismos de regulación. No existe evidencia de una razón técnica clara para su definición.

En segundo lugar, realizaron un análisis sobre incidentes registrados que provocaron lesiones, fatalidades

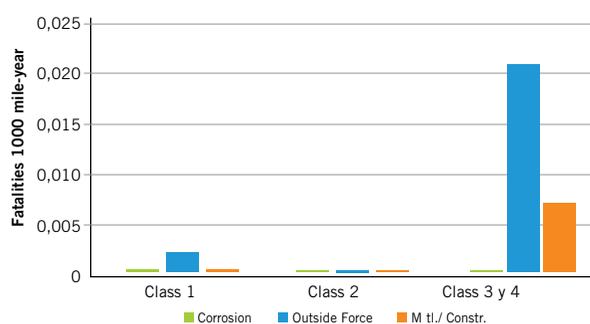
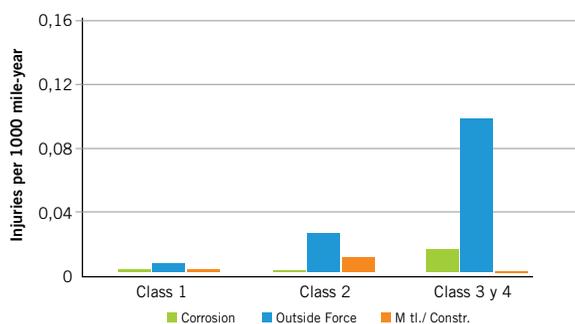


Figura 1. Incidentes con lesiones y fatalidades en cada clase de trazado por cada 1000 millas/año de ducto.

o daños a la propiedad, con el objetivo de corroborar la siguiente premisa. “Si el espaciamento entre válvulas tiene como objetivo reducir la cantidad de personas lesionadas y las fatalidades, entonces estas cantidades deben ser menores en sitios con clase de trazado 3 y 4 (CT3 y CT4).”

Para ello, analizaron 888 incidentes registrados por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos (U. S. DOT/OPS) entre los años 1985 hasta 1997, asociados a instalaciones de gas onshore. Los resultados se pueden observar en la Figura 1, los cuales indican que no hay ninguna evidencia que sugiere que un menor espaciamento entre válvulas reduce las consecuencias de un incidente (lesiones y/o fatalidades).

A su vez, también cita un estudio realizado por el Gas Research Institute (GRI) que analizó el número de personas lesionadas y fatalidades ocurridas en 159 incidentes reportados al U.S. DOT entre los años 1970 y 1992¹. Con respecto al tiempo de cierre válvulas y venteo del gas los resultados fueron los siguientes:

Estos registros indicaron que a pesar de contar con un rápido cierre de válvulas no se puede prevenir la consecuencia de lesionados y fatalidades. Estas consecuencias se producen de forma inmediata y no es posible mitigarlas con un rápido cierre de las válvulas. Cabe destacar también, que la mayoría de estos incidentes son producidos por daños por terceros (una de las amenazas más importantes), por lo cual los trabajadores que ocasionan el incidente se encuentran ubicados muy cerca del ducto, exponiéndose a un mayor riesgo de lesiones o muerte inmediatamente posterior a producirse la rotura.

Los resultados asociados a la evaluación del espaciamento entre válvulas se pueden resumir en la Figura X, en la cual se grafica la mayor distancia a la válvula ubicada aguas arriba o abajo del sitio de rotura versus el número de personas lesionadas y/o fatalidades. El patrón que se puede observar indica que no existe ninguna correlación evidente entre ambos parámetros analizados.

Tiempo de cierre	Nº de incidentes	Nº de lesionados (tasa por incidente)	Nº de Fatalidades (tasa por incidente)	Observaciones
< 7,5 min	9	16 (1,8)	1 (0,1)	Este tiempo se considera como “cierre inmediato”
> 7,5 min	150	116 (0,77)	28 (0,19)	Tiempo máximo registrado: 25 horas

Tabla 1. Número de lesiones o fatalidades de incidentes en función del tiempo de cierre de válvulas.

Finalmente, el documento presenta un modelo de análisis costo-beneficio para definir el espaciamento óptimo teniendo en cuenta los costos totales de instalación versus las actividades periódicas de operación y mantenimiento. Los resultados de varios escenarios calculados indican que el espaciamento normativo vigente de entre 8 y 32 km, son longitudes definidas por consenso, pero finalmente balanceadas respecto del costo y los beneficios generados.

Tiempo de liberación de gas en función del espaciamento entre válvulas y tipo de operación (*Review of Safety Considerations for natural gas pipeline Block Valve Spacing (STP-PT-046) to ASME – Kiefner 2011*)

En este documento emitido por ASME, se destaca la ejecución de una serie de cálculos para determinar los factores más importantes involucrados en el venteo de un gasoducto producto de su rotura. Como referencia se utilizó un ducto de 36” de diámetro operando a una presión de 70,3 kg/cm² (1000 psig). Los tiempos teóricos calculados se presentan con las siguientes premisas y para los siguientes accionamientos de válvulas:

- Operación manual: Una demora total de 75 minutos que incluye una demora de 30 minutos para identificar exactamente que ducto rompió y 45 minutos para que personal de campo ejecute la maniobra de cierre de la válvula.
- Operación remota: Una demora de 30 minutos para identificar exactamente que ducto rompió y obtener aprobación para si cierre.
- Operación automática: Detección de un diferencial de presión de 28,1 kg/cm² durante un transitorio de 30 segundos.

La longitud del ducto considerada es de 64 km, con válvulas espaciadas 2,2; 4,2; 6,7; 12; 16 y 32 kilómetros entre sí.

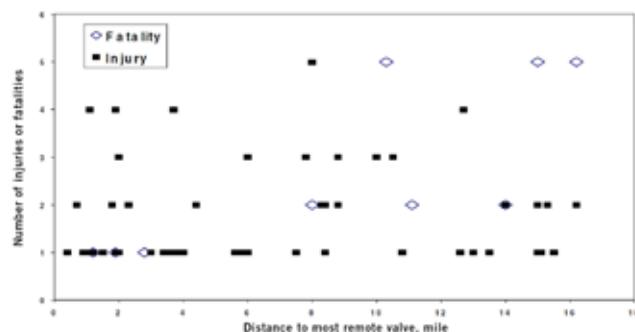


Figura 2. Distancia a válvula más lejana versus número de lesiones o fatalidades; GRI-95/0101.

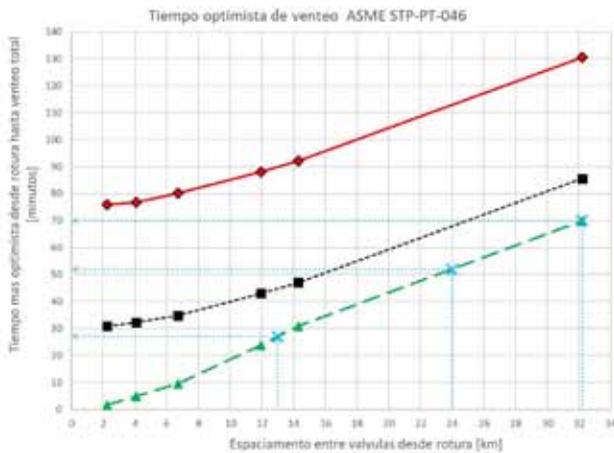


Figura 3. Tiempo optimista de venteo para diversos espaciamientos entre válvulas y tipo de accionamientos.

En la imagen podemos observar que tanto el accionamiento manual como remoto, tienen 75 y 30 minutos de venteo respectivamente, para la distancia más favorable de 2,2 km. Para esta misma distancia, el menor tiempo estimado es de 2 minutos contando con válvula de accionamiento automático. Dadas las características similares a los mayores ductos presentes en el sistema de TGN, podemos observar que, para las distancias normativas de espaciamiento máximo asociadas a las CT1, CT2 y CT3 contando con válvulas de accionamiento automático, los tiempos son de 70, 52 y 27 minutos respectivamente.

Como se menciona en el gráfico, estos tiempos se presentan como los tiempos teóricos más optimistas, ya que frente a una situación real puede haber demoras por diversas razones mencionadas anteriormente (dificultad de identificar el ducto que rompió cuando se cuenta con varias líneas en paralelo, la posibilidad de que la válvula se pueda cerrar bajo las condiciones del diferencial de presiones y las para el accionamiento manual, posibles demoras exógenas como pueden ser embotellamientos debido a tráfico vehicular).

Finalmente, esto evidencia y concluye que ninguno de los tres escenarios examinados, va a prevenir lesiones o fatalidades que ocurren en los primeros 30 segundos luego de la rotura como ocurre mayormente en el común de los accidentes históricos registrados, como concluyen los documentos mencionados anteriormente.

Revisión de incidentes de la National Transportation Safety Board (NTSB)

Se analizaron los incidentes ocurridos en Estados Unidos desde 1969 a la fecha en cañerías que transporten gas natural, considerando como base los reportes de análisis de incidentes publicados por la NTSB.

En la siguiente figura se muestra la distribución de incidentes en donde la rotura fue con ignición. Con color rojo se representan aquellos incidentes en donde las consecuencias fueron inmediatas (en los primeros 30 segundos de ocurrida la falla) y con azul aquellas en donde las consecuencias fueron prolongadas a lo largo del tiempo. En el gráfico, el tamaño de los círculos representa el espaciamiento entre válvulas que contienen al sitio de la rotura.

Los incidentes con consecuencias inmediatas (resaltadas con color rojo), presentan una considerable distribución de tiempos de respuesta y distanciamiento entre válvulas. Fuentes bibliográficas analizadas con anterioridad, han demostrado que, para este tipo de incidentes, las consecuencias son independientes del tiempo de respuesta (que incluye el espaciamiento entre válvulas y accionamiento de las mismas).

En aquellos casos, en donde las consecuencias fueron prolongadas en el tiempo (resaltadas con color azul), las consecuencias no fueron inmediatas, sino que continuaron a lo largo del tiempo, incluso en algunos casos hasta más allá del tiempo de aislación del segmento entre válvulas que contenía a la rotura. Detalle de estos incidentes se presentan a continuación:

- Incidente Edison Township, 1994:** Alrededor de las 11:55 del 23 de marzo de 1994, una cañería de 36" de diámetro, propiedad y operada por Texas Eastern Transmission Corporation (TETCO), se rompió catastróficamente en Edison Township, New Jersey, dentro de un complejo de una planta de asfalto. La fuerza de la ruptura y del escape de gas natural a una presión de aproximadamente 970 psig (libras por pulgada cuadrada) excavó el suelo alrededor de la tubería y lanzó el gas a cientos de metros de altura, propulsando fragmentos de tubería, rocas y escombros a más de 800 metros. Entre 1 y 2 minutos después de la ruptura, una de las posibles fuentes de ignición del gas que se escapaba envió llamas a una altura de entre 400 y 500 pies en el aire. El calor irradiado por el enorme incendio prendió los techos de varios edificios de un complejo de apartamentos cercano. Aproximada-

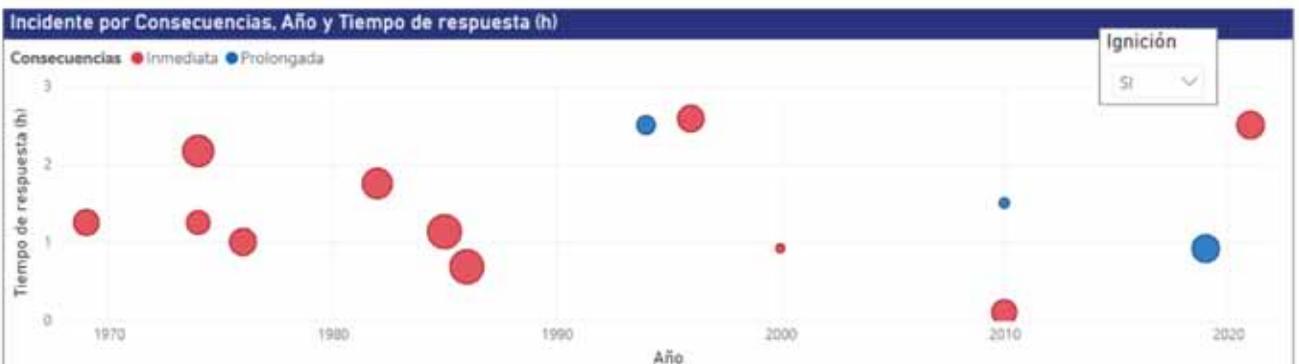


Figura 4. Distribución de tiempos de respuesta por año ocurrido de incidentes en gasoductos con ignición.



mente 1.500 residentes de apartamentos del barrio Durham Woods fueron evacuados. La rotura y el incendio no causaron víctimas mortales. La mayoría de las lesiones fueron quemaduras leves en los pies y cortes que sufrieron los residentes de los apartamentos por el pavimento caliente y los fragmentos de cristal al huir del complejo. El espaciamiento entre las válvulas manuales que contenía a la falla era de 8,64 km. El tiempo de aislación del segmento fue de 2,5 horas.

- **Incidente en San Bruno, 2010:** el 9 de septiembre de 2010, alrededor de las 6:11 p.m., un segmento de 30" de diámetro de una tubería de transmisión de gas natural intraestatal conocida como Línea 132, propiedad y operada por Pacific Gas and Electric Company (PG&E), se rompió en una zona residencial en San Bruno, California. PG&E calcula que se liberaron 47,6 millones de pies cúbicos estándar de gas natural (1,34 MMm³). El gas natural liberado se encendió, provocando un incendio que destruyó 38 viviendas y dañó 70. Ocho personas murieron y muchas resultaron heridas y muchas más fueron evacuadas de la zona. El espaciamiento entre las válvulas manuales que contenía a la falla era de 2,73 km. Sin embargo, el tiempo de aislación del segmento fue de 1,5 horas (95 minutos).



- **Incidente en Danville, 2019:** El 1 de agosto de 2019, a la 1:23 a.m. hora local, una cañería de transmisión de gas natural de 30" de Enbridge Inc. se



rompió en Danville, Kentucky, liberando alrededor de 101,5 millones de pies cúbicos de gas natural que se incendiaron (2,9 MMm³). El accidente se saldó con una víctima mortal, seis heridos y la evacuación de más de 75 personas. El incendio destruyó cinco viviendas y causó daños en otras catorce. También resultó dañada una vía de ferrocarril cercana y se quemaron más de 30 acres de terreno. A la 1:26 a.m., numerosas agencias locales de respuesta a emergencias fueron enviadas al accidente. El departamento de bomberos y otros equipos de respuesta a emergencias se centraron en las evacuaciones y el transporte médico mientras los equipos de Enbridge trabajaban para aislar y cerrar las válvulas. A las 2:19 am (56 minutos post rotura), se aisló el segmento (espaciamiento de 30,5 km). A las 4:13 a.m., todas las actividades de extinción de incendios habían concluido.

En los tres incidentes, se observa la existencia de materiales combustibles, distancias visiblemente cercanas entre las construcciones, válvulas con cierre manual y dificultad para la aislación del segmento entre válvulas.

Actualización 49 CFR 192 – Nuevos conceptos y requisitos

En abril del año 2022, la agencia "Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration" (PHMSA) realiza modificaciones muy importantes a la norma 49 CFR 192, incorporando requisitos de instalación de válvulas y estándares mínimos para la detección de eventos de rotura. Estos nuevos requisitos principalmente dan respuesta a recomendaciones realizadas por la "National Transportation Safety Board" (NTSB) con el objetivo de prevenir pérdidas de vida, daños a la propiedad y al medio ambiente experimentadas en eventos anteriores como los ocurridos en Marshall, MI y San Bruno, CA ambos en el año 2010. Estos incidentes son ejemplos en los cuales la rotura de ambos ductos de alta presión, resultaron en grandes consecuencias que fueron agravadas por demoras en la identificación y el aislamiento del sitio de rotura. El accidente ocurrido en Marshall, MI resultó en un derrame, de un poco más de 19.000 barriles de petróleo, luego de tardar 18 horas para confirmar la rotura luego de recibir las alarmas iniciales en la sala de control. El ocurrido en San Bruno, CA se encuentra detallado en el punto anterior.

Los cambios están asociados a las siguientes secciones de la norma 49 CFR 192. Ver tabla en página siguiente.

En primer lugar, la normativa incorpora el término "Tiempo de Aislación de la Rotura" como el tiempo re-

Nro. de Sección	Acción
192.3 Definitions	Modificada
192.179 Transmission Line Valves	Modificada
192.610 Change in Class Location: Change in Valve Spacing	Incorporada
192.615 Emergency Plans	Modificada
192.617 Investigation of Failures and Incidents	Modificada
192.634 Transmission Lines: Onshore Valve Shut-Off for Rupture Mitigation	Incorporada
192.635 Notification of Potential Rupture	Incorporada
192.636 Transmission Lines: Valve Capabilities	Incorporada
192.745 Valve Maintenance: Transmission Lines	Modificada
192.935 What additional preventive and mitigative measure must an operator take?	Modificada

querido para ejecutar las siguientes 3 acciones:

1. Identificar el sitio de rotura (tramo de ducto y ubicación).
2. Implementar procedimientos de respuesta a la emergencia.
3. Cerrar las válvulas involucradas al sitio de la rotura y detener el venteo descontrolado del fluido.

En segundo lugar, define a una “Válvula de Mitigación de Rotura” (RMV en inglés) como una válvula con operador automático o remoto, que tiene como objetivo utilizarse para minimizar el volumen de gas venteado y mitigar las consecuencias de una rotura.

Finalmente añade un nuevo termino, que es de “segmento *shut-off*”. Lo define como un segmento de ducto ubicado al menos entre 2 válvulas RMV, extendiéndose a las válvulas más cercanas de líneas secundarias, como pueden ser inyecciones/derivaciones e interconexiones. Esto tiene como objetivo cerrar cualquier flujo de gas adicional, hacia el sitio de rotura. En la Figura X se representa con línea verde punteada, un segmento *shut-off* para el sitio de rotura indicado.

Teniendo en cuenta estas 3 definiciones, los nuevos requerimientos a cumplir por los operadores son los siguientes:

- Instalacion de RMV’s o tecnologías equivalentes alternativas² en gasoductos onshore de más de 6 pulgadas de diámetro, que sean nuevos (post 10/04/2023) o un cambio de cañería de mas de 3,2 km (2 millas). No aplica para aquellos ductos ubicados en CT1 o CT2 que tengan asociado un Radio de Impacto Potencial³ (PIR en ingles) menor a 45,7 metros (150 millas).
- Procedimiento de respuesta a la rotura:
 1. **Identificación de rotura:** Tiempo máximo de 10 minutos.
 2. **Notificación:** De forma inmediata y directa a fuerzas vivas (para USA llamado a 911).
 3. **Respuesta a la emergencia:** Cierre de válvulas del *shut-off* segment tan rápido como sea posible (ASAP) pero sin superar los 30 minutos desde la identificación de la rotura.
- Si se usan válvulas manuales como alternativas equivalentes, se debe asegurar de implementar procedimientos apropiados y localizar personal cercano a las instalaciones, de forma tal que se cumplan los tiempos antes mencionados. Se deben realizar

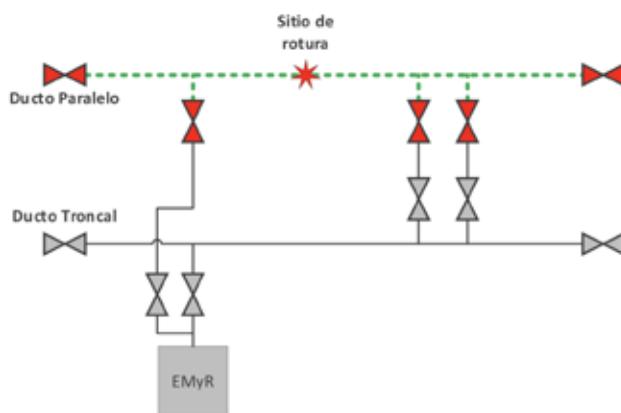


Ilustración 1. Ejemplo de segmento de shut-off para un sistema de ducto troncal – paralelo.

simulacros para verificar cumplimiento en las condiciones más desfavorables.

- Utilización de modelos computacionales de flujo para verificar los tiempos de cierre.
- La instalación de RMV’s y la adecuación del espaciamiento, no aplica para las siguientes modificaciones de la clase de trazado (CT):
 - El cambio de CT genera un cambio de cañería menor a 304,8 metros (1000 pies).
 - El cambio de CT genera un salto a la CT inmediatamente superior (1 a 2; 2 a 3; 3 a 4) y la cañería se encuentra apta según sección 192.611.

Análisis del sistema operado por TGN

En base a toda la información recolectada se determinó que disminuir el espaciamiento entre válvulas y automatizar el accionamiento de estas, tienen un potencial impacto de reducción en las consecuencias prolongadas en el tiempo.

Estudio de sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo

En primer lugar, se procedió a determinar los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo dentro del sistema de ductos de TGN.

Estas consecuencias prolongadas en el tiempo se dan, cuando se genera **ignición** y el fuego se propaga sin control. Se estableció que la propagación descontrolada de fuego depende en grandes rasgos de 3 factores que interactúan entre sí:

- **Características de la explosión** (magnitud, ubicación y condiciones climáticas).
- **Características del entorno** (materiales presentes, presencia de obstáculos, topografía del terreno, fuentes de ignición adicionales, distancias entre elementos combustibles, distancia entre elementos combustibles y fuente de calor).
- **Respuesta ante la emergencia** (disponibilidad de equipos de emergencia, acceso al agua, aislación del segmento entre válvulas).

Características de la explosión

Se analiza las mayores consecuencias, que son las asociadas al tipo de falla: rotura de caño. En este caso, la

probabilidad de ignición se calcula de la siguiente manera (IGEM TD/2):

$$P_{ign} = \begin{cases} 0.0555 + 0.0137 \cdot p \cdot d^2 & p \cdot d^2 \leq 55 \\ 0.81 & p \cdot d^2 > 55 \end{cases}$$

donde P_{ign} = probabilidad de ignición, p = presión operativa del ducto (bar), d = diámetro del ducto (m).

Nota adicional: en IGEM TD/2 se establece que la probabilidad total de ignición se reparte generalmente en 0,5 para la ignición inmediata y 0,5 para la ignición retardada, donde la ignición retardada se produce después de 30 segundos.

La probabilidad de ignición para distintas combinaciones de diámetro y presión operativa se presenta en la siguiente tabla. Debido al cálculo, la probabilidad de ignición es función de ($p \times d^2$) y, por ende, a medida que aumenta el diámetro y la presión operativa mayor es la probabilidad de ignición.

A su vez, se tiene en cuenta la magnitud de las consecuencias, para lo cual se toma de base la definición de Círculo de Impacto potencial del apartado 3.2 del Código ASME/ANSI B31.8S. El radio de impacto potencial (RIP) para un gas natural típico (donde más del 93% de la composición es metano + inertes, la presión no excede los 1450 psig (102 kg/cm²) y la temperatura es al menos de 32°F (0°C)) se calcula mediante la siguiente fórmula:

Dónde r = radio de impacto (pies), d = diámetro exterior de cañería (pulgadas) y P = MAPO (psig).

Los radios de impacto para distintas combinaciones de diámetro y máxima presión operativa admisible (MAPO) se presentan en la Figura 5. El RIP incrementa a medida que aumenta el diámetro externo y la MAPO.

Características del entorno

En base al análisis de incidentes de la NTSB, se determinó que las características del entorno tenían una fuerte incidencia en la propagación de consecuencias a lo largo del tiempo.

Dentro de características del entorno, influyen las características de los materiales presentes. Específicamente van a interesar aquellos que favorezcan la propagación (materiales combustibles) como aquellos que la detengan (presencia de obstáculos).

Los materiales combustibles que podemos llegar a encontrar en el entorno de un ducto se pueden nombrar:

materiales de construcción como madera, vegetación como bosques, pastizales, etc. y hasta inclusive volumen considerable de residuos sólidos urbanos acumulados (basurales a cielo abierto).

Las distancias entre elementos combustibles y con la fuente de calor son también cruciales en la propagación del fuego. Cuanto mayor sean esas distancias, menor será la probabilidad de ignición y propagación de fuego.

Para analizar las características del entorno se tuvieron en cuenta:

- Áreas sensibles: en base a los incidentes ocurridos y al enfoque de la CFR192 actualizada, se enfocó el análisis en las áreas sensibles definidas de acuerdo con la Adenda 1 – Parte O de la NAG100. Además, se clasificó las áreas sensibles en función de la

$$r = 0,69 \cdot d \cdot \sqrt{P}$$

clase de trazado definida de acuerdo con la norma NAG100.

- Densidad poblacional: se calculó para cada área sensible tomando la base de datos digitalizada de construcciones.
- Distancia entre elementos combustibles: distancia entre construcciones dentro de una misma clase de trazado. Estas distancias fueron calculadas tomando la base de datos digitalizada de construcciones.
- Distancia entre elementos combustibles y ducto: distancia entre construcción más cercana y ducto.
- Presencia de materiales combustibles: material predominante de las construcciones en base a relevamientos en campo. Nota: En el apartado de revisión de incidentes de la NTSB se mostraron tres incidentes con consecuencias prolongadas en el tiempo. En los dos primeros casos, el entorno al sitio de la rotura de ducto estaba densamente poblado, siendo uno de los materiales principales de construcción empleado la madera (típico de las construcciones secas en USA).

Respuesta ante la emergencia

En este apartado se incluyen recursos externos como disponibilidad de equipos de emergencia y acceso a agua

		Presión operativa (kg/cm ²)							
		51,00	59,80	60,35	60,38	61,70	68,40	69,68	75,50
Diámetro [plg]	12					0,13			
	16	0,17				0,19			
	18							0,25	
	22		0,31						
	24		0,35			0,36	0,40	0,40	0,43
	30			0,53	0,53			0,60	0,64

Tabla 2. Probabilidad de ignición calculada para distintos diámetros y presiones de diseño de ductos de TGN.

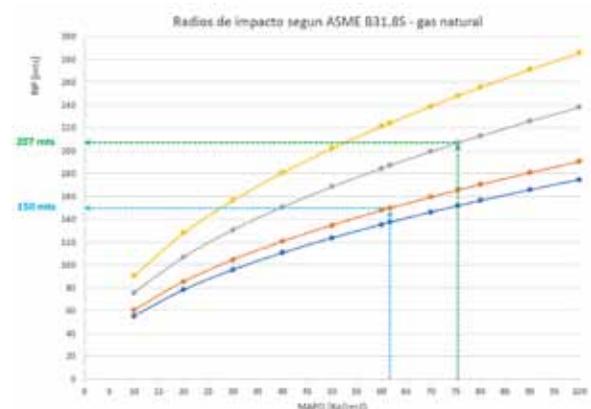


Figura 5. Radios de impacto para distintas combinaciones de diámetros y MAPO.

Nombre	Dist. min. construc. (m)	Material construc.	Densidad construc.	Densidad poblacional	¿Cumple dist. AAR?	¿Cumpla dist. AAB?	¿Cumple NAG100?	¿Cumple CRF 192?	¿Cumple dist. entre válvulas? (desvío %) ⁴	Clase de trazado	Tipo operador AAR	Tipo operador AAB
Sitio 1	10	Madera media calidad	Alta	Alta	No	No	No	No	No (32%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 2	45	Madera media calidad	Media	Media	No	Sí	Sí	No	No (55%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 3	30	Madera adobe baja calidad	Baja	Media	No	Sí	Sí	No	No (110%)	3	Automático	Automático
Sitio 4	25	Ladrillo buena calidad	Media	Baja	No	No	No	No	No (18%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 5	30-40	Madera baja calidad	Baja	Alta	Sí	No	Sí	No	Sí (4%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión

Tabla 3. Ejemplo de variables a considerar en el análisis.

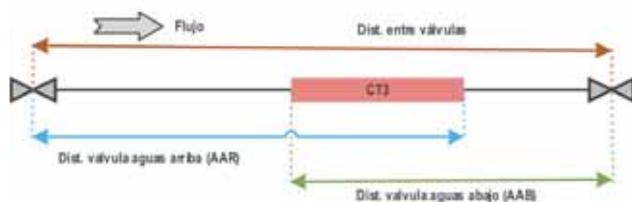


Ilustración 2. Esquema de distancias consideradas

como así también, el tiempo de aislación del segmento entre válvulas que contiene a la rotura que depende exclusivamente de la operadora. En este caso, se puso foco en aquello que depende exclusivamente de TGN.

Como se mencionó con anterioridad en la actualización de la CFR 192, se incorpora el término “Tiempo de Aislación de la Rotura” como el tiempo requerido para ejecutar las acciones de: identificación del sitio de rotura (tramo de ducto y ubicación), implementación procedimientos de respuesta a la emergencia y cierre de las válvulas involucradas al sitio de la rotura para detener el venteo descontrolado del fluido. Analizando con mayor profundidad y en base al análisis bibliográfico Tiempo de liberación de gas en función del espaciamiento entre válvulas y tipo de operación, se tuvo en cuenta el espaciamiento entre válvulas del potencial segmento que contendría a la rotura y el accionamiento de dichas válvulas.

Metodología de aplicación

A modo de ejemplo, se establecen las variables que se tuvieron en cuenta para analizar las características del entorno, de forma tal de ponderar cualitativamente cada una de ellas, y poder establecer una prioridad de sitios (ranking de sitios). También se deben considerar resultados del análisis de riesgo, que incorporar otros factores y principalmente la probabilidad de falla de cada una de las amenazas. En la Ilustración 2, un esquema simple de las distancias y los puntos de referencia que se consideran.

Programa de mitigación de consecuencias prolongadas en el tiempo

Finalmente, se define un programa que consiste en instalar nuevas válvulas con cierre automático y adecuar

las existentes con el enfoque centrado en aislar el segmento entre válvulas “shut off” descrito con mayor detalle en el apartado Actualización 49 CFR 192 – Nuevos conceptos y requisitos en aquellos sitios identificados dentro del sistema de TGN con potencial consecuencia prolongada en el tiempo.

En forma adicional a lo mencionado hasta el momento, se efectuó un análisis cualitativo y relativo al sistema bajo estudio incorporando como una nueva variable de priorización: los resultados de riesgo. En base a toda esa información se determinó la priorización de sitios en donde aplicar de forma progresiva, el programa de mitigación antes mencionado.

Bibliografía

- L51817 Valve Spacing Basis for Gas Transmission Pipelines – PRCI Report Enero 2000
- Review of Safety Considerations for natural gas pipeline Block Valve Spacing (STP-PT-046) to ASME – Kiefner 2011
- NTSB Investigation Reports - <https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/Reports.aspx>
- 49 CFR 192 Transportation of natural and other gas by pipeline: Minimum Federal Safety Standards
- NAG 100 Normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías
- Adenda 1 – Parte O de la NAG100

- 1 Sparks, C.R., et al., Remote and Automatic Main Line Valve Technology Assessment, Apéndice B, GRI –95/0101, Julio 1995.
- 2 No especifica cuales son las alternativas equivalentes. El operador debe demostrar que las mismas cumplen todos los requisitos y tienen un nivel de seguridad equivalente al de una RMV.
- 3 Radio de Impacto Potencial (RIP), definido en Sección 192.903 función del diámetro y la MAPO, que indica los límites de consecuencia de una potencial falla.
- 4 Se establece un porcentaje de desvío respecto del normativo. Se considero aceptable una diferencia máxima del 5%.

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

IAIPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Temario

- Objetivo
- Instalación
- Metodología
- Resultados
 - Diagnóstico Inicial
 - Evaluación por K₁ planctónica y sésil
 - Piloto de Campo.
- Resumen de resultados
- Conclusiones

Soluciones *MIC tailor made* para instalaciones de superficie en yacimientos no convencionales

Por *María Clara Pagliaricci, Graciela Rojas, Francisco Massello, Joaquín Dos Santos, Agustina Piatti, Facundo Porcel de Peralta* e *Isabel Vega* (Y-TEC).

Este estudio presenta una metodología integral para mitigar la corrosión inducida por *Halanaerobium*, una bacteria nativa de Vaca Muerta. A través de ensayos en laboratorio y tratamientos en campo, se evaluaron biocidas efectivos y monitoreos avanzados, logrando reducir recuentos microbianos, velocidad de corrosión y la presencia del género target en líquidos de producción, todo con costos competitivos.

El agua de flowback en yacimientos no convencionales presenta tanto en Argentina como en el mundo un microbioma rico en el género bacteriano *Halanaerobium*, diagnosticado por estudios metagenómicos del gen 16S ARNr. Esta bacteria es nativa de la formación Vaca Muerta (Argentina), donde se encuentra esporulada. No obstante, en las instalaciones de superficie, encuentra condiciones óptimas de crecimiento en forma planctónica y sésil ocasionando corrosión inducida por microorganismos (MIC). Los mecanismos que aceleran la corrosión por parte de este microorganismo son: la reducción de tiosulfato, produciendo sulfuros de hierro y H₂S por vías de intermediarios químicos (CMIC) o en forma directa por transferencia de electrones (EMIC), la producción de ácidos orgánicos a partir de la fermentación y la formación de biofilms. Debido a esto, *Halanaerobium* es un género target a controlar en instalaciones de superficie de la producción no convencional.

En este estudio se presenta una metodología de Soluciones MIC Tailor Made en dos niveles: laboratorio y campo. En el laboratorio, se desarrollaron cultivos *in vitro* planctónicos y sésiles del género target y se seleccionaron formulaciones biocidas efectivas a través de killtest mediante ATP, fluorescencia y microscopía confocal. En campo, se diseñaron tratamientos de aplicación acompañando la dinámica de la producción y se implementaron monitoreos rápidos de la criticidad MIC mediante: recuentos por ATP, recuentos por qPCR específicos para el target, análisis de la diversidad microbiana completa por el estudio metagenómico del gen 16S ARNr con tecnología de nanoporos, caracterización espectroscópica de productos de corrosión y el seguimiento de la velocidad de corrosión mediante cupones de acero al carbono, de acuerdo a ASTM G1 y AMPP- NACE SP 775.

Finalmente, los resultados obtenidos de la aplicación de esta metodología en una planta de tratamiento de crudo No Convencional permitieron demostrar su efectividad. Se lograron los KPI deseados: disminución del recuento total de microorganismos, reducción de la velocidad de corrosión y eliminación de la presencia del género target en las corrientes líquidas a un costo total de aplicación competitivo.

Introducción

Argentina ocupa el segundo lugar a nivel mundial en términos de Gas No Convencional (Shale Gas) técnicamente recuperable y el cuarto en Petróleo No Convencional (Shale Oil). El Shale (Exquisito) más prolífico es la formación Vaca Muerta. La productividad de Vaca Muerta se compara con algunos de los mejores yacimientos de Shale de EE. UU., como Eagle Ford y Marcellus. Vaca Muerta contiene 1202 Tcf de gas y 270 mil millones de barriles de petróleo en reservas en el lugar. Se estima que 308 Tcf y 16 mil millones de barriles de estos recursos son técnicamente recuperables (EIA 2015). La producción no convencional en Argentina en 2023 representó el 45% del petróleo total producido en el país y el 39% del total de gas. Los indicadores de volúmenes mensuales en Argentina para abril de 2024 arrojaron los siguientes números: 17 Millones de m³ mensuales de Shale Oil

y 216.000 m³ mensuales de Tight Oil, mientras que en Gas se reportaron 19 mil de millones de m³ mensuales de Shale Gas y casi 6 mil de millones de m³ mensuales de Tight Gas¹.

La extracción no convencional se realiza mediante fractura hidráulica (“fracking”) que consiste en inyectar por la tubería de producción un fluido compuesto por agua, arena y aditivos, liberando de esta manera los hidrocarburos. Luego, al poner estos pozos en producción se genera una corriente de fluido multifásico (gas, petróleo y agua) que es separada y tratada en las instalaciones de superficie: Early Production Facility (EPF), Baterías, Plantas de Tratamiento de Crudo (PTC) y Plantas de Inyección de Agua (PIA). El corte de agua de esta corriente es de alrededor del 20% y se la conoce como agua de retorno o flowback, siendo las características fisicoquímicas promedio: Conductividad 120.000 µS/cm², TDS 77000 ppm, pH: 5,46 a 25°C. (Vargas et al. 2017a).

A pesar de estas condiciones extremas, el agua de flowback en Argentina presenta una actividad microbiana rica en un género bacteriano *Halanaerobium* (Vargas et al. 2021b), consistente con lo reportado en la producción No Convencional de Estados Unidos (Murali Mohan et al. 2013a, Cluff et al. 2014, Geissler et al. 201). Esta bacteria halófila es nativa de las formaciones de Shale en el mundo por su capacidad de biodegradación de materia orgánica, la producción de sulfuro (Akob et al. 2015, Liang et al. 2016) y la resistencia a las condiciones de reservorio mediante esporulación (Jones et al. 2020) para luego encontrar condiciones óptimas de crecimiento en superficie (Daly et al. 2016; Davis et al. 2012; Gaspar et al. 2014; Lipus et al. 2017; Mouser et al. 2016). El análisis del genoma de este género aislado ha revelado la presencia conservada de proteínas similares a la rodanasa y complejos anaeróbicos de sulfito reductasa capaces de convertir tiosulfato en sulfuro. Adicionalmente los estudios proteómicos verificaron que estas proteínas eran más abundantes cuando el tiosulfato está presente en el crecimiento, generando sulfuros y ácidos orgánico, sugiriendo una ruta fermentativa donde se utiliza el tiosulfato para eliminar el exceso reductor (Booker et al., 2017)

Los mecanismos que aceleran la corrosión de acero al carbono por parte de este microorganismo son: la reducción de tiosulfato, produciendo sulfuros de hierro y H₂S por vías de intermediarios químicos, CMIC, o en forma directa por transferencia de electrones, EMIC, (Enning et al. 2013). Además de la producción de ácidos orgánicos a partir de la fermentación y la formación de biofilms. En el trabajo de Soler et al. 2021, se ha estudiado la capacidad de formar biofilms y la criticidad MIC de esta bacteria asociada con un mecanismo EMIC.

En base a lo expuesto, el género *Halanaerobium* es un microorganismo target en las instalaciones de superficie no convencional y requiere de una estrategia de mitigación para reducir los fenómenos MIC asociados.

Desarrollo

Instalación

Para el desarrollo de esta Solución MIC para yacimientos no convencionales (NoC) se seleccionó una

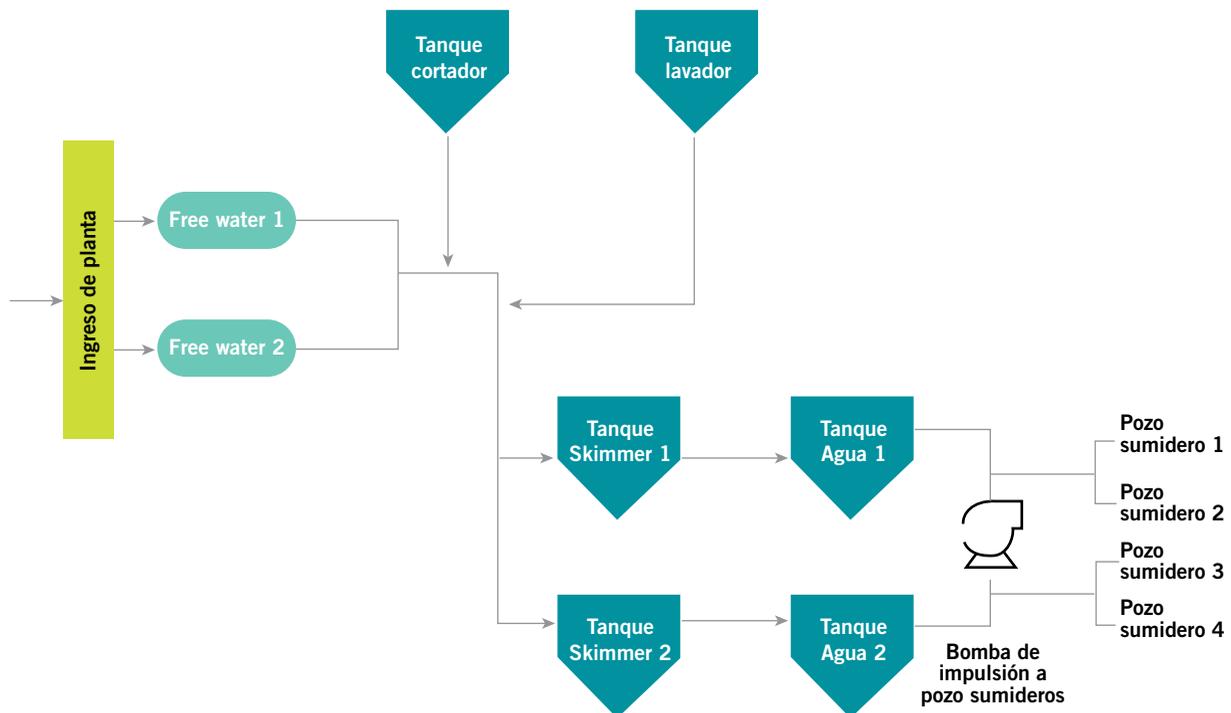


Figura 1. Circuito de agua de flowback en PTC de producción no convencional.

Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) del reservorio de Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina. En la Figura 1 se presenta el circuito de agua de flowback de la PTC estudiada, cuyo caudal de agua tratada es $100 \text{ m}^3/\text{h}$.

Metodología

a. En laboratorio

Determinación de recuentos de microorganismos totales viables por ATP.

Para la determinación de ATP se utilizaron métodos de Bioluminiscencia de 2^o generación (ASTM D6787-11) utilizando los kits comerciales (LuminUltra®): Quencher-Gone Organic Modified (QGO-M TM), para muestras líquidas y Deposit & Surface Analysis (DSA TM), para depósitos y cupones.

Extracción de ADN.

La extracción de ADN de las muestras de agua de flowback necesitó un acondicionamiento previo:

- Eliminación de bases orgánicas por incubación a 40°C y separación con solventes, por ejemplo, Xileno
- Concentración de la biomasa del agua separada por filtración en vacío con membranas de nylon de $0,22 \mu\text{m}$. Las membranas se conservaron a -18°C para el posterior procesamiento.

Mientras que las muestras sólidas (productos de corrosión de cupones y depósitos) se procesaron tal cual.

Para la extracción de ADN se utilizó el kit comercial NucleoSpin Soil TM (Macherey- Nagel®). Luego el ADN extraído fue cuantificado por Nanodrop y Qubit.

Determinación de recuentos microbianos por qPCR

La estimación de la concentración de Bacterias Totales, *Halanaerobium* y Bacterias Sulfato Reductoras (BSR)

en las muestras analizadas se realizó mediante curvas de calibración por PCR en tiempo real (qRT-PCR), donde se relacionó la emisión de fluorescencia con el número de microorganismos por unidad de volumen o masa de depósito. Se utilizó un equipo de detección iCycler iQ (Bio-Rad®) y el colorante intercalante SYBRGreen I (Invitrogen®) como reportero fluorescente. En esta técnica se usan marcadores generales, taxonómicos y funcionales. Por ejemplo, para Bacterias se utilizó el gen 16S ARNr, para *Halanaerobium* se utilizó la secuencia Rodanasa de especies de esta bacteria que cataliza la tiosulfato reducción y para BSR el marcador *dsrAB*. Las etapas del ensayo fueron: amplificación del ADN por termociclado, tinción del ADN en solución con baja fluorescencia y la emisión de fluorescencia por la marcación del gen de interés.

Análisis Metagenómico por Tecnología de Nanoporos

El análisis metagenómico del gen 16S ARNr a partir del ADN obtenido se realizó con la Tecnología de Nanoporos utilizando el equipamiento MinION 1KC (MIN 101 C Oxford Nanopore Technologies®), con la preparación de librerías mediante Rapid Sequencing DNA - 16S Barcoding Kit 24 V14 (Oxford Nanopore Technologies®), el Secuenciamiento con flange cells (R9.4.1 Oxford Nanopore Technologies®) y el análisis para la obtención de un basecalling adecuado.

Análisis Bioinformático y clasificación MIC.

La metodología se basa en la pipeline oficial de Oxford Nanopore Technologies para el análisis de datos 16S: (<https://github.com/epi2me-labs/wf-metagenomics>) pero se adaptó para correrse OFFline y para generar tablas y gráficos de géneros, metabolismos y MIC role, utilizando bases de datos customizadas: Genbank propio del historial realizado por YTEC con la clasificación

de criticidad MIC según metabolismos y antecedentes en bibliografía de más de 2000 muestras analizadas en O&G. Los resultados que se obtienen son una tabla de géneros presentes en la muestra (diversidad microbiana) en porcentajes relativos con la criticidad MIC y el metabolismo asociado.

Reactivo	(g/L)
NH ₄ Cl	1
NaCl	100
MgCl ₂ ·6H ₂ O	5
CaCl ₂ (anh)	0.07
KCl	1
KH ₂ PO ₄	0.1
K ₂ HPO ₄	0.1
NaHCO ₃	0.27
Tryptona Bact.	0.5
Ext. de Levadura	0.5
D-Glucosa	3
L-Cisteína	0.05
Na ₂ S ₂ O ₃ ·5H ₂ O	2.48
pH	6.5-7.0

Tabla 1. Medio de Cultivo Jones Modificado.

En azul se esteriliza por filtración y se agrega en esterilidad al medio autoclavado.

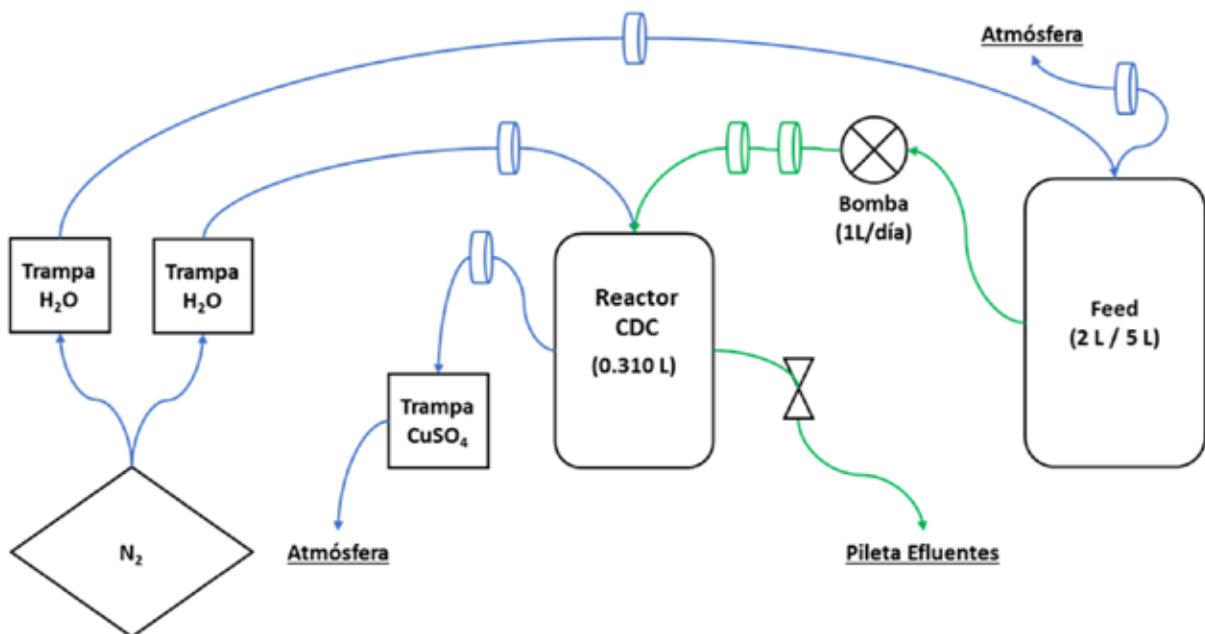


Figura 2. Esquema de generación de biofilm in vitro rico en *Halanaerobium*.

Consortios microbianos in vitro ricos en Halanaerobium planctónicos.

La concentración de microorganismos provenientes de las aguas de flowback se llevó a cabo filtrando 800 mL de agua a través de un papel filtro de 0.22 µm de acetato de celulosa. Los microorganismos retenidos en el filtro se suspendieron en 15 mL del agua microfiltrada anteriormente y se los incubaron en shaker a 34°C 150 rpm 24 hs para obtener un inóculo enriquecido. Posteriormente este inóculo se cultivó en las condiciones del medio propuesto por Jones et al. 2020 modificado según Tabla 1 para favorecer el enriquecimiento en *Halanaerobium*. Los cultivos se burbujan en nitrógeno para lograr anaerobiosis y se mantuvieron en shaker a 150 rpm y 34°C.

El enriquecimiento fue corroborado por ATP, qPCR del gen de *Halanaerobium* y análisis metagenómico del gen 16S ARNr con Tecnología de Nanoporos.

Consortios microbianos in vitro ricos en Halanaerobium, biofilm.

El desarrollo de biofilms ricos en *Halanaerobium* fue llevado a cabo en reactores CDC (Biosurfase®) a partir de cultivos planctónicos ricos en la bacteria de interés, realizando un crecimiento en el medio detallado en Tabla 1. El diseño del sistema se esquematiza en la Figura 2. El reactor se colocó en agitador a 300 rpm y 33°C con alimentación de nitrógeno (150 cm³/min) durante 16 horas (overnight) para generar atmósfera anaeróbica y luego se inoculó al 10%. El Biorreactor estuvo provisto de 21 cupones de acero al carbono SAE 1040 en sus barras como se observa en la Figura 3.



Figura 3. Imagen del reactor CDC en fase Batch.

El crecimiento en batch se siguió a través de la determinación de ATP (LuminUltra®), la densidad óptica a 600 nm, el consumo de glucosa (Megazyme®), la variación de pH y el potencial redox. Además, se hicieron análisis por cromatografía iónica para cuantificación de tiosulfato y otras especies azufradas, así como también, la aparición de picos en la región de los ácidos orgánicos de bajo peso molecular.

Se realizó una curva de correlación entre la determinación de ATP y la densidad óptica para hacer el seguimiento del reactor a través de esta última y prescindir del kit de ATP.

Tras cuatro días de crecimiento en batch, el cultivo alcanzó la fase estacionaria de crecimiento, al quinto día, el sistema se pasó a alimentación continua (Figura 4). La



Figura 4. Imagen del reactor CDC en fase continua.

velocidad de flujo se estableció como 1,5 veces la μ Max determinada. De esta manera, se favoreció la adhesión de los microorganismos a las superficies mientras que los microorganismos plántonicos fueron lavados.

El seguimiento del sistema en continuo se realizó a través de las mismas medidas que durante el cultivo en batch.

Al cabo de un mes de cultivo, se obtuvo biofilm en cupones para realizar ensayos de kill test y evaluación mediante ATP, fluorescencia y microscopía confocal.

Kill test.

La evaluación del efecto biocida de los productos desarrollados en consorcios *in vitro* ricos en *Halanaerobium* plántonicos y sésiles fue determinado por Bioluminiscencia, ATP, ya descrito, y por Fluorescencia mediante un espectrofluorómetro utilizando el kit de ThermoFisher® Live/Dead BaCLight Bacterial Viability Kit (L7007).

Se evaluaron blancos, consorcios sin dosificación de producto biocida respecto a consorcios tratados en distintas concentraciones y tiempos de productos biocidas para obtener las concentraciones mínimas inhibitorias (CMI) y el efecto residual.

Microscopía confocal (CLFM) y análisis de imágenes.

Los cupones del biorreactor fueron retirados en flujo laminar, enjuagados con 1 ml de solución de NaCl al 10% y teñidos con 30 μ L de premezcla de fluoróforos Syto9:IP (1:0.5) luego se almacenaron en oscuridad por 25 min y se los teñió con 20 μ L de CalcoFluor White y al minuto se le agregó 20 μ L de KOH 10% preservándolos a 4°C. Luego estos cupones fueron analizados en el microscopio confocal LSM 900 Zeiss, objetivo al aire 10X con cortes cada 4 μ m en la más representativa.

El análisis de las imágenes adquiridas se realizó utilizando el software FIJI siguiendo un protocolo *ad-hoc*. En el mismo se analizó la intensidad de fluorescencia, el área cubierta y el volumen ocupado.

b. En campo

Determinación de línea base del microbioma presente.

En la instalación se seleccionaron los puntos críticos de control: Ingreso de Planta (agua de producción), Salida de Tanque Skimmer Operativo (agua de producción y cupón de acero al carbono), Salida de Pulmón de Agua Operativo (agua de producción y cupón de acero al carbono), Pozo sumidero 1 (agua de producción y residuos de filtro de inyección).

Se caracterizó el recuento microbiano de células totales viables por ATP y el recuento microbiano de bacterias totales, BSR y *Halanaerobium* por qPCR, mientras que la diversidad microbiana total y su criticidad MIC fue evaluada por el análisis metagenómico. La velocidad de corrosión fue caracterizada por gravimetría ASTM G01/SP AMPP 775 y los residuos fueron caracterizados por difracción de rayos X, DRX, barrido elemental, WXRf y microscopía de barrido electrónico, SEM.

Diseño de piloto industrial.

Se realizó un piloto industrial durante 60 días en la PTC descrita del producto desarrollado por YTEC, Y-

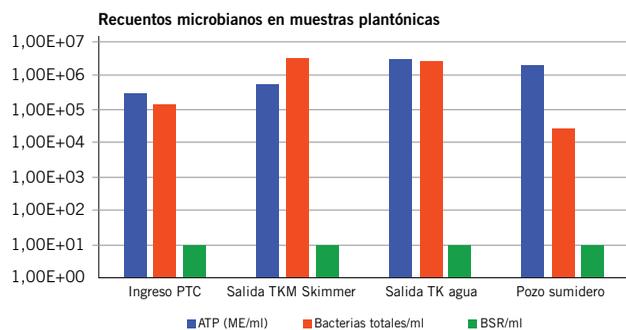


Figura 5. Recuentos Microbianos en muestras Planctónicas.

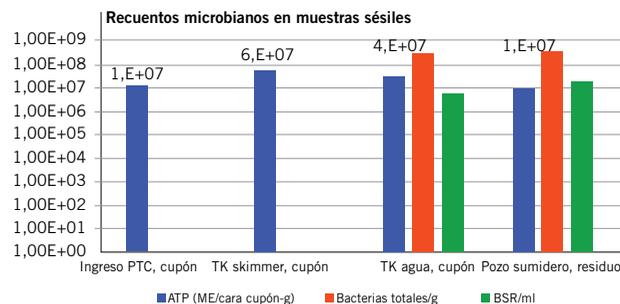


Figura 6. Recuentos Microbianos en muestras Sésiles.

EXP 01 BIO, producido y aplicado por YPF Química.

El diseño de la aplicación fue realizado en conjunto con los referentes de la instalación a partir de un balance de masa de producto en el Tanque Skimmer y Tanque Pulmón de agua en serie para garantizar CMI y tiempo de batcheo obtenidos de laboratorio. La frecuencia de batcheos siguió dos esquemas, el primero: 3 veces por semana lunes, miércoles y viernes, y el segundo: lunes y jueves.

Además, se definieron como KPIs: la disminución de la carga microbiana en la salida de planta, la disminución de la velocidad de corrosión en los cupones de corrosión y la disminución de sólidos totales suspendidos, TSS, en la salida de planta.

Monitoreo

El monitoreo consistió en el seguimiento diario de lunes a sábado de ATP en el agua de producción de Ingreso de Planta, Salida Tanque Skimmer Operativo, Salida Tanque de Agua y Pozo Sumidero. Adicionalmente, cada 15 días se realizó qPCR y análisis metagenómico en todos los PCC seleccionados antes y después de la aplicación del biocida. Se complementó con la determinación de la velocidad de corrosión y la caracterización de residuos con una frecuencia mayor, superior a 30 días.

Resultados

Diagnóstico inicial de la criticidad MIC en la Instalación No Convencional

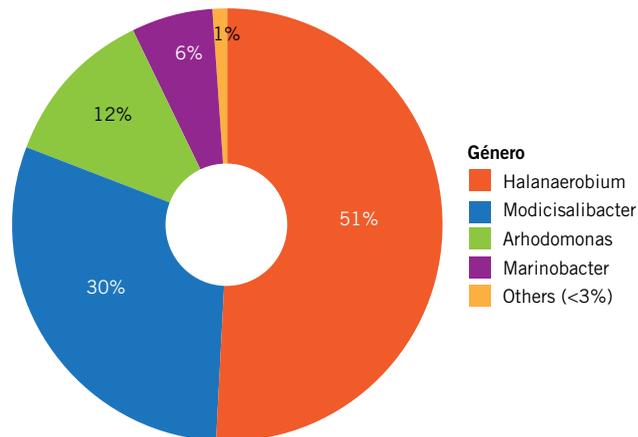


Figura 7. Diversidad de Bacterias en Ingreso a PTC, muestra planctónica.

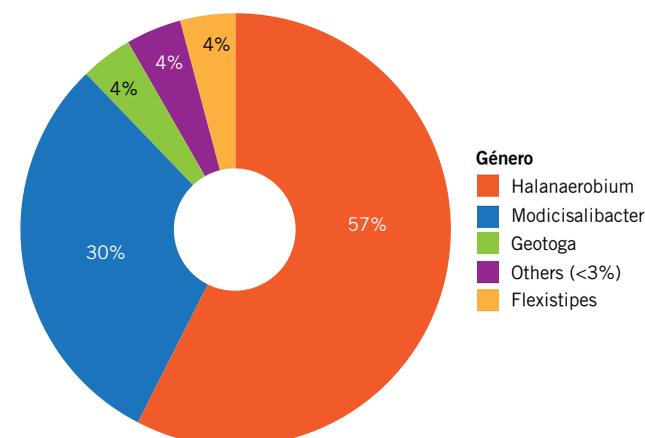
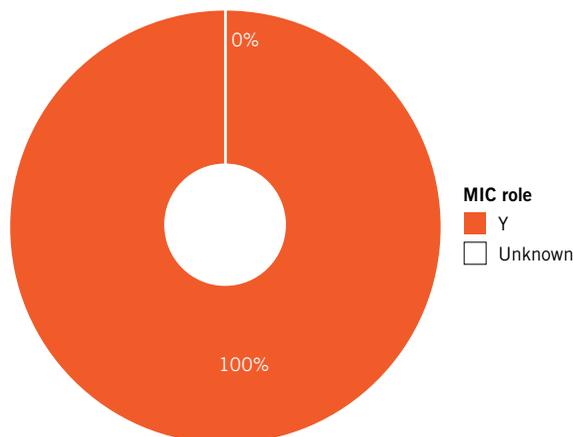
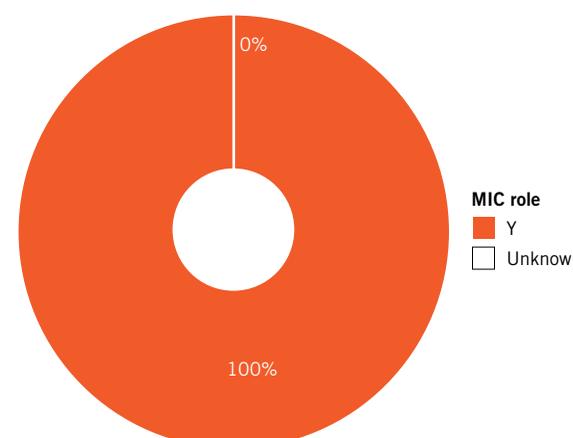


Figura 8. Diversidad de Bacterias en Salida Tanque Skimmer, muestra planctónica.



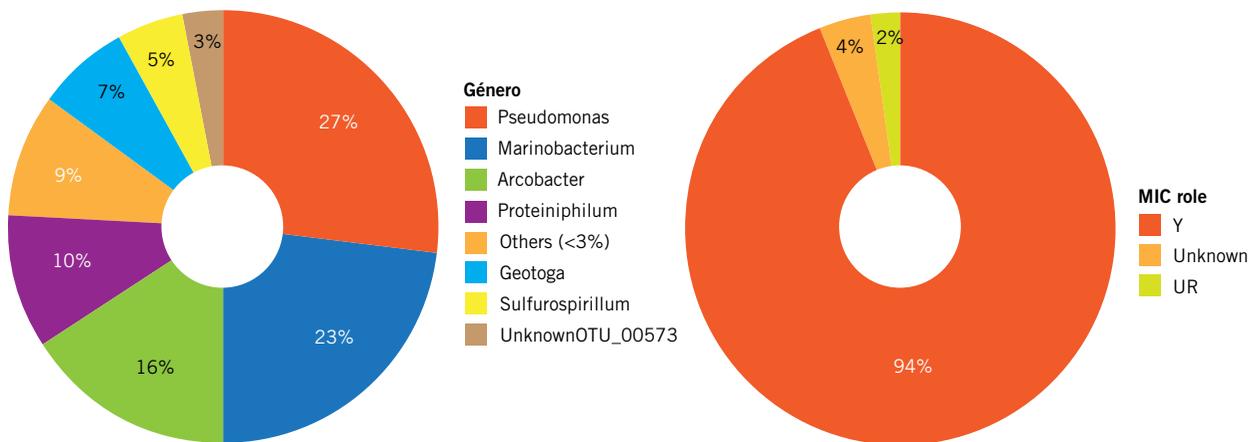


Figura 9. Diversidad de Bacterias en Salida Tanque de Agua, muestra plantónica.

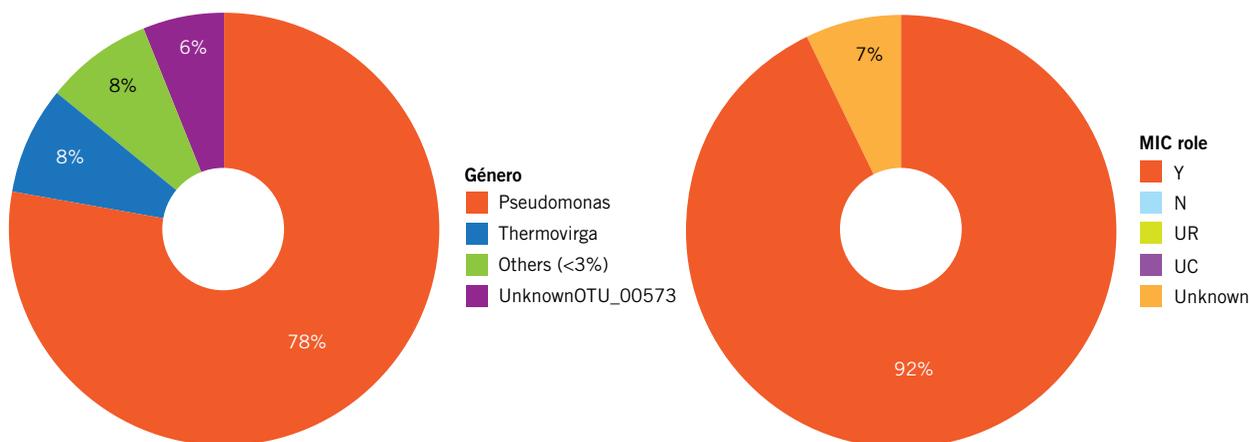


Figura 10. Diversidad de Bacterias en Salida Tanque de Agua, cupón, muestra sésil.

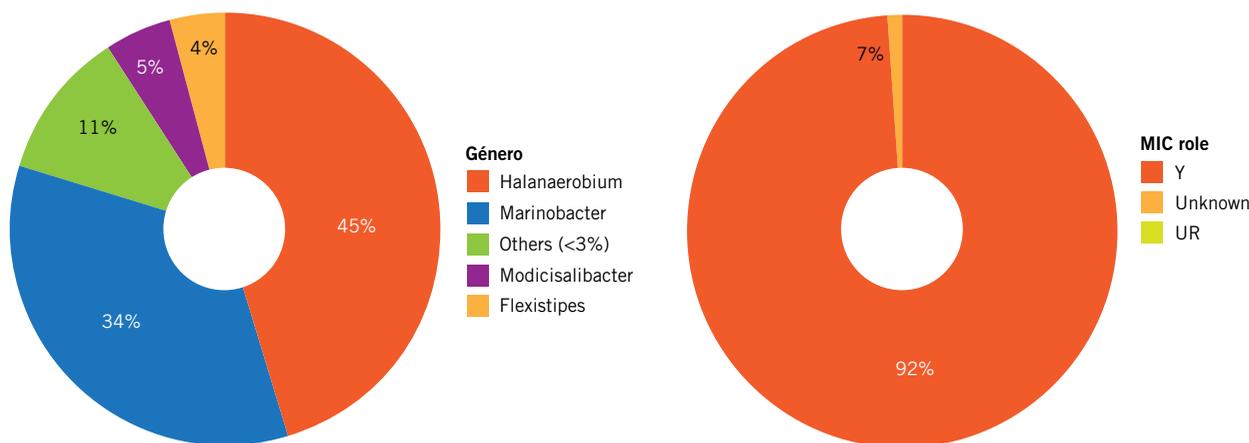


Figura 11. Diversidad de Bacterias en Pozo Sumidero, muestra plantónica.

En la Figura 5 y 6 se grafican los recuentos microbianos en los PCC de la instalación de estudio, PTC No Convencional, de muestras plantónica y sésiles, respectivamente

En las Figuras 7 a la 12 se expone la diversidad de bacterias de los PCC analizados en muestras plantónica y sésiles por análisis metagenómico y su criticidad MIC.

Evaluación por Kill test de ATP del biocida Y EXP 01 BIO en consorcio in vitro plantónico rico en Halanaerobium.

En la Figura 13 se exponen los resultados de la capacidad biocida de Y-EXP 01 BIO, 300 ppm, en un consorcio *in vitro* plantónico con recuento de *Halanaerobium* mayor a 1×10^5 Cel/ml por qPCR, corroborado por análisis metagenómico con una abundancia relativa superior al 90%.

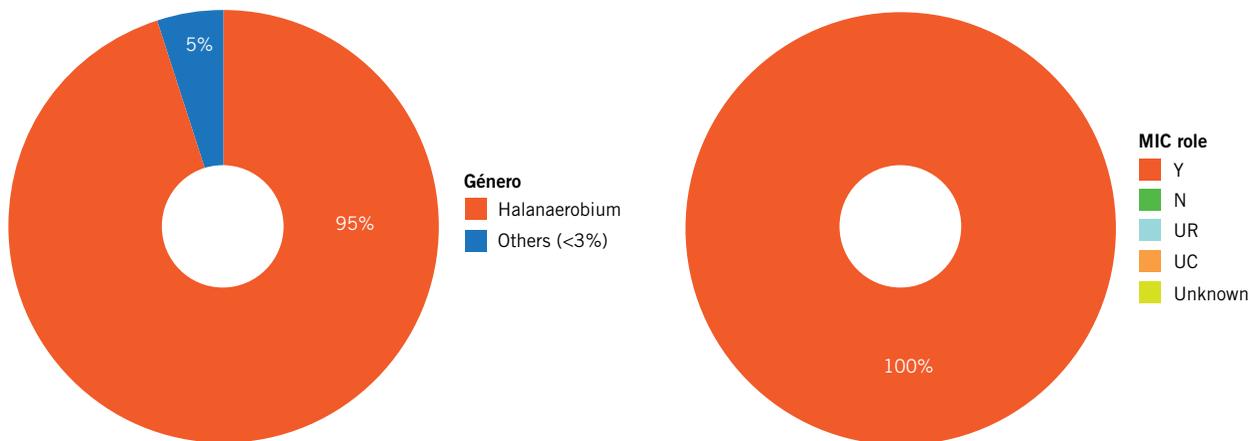


Figura 12. Diversidad de Bacterias en Pozo Sumidero, residuo, muestra sésil.

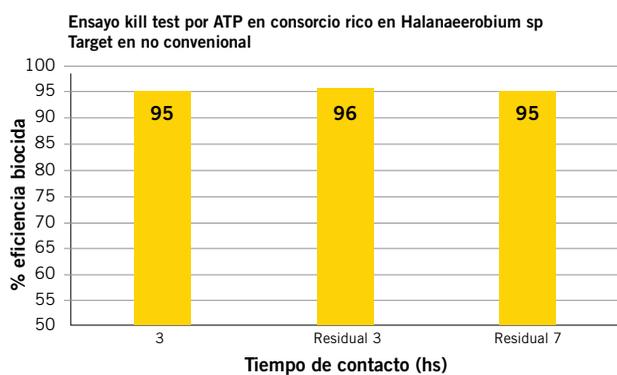


Figura 13. Capacidad biocida de Y EXP 01 BIO, 300 ppm, en consorcios platónicos in vitro ricos en Halanaerobium.

Evaluación por microscopía confocal (CLFM) de la eficiencia del biocida Y- EXP 01 BIO e Y- EXP 02 BIO en consorcio in vitro sésil rico en Halanaerobium.

A continuación, se presentan las imágenes de microscopía confocal del biofilm generado durante 21 días en el reactor CDC con un recuento de microorganismos viables de $7,5 \times 10^9$ ME/cm² cuya composición por análisis metagenómico fue 99% de *Halanaerobium*.

En la Figura 14 se muestra un biofilm desarrollado de gran espesor en la superficie del cupón con un volumen máximo de $3,6 \times 10^8$ μm³ y un espesor de 260 μm, presentando células muertas en el control o blanco (color rojo).

En la tinción con CalcoFluor White se visualiza el exopolisacáridos (EPS), matriz del biofilm. En la Figura 15 se muestran las células (verdes) embebidas en la matriz de EPS (azul) característico de biofilms maduros.

Se evaluaron dos productos biocidas desarrollados por YTEC, Y-EXP 01 BIO y Y-EXP 02 BIO en población platónica y con mayor concentración (1000 ppm) para seleccionar el más adecuado para testear en el biofilm desarrollado. Los resultados de killtest por fluorescencia se exponen en Tabla 2.

Producto	Dosis (ppm)	Eficiencia, Biocida
Y-EXP 01 BIO	1000	0.40
Y-EXP 02 BIO	1000	0.58

Tabla 2. Resultados Kill Test por Fluorescencia en población platónica.

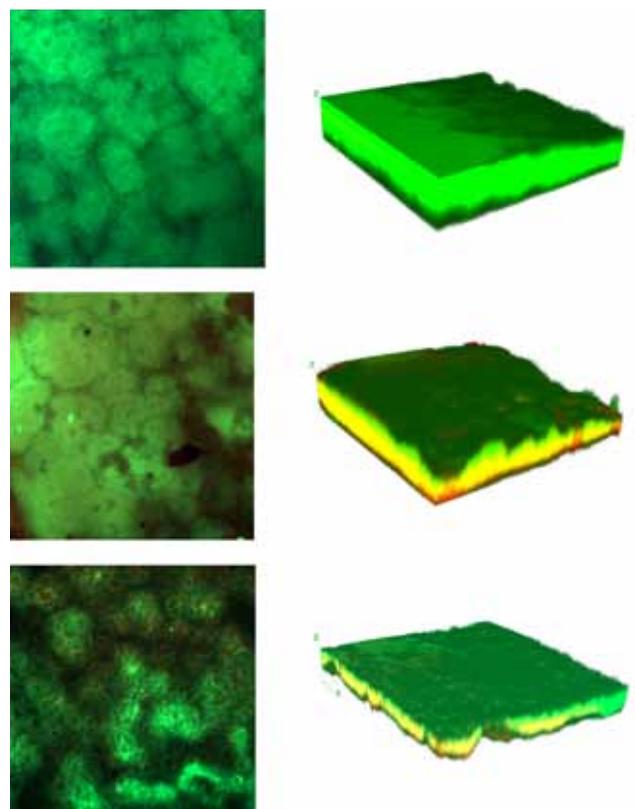


Figura 14. CLFM de los cupones tras 21 días de incubación. Superposición de las tinciones con Syto9 (células totales) y Ioduro de propidio (IP) (células dañadas). A la derecha proyecciones en 3D de las imágenes, en rojo y amarillo células dañadas, en verde, células viables.

Los ensayos en biofilm se llevaron a cabo con el producto más efectivo Y-EXP 02 BIO. En las figuras 16 y 17 se exponen los resultados del control y el sistema con Y-EXP 02 BIO, respectivamente.

Piloto de campo

El piloto de campo fue llevado a cabo durante 60 días aplicando el producto Y-EXP 01 BIO en la PTC de estudio.

El producto fue dosificado a la salida del Free Water 1 de la Figura 1 en dos esquemas de batcheos:

- Esquema 1: Lunes, Miércoles y Viernes.
- Esquema 2: Lunes y Jueves.

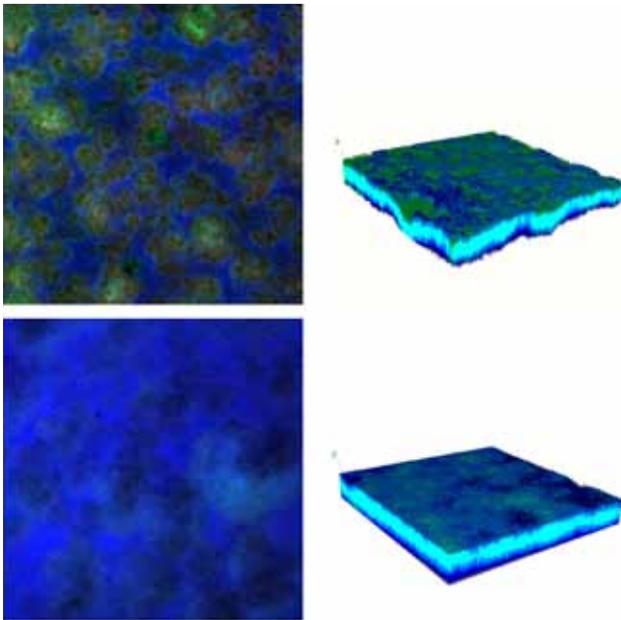


Figura 15. Imágenes de superposición de fluorescencia de Syto9, verde, (células totales) y CalcoFluor White, azul/turquesa (CFW) (EPS). A la derecha, proyecciones en 3D de las imágenes en donde se aprecia en turquesa y verde la localización de las células dentro de la matriz de EPS.

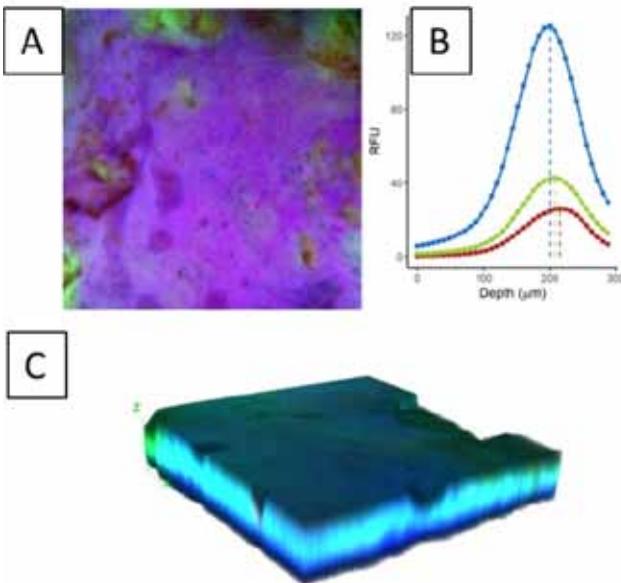


Figura 16. Análisis de imágenes del Control. A) Superposición de fluorescencia de células vivas (verdes), muertas (rojas) y EPS (azul). B) Intensidad de fluorescencia (RFU) en función de la distancia desde la superficie del cupón para las tres señales. C) Representación volumétrica del biofilm obtenido, se muestran las tres fluorescencias superpuestas, siendo turquesa la yuxtaposición de verde y azul (células vivas y EPS).

Manteniendo en ambos esquemas el mismo consumo de producto semanal, con el objetivo de cumplir los siguientes KPIs:

1. Mantener el recuento y % de criticidad MIC (o bajar) en el agua de inyección a pozo sumidero.
2. Mantener % de criticidad MIC o disminuirlo en cupones de corrosión.

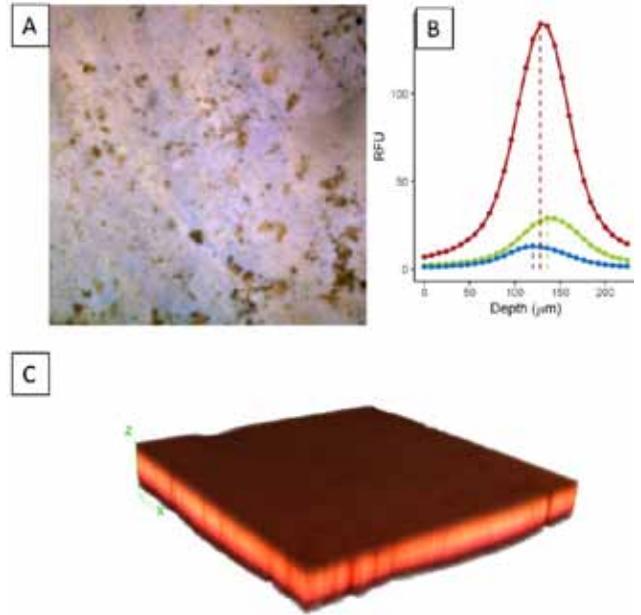


Figura 17. Análisis de imágenes del sistema con Y-EXP 02 BIO. A) Superposición de fluorescencia de células vivas (verdes), muertas (rojas) y EPS (azul). B) Intensidad de fluorescencia (RFU) en función de la distancia desde la superficie del cupón para las tres señales. C) Representación volumétrica del biofilm obtenido, se muestran las tres fluorescencias superpuestas, siendo naranja la yuxtaposición de rojo y verde (células muertas y células vivas).

En la Figura 18 se exponen los logaritmos del recuento de microorganismos viables totales por ATP previos y durante el piloto de 60 días. Mientras que en la Figura 19 se grafica la diferencia logarítmica del recuento de Salida de Planta e Ingreso de planta, indicando un valor positivo un incremento de carga a la salida y un valor negativo una reducción de carga.

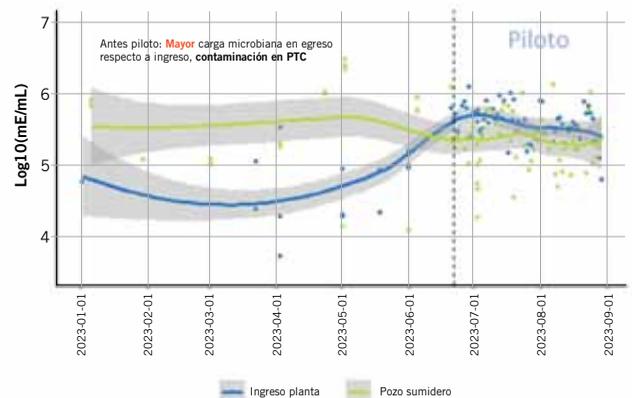


Figura 18. Logaritmo del recuento de microorganismos totales viables por ATP, previo al piloto y durante el piloto en Ingreso de Planta y Pozo Sumidero.

En la Figura 20 se grafican los recuentos de Bacterias Totales a lo largo del tratamiento, observándose incrementos en los tanques respecto a los ingresos, fuentes de diversidad/variabilidad, y una disminución en el egreso coincidente con el recuento por ATP.

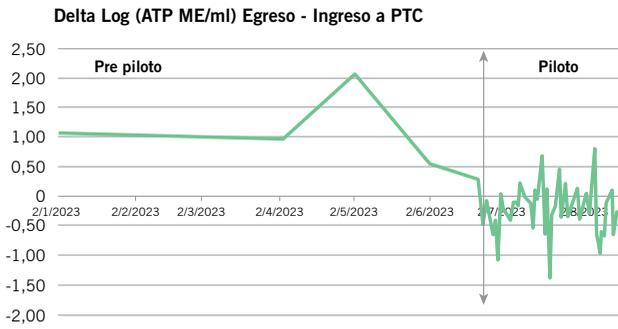


Figura 19. Diferencia logarítmica de recuento de microorganismos totales viables por ATP entre egreso e ingreso de la PTC.

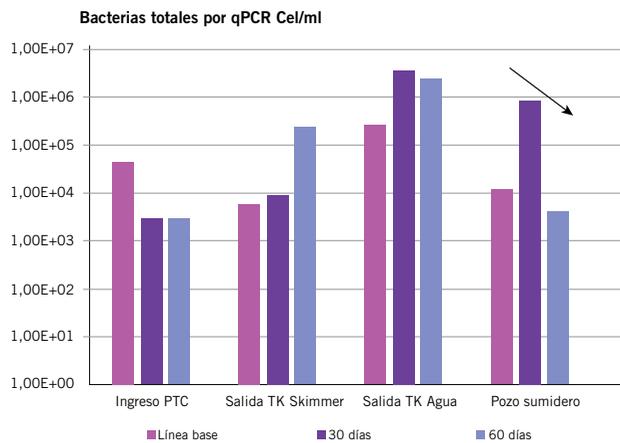


Figura 20. Recuentos de Bacterias Totales por qPCR en los PCC de la PTC a lo largo del piloto.

En Figura 21 se representan los recuentos de BSR y *Halanaerobium* a lo largo del tratamiento, observándose una reducción en el tanque pulmón de agua y en pozo sumidero, con una respuesta positiva del biocida.

En la Figura 22 se grafican los resultados de diversidad de bacterias en porcentaje relativo en los distintos PCC a lo largo del piloto, donde se observa la disminución de *Halanaerobium* en el sistema, pero el incremento del género *Marinobacter*, Nitrato Reductora, también asociada a MIC.

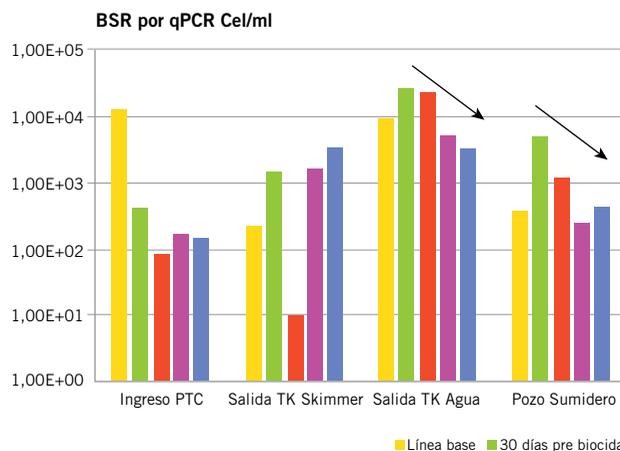


Figura 21. Recuentos de BSR y *Halanaerobium* por qPCR en los PCC de la PTC a lo largo del piloto.

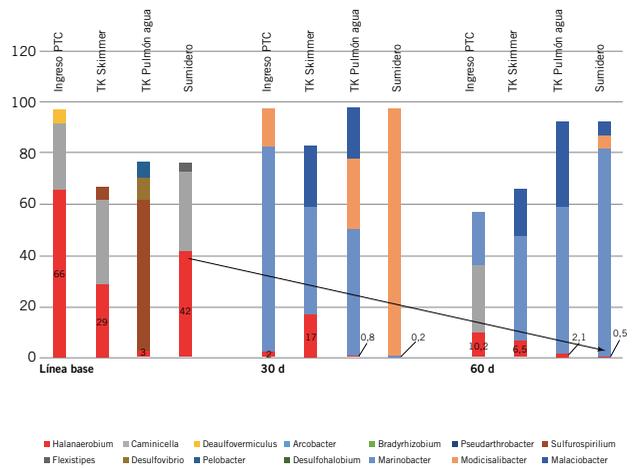


Figura 22. Diversidad de bacterias por análisis metagenómico en los PCC a lo largo del piloto.

En la Figura 23 se evidencia los valores de velocidad de corrosión obtenidos en los cupones alojados en el tanque de Agua entre 15 y 45 días de exposición según ASTM G01 y SP AMPP 775. La velocidad de corrosión se reduce un 40%, disminuyendo la criticidad de alto a moderado, demostrando una buena performance del tratamiento.

Finalmente, en la Figura 24 se exponen los sólidos totales suspendidos evaluados a lo largo de la PTC, indicando en color verde los resultados del piloto en comparación con los datos azules pre piloto.

La caracterización de sólidos por DRX no permitió cuantificar sulfuros de hierro (SxFe_y) pero se detectó cualitativamente S y Fe por WXRF. En SEM se observaron regiones con S y Fe que podrían indicar su presencia deslocalizada y no mayoritaria de sulfuros de hierros subproducto de los mecanismos MIC asociados al género *Halanaerobium*, tiosulfato reductor.

Análisis de resultados

La PTC No Convencional estudiada en este trabajo presentó en su diagnóstico inicial una criticidad MIC elevada en el circuito de agua de flowback. Los recuentos de microorganismos viables totales por ATP fueron mayores



Figura 23. Velocidad de corrosión observada a lo largo del piloto.

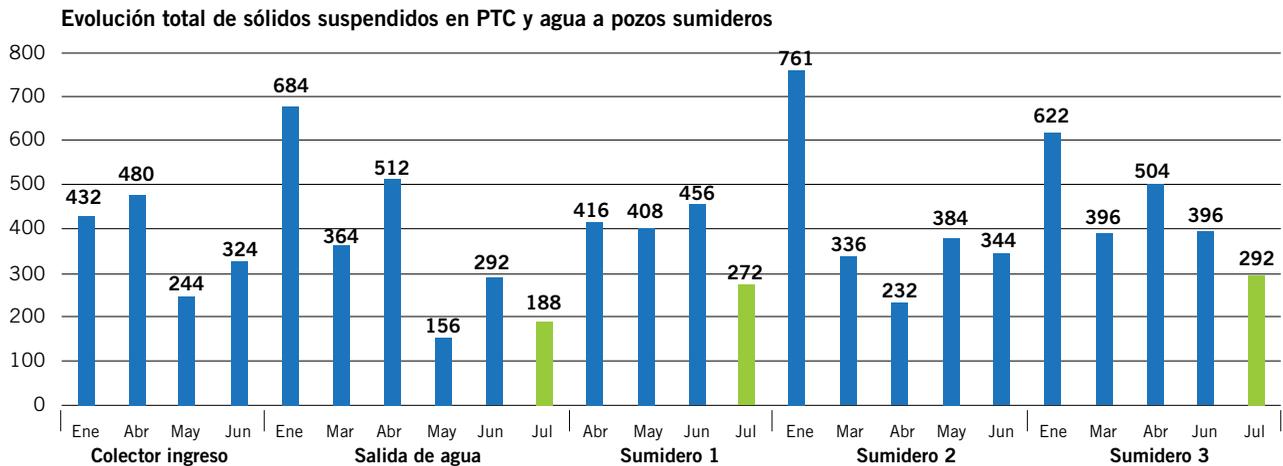


Figura 24. Sólidos Totales Suspendidos [ppm] a lo largo de la PTC pre y post piloto.

a 1×10^4 ME/ml en todos los PCC plantónicos, coincidentes en el orden de magnitud del recuento microbiano de Bacterias Totales por qPCR. Sin embargo, el recuento de Bacterias Sulfato Reductoras no fue significativo en los PCC plantónicos analizados que se complementa con la diversidad de bacterias que se encontró por análisis metagenómico que expresó la presencia mayoritaria del género asociado a MIC *Halanaerobium*. Esta bacteria es reductora de tiosulfato y productora de ácidos. Por otro lado, la población sésil en cupones y depósitos presentó una mayor carga microbiana en al menos dos órdenes de magnitud respecto a la plantónica, con una mayor presencia de BSR pero siguiendo la presencia mayoritaria de *Halanaerobium* en los residuos de biofilm a pozo sumidero. De esta manera se determinó que la instalación presentó un género target a mitigar, *Halanaerobium*, por su criticidad MIC en ambos tipos de poblaciones (plantónicas y sésiles).

La confección de consorcios *in vitro* plantónicos y sésiles permitió disponer de una matriz para los ensayos Kill Test logrando seleccionar y desarrollar de biocidas por parte de YTEC.

El producto Y-EXP BIO 01 logró en laboratorio una correcta performance, reducción de más de un logaritmo de carga microbiana en kill tests de ATP a dosis de 300 ppm con 3 horas de batch y efecto residual. Mientras que los resultados del piloto de campo fueron los siguientes:

- Reducción de la carga microbiana en la salida respecto al ingreso de la PTC, mejorando la performance

del tratamiento pre piloto.

- Reducción de Bacterias Sulfato Reductoras y *Halanaerobium* en Tanque de Agua y salida a pozo sumidero, egresos del sistema.
- Reducción de velocidad de corrosión en un 40% a lo largo del piloto en los cupones instalados en tanque de almacenamiento de agua de flowback.
- Reducción de Sólidos Totales Suspendidos en el primer mes de tratamiento con presencia no mayoritaria de sulfuros de hierro.

No obstante, el porcentaje de criticidad MIC en la instalación se mantiene constante por el cambio de microbioma presente y la perseverancia del género *Marinobacter*, nitrato reductor, asociado a MIC (Shi et. al. 2023).

A nivel de biofilms, en laboratorio, el producto Y-EXP 02 BIO es más efectivo que el producto Y-EXP 01 BIO siendo un producto alternativo para testear en el futuro en la instalación ajustando el diseño de tratamiento para contrarrestar la criticidad MIC aún presente, fortaleciendo la Solución MIC para NoC diseñada.

Conclusiones

La Solución MIC Tailor Made para yacimientos No Convencionales evaluada en este trabajo logra los KPI deseados: disminución del recuento total de microorganismos, reducción de la velocidad de corrosión y elimi-

nación de la presencia del género target *Halanaerobium* a un costo total de aplicación competitivo.

No obstante, el porcentaje de criticidad MIC en la instalación se mantiene constante por el cambio de microbioma presente y la perseverancia del género *Mari-nobacter*, nitrato reductor que fue evidenciado por un correcto monitoreo en campo mediante ATP, qPCR y análisis metagenómico.

Debido a esto, la Solución MIC propuesta permite un tratamiento integral de la problemática con la conjunción del desarrollo de químicos, la aplicación y monitoreo tailor made que garantiza la efectividad de la mitigación en el tiempo.

A futuro se trabajará con la alternancia de productos biocidas, incorporando el producto Y-EXP 02 BIO más efectivo en biofilms y rediseñado la ampliación para mitigar los nuevos targets emergentes.

Referencias

- Akob, D. M., Cozzarelli, I. M., Dunlap, D. S., Rowan, E. L., and Lorah, M. M. (2015). Organic and inorganic composition and microbiology of produced waters from Pennsylvania shale gas wells. *Appl. Geochem.* 60, 116–125. doi: 10.1016/j.apgeochem.2015.04.011
- ASTM Standard Test Method D7687 – 17, Measurement of Cellular Adenosine Triphosphate in Fuel and Fuel-associated Water With Sample Concentration by Filtration (www.astm.org).
- ASTM Standard Test Method G01 – 03 (2017), Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens (www.astm.org).
- Booker AE, Borton MA, Daly RA, Welch SA, Nicora CD, Hoyt DW, Wilson T, Purvine SO, Wolfe A, Sharma S, Mouser PJ, Cole DR, Lipton MS, Wrighton KC, Wilkins MJ. 2017. Sulfide generation by dominant *Halanaerobium* microorganisms in hydraulically fractured shales. *mSphere* 2:e00257-17. <https://doi.org/10.1128/mSphereDirect.00257-17>.
- Cluff, M. A., Hartsock, A., Macrae, J. D., Carter, K., and Mouser, P. J. (2014). Temporal changes in microbial ecology and geochemistry in produced water from hydraulically fractured marcellus shale gas wells. *Environ. Sci. Technol.* 48, 6508–6517. doi: 10.1021/es501173p
- Daly RA, Borton MA, Wilkins MJ, Hoyt DW, Kountz DJ, Wolfe RA, Welch SA, Marcus DN, Trexler RV, MacRae JD, et al. 2016. Microbial metabolisms in a 2.5-km-deep ecosystem created by hydraulic fracturing in shales. *Nat Microbiol.* 1:16146.
- Davis JP, Struchtemeyer CG, Elshahed MS. 2012. Bacterial communities associated with production facilities of two newly drilled thermogenic natural gas wells in the Barnett Shale (Texas, USA). *Microb Ecol.* 64:942–954.
- EIA. (2015, March 18, 2020). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina Septiembre 24, 2015. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf
- Enning D, Garrelfs J. Corrosion of iron by sulfate-reducing bacteria: new views of an old problem. *Appl Environ Microbiol.* 2014 Feb;80(4):1226–36. doi: 10.1128/AEM.02848-13. Epub 2013 Dec 6. PMID: 24317078; PMCID: PMC3911074.
- Gaspar J, Mathieu J, Yang Y, Tomson R, Leyris JD, Gregory KB, Alvarez PJJ. 2014. Microbial dynamics and control in shale gas production. *Environ Sci Technol Lett.* 1:465–473.
- Geissler, Brett, De Paula, Renato, Keller-Schultz, Carrie, Lilley, Jennifer, and Vic Keasler. “Data Mining to Prevent Microbiologically Influenced Corrosion?.” Paper presented at the CORROSION 2014, San Antonio, Texas, USA, March 2014.
- Jones, A. A., Pilloni, G., Claypool, J. T., Paiva, A. R., & Summers, Z. M. (2021). Evidence of sporulation capability of the ubiquitous oil reservoir microbe *Halanaerobium* congolense. *Geomicrobiology Journal*, 38(4), 283–293. <https://doi.org/10.1080/01490451.2020.1842944>
- Liang R, Davidova IA, Marks CR, Stamps BW, Harriman BH, Stevenson BS, Duncan KE and Suflita JM (2016) Metabolic Capability of a Predominant *Halanaerobium* sp. in Hydraulically Fractured Gas Wells and Its Implication in Pipeline Corrosion. *Front. Microbiol.* 7:988. doi: 10.3389/fmicb.2016.00988
- Lipus D, Vikram A, Ross D, Bain D, Gulliver D, Hammack R, Bibby K. 2017. Predominance and metabolic potential of *Halanaerobium* spp. in produced water from hydraulically fractured marcellus shale wells. *Appl Environ Microbiol.* 83: 2659–2675.
- Mouser PJ, Borton M, Darrah TH, Hartsock A, Wrighton KC. 2016. Hydraulic fracturing offers view of microbial life in the deep terrestrial subsurface. *FEMS Microbiol Ecol.* 92:fiw166.
- Murali Mohan, A., Hartsock, A., Bibby, K. J., Hammack, R. W., Vidic, R. D., and Gregory, K. B. (2013a). Microbial community changes in hydraulic fracturing fluids and produced water from shale gas extraction. *Environ. Sci. Technol.* 47, 13141–13150. doi: 10.1021/es402928b
- SP0775-2013 Estándar Practice AMPP: “Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations” (www.ampp.org).
- Shi, W., Evans, P., Scheffer, G., y Casey H. “Novel Application of Nitrate as H₂S Control Strategy in Permian Basin Produced Water Storage Ponds.” Paper presented at the AMPP Annual Conference + Expo, Denver, Colorado, USA, March 2023.
- Soler Arango J., Saavedra, A. U., Pagliaricci, M. C., Fernández, F. A., Morris, W., and W. A. Vargas. “Identification and Characterization of Planktonic and Sessile Consortium Associated with Microbiologically Influenced Corrosion (MIC) In the Oil and Gas Industry.” Paper presented at the CORROSION 2021, Virtual, April 2021.
- Vargas W, Pagliaricci M., González M., Montero C., Carfi G. y Morris W. (2017)a. Diagnóstico por Biología Molecular para la mitigación de la Biocorrosión en instalaciones de petróleo y gas. *Revista Petrotecnia* (Agosto 2017).
- Vargas, W. A., Soler Arango J., Pagliaricci, M., Saavedra, A., y Morris W (2021)b. “The 1000’s of Microbial Genera Found in Argentina’s O&G Fields: Their Impact on Microbially Induced Corrosion and Integrity of Facilities.” Paper presented at the CORROSION 2021, Virtual, April 2021.

1 Secretaría de Energía Argentina (2024, Abril) Panel de indicadores de energía producción de gas y petróleo No Convencional. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/superset-prod-gas-conv-y-no-conv>



Estudio sobre la aplicación del método de evaluación directa de corrosión externa (EDCE/ECDA) en líneas de transmisión CGP/CGS (2010-2023)

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

Por **Juan M. Cerzón, Matías Pirotti y Alejandro Lorenzo** (Camuzzi).

Desde 2010, se utiliza la evaluación directa para detectar y prevenir problemas como corrosión y fallas en el revestimiento de cañerías. Este análisis recopila datos obtenidos entre 2010 y 2023, evaluando factores como antigüedad y tipo de revestimiento, condiciones del suelo y causas de defectos, para optimizar los procesos de evaluación y mejorar la integridad de las líneas de transmisión.

La evaluación directa (ED) es uno de los métodos propuestos por la parte O de NAG-100 para la evaluación de la integridad de las líneas de transmisión. Tanto en CGS como CGP es utilizado como método de evaluación primario para las amenazas de corrosión externa. En este caso, se la denomina evaluación directa de corrosión externa (EDCE) o external corrosion direct assessment (ECDA).

Este método consta de 4 pasos:

- Pre-evaluación.
- Examinación indirecta.
- Examinación directa.
- Post-evaluación y evaluación continua.

Habiendo ya pasado varios años desde la entrada en vigencia de la Adenda N°1 Año 2010, en la cual se prescriben los requerimientos mínimos de un programa de gerenciamento de integridad de líneas de transmisión de acero, consideramos importante realizar un análisis y estadística de los resultados obtenidos a lo largo del

proceso, el cual implicó hasta el momento, aproximadamente, la examinación indirecta de 9700 km de cañerías y la ejecución de 1000 pozos de examinaciones directas.

A tal fin, se hizo una recopilación de todas las examinaciones directas realizadas en CGS y CGP entre 2010 y 2023 en el marco de los planes de gerenciamiento de integridad de cada cañería. De esta forma se relevó gran cantidad de datos que, analizados en conjunto, permitieron obtener conclusiones sobre la eficacia del método en la evaluación de corrosión y la incidencia de diversos factores.

Son algunos de los objetivos del análisis:

- Estudiar la incidencia de la **antigüedad** de la cañería en la susceptibilidad del revestimiento de las cañerías a sufrir fallas de revestimiento y corrosión.
- Estudiar la incidencia del **tipo de revestimiento** de la cañería en la eficacia de los métodos DCVG y CIS para la detección de fallas de revestimiento en la fase de examinación indirecta.
- Estudiar la incidencia del **tipo de revestimiento** en la susceptibilidad a la corrosión externa de la cañería, siendo de particular interés la diferencia entre los del tipo A1 y G4.
- Estudiar la incidencia de la resistividad del suelo, pH y potencial caño-suelo en los fenómenos de corrosión en la cañería.
- Tener una estadística de las causas de defectos volumétricos encontrados en las cañerías: corrosión vs daños por terceros.
- Desarrollar y establecer una tipificación de fallas de revestimiento.
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos de cualquiera de las 4 fases de la evaluación.

Introducción

Marco Normativo – Gerenciamiento de integridad de líneas de transmisión (2010)

En Argentina, el transporte de gas natural por cañerías debe cumplir con los requerimientos mínimos establecidos por la NAG-100. La Adenda N°1 Año 2010 de esta norma incluye la Parte O, la cual prescribe los requerimientos mínimos para un **programa de gerenciamiento de la integridad de líneas de transmisión de acero**.

Los elementos mínimos que debe incluir cada programa de gerenciamiento (iniciales y subsecuentes) se indican en la **SECCIÓN 911** de la Adenda N°1 Año 2010. Entre estos se encuentra el plan de evaluaciones directas (ED), objeto de estudio del presente trabajo.

La ED puede emplearse como método primario de evaluación para las amenazas identificadas de corrosión externa en líneas de transmisión de acuerdo con la **SECCIÓN 923** de la Adenda N°1 Año 2010, en cuyo caso se lo denomina Evaluación Directa de Corrosión Externa (EDCE). Para su utilización, el operador debe contar con un plan que cumpla con:

- La **Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S** (*Managing System Integrity of Gas Pipelines*) que reconoce a la evaluación directa como método de evaluación de integridad, en particular para la amenaza

de corrosión externa (Sección 6.4.1) y sus objetivos y componentes.

- La **Práctica Estándar ANSI/NACE SP502** (*Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology*) que sirve como guía para la aplicación del proceso NACE ECDA (External Corrosion Direct Assessment) en sistemas de cañerías de acero enterradas.
- La **SECCIÓN 925** de la Parte O de la NAG 100, que define los requerimientos generales para usar la EDCE y los requerimientos específicos de cada uno de los 4 pasos que la componen.

En adelante, se utilizarán las siglas en inglés (ECDA) para referirse al método.

De acuerdo con esta **SECCIÓN 925** y en concordancia con lo establecido por lo establecido por ANSI/ASME y NACE, proceso de ECDA debe contener los siguientes 4 pasos:

- **Pre-evaluación:** Análisis de información actual e histórica de la cañería, para determinar si el método ECDA es aplicable, definir las distintas regiones y seleccionar las herramientas de inspección indirecta.
- **Examinación indirecta:** Inspecciones en superficie para identificar y categorizar fallas de revestimiento, anomalías y áreas en las que pueda haber ocurrido o pueda estar ocurriendo actividad corrosiva.
- **Examinación directa:** Análisis de información relevada en la examinación indirecta y elección de ubicaciones de excavaciones para evaluar el estado del recubrimiento y la cañería.
- **Post-evaluación y evaluación continua:** Análisis de la información relevada en los 3 pasos anteriores para estudiar la efectividad del método y determinar el intervalo de reevaluación.

Repaso del gerenciamiento de integridad de líneas de transmisión llevado a cabo por Camuzzi (2010-2033)

Desde la entrada en vigencia de la ya mencionada Adenda N°1 2010 de la NAG 100, Camuzzi ha desarrollado un programa de gerenciamiento de integridad para sus líneas de transmisión, que son, de acuerdo al último informe (2023) presentado al ENARGAS:

- 4596.13 km Camuzzi Gas Pampeana.
- 3783.30 km Camuzzi Gas del Sur.

Lo que da un total de **8379.43 km de líneas de transmisión** de acero.

Al momento de la entrada en vigencia de la mencionada Adenda, la empresa contaba con 4168 km en CGP y 2594 km en CGS, siendo en total 6762 km de líneas de transmisión. Luego de una primera evaluación de riesgo de todas las líneas **se definió una priorización en base al riesgo**. Se estableció, de esta manera, un cronograma de evaluaciones base quinquenal teniendo en cuenta el tiempo exigido en la Adenda N°1 de la NAG 100 para completar la evaluación de todo el sistema.

Para cada línea se identificaron las amenazas potenciales a la integridad de las mismas, siguiendo lo establecido en el **Apéndice A de la ASME B31.8S**. Para prácticamente la totalidad de las cañerías, se concluyó que:

- Dado que la calidad del gas transportado cumple con la resolución Enargas I/259 y ante la ausencia de evidencias de corrosión interna, se descarta a la misma como amenaza.
- Siendo la temperatura del gas transportado menor a los 38°C, y ante la ausencia de evidencia de corrosión bajo tensión, se descarta a la misma como amenaza.
- La **corrosión externa** es identificada como amenaza.

Se debe tener en cuenta que los otros métodos aceptados por la parte O: la prueba de resistencia y hermeticidad y la inspección interna, resultan de muy difícil aplicación práctica en nuestro sistema, en el primer caso, debido a la necesidad de dejar fuera de operación las cañerías mientras se realiza la prueba y en el segundo caso, la mayoría de las líneas de transmisión transferidas no están preparadas para poder utilizar las herramientas de inspección interna.

Por estos motivos, tanto en CGS como CGP la ED es utilizada como método de evaluación primario, principalmente para las amenazas de corrosión externa a la que nos referiremos en particular en este trabajo. De ahí el interés en analizar los resultados de la aplicación de este método. De todos modos y como se verá más adelante, al aplicar este método se detectan eventos aun cuando los mismos no se corresponden a priori con la amenaza inicialmente prevista.

Como segundo paso del ECDA y cumpliendo con la **SECCIÓN 925** de la Adenda N°1 Año 2010 y la ANSI/NACE SP502, la empresa realiza una examinación indirecta de las líneas de transmisión empleando dos herramientas distintas: salvo casos excepcionales en los que no es posible por cuestiones técnicas, estos dos métodos son *Close Interval Survey (CIS)* y *Direct Current Voltage Gradient (DCVG)*. Como complemento, en cañerías instaladas bajo superficies revestidas se ha utilizado el método *Pipeline Current Mapper (PCM)*.

Por ser las técnicas más utilizadas y ya que serán sujeto de estudio en el presente informe, corresponde explicar brevemente en qué consisten estos estudios, que parámetros se miden y calculan:

Close Interval Survey (CIS): Es un sistema de inspección desarrollado para el análisis detallado de los niveles de los **potenciales de protección catódica** en cañerías enterradas. La técnica consiste en la medición continua, a intervalos menores de 1.5 m, de dichos potenciales ON/OFF respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.

Direct Current Voltage Gradient (DCVG): Es una técnica desarrollada para la detección y el análisis de **defectos en el revestimiento** en cañerías enterradas. Los mismos se localizan examinando los gradientes de potencial de corriente continua que se generan en la superficie y pueden ser localizados y cuantificados individualmente. La categorización de las fallas de revestimiento detectada se hace de acuerdo al punto A.6.4 de la NACE RP-0502-2010:

- %IR: Se adopta como una indicación de la dimensión de la falla. Predice la reducción en los niveles de protección catódica y se utiliza para clasificar la

condición del revestimiento con el fin de priorizar los daños indicados. Se clasifican, en base a evidencia empírica, las indicaciones en 4 categorías según el valor del %IR:

- Categoría D: 1 a 15 %IR: Importancia menor, un sistema de protección catódica eficiente provee protección a largo plazo.
- Categoría C: 16 a 35 %IR: Pueden o no ser recomendables para reparación, pueden ser sometidas a monitoreo adicional.
- Categoría B: 36 A 60 %IR: Generalmente de reparación necesaria, normalmente recomendadas para reparación programada. La falla consume mayor corriente de protección catódica, indicando la presencia de daños serios en el revestimiento.
- Categoría A: Generalmente de reparación inmediata. La falla consume excesiva corriente de protección catódica, indicando la presencia de un daño masivo de revestimiento.
- Comportamiento ON/OFF: Se distingue la dirección de la corriente circulante, lo que marca el comportamiento de la falla, en ON y en OFF:
 - Catódica/Catódica (C/C): Las fallas están protegidas con la protección catódica prendida en ON y permanecen polarizadas con la protección en OFF. Si bien consumen corriente, no representan actividad corrosiva.
 - Catódica/Neutra (C/N): Las fallas están protegidas con la protección catódica en ON, pero ni bien esta es interrumpida retornan a su estado nativo. Consumen corriente y pueden corroerse si existen perturbaciones en la protección catódica.
 - Catódica/Anódica (C/A): Las fallas están protegidas con la protección catódica en ON, pero se tornan anódicas en OFF. Estas fallas consumen corriente y pueden corroerse aún con el sistema de protección catódica operando de forma adecuada.
 - Anódica/Anódica (A/A): Las fallas no están protegidas independientemente de la protección. Estas fallas son corrosibles y pueden o no consumir corriente.

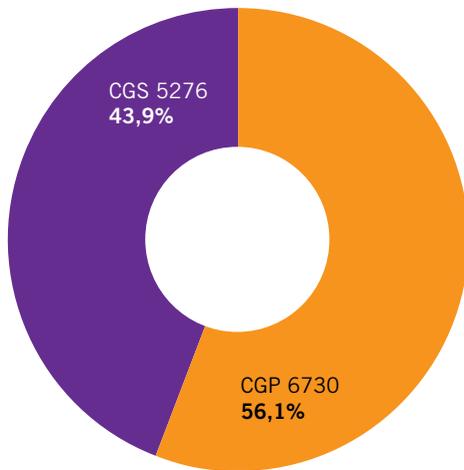
Desde la entrada en vigencia de la Adenda N°1 2010, la empresa ha realizado inspecciones indirectas a líneas de transmisión en un total de **12006 km**. Esta longitud es mayor que la longitud de líneas de transmisión informada previamente porque hay varias cañerías en las que ya se realizó un segundo ciclo de ECDA.

La distribución de esta longitud total a lo largo de los años del período de estudio (2010-2023) se muestra en la figura 1.

En la figura 2 se puede apreciar que en el primer quinquenio (2011-2015) se realizaron inspecciones indirectas en prácticamente la longitud total de las líneas de transmisión reportadas el año de la entrada en vigencia de la adenda (2010):

- 4077 kilómetros inspeccionados en CGP: 97.8% de los 4168 kilómetros reportados en 2010.
- 2582 kilómetros inspeccionados en CGS. 99.5% de los 2594 kilómetros reportados en 2010.

El hecho de que la longitud inspeccionada sea leve-

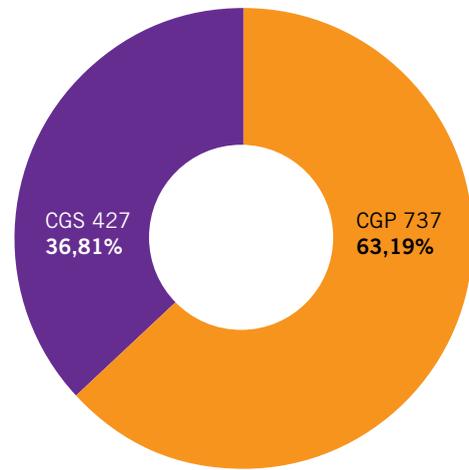


12.006
kilómetros inspeccionados

Figura 1. Longitud total [km] de inspecciones indirectas sobre líneas de transmisión (CIS+DCVG)

mente menor al total reportado se debe a que hay algunas líneas de transmisión en las que se utilizó otra metodología aceptada.

El paso siguiente a la examinación indirecta, siguiendo el proceso ECDA, es la examinación directa. En la misma, se realizan excavaciones en ubicaciones determinadas a partir de los resultados de las inspecciones indirectas, con el objetivo de inspeccionar el estado del revestimiento y el caño. Además, se deben realizar pozos confirmatorios (ECD) en aquellas líneas de transmisión en las que se determinen intervalos de reevaluación de 10 años o más.



1106
Pozos realizados

Figura 3. Cantidad de pozos totales por empresa (2010-2023)

En este aspecto, la empresa ha realizado, en el período 2011-2023, unos **1160 pozos**. Este es número total de pozos e incluye:

- Pozos como tercera etapa del ECDA, posteriores a inspecciones indirectas.
- Pozos para evaluar la amenaza de corrosión externa, pero sin inspecciones indirectas previas (para cañerías cortas).
- Pozos confirmatorios (ECD).

La distribución de esta cantidad de pozos a lo largo de los años del período de estudio (2010-2023) se puede apreciar en la figura 4.

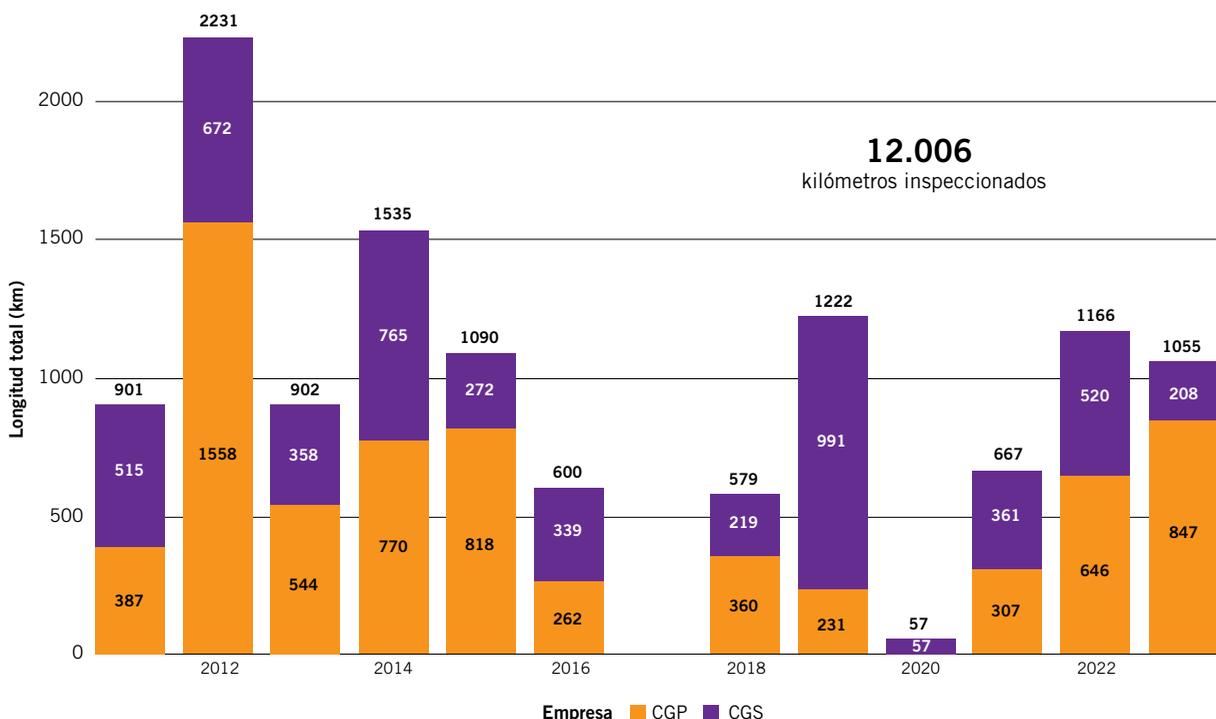


Figura 2. Longitud inspeccionada (CIS+DCVG) por año

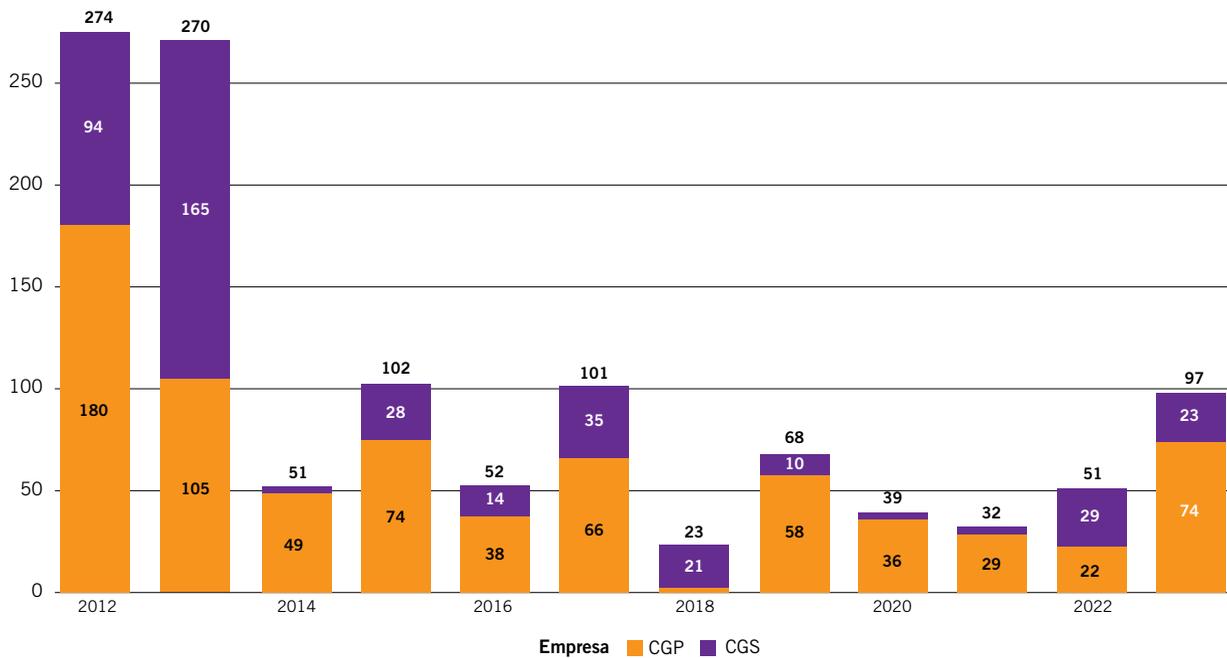


Figura 4. Cantidad de pozos realizados por año por empresa

Es para destacar que en los primeros años se realizó una cantidad de pozos muy superior al resto de los años.

Desarrollo

Proceso de recopilación y carga de datos

La base de datos analizada en el presente informe comprende:

- Informes de inspecciones directas, en particular, las **planillas de registro de pozos**.
- Informes de inspecciones indirectas, en particular las planillas con **identificación y dimensionamiento de fallas** encontradas en estudio **DCVG**.

Cada inspección indirecta que se realiza para una línea de transmisión comprende distintos estudios. Cada uno de ellos tiene como resultado final un conjunto de documentos entregables, como se detalla en la tabla 1.

Por otro lado, por cada pozo de inspección directa se tienen los siguientes documentos entregables (tabla 2).

Dado que para la recopilación se contemplaron todos los informes del período 2010-2023, resulta importante destacar es que en todo este período el formato de los entregables ha evolucionado. Esto, junto con el gran volumen de información, fue una de las complejidades principales del proceso de recopilación.

Se creó una planilla en la cual se fueron cargando todos los pozos realizados, de modo que cada fila de la misma corresponda a un pozo de inspección directa. En

Estudio	Entregable
Close Interval Survey (CIS)	Planilla y gráfico con potenciales de protección catódica (ON y OFF) en función de la progresiva, medidos en intervalos menores a 1.5 m y respecto a un electrodo de referencia.
Direct Current Voltage Gradient (DCVG)	Planilla con delta de potencial por CMP. Planilla con fallas detectadas y dimensionamiento de las mismas: %IR, categorización y tipo (comportamiento ON y OFF).
Relevamiento de cruces	Planilla con ubicación de cruces especiales (caminos, agua, ferrocarriles) mediciones de potencial (ON y OFF) para cañería y caño camisa y eficiencia del aislamiento.
Relevamiento de tapada	Planilla con valores de tapada medidos cada 50 metros. Gráfico de tapada en función de progresiva.
Medición de resistividad	Planilla y gráficos de resistividades a 1m y 2m de profundidad en función de la progresiva, medidos cada 250 metros con método Wener.
Medición de pH	Planilla y gráficos de valores de pH medidos cada 50 metros.

Tabla 1

Documento	Descripción
Planilla de inspección de pozo	Ubicación: coordenadas, progresiva kilométrica y referencia a mojón más cercano. Excavación: Dimensiones. Suelo: Tipo, pH, resistividad. Revestimiento: tipo, estado general y adherencia. Recoating: tipo, marca, longitud. Falla de revestimiento: tipo, ubicación, dimensiones y causa. Anomalías en cañería: tipo, ubicación, dimensiones y causa. Potencial cañería – suelo. Planilla de medición de espesores de cañería.
Informe Técnico Final	Descripción detallada de todos los trabajos realizados.
Fotos	Fotos de caño descubierto, fallas de revestimiento, cañería sin revestimiento, cañería arenada y comparación con patrón, defectos en cañería, cañería con recoating y recomposición de tapada.
Georreferenciación	Carpeta con archivos de georreferenciación de la excavación, defectos de revestimiento y anomalías en el caño.

Tabla 2

las distintas columnas de la planilla se cargaron datos relevados realizar la inspección directa y al estudio DCVG previo, en caso que haya uno. Algunos de los datos que se cargaron en dicha planilla son:

- Datos de la cañería
 - Fecha de instalación.
 - Longitud.
 - Diámetro nominal y espesor.
 - Material.
 - MAPO.
 - Recubrimiento.
 - %TFME.
- Pozo
 - Año.
 - Motivo:
 - ECDA: Pozo posterior a un ensayo DCVG, como paso siguiente al mismo.
 - ECD: Pozo confirmatorio directo, para LT con período de reevaluación de 10 años o superior.
 - EVALUACIÓN DIRECTA: Pozos en cañerías cortas (<100 m) en las que no se hacen indirectas previas.
 - Coordenadas y progresiva kilométrica.
- DCVG previo
 - Año.
 - Fallas por tipo y totales.
 - Falla coincidente con la ubicación del pozo, en caso de corresponder. %IR, categoría de la falla, tipo de falla (C/C, C/A, A/A).
- Terreno
 - Tapada.
 - Uso de superficie.
 - Tipo de suelo.
 - Resistividad y pH.
- Revestimiento.
 - Tipo.
 - Falla de revestimiento: si o no y, en caso de haber, tipo de falla y causa.
 - Ubicación de la falla: caño, accesorio, soldadura circunferencial etc.
 - Recoating, en caso de haber. Tipo, marca y longitud recubierta.
 - Potencial caño-suelo, en caso de que se haya medido.
- Cañería.

- Anomalías por corrosión.
- Anomalías de origen mecánico.
- Defectos volumétricos: dimensiones.
- Reparación: si o no y, en caso de haber, tipo de reparación.

Se creó también otra planilla con la información de los estudios DCVG. En la misma, para cada línea se cargó:

- Longitud de cañería.
- Longitud inspeccionada por DCVG.
- Indicaciones encontradas en DCVG: categorización en base al %IR y total.
- Indicador: Indicaciones totales/kilómetros inspeccionados.
- Antigüedad de la cañería al momento de la inspección.

Resultados

En este inciso, se muestran algunos de los resultados obtenidos, acompañados por las conclusiones que se pudieron obtener en cada caso.

Distribución por tipo de revestimiento

Los distintos tipos de revestimientos instalados en las líneas de transmisión de la empresa son los siguientes, identificados de acuerdo a NAG – 108.

- Grupo A: Revestimiento de base asfáltica con envolturas de refuerzo.
- Grupo B: Laminados plásticos.
- Grupo C: Cintas de polietileno con envoltura exterior de refuerzo.
- Grupo E: A base de resinas epoxi.
- Grupo G: De poliolefinas extruidas.
 - Subgrupo G1, G2 y G3: Polietileno extruido, sistema bicapa.
 - Subgrupo G4: Polietileno extruido, sistema tri-capa.

Un primer objetivo de este ensayo, fundamental para interpretar los datos posteriores, es conocer la distribución de longitud de líneas de transmisión evaluadas según el tipo de revestimiento. Se consideran para este análisis:

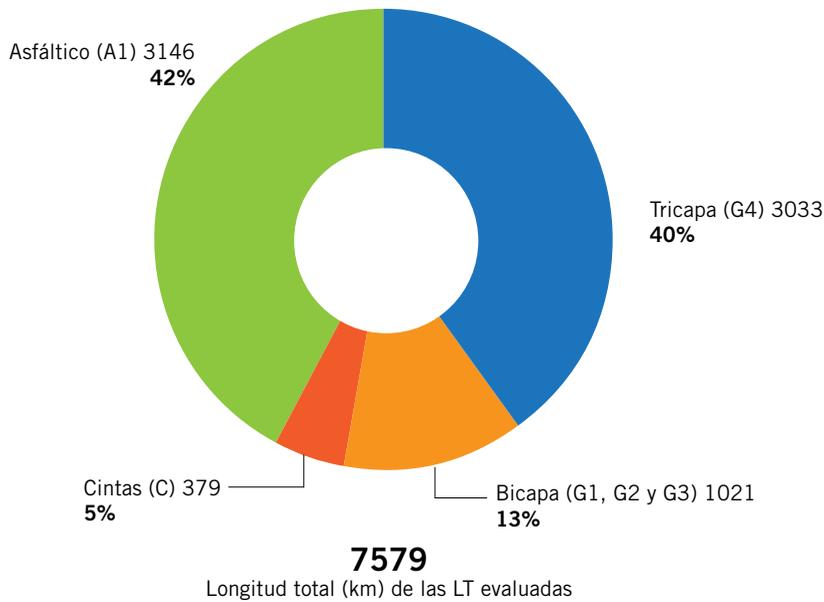


Figura 5. Distribución porcentual de líneas de transmisión evaluadas por inspección directa - por tipo de recubrimiento

- Todas aquellas cañerías en las que se hayan realizado estudios DCVG, hayan o no hayan aún sido inspeccionadas de forma directa mediante los pozos correspondientes a la etapa posterior.
- Todas aquellas cañerías en las que se hayan realizado inspecciones directas sin DCVG previo.

Estas son cañerías de longitudes muy pequeñas en comparación al resto (<1000 m).

Este subconjunto de cañerías tiene una longitud total de 7579 km. La diferencia con el total de las líneas de transmisión de 8379 kilómetros reportados en 2023 se debe a que el resto de las cañerías fueron inspeccionados por otras metodologías aceptadas por la parte O.

Sobre el total de 7579 kilómetros de líneas de transmisión:

El 42% tiene revestimiento del grupo A1 (asfáltico).

Un 40% tiene revestimiento del subgrupo G4 (polietileno extruido tricapa).

Un 13% tiene revestimiento de los subgrupos G1, G2 o G3 (polietileno extruido bicapa).

Un 5% tiene revestimiento de grupo C (Cintas de polietileno con envoltura exterior de refuerzo).

El conjunto de cañerías con revestimientos del grupo E (epoxi) y grupo B (laminados plásticos) no constituye, en conjunto, ni el 0.1% de las líneas de transmisión. Por lo tanto, no se las considerarán para el análisis en el presente trabajo.

El análisis de los datos se enfocará a los caños con revestimiento del grupo G y A, siendo de particular interés, dentro del primero, el subgrupo G4.

Distribución por antigüedad y tipo de revestimiento

Interesa también conocer la antigüedad de las cañerías mencionadas en el inciso anterior, para poder relacionarlas con el tipo de revestimiento. Se grafican las longitudes por tipo de revestimiento, distribuidas según

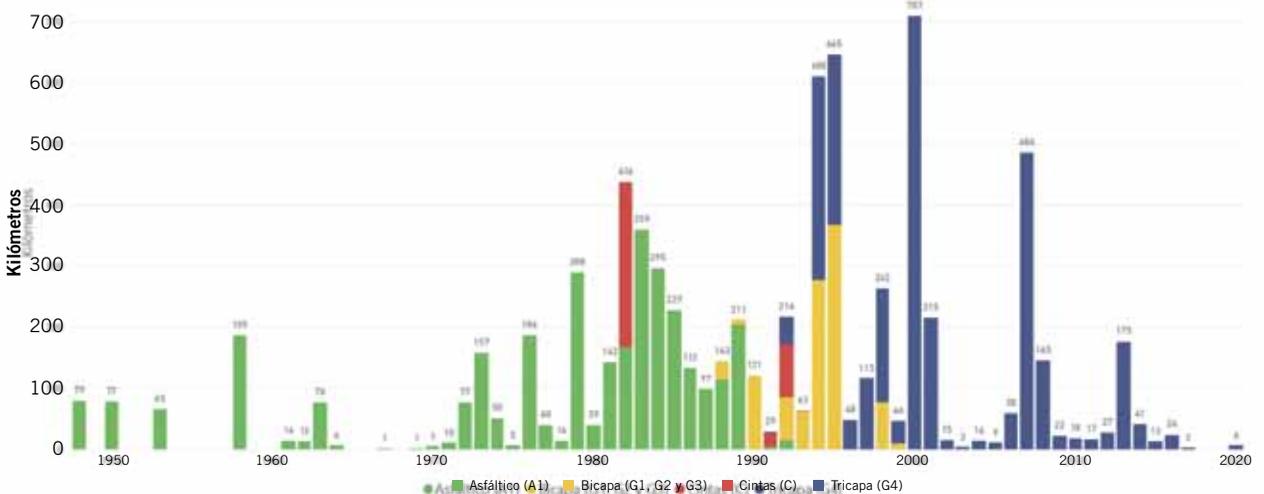


Figura 6. Distribución de longitud de líneas de transmisión evaluadas - Por año de habilitación y tipo de recubrimiento

su año de instalación (figura 6).

Se aprecia en el gráfico que las cañerías con revestimiento asfáltico (A1) son las más antiguas, con la mayor cantidad de kilómetros habilitados en la década de 1980.

Las siguen las cañerías con revestimientos del tipo polietileno extruido bicapa (G1, G2 y G3), prácticamente todas instaladas en la década de 1990.

Las cañerías más nuevas y todas las instaladas del 2000 en adelante tienen revestimientos del tipo polietileno extruido tricapa (G4).

Es de esperar que esta diferencia marcada en la antigüedad de las cañerías y su tipo de revestimiento tenga incidencia en la cantidad de fallas encontradas en el estudio DCVG, ya que:

- Se espera una mayor degradación debida al paso del tiempo en revestimientos de cañerías más viejas.
- Se entiende que el avance de la tecnología ha dado lugar a mejores revestimientos, menos susceptibles a fallas.

Indicaciones por kilómetro según el tipo de recubrimiento

En base a la información recopilada de los estudios DCVG, se calcula el indicador “Indicaciones/km”, como:

$$\frac{\text{Indicaciones}}{\text{km}} = \frac{\text{Cantidad de indicaciones DCVG}}{\text{Longitud inspeccionada por DCVG}}$$

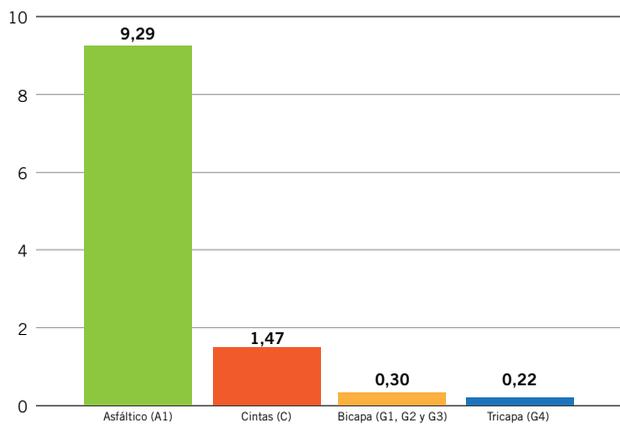


Figura 7. Valor indicador (indicaciones/km) por tipo de recubrimiento.

Se habla de “indicaciones” porque técnicamente no son “fallas” hasta confirmarlo en la inspección directa (esto se analizará más adelante). Se estudia el valor de dicho indicador según el tipo de recubrimiento.

Al inspeccionar líneas de transmisión mediante DCVG, las cañerías revestimiento asfáltico presentan muchas más indicaciones (posibles fallas de revestimiento) que el resto de las cañerías: 1 indicación cada 107 metros inspeccionados.

Por el contrario, las cañerías con revestimiento del subgrupo G4 (polietileno extruido tricapa) presentan muy pocas indicaciones, siendo el valor del indicador el más bajo de todos los revestimientos: 1 indicación cada 4545 metros inspeccionados.

Las LT con revestimiento del grupo G1, G2 y G3 muestran una densidad de fallas que es también relativamente baja. Presentan en promedio 1 indicación cada 3333 metros inspeccionados.

Las LT con revestimiento de cintas plásticas grupo C presentan aproximadamente 1 falla cada 680 metros.

Estas conclusiones están en concordancia con lo mencionado al final del inciso anterior respecto a la diferencia en la antigüedad de las cañerías y el tipo de revestimiento.

Distribución de valores del indicador “Indicaciones/km”

Se estudia la distribución de los valores que toma el indicador mencionado en el inciso anterior, “Indicaciones/km” para las cañerías en las que se realizaron inspecciones indirectas. Para cada cañería inspeccionada por DCVG se calcula dicho indicador. La suma de la longitud de las cañerías inspeccionadas es 12.006 km como se mostró en la introducción del presente trabajo. Se muestran a continuación, los kilómetros de cañerías inspeccionadas agrupadas de acuerdo al valor del indicador obtenido.

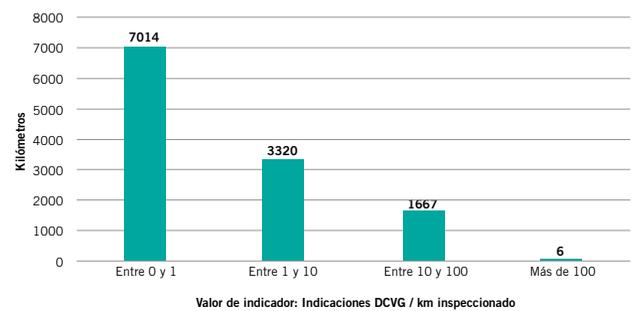


Figura 8. Kilómetros agrupados según valor de indicador “indicaciones/km”.

Se observa que en 7014 km (58%) de cañerías inspeccionadas, los estudios indirectos realizados para estas cañerías arrojaron un valor de indicador de entre 1 y 10 indicaciones por kilómetro.

En 3320 km (28%) inspeccionados se relevaron entre 1 y 10 indicaciones por kilómetro. En 1667 km (14%) inspeccionados se relevaron entre 10 y 100 indicaciones por kilómetro.

Solo en 6 km se relevaron más de 100 indicaciones por kilómetro. Este grupo está compuesto por pocas cañerías de relativamente corta longitud en las que se encontraron indicaciones.

La mayoría de las cañerías inspeccionadas evidenció una baja cantidad de indicaciones (posibles fallas de revestimiento).

Valor del indicador “Indicaciones/km” según la antigüedad al momento de la inspección

Se analiza ahora la incidencia de la antigüedad de la cañería al momento de la inspección en el valor del indicador “Indicaciones/km”.

Se aprecia un aumento en las indicaciones relevadas en el estudio DCVG ante el aumento de la antigüedad de la cañería inspeccionada. Si estudiamos la distribución

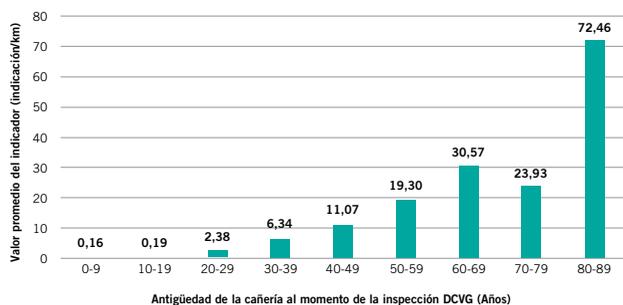


Figura 9. Indicaciones/km por antigüedad de la cañería al momento de inspección.

de la longitud de cañerías inspeccionadas según la antigüedad de las mismas al momento de la inspección, con el mismo agrupamiento del gráfico anterior, se obtiene la figura 9.

Se puede apreciar que el subconjunto de cañerías inspeccionadas con antigüedad mayor a 50 años, en las que se evidencian muchas más indicaciones por kilómetro, es muy pequeño. La mayoría de las inspecciones indirectas se realizaron en cañerías de entre 10 y 40 años de antigüedad, en las que los valores promedio del indicador "Indicaciones/km" es menor.

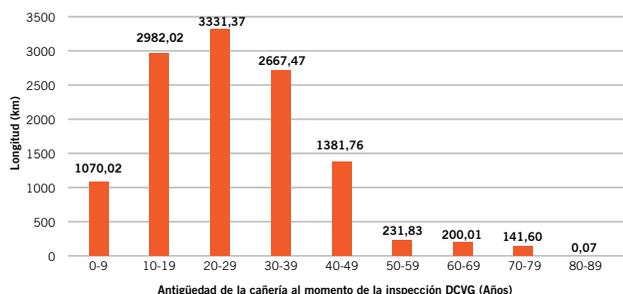


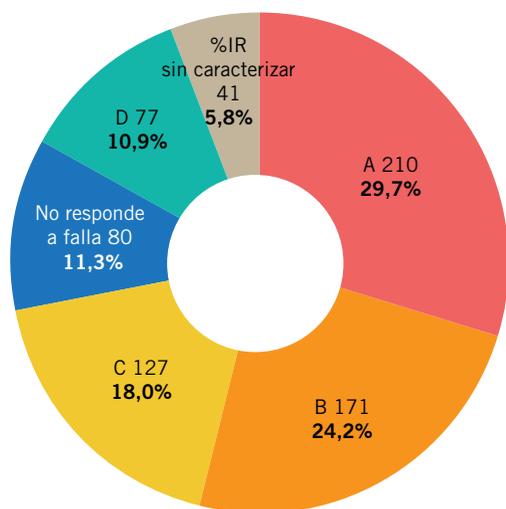
Figura 10. Longitud de cañería por antigüedad al momento de inspección DCVG.

Ubicación de pozos de inspecciones directas

Las ubicaciones de los pozos en los que se realizan las inspecciones directas se determinan en base a un análisis que lleva a cabo el departamento de Ingeniería e Integridad a partir de los resultados de las inspecciones indirectas previas. Este análisis fue cambiando a lo largo del tiempo en base a la experiencia ganada y a la incorporación de nuevas herramientas. Actualmente, son algunos de los criterios para la selección:

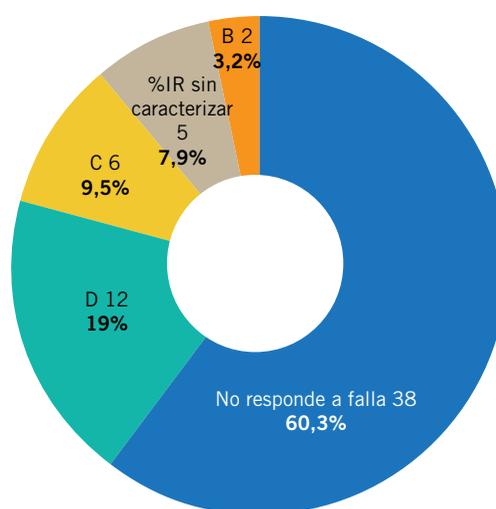
- **Indicaciones DCVG:**
 - %IR: Mayor porcentaje indica una mayor severidad de la indicación y por lo tanto se priorizan.
 - Tipo C/C, C/A o A/A: Se priorizan indicaciones que muestren comportamiento anódico.
 - Ubicación: Algunas indicaciones caen fuera de la traza (posibles ánodos de sacrificio), o coinciden con accesorios o mojonos. Se priorizan aquellas indicaciones ubicadas sobre la traza.
- **Potencial CIS:**
 - Se priorizan regiones o puntos en los cuales el potencial OFF está por encima de los -850 mV.
 - Son de interés lugares donde se aprecia una caída del potencial en un lugar donde hay indicación DCVG.
- **Resistividad y pH:**
 - Se priorizan regiones en las que la resistividad tiene valores corrosivos y el pH tiene valores ácidos.
- **Tapada:**
 - Se priorizan regiones donde la tapada es menor, por un mayor riesgo de daño por terceros.
 - Son de interés particular las regiones donde la tapada está por debajo del mínimo establecido por norma para la clase de trazado.
- **Clase de trazado:**
 - Se priorizan regiones de mayor clase de trazado, debido un mayor riesgo debido a la consecuencia.

En este inciso se estudiará que indicaciones DCVG



706

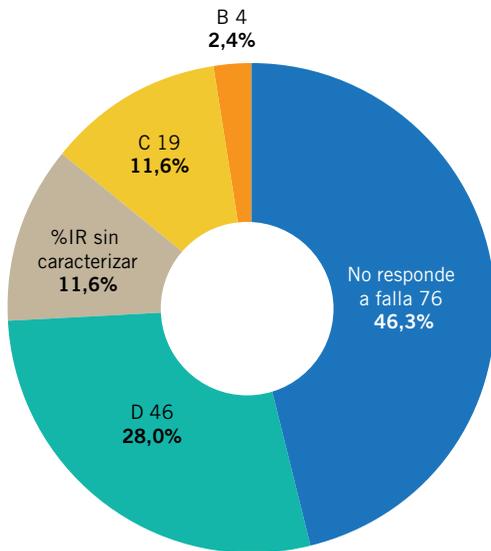
Pozos por ECDA en caños con revestimiento A1



63

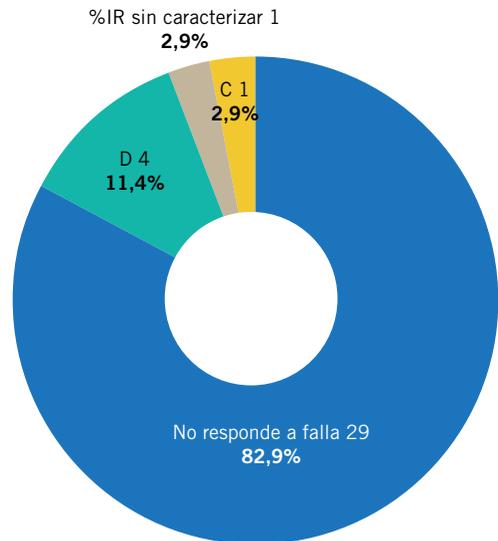
Pozos por ECD en caños con revestimiento A1

Figura 11. Revestimiento asfáltico (A1).



164

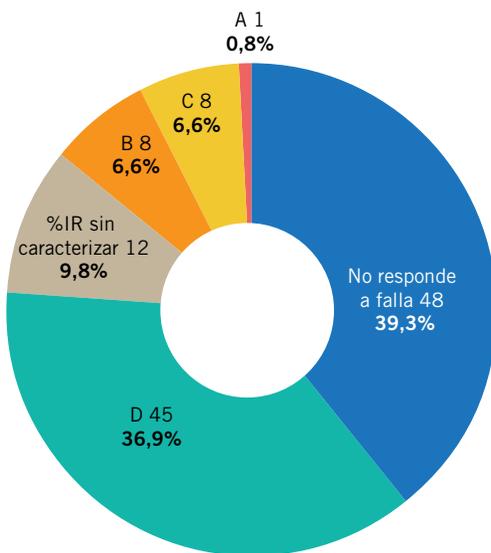
Pozos por ECDA en caños con revestimiento G4



35

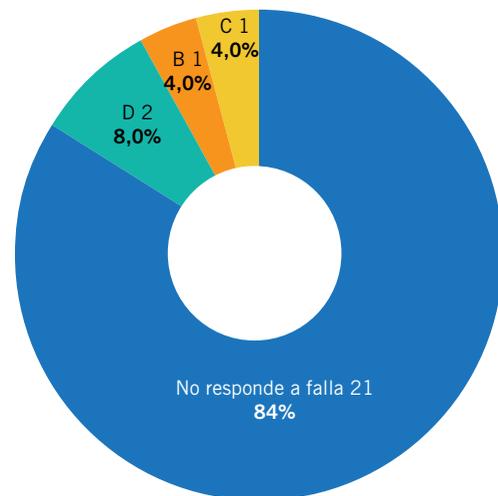
Pozos por ECD en caños con revestimiento G4

Figura 12. Revestimiento extruido tricapa (G4).



122

Pozos por ECDA en caños con revestimiento G1, G2 y G3



25

Pozos por ECD en caños con revestimiento G1, G2 y G3

Figura 13. Revestimiento extruido bicapa (G1, G2 y G3).

fueron seleccionadas para ubicar los pozos de inspecciones directas como parte del paso siguiente en el ECDA. Se distinguen 5 casos distintos:

- La ubicación del pozo coincide con una indicación del estudio DCVG previo:
 - La indicación es de categoría A.
 - La indicación es de categoría B.
 - La indicación es de categoría C.
 - La indicación es de categoría D.
 - %IR sin caracterizar.
- La ubicación del pozo no coincide con una indicación del estudio DCVG previo.

Aclaraciones:

- Para cada tipo de revestimiento, se analizará por

separado entre pozos ECDA y ECD, ya que los últimos son de carácter confirmatorio y en muchos casos se hacen sin la referencia de alguna indicación de DCVG, sino considerando otras cuestiones como la resistividad del suelo.

- El caso “%IR sin caracterizar” corresponde a los casos en los que, en base a los informes de directas e indirectas, se evidencia que el pozo coincide con una indicación relevada en el estudio DCVG, pero en los informes disponibles no se encuentra el dimensionamiento de la falla, es decir, el cálculo del %IR. (figura 11).

Es evidente que, a la hora de definir la ubicación de los pozos para LT con revestimiento asfáltico, al pre-

sentar los mismos una gran densidad de indicaciones/km, hay muchas indicaciones posibles para seleccionar. Por lo tanto, en la gran mayoría de los casos (88.7%) la ubicación del pozo coincide con alguna indicación del DCVG previo. Además, en muchos casos, sucede que la cantidad de pozos asignada para la cañería es menor que la cantidad de indicaciones relevadas en la inspección indirecta, quedando indicaciones sin inspeccionar, que suelen seleccionarse a la hora de ubicar los pozos confirmatorios (ECD). Por esta razón, en las cañerías con este

tipo de revestimiento se observa que un porcentaje relativamente alto (40%) de los pozos confirmatorios se hicieron en ubicaciones coincidentes con indicaciones del DCVG. En G4 dicho porcentaje es 17% y en G1, G2 y G3 es 16%.

Se aprecia también una proporción entre la cantidad de pozos ECDA y ECD distinta según el tipo de revestimiento:

- o A1: 701 (91.8%) ECDA y 63 ECD (8.2%).
- o G4: 164 (82.4%) ECDA y 35 ECD (17.6%).
- o G1, G2, y G3: 122 (83%) ECDA y 25 ECD (17%).

La proporción de pozos confirmatorios es menor en los caños con revestimiento asfáltico, en parte por lo dicho anteriormente, al haber muchas más indicaciones en los DCVG, suelen asignarse más pozos ECDA a estos caños. También porque, en general, en estos caños se determinan períodos de reevaluación menores y en muchos casos (cuando dicho intervalo es menor a 10 años), no es necesaria hacer una evaluación confirmatoria.

Índice de hallazgos de fallas de recubrimiento

Como se dijo previamente, las indicaciones del estudio DCVG son precisamente eso, indicaciones, de posibles fallas de revestimiento. La existencia de falla en el revestimiento en el lugar de la indicación se confirma solo al realizar la correspondiente inspección directa. Se analiza en este inciso el índice de hallazgo de fallas en las inspecciones directas realizadas.

Si se toma el total de los 1160 pozos realizados y se analiza en que porcentaje se encontraron fallas en el revestimiento:

Se aprecia que, en la mayoría de los pozos (84%) realizados se encontraron fallas de revestimiento. En el 16% no se encontraron fallas y en el resto no se pudo verificar: estos son casos en los que o no se encontró la cañería

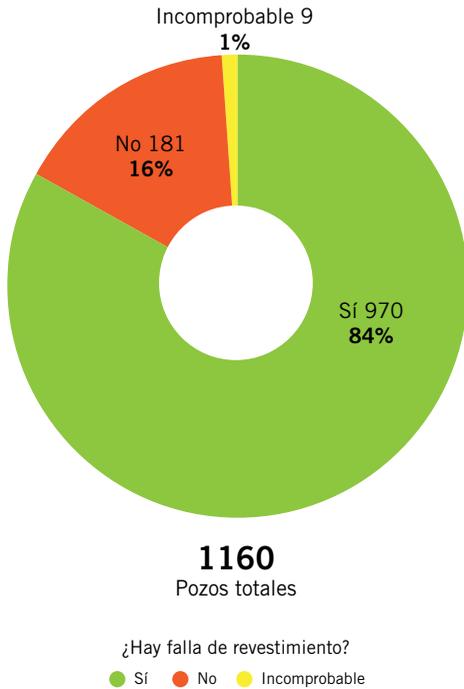


Figura 14.

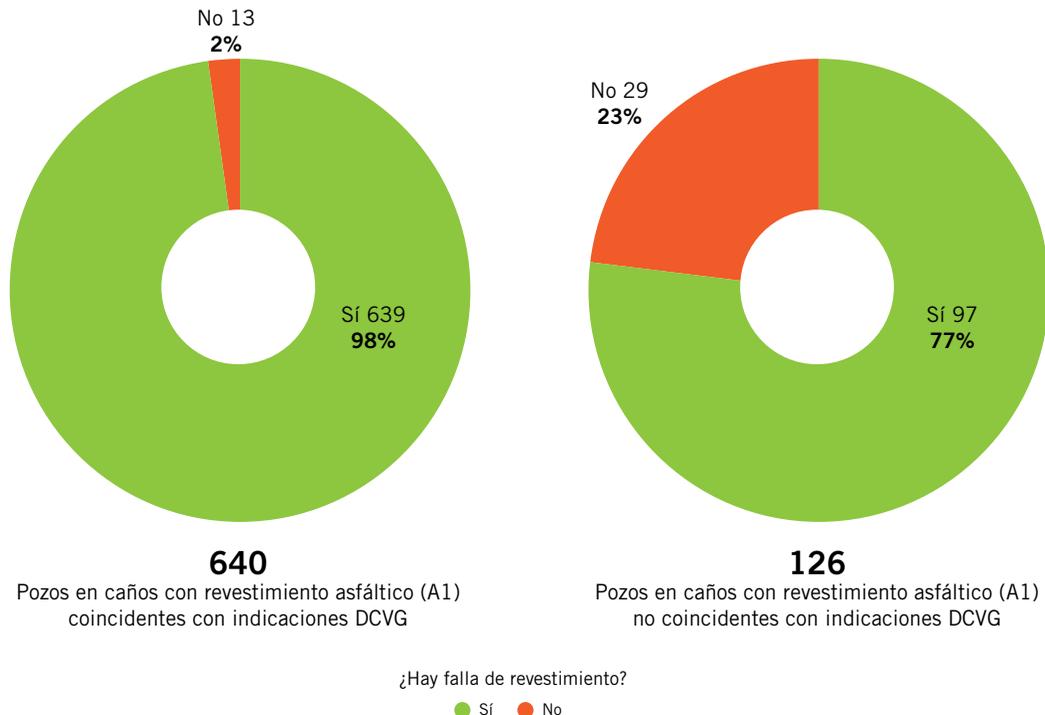
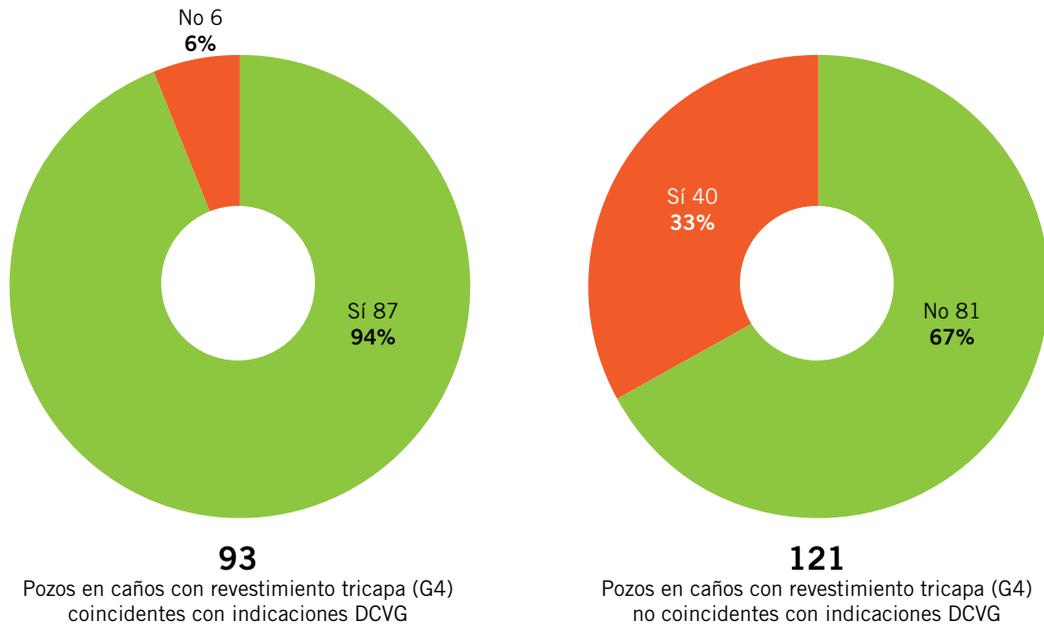
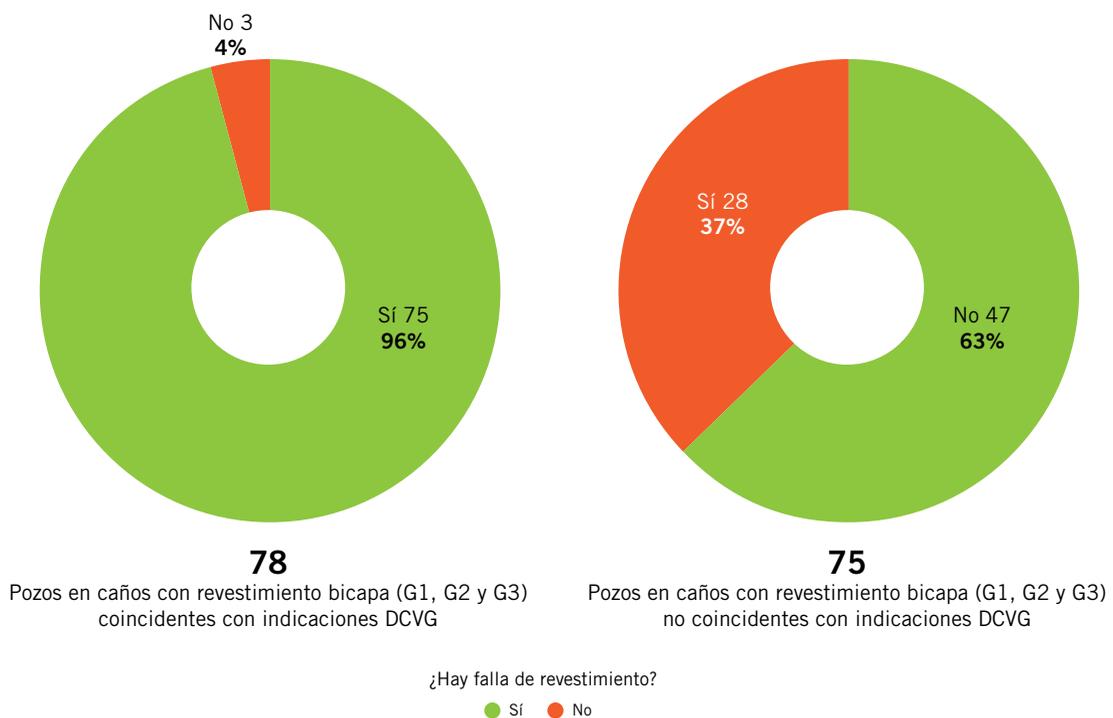


Figura 15. Revestimiento asfáltico (A1).



¿Hay falla de revestimiento?
 ● Sí ● No

Figura 16. Revestimiento tricapa (G4).



¿Hay falla de revestimiento?
 ● Sí ● No

Figura 17. Revestimiento extruido bicapa (G1, G2 y G3).

ría, o no se pudo inspeccionar la cañería por cuestiones climáticas o la cañería estaba gunitada.

Interesa estudiar qué es lo que sucedió al realizar las inspecciones directas para cada tipo de revestimiento, en lugares coincidentes y no coincidentes con indicaciones de DCVG previos.

Se evidencia que:

- Independientemente del tipo de revestimiento, al

realizar pozos en ubicaciones coincidentes con indicaciones del estudio DCVG, el porcentaje de fallas encontradas es muy alto (más del 94% en todos los casos). Se concluye que la realización en conjunto de los estudios CIS y DCVG permite ubicar con altísima precisión fallas de revestimiento.

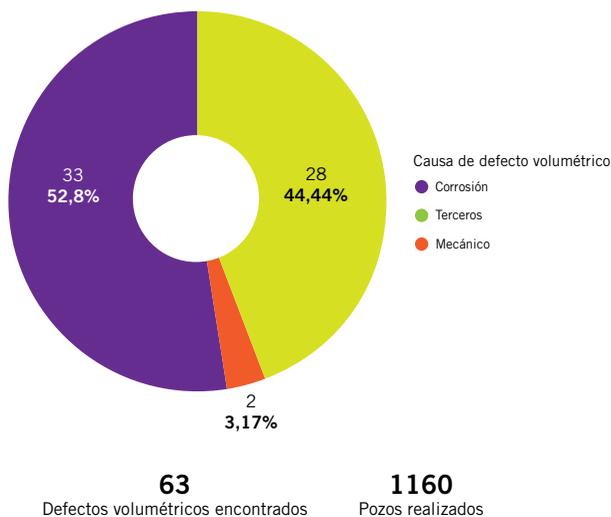
- En los pozos realizados en ubicaciones que no coinciden con indicaciones obtenidas en el DCVG, se evidencian resultados distintos en los caños con re-

vestimiento asfáltico y los caños con revestimiento bicapa y tricapa:

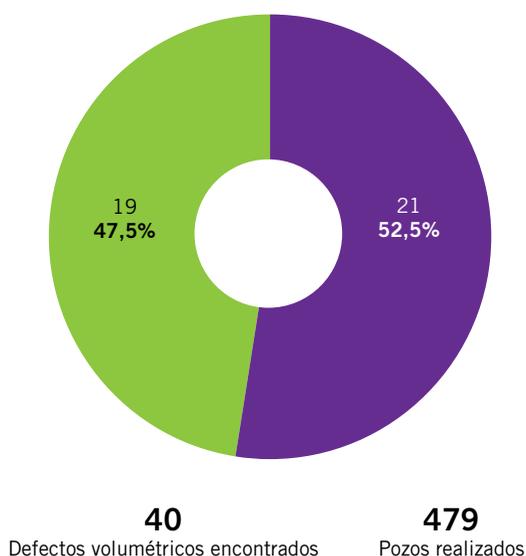
- Caños con revestimiento asfáltico (A1): Pese a no haber indicación de posible falla (DCVG), se encontraron fallas en el revestimiento en el 77% de los pozos.
- Caños con revestimiento tricapa (G4) y bicapa (G1, G2, G3): En el 67% y 63% de los casos no se encontró falla, como era de esperar.

Defectos volumétricos en la cañería

Ahora se analizan los casos en que se encontraron defectos volumétricos en la cañería. En total, sobre el total de 1160 pozos totales, se encontraron 63 defectos volumétricos. A continuación, se muestran las causas de los defectos encontrados:



$$\text{Índice de hallazgos}_{\text{Defectos vol}} = \frac{63}{1160} \cdot 100 = 5.43\%$$



$$\text{Índice de hallazgos}_{\text{Defectos vol. 2012-2016}} = \frac{40}{479} \cdot 100 = 5.34\%$$

Se identifica como causa “Mecánico” cuando el defecto encontrado es evidentemente mecánico (raspón o abolladura, por ejemplo), pero no es atribuible a la acción de terceros.

Obviamente, en todos estos casos, también había fallas en el revestimiento del caño.

Si se analiza por separado el índice de hallazgos de defectos volumétricos en los periodos 2012-2016 y 2017-2023, debido a la diferencia en la cantidad de pozos realizados en ambos periodos, apreciable en el gráfico mostrado en la introducción (**Inciso 1.2**) se obtienen los siguientes resultados:

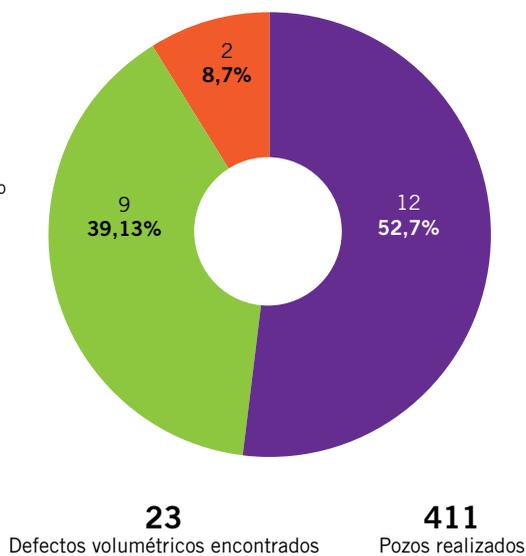
En el periodo 2012-2016 se realizaron 749 pozos. En el periodo 2017-2023 se realizaron 411 pozos.

El índice de hallazgos de defectos volumétricos es similar en ambos periodos (levemente superior en el segundo), a pesar de que en el primer quinquenio se realizaron más pozos, en particular en los primeros 2 años (2012 y 2013).

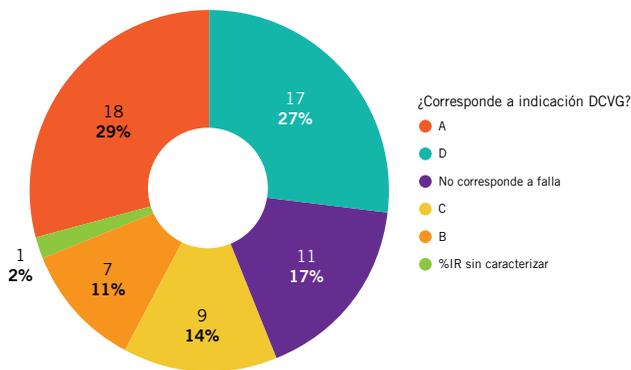
En ambos casos el índice de hallazgos de defectos volumétricos es muy bajo, lo que demuestra la eficiencia del sistema de protección catódica utilizado. Consideramos también que esa es la razón por la cual prácticamente no hay diferencia entre los dos periodos analizados.

Analizando las causas de todos los defectos volumétricos encontrados, se aprecia que prácticamente la mitad de los mismos son por fenómenos corrosivos en la superficie externa del caño. Se recuerda que el objetivo del método ECDA es controlar la amenaza por corrosión externa. También se puede apreciar que el método sirve para encontrar lugares donde hubo daño por terceros en la cañería ya que generalmente en esos casos se daña también el revestimiento, lo cual es detectado por las técnicas de inspección indirecta empleadas (CIS+DCVG).

Se analiza, como paso siguiente, que porcentaje de estos 63 pozos en los que se encontraron defectos volumétricos fueron definidos en base a indicaciones de estudios DCVG.



$$\text{Índice de hallazgos}_{\text{Defectos vol. 2017-2023}} = \frac{23}{411} \cdot 100 = 5.6\%$$

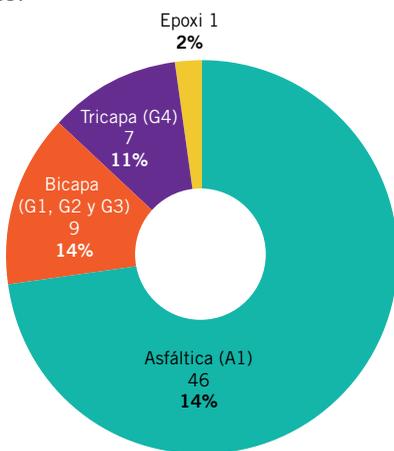


63

Defectos volumétricos encontrados

Se ve que el 83% de los defectos volumétricos fueron encontrados al realizar pozos en ubicaciones coincidentes con indicaciones de DCVG previo. Esto vuelve a evidenciar que la elección del mismo como método de inspección directa es adecuada.

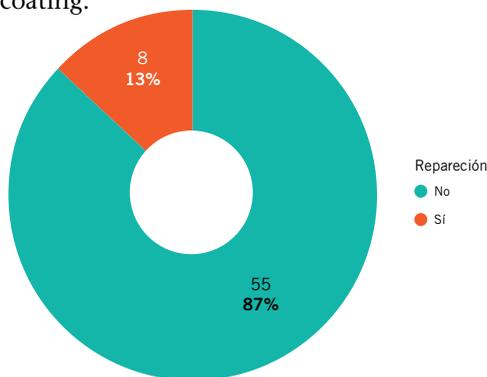
Se muestra a continuación, la distribución de estos defectos volumétricos encontrados, según el tipo de revestimiento:



63

Defectos volumétricos encontrados

De estos 63 defectos volumétricos, en 8 casos fue necesaria una reparación del caño. En el resto, solo se realizó recoating.



63

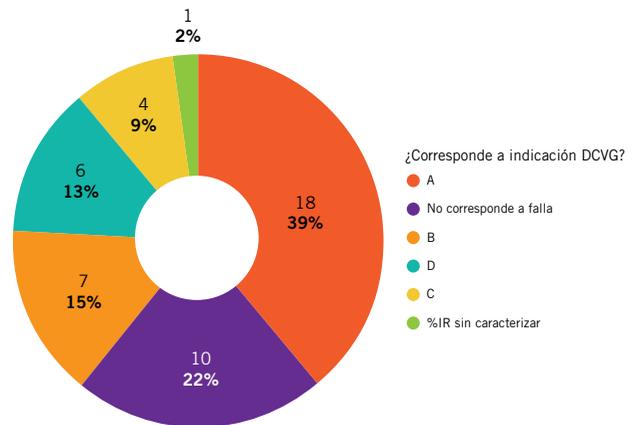
Defectos volumétricos encontrados

Entendemos que esto prueba, nuevamente, la efectividad de los sistemas de protección catódica, ya que la reparación se realiza cuando la pérdida de espesor es considerable (de acuerdo a algún criterio válido, como ser algoritmo propuesto por ASME B31.G para la determinación de la resistencia remanente) lo cual, en el caso de los defectos debidos a corrosión, sucede cuando la misma se prolonga en el tiempo sin nada que la mitigue.

Finalmente, se repite el análisis hecho previamente, en el cual se estudia si las ubicaciones de estos pozos en los que se encontraron defectos volumétricos fueron definidas en base a indicaciones de estudios DCVG previos o no, pero esta vez para cada tipo de revestimiento por separado.

Aclaración: Se estudia la distribución en los defectos volumétricos encontrados en cañerías con revestimiento asfáltico, polietileno tricapa y polietileno bicapa ya que son los revestimientos más comunes en las líneas de transmisión. 62 de los 63 defectos volumétricos fueron hallados en cañerías con este tipo de revestimiento. El restante fue encontrado en una cañería con revestimiento epoxi.

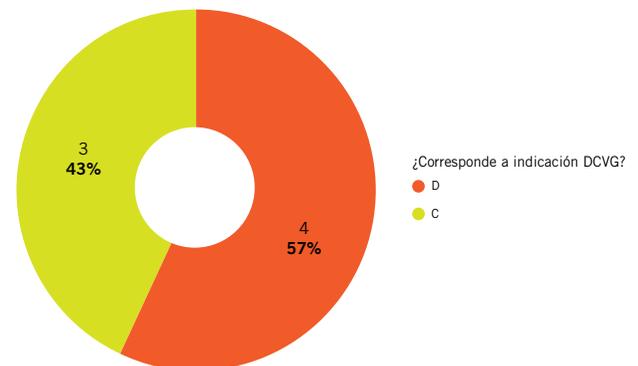
Revestimiento asfáltico (A1)



46

Defectos volumétricos encontrados

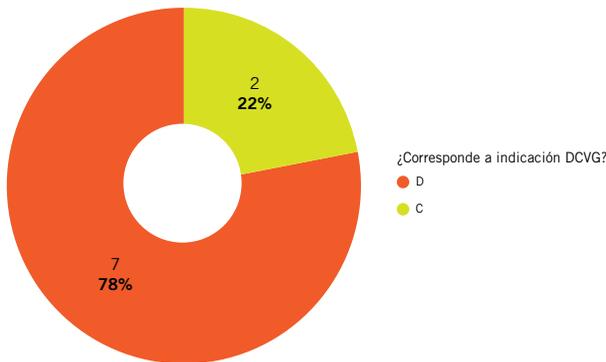
Revestimiento tricapa (G4)



7

Defectos volumétricos encontrados

Revestimiento bicapa (G1, G2 y G3)



9
Defectos volumétricos encontrados

Se aprecia que:

- En cañerías con revestimientos asfálticos, hubo una cantidad importante de defectos volumétricos encontrados en ubicaciones en las que no había indicaciones de DCVG previos. Sin embargo, en la mayoría de los casos (78%) si se hicieron esos pozos en base a indicaciones de DCVG previo. En la mayoría de estos últimos, la indicación era de categoría A (39% del total de casos).
- En cañerías con revestimientos tricapa y bicapa, todos los defectos volumétricos fueron encontrados en ubicaciones coincidentes con indicaciones del DCVG previo, todas del tipo C o D. Estas son fallas menores de acuerdo a la categorización %IR y, sin embargo, resultaron en defectos volumétricos. Estamos analizando si el dimensionamiento de las indicaciones DCVG es adecuado para este tipo de revestimientos y si existe alguna característica propia de estos revestimientos que afecte la efectividad del sistema de protección catódica.

Entre la información de los pozos en los que se hallaron defectos volumétricos debidos a corrosión no se encontró ninguna característica común respecto a la resistividad del suelo, al potencial cañería – suelo o al tipo de indicación (C/C, C/A o C/N).

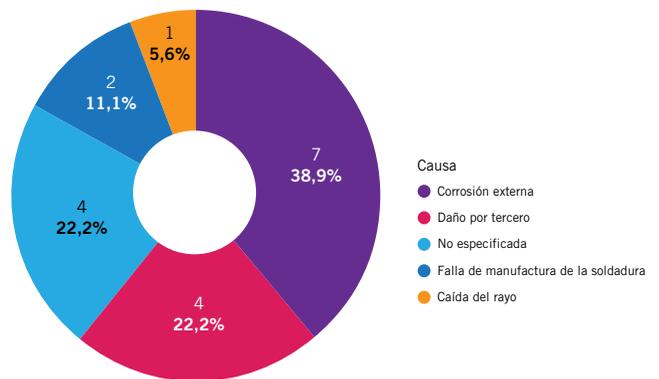
Registros de fugas en líneas de transmisión

Ahora bien, sucede que durante la operación pueden encontrarse fugas y roturas en líneas de transmisión, ya sea por fenómenos que no pueden controlarse al realizar el ECDA, como daño por terceros o fenómenos naturales como crecidas de cursos de agua o caídas de rayos, o bien por actividad corrosiva que no fue detectada y frenada durante el proceso, ya sea por cuestiones técnicas o de gestión.

La empresa elaboró un listado con los registros de todas las fugas y fallas reportadas en sus cañerías que

se presenta a la subcomisión de RIDA del IAPG. Son de interés, para el presente trabajo, aquellos incidentes que tuvieron lugar en líneas de transmisión.

Se tiene registro de 18 incidentes ocurridos en líneas de transmisión desde la entrada en vigencia de la Parte O (noviembre de 2010). A continuación, se muestra la distribución de estos incidentes según la causa identificada. Hay que considerar que en este registro se incluyen incidentes de hace varios años, siendo los más viejos de 2004. El listado se armó con la información disponible, que en muchos casos es escasa. De ahí el porcentaje relativamente alto de incidentes con causa no especificada. Las distintas causas son las que figuran en la planilla de carga de la base de datos creada por RIDA.



Es interesante comparar estos hallazgos que se han tenido en la operación de los caños y han sido conocidos debido a las fugas, con los hallazgos resultantes de la aplicación del método ECDA:

- Proceso ECDA (2010-2023): 62 defectos volumétricos.
 - 32 defectos por corrosión.
 - 28 defectos por daños por terceros.
 - 2 defectos por acción mecánica, presumiblemente por rocas.
- Registro de fugas (2010-2023): 18 incidentes registrados.
 - 7 fugas por corrosión externa.
 - 4 fugas por daños por terceros.
 - 2 fugas por fallas en manufactura/soldadura.
 - 1 fugas por cuestiones naturales (caída de rayo).
 - 4 fugas por causas no especificadas.

Dada la comparación entre los hallazgos fortuitos y los hallazgos metodológicos por inspecciones ordenadas, se comprueba empíricamente que el método de inspecciones organizadas como se describen en este trabajo es estadísticamente muy efectivo para la identificación de defectos volumétricos. Además, la metodología presenta la ventaja de encontrar los defectos volumétricos debidos a corrosión antes de que los mismos puedan evolucionar y resultar en la fuga.



Conclusiones

- La experiencia demuestra que el método ECDA elegido para el control de la amenaza de corrosión externa es apropiado y efectivo y permite ubicar con precisión lugares donde existan fenómenos corrosivos o estén dadas las condiciones para que esto suceda y actuar de manera preventiva en consecuencia.
- Los sistemas de protección catódica de CGS y CGP brindan una protección adecuada a las líneas de transmisión. Esto es evidente al ver que de los 1160 pozos realizados en 970 casos se encontraron fallas en el revestimiento, pero solo en 32 casos se encontraron defectos volumétricos por corrosión y solo en X de estos hubo necesidad de efectuar una reparación.
- **La elección de DCVG y CIS como métodos de inspección indirecta resulta adecuada.** Estos dos métodos en conjunto permitieron identificar con una **precisión muy elevada** la ubicación de **fallas en el revestimiento** de las cañerías. Esto se evidencia en el altísimo porcentaje de casos en que, al abrir pozos en lugares coincidentes con indicaciones de ambos estudios, se encontraron fallas en el revestimiento del caño (más del 94%).
- La aplicación del método ECDA permite encontrar defectos volumétricos que, de otra forma, permanecerían invisibles y podrían evolucionar en el tiempo resultando en fugas o fallas, con las eventuales consecuencias que las mismas acarrearán.
- Los defectos volumétricos encontrados en cañerías con revestimiento asfáltico (grupo A) están ampliamente asociados a indicaciones de %IR de categoría A, mientras que en cañerías con revestimiento del grupo G, a indicaciones del %IR de categoría C y D.
- Dado el análisis exhaustivo de los datos presentados se puede inferir que hay un espacio para la mejora en la selección de ubicación de pozos mínimos normativos no asociados a indicaciones DCVG para las cañerías con revestimiento del subgrupo G.
- Las inspecciones realizadas nos permitieron disponer de una cantidad de datos que estamos analizando a través de un software diseñado para la gestión de integridad y que nos permitió conocer mucho mejor el estado de nuestro sistema y nos permitirá tomar mejores decisiones a futuro.



Desafíos del desarrollo sustentable

Por **Alicia Inés Varsavsky** (Consultora, Dra. En Química) y **Daniel Fernández Dillon** (Consultor, Dr. en Sociología, Magíster en Gerenciamiento Ambiental)

Las conductas del hombre en su búsqueda por el desarrollo.

Un poco de historia.
Si hay vida, hay impacto ambiental

El hombre es la única especie en la tierra capaz de generar fuertes cambios en su entorno. Todas sus acciones han tenido y siguen teniendo en mayor o menor grado consecuencias negativas sobre la naturaleza. Aumento en la emisión neta de gases de efecto invernadero, daños en la capa de ozono, lluvia ácida, basurales, contaminación de cuerpos de agua son solamente algunos ejemplos. Cada uno de ellos tiene su propia complejidad y requiere aproximaciones específicas. Pero todos tienen un factor en común: el hombre con sus conductas, barreras y prejuicios.



En la evolución de la humanidad hubo dos momentos que marcaron fuertes cambios: la llamada Revolución Neolítica hace alrededor de 10000 años y la Revolución Industrial cuyos inicios se ubican hacia mediados del Siglo XVIII. En ambos casos hubo sensibles mejoras en la calidad de vida y nuevas formas de contaminar.

La Revolución Neolítica se caracterizó por el pasaje de un estilo de vida nómada -con una economía basada en la caza, la pesca y la recolección- a uno sedentario con una estructura productiva agrícola-ganadera. El daño ambiental -que hasta ese momento había estado principalmente vinculado con la desaparición de especies- comenzó a reflejar errores en el manejo de la tierra. Hay

registros hacia el año 7000 AC que muestran procesos erosivos que pueden asociarse con la deforestación y hacia el año 4.000 AC se registraron pérdidas de grandes áreas agrícolas debido a la salinización del suelo como consecuencia de un mal manejo del riego.

Muy diferentes fueron los cambios derivados de la Revolución Industrial. El pasaje de una economía agraria y artesanal a otra marcada por la industria fue el origen de un fuerte desarrollo con nuevos materiales, nuevas fuentes de energía, nuevas máquinas, nuevos medios de transporte, nuevas formas de producir bienes y servicios, significativos avances en la medicina. Este progreso, que ha transformado y sigue transformando nuestra vida está ligado a un crecimiento exponencial de la población siendo el medio ambiente una víctima importante.

En el último siglo la humanidad ha transitado un duro aprendizaje. Desarrollos que en su momento fueron avances revolucionarios y que mejoraron significativamente la calidad de vida son causa de complejos problemas ambientales y sanitarios. Son ejemplos paradigmáticos los compuestos orgánicos persistentes, entre ellos los bifenilos policlorados y el DDT. Moléculas que en su momento ayudaron a salvar vidas hoy son consideradas "las malas de la película".

Hubo voces de alerta tempranas que al principio no salieron de ámbitos especializados. Entre ellas se destaca George Perkins Marsh quien en 1884 publicó "Hombre y Naturaleza" donde asoció cambios en la geografía física con la acción del ser humano. En 1896 el químico sueco Svante Arrhenius (quien en 1903 recibiera el tercer Premio Nobel de Química otorgado por la Academia Sueca por su teoría electrolítica de la disociación) fue el primero en afirmar que el uso de combustibles fósiles podría dar lugar o acelerar el calentamiento de la tierra estableciendo una relación entre concentraciones de dióxido de carbono (CO₂) atmosférico y temperatura.

Hasta la II Guerra Mundial (1939-1945) los problemas ambientales interesaron sólo a los especialistas y muy particularmente a los ecólogos. De allí que ecología y me-

dio ambiente todavía sigan siendo pensados como sinónimos. Con la contaminación por radioactividad ocurrida al final de esta guerra, los ensayos nucleares posteriores y los accidentes vinculados con las industrias química y nuclear, la preocupación por el medio ambiente dejó de ser solamente una curiosidad de especialistas.

Si bien hubo muchas publicaciones y congresos sobre el tema, ninguno de ellos tuvo la repercusión del libro de Rachel Carson (1962), "Primavera Silenciosa". El alcance de este trabajo se debió en gran medida a que con un estilo que según algunos era cercano a la ciencia ficción, predijo la desaparición total de los pájaros y un profundo desequilibrio en los ecosistemas si se seguían utilizando los pesticidas en la forma en que se lo estaba haciendo. El libro provocó aceptaciones y rechazos en todos los ambientes y si bien fue calificado por muchos como fantasioso, supo llegar al público no especializado con un éxito indiscutible impulsando importantes cambios en la forma de considerar los problemas ambientales en todos los públicos. En este contexto, con o sin razón, las industrias químicas y petroquímicas han sido incluidas entre los principales responsables del daño ambiental.

En 1972 tuvo lugar en Estocolmo la primera conferencia de las Naciones Unidas sobre cuestiones ambientales marcando un punto de inflexión en las políticas en todo el mundo. A partir de esta conferencia el cuidado del medio ambiente definitivamente salió del ámbito de los especialistas para convertirse en un tema de preocupación de los gobiernos. Pero esto fue insuficiente. El deterioro del medio ambiente no se detuvo y no se pudo responder una pregunta crucial: cómo hacer para dejar el mundo habitable a quienes nos sucedan.

El análisis de las causas de este fracaso fue el puntapié inicial para un cambio de paradigma conceptualmente simple pero operativamente complejo. Hasta fines de la década de los 80- principios de los 90 del siglo pasado predominaba la mentalidad remediadora: se contamina y luego se limpia. Es decir que todo lo relacionado con el cuidado ambiental era ajeno y posterior a la

estructura de producción/consumo y era un gasto extra que no todos podían o querían realizar. La búsqueda de mejores formas para cuidar el medio ambiente marcó el inicio de un avance fundamental. El punto crítico fue reemplazar el concepto de remediación por el de prevención, dicho de otra forma en lugar de limpiar después de ensuciar evitemos ensuciar. El objetivo es claro: lograr que la humanidad pueda mantener el nivel de vida actual preservando al mismo tiempo el medio ambiente para las generaciones futuras. En el año 1987 se formaliza por primera vez esta idea –a la que se dio en llamar desarrollo sustentable o sostenible (sinónimos según el diccionario de la Real Academia Española) en un documento conocido como Informe Brundtland.

Tecnología vs cultura

A partir de la publicación del informe Brundtland y de su incorporación en la Declaración de Río de Janeiro (1992) se multiplicaron las propuestas/estrategias para cuidar el medio ambiente evitando contaminar. Quizás un problema que se viene arrastrando desde esos años sea la cantidad y variedad de nombres y “nuevas” estrategias para referirse a lo mismo. En menos de 30 años denominaciones que conceptualmente responden a la misma idea (minimización, eficiencia, verde, circular, limpio, cero, etc., etc., etc.) han sido presentadas y popularizadas por ambientes diferentes (empresarios, economistas, ambientalistas, políticos, etc.), han estado de moda y han pasado de moda. Para agravar aún más la situación, algunos de estos nombres proponen objetivos imposibles de cumplir desde el punto de vista científico, técnico y también social. Esta multiplicidad de nombres que se van sustituyendo rápidamente en las modas para referirse a lo mismo termina generando confusión y, lo que es peor, favorece los “nuevos” negocios que podríamos incluir en la categoría de “el mismo perro con distinto collar”. Cada una de estas denominaciones se asocia a políticas, normas de gestión, certificaciones, etc. etc. propias aparentemente diferentes pero que de hecho no di-

fieren significativamente entre sí.

Prácticamente todas las disciplinas tienen su “línea verde”. Química verde, ingeniería verde, arquitectura verde son algunos ejemplos con claros avances. La pregunta que cabe formularse es por qué no se generalizan y por qué muchas mejoras (por ejemplo el uso de residuos como insumo para nuevos productos) pese a los importantes desarrollos científicos y tecnológicos aún siguen apareciendo como novedad en los diarios y en las publicaciones científicas y no son la regla en la estructura productiva actual.

Y acá es donde aparece un factor clave que no suele recibir la consideración necesaria: el ser humano y las distintas culturas (locales, regionales). No considerarlo lleva a fracasos costosos. Veamos algunos ejemplos.

2.1- Los bifenilos policlorados y el Convenio de Estocolmo

La historia de los bifenilos policlorados (PCB por su sigla en inglés), al igual que la de casi todas las sustancias identificadas como compuestos orgánicos persistentes, puede dividirse en dos períodos claramente diferentes: una primera etapa donde gracias a sus propiedades excepcionales fueron ampliamente utilizados seguida de otra en la cual se dejaron de producir y/o se restringió su uso al determinarse que estas mismas propiedades eran causa de problemas ambientales y de efectos negativos sobre la salud difíciles de resolver. La evidencia fue acumulándose desde fines de la década de los 60 del siglo pasado dando origen a una serie de acciones a nivel internacional que culminaron en mayo de 2001 con la firma en Estocolmo de un Convenio sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes, que permitió contar con una normativa de validez legal internacional con criterios y metas a cumplir para su gestión ambientalmente racional.

En el caso particular de los PCB se fijaron los años 2025 y 2028 para-respectivamente- identificar y retirar de uso equipos contaminados con PCB y realizar una gestión ambientalmente racional de residuos y líquidos contaminados en todo el mundo. A la luz de la información disponible, el cumplimiento de estos

plazos parece difícil (cuando no imposible). Hay países que al momento de firmar el convenio ya habían dispuesto la mayor parte de sus equipos contaminados (o estaban muy cerca de lograrlo), hay otros que aún tienen equipos en uso y/o no los tienen adecuadamente contabilizados pero también están quienes los retiran de las grandes empresas de electricidad y los venden a empresas más chicas. Esto puede gustar o no pero es una realidad y no tenerla en cuenta solamente agrava el problema.

Claramente al fijar los objetivos para eliminar los PCB en el mundo se ha pecado de optimismo subestimando el desafío que significa implementar un sistema de gestión unificado a nivel internacional. Un aspecto que llama la atención es que en todos los documentos en los que se analizan las causas de los incumplimientos de los objetivos propuestos se pone un fuerte énfasis en la falta de financiación para optimizar los aspectos técnicos pero es muy poco lo que se hace sobre un tema crítico: las diferencias sociales, culturales, políticas y económicas entre países muy dispares desde todo punto de vista. Y es aquí donde se debe prestar mucha atención sobre todo al manejo de las ayudas económicas tanto por parte de quienes las brindan como de quienes las reciben ya que en muchos casos su uso es poco eficiente o incluso inadecuado. Es frecuente que la corrupción en distintos niveles afecte negativamente el logro de los objetivos previstos.

No es necesario buscar en lo complejo o lo oculto para ver cómo incide la disparidad cultural en el cumplimiento de los objetivos. Falla, por ejemplo, algo tan elemental como la entrega de los informes de avance parciales periódicos requeridos por el Convenio, entrega a la que se comprometen los países cuando adhieren al convenio. Hay países que los presentan en forma sistemática pero también están los que no los presentan pese a haberse comprometido a hacerlo o los que los presentan incompletos. Tampoco se planteó en su momento la necesidad de unificar la forma de medir los ítems requeridos (dicho claramente, no se definió qué medir, cómo medirlo y qué unidades utilizar) lo que se tradujo en una gran heterogeneidad



en las presentaciones dificultando y aún impidiendo utilizar en los análisis estadísticos y comparativos gran parte de la información presentada, aspecto no menor cuando se debe evaluar el grado de avance hacia un objetivo.

Se podría decir que sobran documentos e informes pero falla la aplicación, es decir bajarlos a hechos concretos y decisiones eficientes y eficaces. La falta de una correcta evaluación de idiosincrasias, la existencia en algunos países de focos de corrupción o la ineficiencia burocrática de muchas organizaciones gubernamentales y no gubernamentales incluso en los países más desarrollados son determinantes al momento de diseñar una acción internacional. No haberlo tenido en cuenta desde el comienzo (por ejemplo al fijar los plazos para cumplir los objetivos) derivó en un fracaso que aún no está siendo adecuadamente asumido y por ende no permite planificar acciones correctivas.

2.2- Los gases de efecto invernadero y el calentamiento global

Parecería que en nuestros días cuando se habla de contaminación

y/o cuidado ambiental el calentamiento global como consecuencia del aumento neto en la emisión de gases de efecto invernadero fuera el único problema. De hecho no es un problema ambiental nuevo y no es el único pero es el que tiene mejor difusión o prensa.

Como ya se mencionó, el calentamiento global ligado a la liberación en la atmósfera de gases de efecto invernadero fue sugerido hacia fines del siglo XIX por el químico sueco Svante Arrhenius quien relacionó por primera vez las concentraciones de CO₂ atmosférico con la temperatura global. Estimó que al duplicarse esta concentración se produciría un aumento global de la temperatura de aproximadamente 9 grados Celcius. Para la misma época el geólogo americano Thomas H. Chamberlin propuso en forma independiente que la temperatura superficial de la tierra dependía de los niveles atmosféricos de CO₂ debido al efecto invernadero. Los sistemas de medición a nivel global han mejorado sustancialmente en las últimas décadas lo que ha permitido confirmar las previsiones de Arrhenius siendo ya un hecho indiscutible que la liberación de gases de efecto invernadero está relaciona-

da con el calentamiento global.

En las décadas siguientes hubo investigadores que plantearon la misma preocupación pero estas advertencias no fueron tomadas muy en serio por la comunidad científica entre otras razones porque había consenso en que los océanos absorberían todo el CO₂ emitido por las actividades industriales eliminándolo de la atmósfera. En la actualidad se estima que entre el 65% y el 80% del CO₂ liberado a la atmósfera se disuelve en el océano permaneciendo allí entre veinte y doscientos años.

Esta evolución hacia el consenso, consecuencia del mejoramiento en los sistemas de medición, no tiene su contrapartida en lo social. Sabemos que cada grupo recibe, interpreta y analiza una noticia de acuerdo a su cultura (conjunto de usos, normas, costumbres, hábitos, ritos, tabúes, etc.) y que ésta predispone a tener una determinada conducta que puede diferir de la esperada. Ya sea por falta de conocimientos para interpretar fehacientemente el mensaje o por haberlo recibido a destiempo o en forma parcial (mala elección del canal, ruido, etc.) se completa e interpreta el mensaje de acuerdo a las propias experiencias y/o prejuicios.

Y el calentamiento global no es una excepción. La información disponible es la misma para todos. Sin embargo las interpretaciones difieren radicalmente de un grupo a otro.

Por un lado están quienes dicen que el cambio climático generado por la actividad humana es un invento y argumentan que, si bien la temperatura del planeta puede estar aumentando, este calentamiento no se debe a las actividades de la humanidad desde la Revolución Industrial sino a un ciclo natural de edades de hielo con períodos cálidos en entre ellos. En otras palabras, estamos viviendo en un período cálido entre edades de hielo. La realidad es que la concentración de CO₂ en la atmósfera aumentó en un 50 % en menos de 200 años coincidiendo con los cambios asociados a la Revolución Industrial. Sería un muy buen apoyo para esta postura si se pudiera encontrar en el registro geológico evidencia de aumentos equivalentes y sobre todo de sus consecuencias.

Cabe destacar que el verdadero problema no es que haya efecto invernadero ni que haya oscilaciones. De hecho la existencia de la vida depende del efecto invernadero y los registros geológicos muestran que hubo cambios importantes a lo largo de la historia de la tierra. A modo de ejemplo, sabemos que la temperatura media fue mucho mayor que la actual en el período Cretácico (hace unos 100 millones de años). El problema en nuestros días no reside tanto en el aumento de temperatura global sino en la velocidad a la que ocurre. Estamos liberando a la atmósfera en pocas décadas una cantidad de carbono que, en condiciones naturales, se hubiera liberado en miles de años. La biosfera, que con tiempo suficiente podría adaptarse a los cambios, no puede hacerlo a este ritmo.

También están los que dicen (no sin cierta razón) que dadas las largas vidas medias de los gases de efecto invernadero en la atmósfera y/o dada la distribución de la generación entre distintos países no se puede hacer nada a nivel individual o en los países menos desarrollados. Estos gases tardan entre décadas y siglos en desaparecer. Todavía hay en la atmósfera moléculas que fueron emitidas hace 100 años o más (dependiendo del gas). Si bien esta postura

tiene mucho de cierto, desentenderse del problema porque “la culpa es de otro” no aporta a su solución y no evita que todos suframos las consecuencias. Quizás sea un buen momento para cambiar la comodidad de esta postura y preguntarse aún con esta desventaja qué se puede hacer y cómo para marcar la diferencia.

Un número aún menor de personas están en los extremos. Usualmente no son científicos, suelen ser ruidosos, elocuentes y pintorescos pero son también conflictivos al momento de definir líneas de acción. En un extremo están los negadores del calentamiento global y del cambio climático. En el otro están los que podríamos llamar fundamentalistas del cambio climático que con posturas totalmente alarmistas y poco realistas colaboran con el mantenimiento del statu quo. Son muy efectistas e imaginativos en sus reclamos pero poco eficientes y eficaces si se los mide por los resultados concretos obtenidos.

Tironeados entre estos extremos están la sociedad, el mundo político y el productivo, cada uno con sus propios intereses, capacidades técnicas, necesidades, barreras y prejuicios. La realidad es que cambiar toda una estructura productiva basada en la energía proveniente de combustibles fósiles no es simple, tampoco es rápido y por cierto es costoso. Otra realidad indiscutible es que la era de los combustibles fósiles baratos se ha acabado. No es casualidad el boom actual - tanto a nivel investigación como en la vida diaria- de las fuentes de energía no fósiles.

Errores estratégicos en el manejo de conflictos ambientales

Lamentablemente es frecuente que quienes defienden al medio ambiente en todos los niveles

- recurran a estrategias efectistas o sensacionalistas que son de corto alcance
- no se apoyen en datos objetivos, concretos e indiscutibles (que en la mayoría de los casos son suficientes para presentar un problema ambiental con claridad y diseñar estrategias eficaces y efi-

cientes para resolverlo)

- no presenten sus reclamos en tiempo y forma (es decir cuando aún hay tiempo para evitar que el problema avance)

Veamos algunos casos.

Podríamos considerar un ejemplo paradigmático de cómo no se debe manejar un conflicto ambiental el que enfrentó a Argentina y Uruguay entre 2005 y 2010 como consecuencia de la autorización del gobierno uruguayo para construir una planta de pasta de celulosa sobre las aguas binacionales del río Uruguay, cerca de las poblaciones de Fray Bentos (Uruguay) y Gualaguaychú (Argentina). La evolución desde una evaluación técnica objetiva de los aspectos ambientales (ventajas, riesgos y medidas paliativas) hasta una politización extrema que derivó en un conflicto internacional fue sorprendentemente rápida. Cabe destacar que tanto Argentina como Uruguay tenían y siguen teniendo excelentes técnicos y especialistas capacitados para manejar un conflicto de estas características. Pese a ello y pese a que hubo objeciones válidas en los dos “bandos” que podrían haberse resuelto en forma civilizada, rápidamente se escaló hasta llegar a extremos insólitos, recurriéndose a una estrategia que históricamente ha demostrado ser ineficiente e ineficaz si el objetivo es resolver un problema ambiental. Hubo fuertes movilizaciones planteando lo que es ya un clásico en los conflictos ambientales mal manejados: “nos van a matar”, “van a destruir el río”, etc. etc. llevando en forma directa y prácticamente sin escalas (y sobre todo sin apoyarse en argumentos técnicos, que los había) a la corte internacional de La Haya. Para quienes seguimos este conflicto de cerca el resultado caía de maduro. No es que Argentina no tuviera razón. El análisis de la documentación ambiental originalmente publicada mostraba falencias técnicas. Pero Argentina manejó el problema en una forma más compatible con el cine catástrofe que con la resolución de un conflicto ambiental. Y como era de esperar Argentina perdió, Uruguay construyó sus pasteras y hasta ahora no mataron a nadie. A esto hay que sumarle los efectos negativos

que tuvo sobre la industria forestal argentina. Resumiendo, convertir un conflicto ambiental en un show político puede ser redituable para alguien a corto plazo pero el medio ambiente y las estructuras productivas pierden. Como “beneficio” adicional, Argentina dio un paso más para empeorar su ya mala imagen en el mundo. Como acotación final, mientras todo el pueblo reclamaba por las pasteras uruguayas, los serios problemas ambientales en las propias costas no eran siquiera mencionados y siguen estando.

Y esto nos lleva a un error clásico en los reclamos por contaminación que es consecuencia de perder la perspectiva objetiva sobre cuál es el riesgo real. Es usual ver en las noticias reclamos desesperados porque un contaminante está presente en un ambiente determinado cayéndose muchas veces en contradicciones técnicas o, lo que es peor, ignorando otros riesgos mayores pero menos evidentes. Siempre se apela a un eventual resultado catastrófico inmediato pero es poco frecuente que esto ocurra. No decimos que no haya catástrofes ambientales sino que no es la característica más frecuente asociada a un proceso de contaminación. Los efectos tienden a ser continuos, de menor intensidad y usualmente se notan a mediano o largo plazo. De allí la necesidad de actuar tempranamente, cuando aún hay tiempo para evitar la catástrofe. Tampoco estamos diciendo que no se puede hacer nada. Estamos diciendo que para llegar a buen puerto y no desperdiciar esfuerzos es necesario trabajar sobre información objetiva (que en estos reclamos suele brillar por su ausencia) dejando de lado prejuicios, barreras y miedos. No hacerlo simplemente le facilita la vida a quien contamina y no quiere asumir la responsabilidad y/o resolver el problema, se la dificulta a quien sí quiere resolverlo y, lo que es más grave, en los casos donde el riesgo es real se bloquean muchas vías de acción.

Otro problema muy frecuente es que los habitantes de una comunidad hagan los reclamos a destiempo, usualmente cuando ya es tarde. A modo de ejemplo, detrás de una rezonificación de un área protegida siempre hay un interés comercial

manejado por alquilen que conoce los vericuetos de los engorrosos sistemas municipales/provinciales. Lo usual es que cuando la información llega a los vecinos y éstos se organizan para reclamar ya es tarde y es poco o nada lo que puede hacerse. Es frecuente, por ejemplo, que cuando los vecinos reclaman ya haya una obra avanzada con todas las autorizaciones pertinentes o que la normativa cambió muchos años antes y en ese momento nadie presentó un reclamo. Estos conflictos que se repiten a lo largo y a lo ancho del país se parecen más un perro que se muerde la cola que una estrategia eficaz para cuidar al medio ambiente. Corrupción, desinterés, falta de conocimiento sobre cómo funcionan estos sistemas, intereses creados, miedos, prejuicios pero también uso político de vecinos bien intencionados suelen estar detrás de estos reclamos frustrados.

3- Desarrollo sustentable, conflictos y prejuicios

El desarrollo tecnológico de las últimas décadas ha afectado tanto cuali como cuantitativamente al medio ambiente y ha sido el origen de fuertes conflictos. Es más frecuente de lo deseable que la información técnica y científica disponible sobre las consecuencias de actuar o de no actuar sea insuficiente pero aún así hay que tomar decisiones. Pero pese al fuerte énfasis que se pone en los aspectos técnicos, estos desafíos son los menos conflictivos. El panorama cambia completamente cuando empiezan a jugar las variables culturales. Compatibilizar distintas posturas, ideas y estrategias de productores, industriales, organismos gubernamentales, ambientalistas y población en general no es sencillo. Y esto se refleja en un hecho contundente: pese al tiempo transcurrido desde la presentación del concepto de desarrollo sustentable y sus ventajas objetivas, los avances aún son magros.

El desarrollo sustentable se apoya en la prevención y es conceptualmente simple: lograr un desarrollo equilibrado con crecimiento económico, equidad social y utilización racional de los recursos naturales con el fin de satisfacer las necesidades de

las presentes generaciones sin comprometer la capacidad de futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. Lo que no es tan simple es convertir esta propuesta en una realidad.

Si le preguntáramos a distintas personas cuál es la mejor forma de lograr este objetivo tendríamos tantas respuestas como interlocutores. Podemos agruparlas en dos grandes categorías: la de quienes defienden la naturaleza y al medio ambiente y la de quienes defienden sus estructuras productivas. Si realmente se adoptara un criterio de sustentabilidad ambos grupos deberían estar trabajando conjuntamente en pos del mismo objetivo, lo cual rara vez sucede.

En todos los casos hay extremistas y moderados. Un prejuicio que aún tiene mucha fuerza y que sigue enfrentando a los empresarios con quienes se preocupan por el medio ambiente es que estos últimos siguen considerando que un empresario nunca estará dispuesto a realizar los cambios que requiere el cuidado ambiental y debe ser forzado a hacerlo. Por su parte es frecuente que los empresarios consideren que los que se preocupan por el medio ambiente son demasiado románticos (por decirlo suavemente) y poco realistas. Ambos tienen razón y no la tienen.

Dentro del empresariado encontramos de todo. Desde quienes comprendieron que el cambio es beneficioso y hacen lo que está a su alcance para convertirlo en una realidad hasta quienes se resisten por la razón que fuere a modificar sus estrategias productivas. Lo mismo ocurre con los ambientalistas. Están los alarmistas que optan por reclamos de alto impacto social pero de baja eficiencia y eficacia y también los más moderados que, sin resignar sus banderas, comprenden que hay una realidad que no puede ser ignorada y que debe ser correctamente evaluada al momento de definir líneas de acción.

Es un conflicto no menor para el ambientalista aceptar que no importa si el objetivo y/o la causa del cambio sea cuidar el medio ambiente, hacer un sistema más eficiente o tener más ganancias. Es un buen momento para reconocer que si el resultado se asocia una mejora ambiental el avance es positivo. Por su parte, no es fácil que

un empresario o un político acepten un cambio cuando el único objetivo es lograr una mejora ambiental. Pero si este cambio se asocia con menores costos o con alguna ventaja comparativa para el político (por cierto que sea lícita), las probabilidades de éxito aumentan. Es entonces donde hay que ser pragmáticos y no pretender imponer el propio idealismo a quien nunca lo tendrá.

Tampoco es sencillo introducir en la gestión ambiental un concepto que ha sido sumamente productivo en los trabajos relacionados con calidad. Nos referimos a la mejora continua. Es aún una asignatura pendiente trabajar con una metodología específica que permita identificar en forma integral y objetiva las variables a controlar, las opciones de mejora y el grado de urgencia/gravedad de la situación, definir líneas de acción y hacer un seguimiento a largo plazo. Suele ser deficiente la formación de quienes se ocupan del medio ambiente (especialmente legisladores y activistas) pero también es poco frecuente que el empresario incluya el rendimiento ambiental entre las variables a evaluar en sus estrategias de gestión pese a que quien lo hace obtiene información sumamente útil para su proceso productivo.

Un cambio propuesto sin tener en cuenta la realidad del empresario/productor generará conflictos adicionales. Es un buen ejemplo lo que está pasando en estos días con los productores agropecuarios de la Unión Europea donde una nueva normativa ambiental que parece haber sido decidida sin tener en cuenta sus realidades ha generado fuertes reclamos especialmente en los pequeños productores ya que aumenta sus costos poniéndolos en desventaja con el resto del mundo. Cabe destacar que por las mismas razones está generando fuertes conflictos con quienes quieren exportar su producción de alimentos a la Unión Europea.

Fijar plazos que no se pueden cumplir tampoco es sano. El caso de los PCB mencionado en una sección anterior y también la agenda 2030 son ejemplos paradigmáticos. Independientemente que el beneficio sea global o local, si no se tienen en cuenta las distintas realidades culturales, sociales y económicas en las distintas regiones del mundo y sus variadas

formas de incidir en el problema ambiental, el fracaso es previsible.

Mirando hacia adelante, no repetimos los errores del pasado

El panorama planteado en las secciones anteriores puede parecer negro pero es realista. Ante este presente podemos resignarnos o ser pragmáticos al momento de decidir cómo avanzar. No podemos ser ingenuos e ignorar que todo lo relacionado con el cuidado del medio ambiente responde a intereses diversos que en muchos casos son incompatibles. Aprender de la historia reciente es aún una asignatura pendiente, especialmente en Argentina.

Es una postura frecuente conformarse con la inactividad justificándose en que a un grupo de poder determinado (empresarios, políticos, etc.) "no le interesa". Pero se habla menos del fuerte desconocimiento que hay sobre la complejidad de los problemas ambientales por parte de muchos de los que honestamente defienden el medio ambiente.

Los extremos, por mejor buena voluntad que haya nunca llevan a buen puerto. Desde las posturas más radicalizadas que reclaman cambios técnicamente inviables hasta quienes siguen considerando que se trata de un gasto innecesario, un negocio para algunos o un problema más generado por las autoridades ambientales el espectro es amplio. Estas objeciones cuentan con el apoyo de una normativa y políticas ambientales en vigencia que suelen dificultar en lugar de facilitar los avances. Obviamente contar con una normativa ambiental es imprescindible pero la que está en vigencia rara vez tiene en cuenta la rápida evolución de los distintos sistemas productivos y suele tener "errores de diseño" (voluntarios, involuntarios, que responden a intereses creados o consecuencia de la incompetencia o desconocimiento por parte sus responsables) que se traducen en una intrincada red de enmiendas y/o modificaciones. Y esto genera dificultades en todos los niveles, facilita algunos negocios que se disfrazan de ambientales y dificulta muchos avances construc-

tivos. Una modernización de la normativa ambiental que sea realista y que pueda cumplirse es imperiosa.

Hemos presentado en este trabajo casos que muestran claramente cómo las diferencias culturales, los intereses parciales y las barreras (manifiestas o latentes) lentifican los avances en el cuidado ambiental. Posiblemente un cambio que aún es muy incipiente es la interacción constructiva entre las distintas comunidades y grupos ambientalistas con quienes toman decisiones (políticos, empresarios, etc.). La historia muestra que el enfrentamiento lleva a una buena publicidad y beneficia a algunos pero perjudica al medio ambiente. Identificar los intereses creados en cada uno de los grupos responsables de tomar decisiones (incluyendo los ambientalistas) y actuar inteligentemente en consecuencia puede ofrecer mejores resultados. Obviamente no es sencillo ya que quien gana cuando las cosas se hacen mal quiere seguir ganando. La pregunta es si seguiremos apoyándonos en un idealismo poco efectivo donde el que tiene intereses creados gana fácilmente o aprenderemos a ser pragmáticos, por cierto sin olvidar nunca el objetivo de proteger al medio ambiente y, lo que es más importante, no perdernos en el camino.

El naturalista/ambientalista debe aceptar que, independientemente de las motivaciones, lo importante es que el objetivo se logre y que (aunque la idea no le guste) para ser eficiente, eficaz y duradera una mejora ambiental debe formar parte de un sistema de mejora continua que sea económicamente redituable. También debe entender que cuando pide un imposible el resultado previsible es el fracaso. Ser realista sin perder de vista los objetivos, identificar claramente las urgencias y separar la paja del trigo es aún una asignatura pendiente para muchos.

Como acabamos de decir, cuantificar los beneficios económicos asociados a los ambientales es algo que molesta a muchos. Pero si no se lo hace los avances seguirán siendo lentos. Al empresario honesto es necesario acompañarlo con proyectos ambientales donde pueda ver claramente que su esfuerzo no es un gasto sino una inversión. Desarrollos técnicos sobran pero es poco frecuente que lleguen al empresario, especial-



mente al Pyme.

A quien gana destruyendo el medio ambiente es necesario controlarlo y demostrarle en forma clara y concreta que este camino ya no es posible. Y no nos referimos a clásicos e ineficientes reclamos como los mencionados en este trabajo sino a nuevas formas de proceder que realmente bloqueen esta modalidad.

La gestión ambiental por su naturaleza es conflictiva. Los problemas ambientales son complejos y no son de resolución instantánea. Requieren mucho trabajo, muchos acuerdos y, lo que es más difícil, continuidad y seguimiento. Tomar conciencia de un problema es un paso necesario pero insuficiente. Evaluar correctamente los peligros y riesgos reales asociados tanto a la situación actual como a las consecuencias integrales del cambio que se propone con la mejor información disponible es determinante al momento de decidir líneas de acción. Pero por inverosímil que parezca especialmente si se tiene en cuenta la muy amplia biblioteca que apoya esta ida, aún se trata de una asignatura pendiente.

Cuando hablamos de sustentabilidad, impacto ambiental, contaminación e incluso conservación de la naturaleza nos estamos refiriendo a una serie de problemas sumamente complejos. Cada uno de ellos tiene sus propias dificultades y requiere aproximaciones específicas. Pero to-

dos tienen al hombre con sus conductas, barreras y prejuicios como factor común. De nada sirve una campaña de alto impacto social si no se hay un seguimiento posterior. Tampoco llevan a buen puerto reformas que solamente consideren los aspectos técnicos ignorando las idiosincrasias locales. Evaluar y superar barreras y objeciones es el trabajo más complejo pero si no se lo hace es imposible avanzar en el diseño conjunto de estrategias de mejora, implementarlas y sobre todo hacer un seguimiento para asegurarse que se logran los objetivos previstos.

La humanidad está aún muy lejos del delicado equilibrio que permitirá que ambos (ser humano y naturaleza) puedan convivir armónicamente. El camino es difícil, el desafío es grande y el aprendizaje en todos los niveles también lo será.

Bibliografía

Prevención de la contaminación, producción más limpia y eco eficiencia. Desde la remediación hacia la prevención. Varsavsky, Alicia Inés, Fernández Dillon, Daniel. XXVIII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Cancún, octubre 2001

Human Environmental Impact in the Paleolithic and Neolithic Nentwig, W. en HANDBOOK OF PALEOANTHROPOLOGY

pags 1881-1900 (2007) editores Henke, W., Tattersall, I.

Bifenilos policlorados y las metas del Convenio de Estocolmo- Alicia Inés Varsavsky y Daniel Fernández Dillon- Ingeniería Sanitaria y Ambiental N.º 140 - pags 42-46-2020

Desarrollo sustentable, estrategias verdes y cuidado ambiental- El desafío del cambio de paradigma en la producción de alimentos- Alicia Inés Varsavsky y Daniel Fernández Dillon- Agroindustria 153-pags 46-54--mayo-julio/2020

Gestión sustentable de residuos. Una inversión redituable- A.I.Varsavsky- D.Fernández Dillon. Capacitación- Organizado por ProEcuador (Oficina Comercial del Ecuador en Buenos Aires)- Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca- Gobierno de Ecuador- 12/ julio/2022

Bottausci, S., Midence, R., Serrano-Bernardo, F., & Bonoli, A. Organic Waste Management and Circular Bioeconomy: A Literature Review Comparison between Latin America and the European Union. Sustainability, 14(3), 1661- 2022

Naciones Unidas-Desafíos globales- Población- Una población en crecimiento- disponible en <https://www.un.org/es/global-issues/population>



Cambio climático CO₂

Por **Rosa Compagnucci** (Investigadora en Cuestiones Climáticas, Departamento de Ciencias de la Atmósfera y los Océanos, Universidad de Buenos Aires)

Una visión que se suma al debate sobre el cambio climático y a las actividades de desarrollo que generan impacto.

El Calentamiento Global, también llamado Cambio Climático, ha generado un gran impacto en la opinión pública. Nos estamos volviendo conscientes que el accionar humano afecta el planeta en que vivimos. Indudablemente hay un sinnúmero de impactos producidos en el ecosistema tales como la tala de bosques, la pérdida de flora nativa y el efecto que esto tiene sobre la fauna, la caza indiscriminada, la contaminación del agua y el suelo, entre otros. Sin embargo, el periodismo y la opinión pública se han focalizado particularmente en el llamado

Calentamiento Antropogénico, o sea el aumento de la temperatura global producida desde mediados del siglo diecinueve y atribuida principalmente al incremento del CO₂ (dióxido de carbono) antropogénico, debido a la quema de combustibles fósiles.

Es importante conocer la historia que llevó a determinar en el siglo XXI, por el llamado “consenso científico”, que la vida sobre el planeta estaría en serio riesgo de extensión de seguir aumentando las emisiones de CO₂ ya que los modelos climáticos auguran para el 2100 un aumento de aproximadamente 5°C en la temperatura media global. Los últimos informes del IPCC (Panel Intergubernamental en Cambio Climático) 2023, dan perspectivas abso-

lutamente alarmantes: “Las emisiones continuas de gases de efecto invernadero conducirán a un aumento del calentamiento global, con la mejor estimación de alcanzar 1,5 °C en el corto plazo en los escenarios considerados. Cada incremento del calentamiento global intensificará peligros múltiples y concurrentes. Los resultados de los escenarios de respuesta climática evaluados para emisiones de GEI (Gas de Efecto Invernadero) muy bajas, arrojan una estimación del calentamiento para el período 2081-2100 de ~ 1,4 °C, para un escenario de emisiones intermedias de GEI de 2,7 °C y para un escenario de emisiones muy altas de GEI de 4,4 °C.” “Las emisiones ya deberían haber disminuido y será necesario reducirlas casi a la mitad de aquí a 2030, si se desea limitar el calentamiento a 1,5 °C.” “A medida que aumentan los niveles de calentamiento, también lo hacen los riesgos de extinción de especies o pérdida irreversible de biodiversidad en ecosistemas como los bosques, los arrecifes de coral y en las regiones árticas. Si se alcanzan y mantienen los niveles de calentamiento entre 2 °C y 3 °C, las capas de hielo de Groenlandia y la Antártida occidental se perderán casi por completo e irreversiblemente a lo largo de varios milenios, lo que provocará un aumento de varios metros en el nivel del mar.”

El objetivo de esta presentación es brindar primeramente la historia socio-política del Calentamiento Global. Luego las variaciones naturales que ha tenido la temperatura global en la historia del clima de la tierra, así como del CO2 principal gas de efecto invernadero, conjuntamente con una breve descripción de las fuentes de datos utilizadas en los estudios científicos sobre el período pre-instrumental. Seguidamente, las variaciones de temperatura observadas desde el período instrumental que comenzó en 1850.

Historia del proceso socio-político del Cambio Climático

La historia del proceso a partir del cual se llega a la idea actual del Cambio Climático, producto del Calentamiento Global Antropogénico, resulta sumamente importante para comprender las implicancias sociales involucradas.

Después de varias décadas de

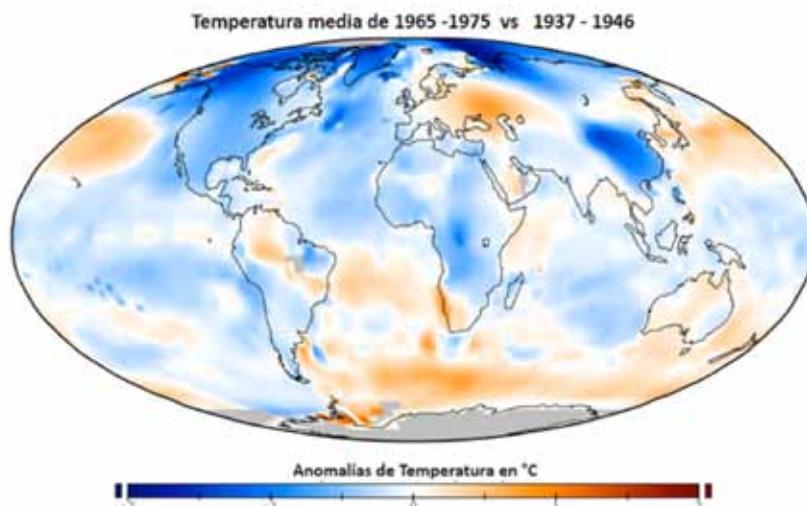


Figura 1. Diferencia de temperatura entre 1965 a 1975 respecto a 1937 a 1946 (fuente Saperaud wikimedia Commons).

calentamiento, un período de enfriamiento comenzó en 1945, y dos décadas de una tendencia de enfriamiento. Las anomalías de temperatura globales a mediados de los '70 (Figura 1) sugirieron a algunos científicos que el planeta podría estar entrando en el comienzo de una nueva edad de hielo. Las El dibujo-ficción de New York sepultada por un gigantesco alud que apareció en la tapa de la revista Science News de marzo de 1975 produjo alarma. El New York Times del 8 de abril de 1977 con un pinguino sobre montañas de hielo en la portada, anunciaba la nota “Como sobrevivir a la Edad de Hielo que viene” y proponía “51 cosas que usted puede hacer para marcar la diferencia” (Figura 2).

Esta preocupación rápidamente quedó reducida a una pequeña porción de la sociedad, ya que otros temas producirían inquietud tanto a los políticos como al ciudadano común. El periodismo se dedicaba a la fallida guerra de Vietnam que en esa época llegaba a su fin, la guerra fría, la amenaza de una posible guerra atómica y la crisis del petróleo.

Ya a fines de los '70 las temperaturas comenzaron a subir en la mayor parte del mundo y la amenaza de un futuro gélido fue rápidamente olvidada. El verano del '78 resultó uno de los más cálidos en décadas en el hemisferio norte. Entonces, la Academia Nacional de Ciencias de los Estados Unidos convenció al presidente Carter de reunir una co-

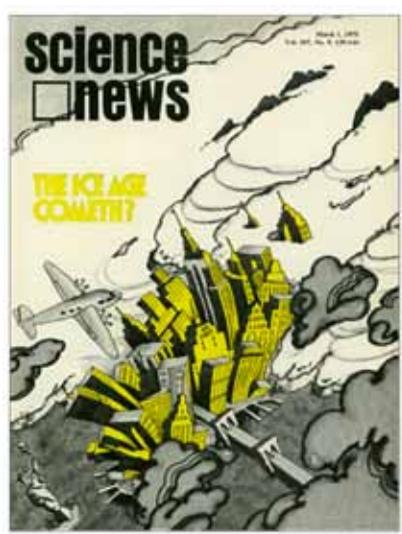


Figura 2. Tapas de las revistas “Science News” del 1º de Marzo de 1975 y “Time” de Abril de 1977

misión para el estudio del cambio en la temperatura. El informe decía que el aumento del CO₂ produciría apreciables cambios climáticos. La Central de Inteligencia Americana (CIA) también produjo sus propios informes y pidió que se incrementara la investigación del tema dado su influencia geopolítica. A su vez, Margaret Thatcher, química de profesión, conocía el efecto invernadero del CO₂ y encontró así la posibilidad de encausar su proyecto nuclear presionada por las huelgas de los mineros del carbón y el descomunal aumento del petróleo. Le encargó a Sir Crispin Tickell, embajador del Reino Unido en la Organización de las Naciones Unidas (ONU), que generara en la ONU una asesoría sobre la relación entre cambio climático, política y economía (Caparrós, 2010). Como respuesta se creó el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) que en 1990 produjo su primer informe.

Temperatura media global del período pre-instrumental

El período instrumental, se considera aquel para el cual existen registros instrumentales razonablemente confiables de la temperatura cercana a la superficie con una cobertura casi global y, comienza alrededor de 1850. Existen registros anteriores, pero con una cobertura más dispersa, confinada en gran medida al hemisferio norte, y con una instrumentación menos estandarizada.

El período previo de la historia del clima de la tierra, está cuantificado mediante proxy datos, que son datos indirectos para reconstruir las condiciones climáticas pasadas provenientes de registros naturales que conservan características físicas o biofísicas del pasado que sustituyen a las mediciones directas. Los paleoclimatólogos recopilan datos indirectos de los registradores naturales de la variabilidad climática, como los corales, el polen, los núcleos de hielo, los anillos de los árboles, las cuevas, los basureros de las ratas, los sedimentos oceánicos y lacustres y los datos históricos. Al analizar los registros tomados de estas y otras fuentes indirectas, los científicos pueden ampliar nuestra compren-

sión del clima mucho más allá del registro instrumental.

En escalas que van del reciente pasado de los últimos 2000 años, a millones de años se tienen los siguientes proxy datos más relevantes.

Datos históricos: Los documentos históricos, pueden brindar una gran cantidad de información sobre los climas del pasado. Se pueden encontrar observaciones de las condiciones meteorológicas y climáticas en los registros de barcos y agricultores, diarios de viajeros, relatos de periódicos y otros registros escritos. Cuando se evalúan adecuadamente, los documentos históricos pueden proporcionar información tanto cualitativa como cuantitativa sobre el clima del pasado. Por ejemplo, los científicos utilizaron fechas históricas de cosecha de uvas para reconstruir las temperaturas de verano, entre abril y septiembre, en París desde 1370 hasta 1879 (Ladurie, E. L. R. y Daux, V. , 2008).

Corales: los corales construyen sus esqueletos duros a partir de carbonato de calcio, un mineral extraído del agua de mar. La densidad de estos esqueletos de carbonato de calcio cambia a medida que cambian la temperatura del agua, la luz y las condiciones de nutrientes, lo que da a los esqueletos de coral formados en el verano una densidad diferente a la de los formados en el invierno. El carbonato también contiene isótopos de oxígeno, así como metales traza que se pueden utilizar para determinar la temperatura del agua en la que creció el coral. Puede utilizarse esta información para reconstruir el clima cuando vivió el coral, como Gagan y otros (2000) que analizaron la ocurrencia del fenómeno El Niño en los pasados 4000 años mediante la información de los corales.

Anillos de los árboles: Debido a que las condiciones climáticas influyen en el crecimiento de los árboles, los patrones en el ancho, la densidad y la composición isotópica de los anillos de los árboles reflejan variaciones en el clima. En las regiones templadas donde hay una estación de crecimiento definida, los árboles generalmente producen un anillo al año, que registra las condiciones climáticas cada año. Si dependen en gran medida de temperaturas cálidas o mucha humedad en la estación de

crecimiento, sus anillos serán más anchos cuando se dan esas condiciones y más estrechos cuando no las hay. Los árboles también pueden llegar a tener cientos o miles de años y pueden contener registros anuales del clima durante siglos o milenios.

Basureros de ratas: Los depósitos ricos en plantas llamados basureros de ratas son otro tipo de datos indirectos. Para producir estos basureros, las ratas recogen materiales vegetales a corta distancia y los acumulan en cuevas y grietas secas. Allí, esos materiales vegetales y otros desechos se cementan con grandes masas de orina cristalizada y pueden conservarse durante decenas de miles de años. Después de recoger, limpiar y clasificar muestras de basureros, se analiza su contenido, que representa el entorno local en el momento en que se recolectó el material.

Polen: Todas las plantas con flores producen granos de polen, que son otro tipo de datos indirectos. Se pueden utilizar las formas distintivas de los granos de polen para identificar el tipo de planta de la que proceden. Dado que los granos de polen se conservan bien en las capas de sedimentos del fondo de un estanque, lago u océano, un análisis de los granos de polen en cada capa indica qué tipos de plantas estaban creciendo en el momento en que se depositó el sedimento. Entonces es posible hacer inferencias sobre el clima de la zona basándose en los tipos de plantas que se encuentran en cada capa.

Cuevas: Estas cámaras subterráneas contienen los secretos del clima de la Tierra en espeleotemas, también conocidos como estalactitas, estalagmitas y otras formaciones. Los espeleotemas crecen con el tiempo a medida que el agua gotea desde el techo de una cueva o se acumula en su suelo y los depósitos minerales se acumulan en capas delgadas y brillantes. Debido a que la cantidad de agua que se abre paso hacia las cuevas determina la cantidad de crecimiento de los espeleotemas, sus capas pueden indicar épocas tanto de fuertes precipitaciones como de sequía.

Núcleos de hielo: Situado en lo alto de las montañas y cerca de los polos, el hielo (otro tipo de datos indirectos) se ha acumulado a partir de las nevadas durante muchos mi-

lenios. Perforando el hielo profundo para recoger núcleos de hielo, que a menudo tienen capas distintas, estas contienen polvo, burbujas de aire o isótopos de oxígeno, que difieren de un año a otro en función del entorno circundante. Pueden utilizarse para interpretar el clima pasado de una zona. Los núcleos de hielo pueden informar sobre la temperatura, las precipitaciones, la composición atmosférica, la actividad volcánica e incluso los patrones de viento.

Sedimentos de océanos y lagos: Miles de millones de toneladas de sedimentos se acumulan en las cuencas de los océanos y lagos cada año, lo que proporciona una gran cantidad de información sobre el medio ambiente. Perforando los sedimentos de los fondos de las cuencas y examinan su contenido, que incluye pequeños fósiles y sustancias químicas, es posible con ellos interpretar los climas pasados.

Cambios en los últimos 600 millones de años

En la Figura 3 puede observarse que el período comprendido entre el Carbonífero tardío y el Pérmico temprano (hace 315-270 millones de

años), es el único período de los últimos 600 millones de años en el que tanto el CO₂ atmosférico como las temperaturas fueron tan bajas como lo son hoy (Cuaternario).

También el gráfico muestra que los niveles de dióxido de carbono tienen poca o casi nada de correlación con la temperatura durante este período de tiempo. Los niveles de CO₂ han caído de forma constante entre los 600 y 350 millones de años atrás. Mientras que la temperatura planetaria se mantuvo en 22 °C, con una abrupta y relativamente breve caída hasta 12°C hace 450 millones de años con posteriormente una rápida recuperación. Fue hace 30 millones de años que la temperatura del planeta comenzó a descender hacia las condiciones de la Edad de Hielo, más frías que cualquier otra en los últimos 300 millones de años. Nuestro planeta ahora es inusualmente frío según los estándares paleoclimáticos y los niveles de dióxido de carbono son inusualmente bajos.

También es de notar que en 600 millones de años la temperatura global no ha superado mucho los 22 °C, sin importar cuán altos hayan sido los niveles de CO₂.

El enfriamiento que comenzó en el Eoceno hace 55 millones de

años, fue debido los fenómenos tectónicos. Por ejemplo, la colisión de la placa india con la asiática creando las montañas del Himalaya, lo que aumentó las tasas de erosión y meteorización. Una mayor tasa de meteorización de los minerales de silicato, especialmente el feldespato, consume dióxido de carbono de la atmósfera y, por lo tanto, reduce el efecto invernadero, lo que da como resultado un enfriamiento a largo plazo. El enfriamiento llevó a las condiciones de la última edad de hielo y a las oscilaciones climáticas del Pleistoceno (Figura 4).

Los últimos 5 millones de años (figura 5) muestran que el último millón de años que se caracterizó por grandes oscilaciones cíclicas en la temperatura de más de 10 °C y conjuntamente con oscilaciones cíclicas similares en la concentración de CO₂, de aproximadamente 100 mil años de duración, entre períodos glaciares e interglaciares. Mayormente producto de los llamados ciclos de Milankovitch en la órbita terrestre que afectan el clima a largo plazo (Berger, A., 1988). Hay tres componentes clave: la variación de la excentricidad orbital (cambio de forma de la órbita cada 100.000 años), el cambio en la inclinación

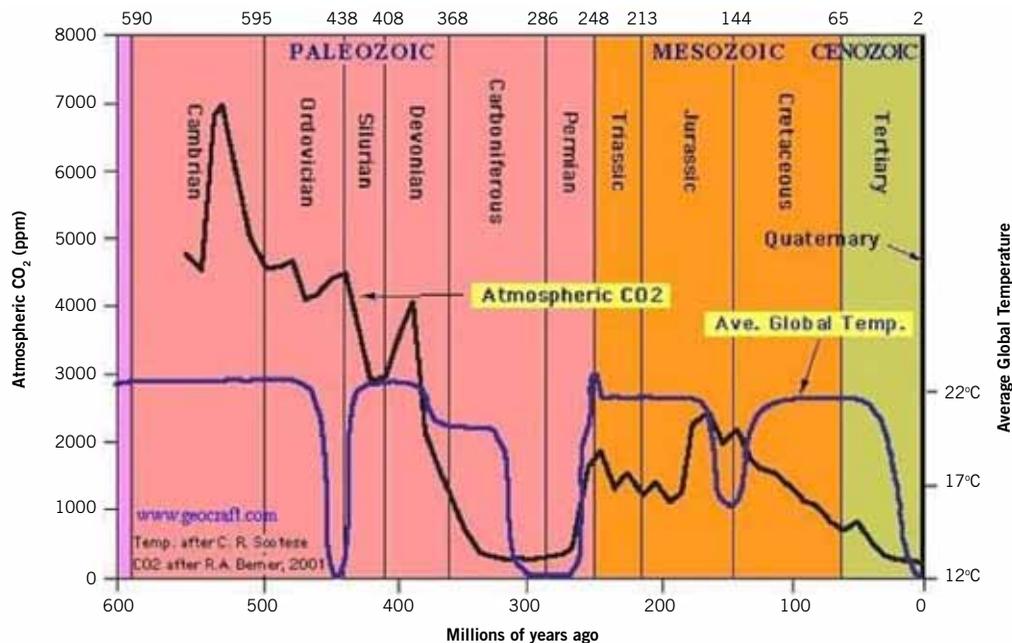


Figura 3. Temperatura Global y niveles de CO₂ sobre los últimos 600 millones de años realizado por MacRae P. (2008). Este gráfico es combinación de dos fuentes. La reconstrucción de la paleo temperatura de Scotese website <http://www.scotese.com/Default.htm>. La reconstrucción de los niveles de CO₂ de R.A. Berner y Z. Kothavala, "Geocarb III: A revised model of atmospheric CO₂ over Phanerozoic time." American Journal of Science, Vol. 301, Feb. 2001, pp. 182-204.

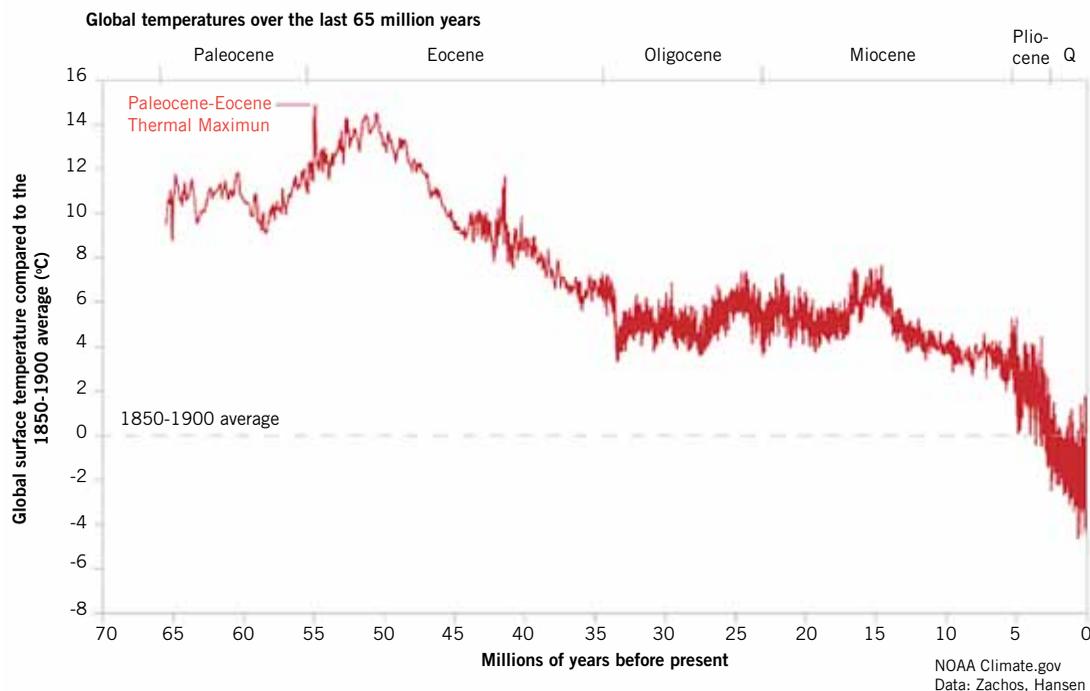


Figura 4. Temperatura de los últimos 65 millones de años (Fuente: Zachos et al., 2008).

axial (oscilación de la inclinación cada 41.000 años) y la precesión de los equinoccios (cambio en la orientación del eje cada 26.000 años). Reciente información de los testigos de hielo del continente Antártico cubre los últimos 800 mil años y permiten tener una mejor resolución de la información de temperatura.

De acuerdo con las estimaciones hechas utilizando los testigos de hielo los últimos 500.000 años (Figura 6) las temperaturas de los tres periodos interglaciares previos fueron superiores al del actual interglaciar, con lo cual las temperaturas actuales, del periodo Holoceno, serian propias de los periodos interglaciares. Mientras que los valores de CO2 actuales, de 425 ppm a Julio del 2024 (<https://www.co2.earth/>), son superiores a los registrados en los previos

500.000 años.

El CO2 y la temperatura parecen estar bien correlacionados en un sentido general, pero hay algunas desviaciones significativas. En las terminaciones de los periodos glaciares, la covarianza es tan buena como la observada para el metano (no mostrada). Pero al comienzo de las últimas 4 glaciaciones, el CO2 se retrasó con respecto a la temperatura en varios miles de años. Petit et al (1999) hacen la observación, pero no ofrecen una explicación y no toman en cuenta la importancia de este fenómeno.

Aparentemente, el cambio en la temperatura y la cubierta de hielo hace que el CO2 cambie.

En la Figura 6, puede verse que las variaciones de CO2 van a la zaga de las variaciones de temperatura,

especialmente al fin de los periodos cálidos. Los desfases de tiempo, de los periodos finales de la glaciación a comienzos de los cálidos, son de unos pocos cientos de años pueden explicarse mediante errores de datación y calibrando las edades de los gases con las edades de hielo. Parrenin et al (2013) analizaron el comienzo del Holoceno donde encontraron buena concordancia entre los desfases de temperatura y los de CO2. Sin embargo, se hubiesen analizado el comienzo del último periodo glacial hubiesen encontrado un desfase temporal de varios miles de años, tan grande que no es posible explicarlo por un error de calibración.

En particular, la terminación pre-Eemense y el inicio post-Eemense, muestran claramente que durante el pre-Eemense la temperatura y

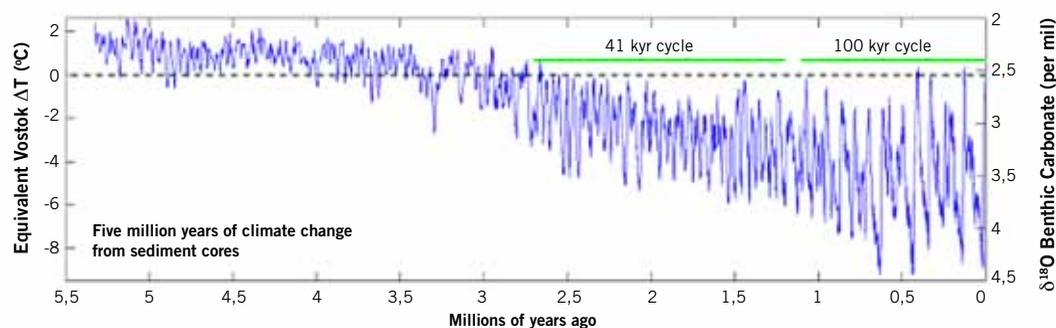
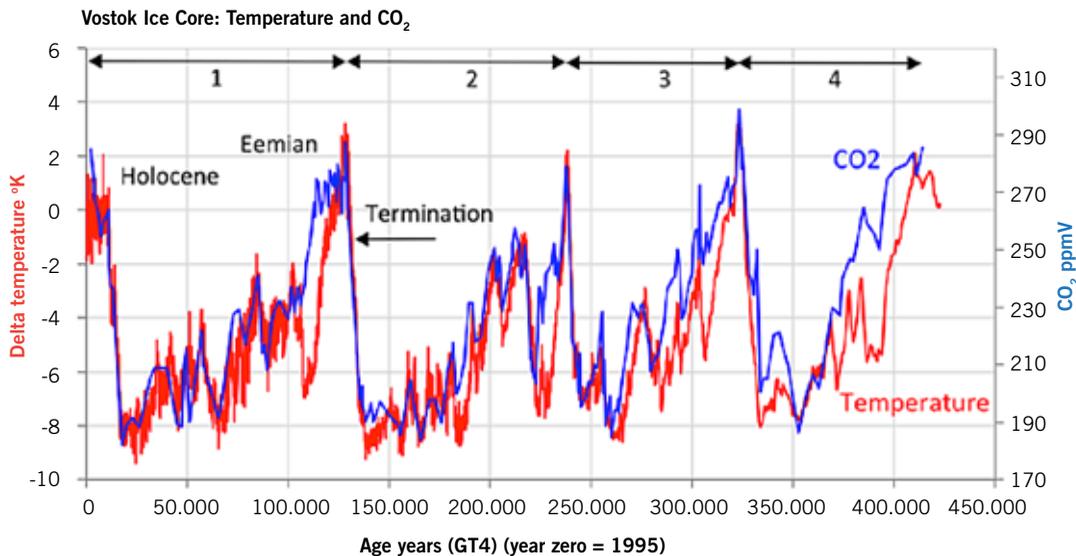


Figura 5. Reconstrucción de los pasados 5 millones de años de la historia del clima, basado en las fracciones de isotopos de O18 en los testigos de sedimentos marinos (como proxy de la masa total de hielo), filtrado por un modelo de forzante orbital (Lisiecki and Raymo 2005) y de escalas de temperatura derivadas de los testigos de hielo de Vostok (Petit et al., 1999).



Energy Matters euanmearns.com <http://www.ncdc.noaa.gov/paleo/icecore/antarctica/vostok/vostok.html>

Figura 6. El Core de Hielo de Vostok: Temperatura y CO₂ (Fuente: Euan Mearns (2014), Energy Matters 12 diciembre, 2014, The Vostok Ice Core: Temperature, CO₂ and CH₄), en el artículo también se plantea una discusión sobre los proxy datos. Los datos de Vostok pueden bajarse de <https://www.ncdc.noaa.gov/products/paleoclimatology/ice-core>

el CO₂ aumentan casi coordinadamente, mientras que durante el enfriamiento del post-Eemiense en desfase del orden de 10.000 años (<https://euanmearns.com/the-vostok-ice-core-and-the-14000-year-co2-time-lag/>).

Los últimos 2000 años

Hay una pregunta clave ¿el calentamiento del siglo XX es inusual o ya ocurrieron en el pasado episodios similares?, ¿es el hombre el causante del calentamiento reciente? Por ello es fundamental una evaluación lo más precisa posible de los últimos 2000 años, los cuales cuentan con un gran número de proxy datos de bastante resolución. Además, es un período en el cual pueden descartarse la tectónica, y los ciclos de Milankovitch como forzantes.

La primera serie cuantitativa de temperatura media global, reconstruida de proxy datos para los últimos 1000 años del hemisferio norte (HN), es conocida como “el palo de jockey” y fue presentada por Mann et al. (1999) y publicada por el IPCC (2001 figura 2.20) y presentada en la Figura 7. Esta reconstrucción produjo grandes controversias en el ambiente científico. La pregunta clave es: ¿el calentamiento del siglo XX es inusual o ya ocurrieron en el pasado episodios similares? Durante el llamado Perío-

do Cálido Medieval (PCM: 800-1300 d. C.) los Vikingos se expandieron a Islandia, Groenlandia y el norte de Norteamérica como lo indican los asentamientos arqueológicos. Determinar la magnitud y la extensión del PCM, pues aquí intervinieron forzantes naturales, principalmente la alta actividad solar. El IPCC (2001) propuso que este era un fenómeno local del HN imperceptible a nivel global. Esto fue refutado con investigaciones que localizan el PCM en diversos lugares del Hemisferio Sur (HS), cómo Japón (Adhikari, D.P. and Kumon, F. 2001), el Pasaje Drake (Domack, E.W. and Mayewski, P.A. 1999).

La mayoría científica produjeron otras reconstrucciones similares al “palo de hockey” y resultados afines, pero otro grupo comenzó a refutar estos resultados criticando los datos empleados y la metodología usada en esa reconstrucción generándose así una gran controversia (Esper et al, 2002; McIntyre y McKittrick, 2003 y 2005; von Storch y Zorita, 2005; McIntyre, 2005).

Después del informe de 2001 del IPCC, prestigiosas revistas especializadas empezaron a publicar otras reconstrucciones de temperatura de los últimos 1000 y hasta 2000 años que difieren notoriamente del “palo de jockey” (Esper et al, 2002; Soon y Baliunas, 2003; Cook et al, 2004; Moberg et al, 2005; Loehle y McCulloch 2008).

En el IPCC(2007) se publican las reconstrucciones disponibles que muestran mayor variabilidad que el “palo de jockey” (Figura 8)

La posteriormente reconstrucción producida por Ljungqvist (2010) ver figura 9, muestra temperaturas similares a las del calentamiento actual durante el PCM. La actividad solar parecería ser el principal forzante de estos cambios, ya que entre el 1300 y 1820 la temperatura decae en tres pulsos, correspondientes a los mínimos de manchas solares (Tobias y Weiss,2000), de Spörer (1450-1550), Maunder (1645-1715) y Dalton (1790-1815). Este largo período frío es conocido como la “Pequeña Edad de Hielo”, período en el que también hubo gran actividad volcánica que fue el otro forzante del enfriamiento.

Período instrumental

Existen diversos bancos mundiales de información con los datos registrados por las estaciones meteorológicas del período instrumental, que abarca desde 1850 hasta la actualidad. El más importante es la red mundial de datos climáticos históricos (GHCN) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) de los Estados Unidos de Norteamérica con valores diarios que pueden bajarse de: <https://www.ncdc.noaa.gov/products/land-based-station/global-historical-climatolo>

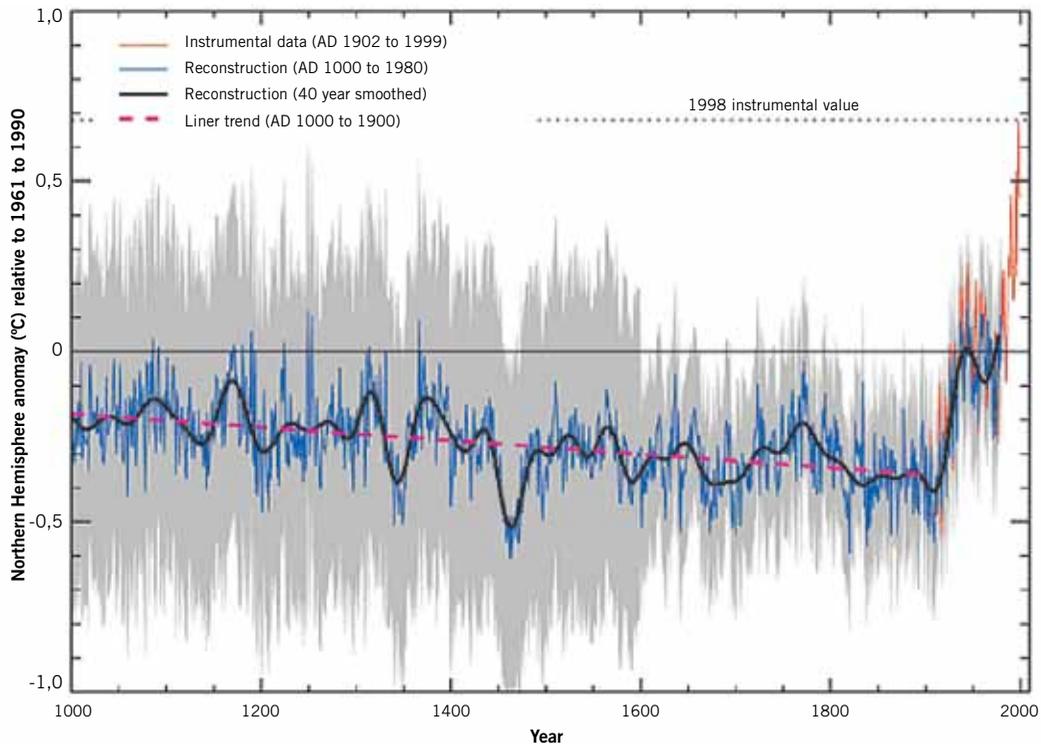


Figura 7. Del IPCC (2001, Figura 2.20) Desde el año 1000 d. C. hasta 1999 la temperatura del NH, reconstruidas (azul) y datos instrumentales (rojo), adaptados de Mann et al. (1999). Se muestran una versión más suave de la serie NH (negra), una tendencia lineal desde el año 1000 d. C. hasta 1850 (línea discontinua morada) y dos límites de error estándar (sombreados en gris).

gy-network-daily .

En 1850 el sistema climático está saliendo de la llamada “Pequeña Edad de Hielo”, el sol comienza a tener más actividad, la tierra tiende a calentarse respecto al período previo como puede verse en la Figura 8. El último año en que el Támesis se congeló fue 1895. A su vez en esta época comienza el período industrial y la inyección de CO₂ de quema fósil a

la atmósfera. Allí se entabla una gran controversia muy difícil de resolver fehacientemente. ¿Es el aumento antropogénico de los gases de efecto invernadero, o son causas naturales como las variaciones solares, el vulcanismo, los rayos cósmicos galácticos entre otras, las que provocaron el aumento de la temperatura y el cambio en otras variables climáticas?

Resolver esta pregunta y mostrar

todos los aportes a ella es imposible en este artículo. Sólo se indicarán algunas apreciaciones evidentes en la Figura 9. Entre 1850 y 1910 hay una tendencia negativa de la temperatura, salvo un calentamiento en 1877-1878, mientras que la tendencia del CO₂ es contraria, en aumento. De 1910 a 1944 las temperaturas aumentan mucho más rápido de lo que se puede explicar por los cambios en

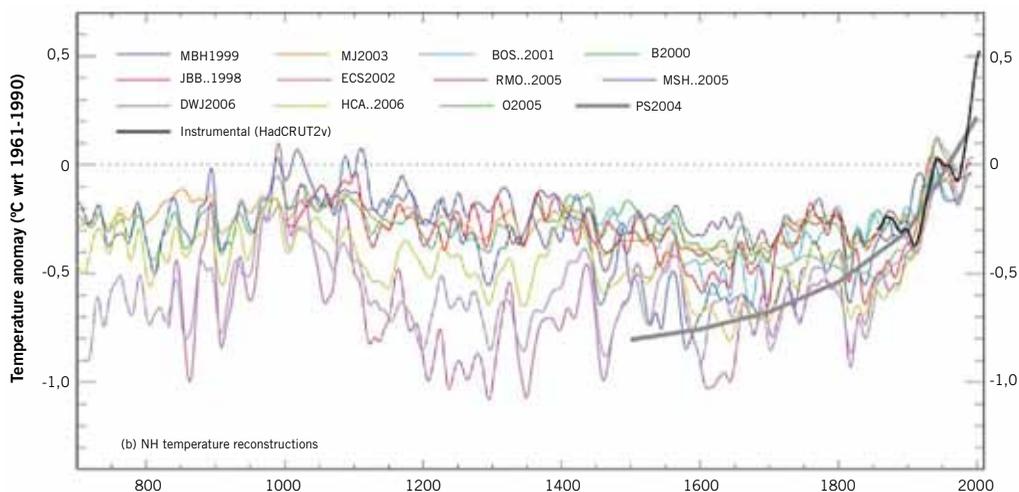


Figura 8. Registros de variación de temperatura del NH durante los últimos 1,3 mil años. Reconstrucciones utilizando múltiples registros de indicadores climáticos proxy, y el registro instrumental de temperatura HadCRUT2v en negro. Todas las series han sido suavizadas con un filtro ponderado gaussiano para eliminar fluctuaciones en escalas de tiempo menores a 30 años; los valores suavizados se obtienen hasta ambos extremos de cada registro extendiendo los registros con la media de los valores existentes adyacentes. Todas las temperaturas representan anomalías (°C) de la media de 1961 a 1990 (IPCC, 2007, figura 6.10.b).

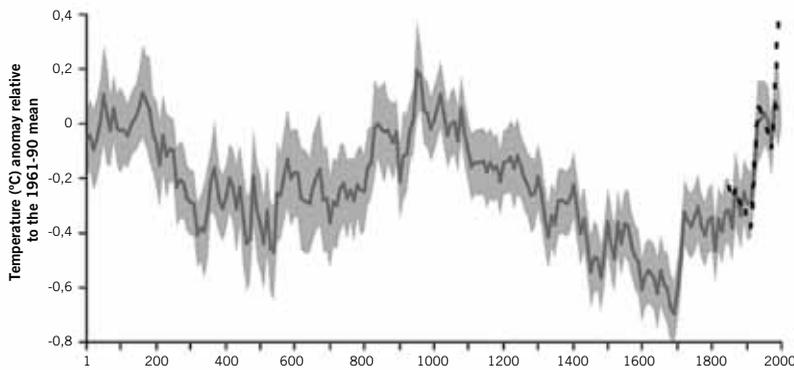


Figura 8. Estimaciones de las variaciones de temperatura media decenal en el HN extratropical (90–30°N) (línea gris oscura) 1–1999 d.C. en relación con la temperatura instrumental media de 1961–1990 a partir del registro CRUTEM3+HadSST2 90–30°N ajustado por varianza (línea de puntos negra que muestra los valores medios decenales 1850–1999 d.C.) con 2 barras de error de desviación estándar (sombreado gris claro) (Fuente: Ljungqvist, 2010).

la concentración de CO₂. De 1944 a 1976 las temperaturas caen, pero el CO₂ aumenta. Podemos ver que la relación entre el CO₂ y la temperatura es cercana a lo que esperamos de 1980 a 2000, de 2000 a hoy, el calentamiento es un poco más rápido de lo que predeciríamos a partir del cambio en el CO₂. Estas anomalías sugieren que hay otras fuerzas en juego que son tan fuertes como el calentamiento basado en el CO₂.

Al considerar la variabilidad de la irradiancia solar como uno de los principales forzantes de la variación de la temperatura vemos en la Figura 10, una buena correlación hasta 1980. Aunque posteriormente a 1980 la irradiancia solar se mantiene estable y hasta disminuye en la última década, mientras la temperatura

sigue subiendo. Es de tener en cuenta que además de la irradiancia solar total (TSI) hay otros factores que intervienen en el clima y que dependen de la variabilidad solar (Gray, et al., 2010). Entre ellos, uno muy importante son los rayos cósmicos galácticos que influyen en la formación de nubes y así en el balance energético de la tierra (Tsonis, et al., 2015).

La discrepancia entre la TSI y el CO₂, podría deberse al aumento del CO₂ antropogénico que tuvo un crecimiento mayor que en años anteriores. También podría deberse a la deforestación indiscriminada. Uno de los casos más graves es la destrucción de bosques húmedos tropicales para cultivar soja, destinada a alimentar a ganadería intensiva, y aceite de palma para agrocombustibles.

Otro de los impactos de la producción agrícola es la tala de bosques para crear nuevas tierras tanto para cultivos como para pasto (Longobardi, Petal., 2016). El óxido nitroso (N₂O) es un potente gas de efecto invernadero cuyas estimaciones de emisiones globales, impulsadas en gran medida por el uso de fertilizantes, son muy inciertas. Un enfoque basado en mediciones atmosféricas arroja aumentos globales más del doble de los que establece el IPCC por defecto (Makowski, D., 2019). El N₂O, tiene un potencial de producción de calentamiento global 296 veces mayor que el CO₂. Entre 1970 y 2018, las emisiones antropogénicas anuales globales de N₂O aumentaron un 64% (aproximadamente 3,6 teragramos (Tg)); las fuentes agrícolas representaron principalmente el 78% de este incremento. (Feng, R., y Li, Z., 2023).

Conclusiones

Vimos, tanto para la etapa pre instrumental como el instrumental, en diversas escalas temporales, que sólo para algunos períodos la temperatura y el CO₂ parecen tener correlación positiva. Mientras que en otros se hallan fuera de fase.

Teniendo en cuenta la información instrumental posterior a 1850, podemos concluir que muy proba-

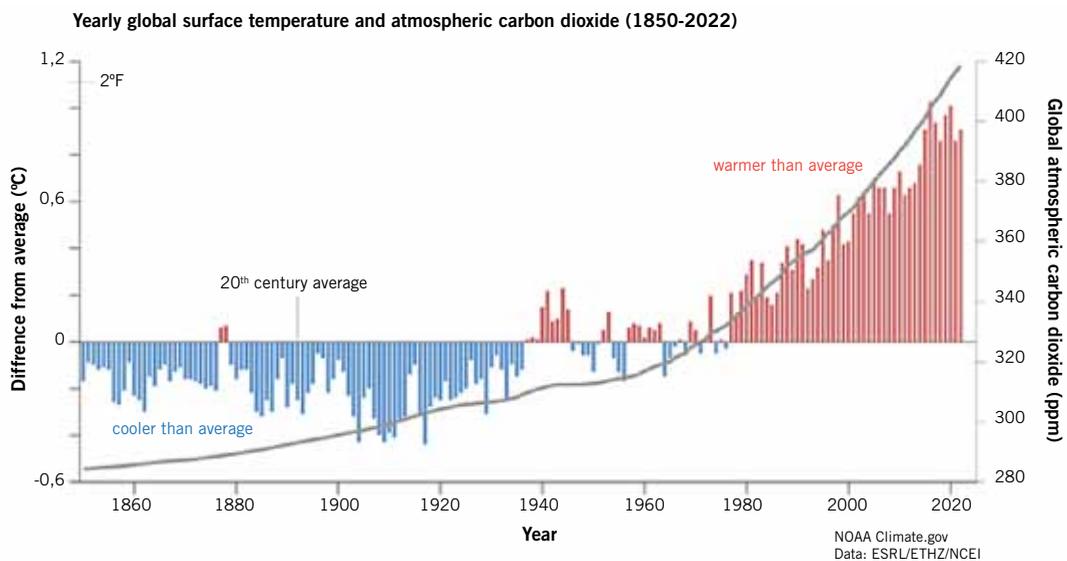


Figura 9. Temperatura anual comparada con el promedio del siglo XX (1901-2000) de 1850 a 2023. Las barras rojas indican años más cálidos que el promedio; las barras azules, años más fríos que el promedio. (gráfico de líneas) Cantidades de dióxido de carbono atmosférico: 1850-1958 del IAC, 1959-2023 del Laboratorio de Monitoreo Global de la NOAA. Gráfico de NOAA Climate.gov, adaptado del original del Dr. Howard Diamond (NOAA ARL).

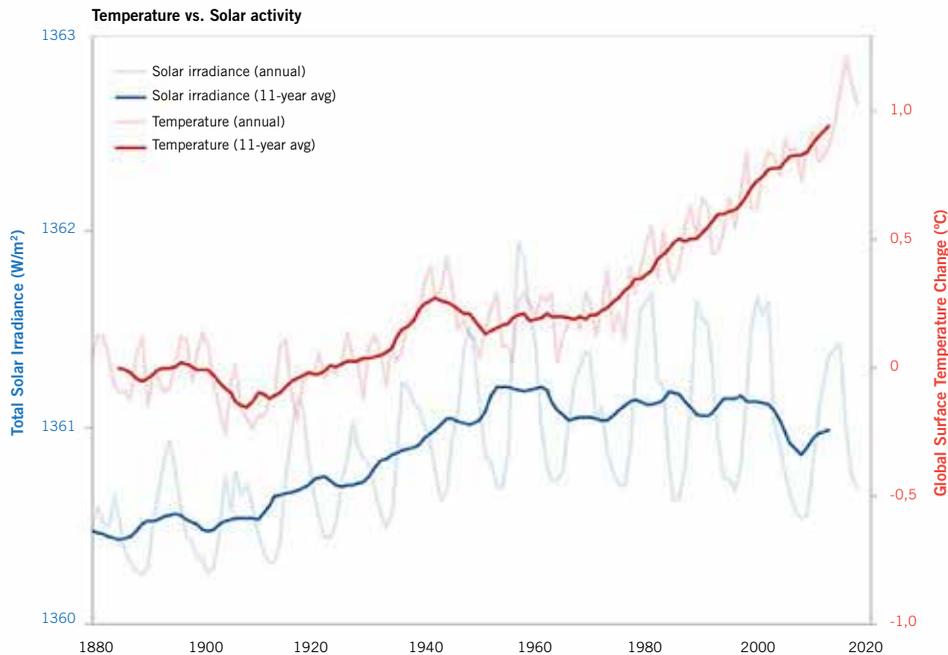


Figura 10. Temperatura global anual (rojo claro fino) con promedio móvil de 11 años de temperatura (rojo oscuro grueso), la temperatura de NASA GISS (<https://data.giss.nasa.gov/gistemp/>). Irradiancia solar total anual (azul claro fino) con promedio móvil de 11 años de TSI (azul oscuro grueso). TSI de 1880 a 1978 de Krivova et al 2007 (datos). TSI de 1979 a 2009 de PMOD (<https://www.pmodwrc.ch/en/research-development/solar-physics/tsi-composite/>)

blemente el ser humano está afectando la temperatura global, sobre todo desde 1980. Pero además de las emisiones fósiles de CO₂, otros factores como deforestación, y el uso de agroquímicos y pesticidas estarían causando aún mayores estragos que el CO₂ antropogénico.

Referencias

IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.

IPCC, 2023: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, pp. 1-34, doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.001

Makowski, D. (2019). N₂O increasing faster than expected. *Nature Climate*

Change, 9(12), 909-910.

Tsonis, A. A., Deyle, E. R., May, R. M., Sugihara, G., Swanson, K., Verbeten, J. D., & Wang, G. (2015). Dynamical evidence for causality between galactic cosmic rays and interannual variation in global temperature. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(11), 3253-3256.

Gray, L. J., Beer, J., Geller, M., Haigh, J. D., Lockwood, M., Matthes, K., ... & White, W. (2010). Solar Influences on Climate. *Reviews of Geophysics*, 48(4), RG4001.

Zharkova V. Modern Grand Solar Minimum will lead to terrestrial cooling. *Temperature (Austin)*. 2020 Aug 4;7(3):217-222. doi: 0.1080/23328940.2020.1796243.

Zharkova, Valentina V., and Irina Vasiliieva. "Terrestrial temperature, sea levels and ice area links with solar activity and solar orbital motion." *Natural Science* 15.9 (2023): 233-255.

Caparrós M. (2010). Contra el cambio: un hiperviaje al apocalipsis climático, Anagrama, 278 p

Longobardi, P., Montenegro, A., Beltrami, H., & Eby, M. (2016). Deforestation induced climate change: Effects of spatial scale. *PloS one*, 11(4), e0153357.

Feng, R., & Li, Z. (2023). Current investigations on global N₂O emissions and

reductions: Prospect and outlook. *Environmental Pollution*, 122664.

Ladurie, E. L. R., and Dauv, V. (2008). The climate in Burgundy and elsewhere, from the fourteenth to the twentieth century. *Interdisciplinary Science Reviews*, 33(1), 10-24.

Gagan, M. K., Ayliffe, L. K., Beck, J. W., Cole, J. E., Druffel, E. R. M., Dunbar, R. B., and Schrag, D. P. (2000). New views of tropical paleoclimates from corals. *Quaternary Science Reviews*, 19(1-5), 45-64.

MacRae, P., (2008), <https://www.paulmacrae.com/were-a-long-way-from-global-warming-oblivion/>

Euan Mearns (2014), The Vostok Ice Core: Temperature, CO₂ and CH₄, *Energy Matters*, 12 Diciembre, 2014. <https://euanmearns.com/the-vostok-ice-core-temperature-co2-and-ch4/>

Zachos, J. C., Dickens, G. R., and Zeebe, R. E. (2008). An early Cenozoic perspective on greenhouse warming and carbon-cycle dynamics. *nature*, 451(7176), 279-283.

Lisiecki, L. E., & Raymo, M. E. (2005). A Pliocene Pleistocene stack of 57 globally distributed benthic 18O records. *Paleoceanography*, 20(1).

Petit, J. R.; Jouzel, J.; Raynaud, D.; Barkov, N. I.; Barnola, J. M.; Basile, I.; Bender, M.; Chappellaz, J.; Davis, J.; Delaygue, G.; Delmotte, M.; Kotlyakov, V.

- M.; Legrand, M.; Lipenkov, V.; Lorius, C.; Pépin, L.; Ritz, C.; Saltzman, E.; Stievenard, M. (1999). "Climate and Atmospheric History of the Past 420,000 years from the Vostok Ice Core, Antarctica". *Nature* 399: 429-436. DOI:10.1038/20859.
- Berger, A. (1988). Milankovitch theory and climate. *Reviews of geophysics*, 26(4), 624-657.
- Parrenin, F., Masson-Delmotte, V., Köhler, P., Raynaud, D., Paillard, D., Schwander, J., ... & Jouzel, J. (2013). Synchronous change of atmospheric CO₂ and Antarctic temperature during the last deglacial warming. *Science*, 339(6123), 1060-1063.
- IPCC (2001) Intergovernmental Panel on Climate, Third assessment report: Working Group I "The Physical Science Bases", Cambridge University Press (<https://www.ipcc.ch/report/ar3/wg1/>)
- Adhikari, D.P. and Kumon, F. 2001. Climatic changes during the past 1300 years as deduced from the sediments of Lake Nakatsuna, central Japan. *Limnology* 2: 157-168.
- Domack, E.W. and Mayewski, P.A. 1999. Bi-polar ocean linkages: evidence from late-Holocene Antarctic marine and Greenland ice-core records. *The Holocene* 9: 247-251.
- Esper, J., Cook, E. R., Schweingruber, F. H., (2002). Low-frequency signals in long tree-ring chronologies for reconstructing past temperature variability. *Science*, 295: 2250-2253.
- McIntyre, S., McKittrick, R., (2005). Hockey sticks, principal components, and spurious significance, *Geophys. Res. Lett.*, 32, L03710, doi:10.1029/2004GL021750.
- McIntyre, S., McKittrick, R. (2003). Corrections to the Mann et al. (1998). Proxy data base and Northern Hemispheric average temperature series. *Energy and Environment*, 14: 751-771.
- von Storch, H. y Zorita E. (2005). Comment on "Hockey sticks, principal components, and spurious significance" by S. McIntyre and R. McKittrick, *Geophys. Res. Lett.*, 32, L20701, doi:10.1029/2005GL022753.
- Ljungqvist, F. C. (2010). A new reconstruction of temperature variability in the extratropical Northern Hemisphere during the last two millennia. *Geogr. Ann.*, 92A, 339-351.
- Loehle, C. y McCulloch, J. H. (2008). Correction to: A 2000-year global temperature reconstruction based on non-tree ring proxies. *Energy and Environment*, 19, 93-100.
- Soon, W., Baliunas, S., (2003). Proxy climatic and environmental changes of the past 1000 years, *Clim. Res.*, 23, 89-110.
- Tobias, S. M. y Weiss, N. O. (2000). Resonant interactions between solar activity and climate. *Journal of Climate* 13: 3745-3759
- Moberg, A.; Sonechkin, D. M.; Holmgren, K.; Datsenko, N. M. y Karlén, W. (2005). Highly variable Northern Hemisphere temperatures reconstructed from low- and high-resolution proxy data. *Nature*, 433: 613-617.
- Loehle, C. y McCulloch, J. H. (2008). Correction to: A 2000-year global temperature reconstruction based on non-tree ring proxies. *Energy and Environment*, 19, 93-100.
- Krivova, N. A., Balmaceda, L., & Solanki, S. K. (2007). Reconstruction of solar total irradiance since 1700 from the surface magnetic flux. *Astronomy & Astrophysics*, 467(1), 335-346.

Pronóstico futuro

Solar

Valentina Zharkova(2020) encuentra que el campo magnético proxy de actividad solar recientemente descubierto que el Sol ha entrado en el Gran Mínimo Solar moderno (2020-2053) que conducirá a una reducción significativa del campo magnético solar y la actividad como durante el mínimo de Maunder que conduce a notable reducción de la temperatura terrestre.

Posteriormente, Zharkova (2023) demuestra que el campo magnético de fondo del Sol (o actividad solar) y la posición del Sol con respecto al baricentro (foco de la elipse) del sistema solar causada por la gravitación de los grandes planetas del sistema solar (Júpiter, Saturno, Neptuno y Urano) definen las variaciones de la temperatura terrestre y del nivel del mar, así como la superficie cubierta por el hielo en el Ártico.





Operaciones de perforación en climas extremos

Por *Alejandro Carlini (Petreven)*

En este trabajo se muestran herramientas para el “winterizado” de equipos de perforación y workover para circunstancias climáticas adversas.



RIG H205. Santa Cruz, Argentina



RIG H204. Tierra del Fuego, Argentina



RIG H202. Cerro Pabellón, Chile



RIG WO102. Santa Cruz sur, Argentina

¿Qué es el “winterizado” de equipos de perforación y workover? Se trata de un conjunto de factores que permiten operar los equipos de perforación y workover en condiciones climáticas extremas de bajas temperaturas.

En general se establecen requerimientos de poder operar los equipos sin inconvenientes con temperaturas ambiente de hasta -25°C.

La winterización de un equipo implica, entre otros aspectos:

- Instalación de cerramientos y protecciones en áreas específicas
- Incorporación de equipos de calefacción de mantenimiento y de contingencia
- Modificación de circuitos y depósitos de fluidos y lodos
- Entrenamiento específico al personal que opera el taladro
- Adecuación de las instalaciones para el personal permanente

A lo largo de más de 15 años, Petreven logró desarrollar con éxito diversos proyectos de perforación y terminación de pozos petroleros y geotérmicos, en zonas con temperaturas extremas. Cada una de estas experiencias generó un know-how que permite contar actualmente con equipos sumamente eficientes y adaptados para operar a muy bajas temperaturas sin inconvenientes.

Podemos clasificar las zonas que requieren mayores acciones y cam-

bios específicos, en seis grandes grupos:

- 1) Instalaciones y equipos de control de pozo (Acumulador, BOP, Choke Manifold, Choke Hoses). *Se instalaron cerramientos estructurales cubriendo las áreas de estos componentes. Dentro de cada uno de estas estructuras, se instalaron equipos generadores de calor eléctricos, antiexplosivos.*
- 2) Instalaciones y equipos de fluido de perforación (Líneas de lodo de alta presión, bombas triplex, circuito de acumulación y piletas, manifold de stand pipe). *Cerramientos estructurales en bombas de lodo triplex, bombas centrifugas sobrealimentadoras y preparadoras, mixer, bombas de trasbase, manifold de piso de trabajo. Cada uno de estos cerramientos cuenta con calentador eléctrico antiexplosivo.*
- 3) Instalaciones de acumulación y transferencia de combustible líquido, lubricantes y aceites *Instalación de sistemas de recirculado de gas oil, filtros calefaccionados, protecciones térmicas en mangueras y bombas de transferencia.*
- 4) Uso exclusivo de combustibles especificados para zonas frías. *Reemplazo de aceite original por fluidos adecuados para baja temperatura.*
- 5) Áreas de trabajo frecuente del personal, campamento e instalaciones específicas del personal

Principalmente en zona de piso de trabajo (Rig Floor), y zona de preparación de lodos, áreas de uso frecuente del personal del equipo, se instalaron cerramientos adecuados, para proteger al personal del viento y el frío.

- 6) Equipos autónomos y transportables de generación de calor *Además de las instalaciones fijas, en los equipos que operan en condiciones de frío extremo se dispone de equipos autónomos de generación de calor. Estos equipos permiten sumar energía térmica en las zonas donde sea necesario durante la operación. También permiten actuar en forma directa sobre áreas que fueron afectadas por congelamiento.*

Otros aspectos relevantes:

- 1) El personal que opera un equipo en condiciones de temperaturas extremas, debe recibir capacitación específica al respecto. El correcto uso de los equipos calefactores, y tareas preventivas, principalmente en lo referente a limpieza y purgado de fluidos reduce significativamente el riesgo de fallas o paradas imprevistas.
- 2) Un equipo winterizado, requiere de una potencia eléctrica disponible mayor. Los generadores de calor eléctricos instalados, tienen consumos eléctricos signifi-



cativos. El consumo de gas oil, es también consecuentemente mayor. En época invernal, el consumo puede verse incrementado hasta en un 50%

- 3) El tiempo de desarmado, transporte y armado de un equipo winterizado, lógicamente es mayor, ya que posee mayor cantidad de cargas y componentes que deben instalarse y desinstalarse.
 - 4) Al realizar modificaciones al equipamiento, se realizó un MOC (Manejo de Cambio Operativo) para considerar todos los factores de las varias áreas para adecuar los permisos de trabajo, procedimientos, análisis de riesgo y ATS a las nuevas condiciones
 - 5) Si bien el sistema de winterizado presentado abarca el acondicionamiento del equipo para trabajar en temperaturas extremas, se debe considerar la zona de campamento de trailers también como zona crítica a realizar sistemas de recirculación, colocación de tracing (aislamiento) en las líneas externas de agua de los trailers e inclusive contar con un sistema de caldera operado por calderistas para poder descongelar eventualmente algún sector en DTM o cuando se requiera
- Imágenes:





Congresos y jornadas

Te adelantamos los eventos ya confirmados para el año 2025. Además, seguimos ofreciendo cursos *online* para que puedas tomar en cualquier momento del año.

Cursos *online*

Curso Básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
Instructor: *Rubén Caligari*

Herramientas de Proyecto: WBS - Administración de alcance
Instructores: *Nicolás Polverini y Fabián Akselrad*

Registro de Pozos I y II
Instructor: *Alberto Khatchikian*

2025

Cursos presenciales

AMPP - Cathodic Protection Tester (CP1)

Del 05 al 09 de mayo

Instructores: *Héctor Albaya, Norberto Pesce*

AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)

Del 12 al 16 de mayo

Instructores: *Héctor Albaya y Norberto Pesce*

Congresos

5to Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación

Del 28 al 30 de octubre

Universidad Católica Argentina - Ciudad de Buenos Aires

7mo Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación

Del 9 al 11 de septiembre

En La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires

Argentina Oil & Gas

Del 9 al 11 de septiembre

En La Rural, Predio Ferial de Buenos Aires

NOVEDADES DE LA INDUSTRIA

PCR presenta su segundo Reporte de Sustentabilidad

La empresa de capitales argentinos con más de 100 años de trayectoria en el país especializada en Petróleo & Gas, Cemento y Energías renovables, publicó su segundo Reporte de Sustentabilidad, donde presenta las políticas, acciones, programas y resultados en materia económica, social, ambiental y de gobernanza para todas sus operaciones en Argentina, Ecuador, Chile y Estados Unidos.

El reporte fue elaborado bajo las normas GRI (Global Reporting Initiative), presenta la relación de sus acciones alineadas a los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas), demostrando así el compromiso de PCR para con la sociedad en todas las dimensiones de la organización.

Durante 2023, PCR logró consolidar su posición en todas sus unidades de negocios, a través de la adquisición de nuevas áreas hidrocarburíferas en Argentina y Ecuador, la puesta en marcha de tres nuevos parques eólicos permitiéndole llegar a los 527,4 MW de capacidad instalada y el liderazgo en la fabricación y venta de cemento en la Patagonia.

Sus principales Indicadores de Impacto de 2023 fueron:

- Presencia internacional en Argentina, Ecuador, Chile y Estados Unidos
- 3 nuevos parques eólicos puestos en marcha en 2023
- 5 nuevas áreas de producción de Petróleo & Gas ad-



- quiridas en Mendoza
- Más de 458 mil dólares de inversión en la comunidad
- Más de 2 millones de dólares en inversión ambiental
- Más de 467 millones de dólares en ventas netas
- Más de 143 millones de dólares de inversión en bienes de uso y otros activos
- 1.425 proveedores
- Más del 67% de las compras realizadas a proveedores locales
- 898 colaboradores
- 520 colaboradores evaluados según su desempeño
- 69 horas de formación promedio por colaborador
- 186 nuevos ingresos

Accede al reporte completo de PCR en <https://www.pcr.energy/sustentabilidad-2023/>



El nuevo transmisor inalámbrico de Emerson proporciona una flexibilidad sin precedentes para el control y la monitorización de los activos de campo

El Rosemount 802 Transmisor multidiscreto inalámbrico de entradas o salidas permite el control remoto de activos que ayuda a reducir costos, mejorar la seguridad y aumentar la productividad



Emerson anunció hoy el lanzamiento del Rosemount™ 802 Transmisor multidiscreto inalámbrico de entradas o salidas que cuenta con ocho canales discretos de entradas y salidas (E/S), cada uno configurable como una entrada o una salida. La capacidad WirelessHART® permite al transmisor conectarse a una gateway inalámbrica, que a su vez puede enlazar con un host (como un sistema de control o un sistema de gestión de activos) mediante una conexión por cable. Esto permite al host monitorizar y controlar activos de forma remota mediante una red WirelessHART.

El nuevo transmisor Rosemount 802 y su predecesor, el Rosemount 702 Transmisor discreto inalámbrico de entradas o salidas dobles, son los únicos transmisores de E/S remotas habilitados para WirelessHART disponibles en la actualidad, que respaldan la visión de Emerson de un campo inteligente Boundless Automation™ con configuración flexible y facilidad de implementación mediante conectividad inalámbrica.

Las capacidades inalámbricas del nuevo Rosemount 802 reducen drásticamente los costos asociados con la monitorización y el control de los activos instalados en campo, tales como motores, válvulas y bombas, que tradicionalmente requieren visitas de campo de los técnicos que consumen mucho tiempo o una conexión por

cable. El nuevo Rosemount 802 minimiza estos costos y mejora la seguridad mediante la eliminación del técnico de campo de las áreas clasificadas, mientras mantienen los niveles discretos de control de entrada y salida habilitados por el sistema host.

El nuevo Rosemount 802 funciona de forma similar a los transmisores Rosemount 702, pero con ocho canales de E/S en lugar de dos, cada uno configurable como entrada o salida discreta. Para instalaciones en las que se encuentran varios activos en un área y cada uno de ellos debe ser supervisado y/o controlado, el transmisor 802 es una solución más rentable que el Rosemount 702.

Las opciones de alimentación incluyen alimentación de línea voltaje de corriente directa de 10-30 voltios o un módulo SmartPower™ de Emerson. Esta última opción no requiere cableado, ofrece hasta ocho años de funcionamiento sin mantenimiento y puede reemplazarse rápida y fácilmente sobre el terreno.

El transmisor Rosemount 802 está certificado según los siguientes parámetros de seguridad: con seguridad intrínseca, para la Zona 2 según ATEX, División 2, no inflamable y con seguridad intrínseca, para la Zona 2 y EE. UU., División 2, no inflamable y con seguridad intrínseca, Zona 2 para Canadá, y con seguridad intrínseca, para la Zona 2 según IECEx. El compartimento del dispositivo está clasificado según NEMA® 4X e IP66.

El Instituto Petroquímico Argentino firmó un acuerdo de cooperación con la Unión Industrial de Bahía Blanca

En el marco de la celebración por el 32° aniversario de la Unión Industrial de Bahía Blanca (UIBB), el Instituto Petroquímico Argentino (IPA®) y la entidad bahiense firmaron una alianza estratégica colaborativa, la cual busca potenciar el desarrollo de la industria petroquímica y mejorar la competitividad de las empresas en la región.



Durante el acto y en nombre de la entidad educativa del sector petroquímico, el Ing. Gabriel Rodríguez Garrido, director ejecutivo del IPA®, reconoció la invaluable labor de la UIBB en la promoción y defensa de los intereses de la industria local, y, además, hizo entrega de una plaqueta conmemorativa como confirmación de la alianza estratégica entre entidades, la cual fue recibida por el presidente de la UIBB, Gustavo Elías.

Con motivo de esta alianza, Rodríguez Garrido del IPA®, destacó que “la colaboración entre el Instituto y la UIBB es fundamental para abordar los desafíos actuales del sector, impulsar la innovación, y fomentar iniciativas que generen un impacto positivo en la economía local y nacional. Juntos, seguiremos construyendo un futuro próspero, tanto para la industria petroquímica como la general en todo el país”.

La Unión Industrial Bahía Blanca, creada un 30 de septiembre de 1992, representa y promueve el desarrollo de las actividades industriales en Bahía Blanca y sus alrededores. Con plena autonomía, colabora con autoridades a nivel nacional, provincial y municipal, abogando por el progreso tecnológico. Asesora a sus asociados en todos los temas concernientes al funcionamiento, desarrollo y crecimiento de su empresa y se vincula con entidades similares de otras regiones para mejorar el desempeño industrial.

El Instituto Petroquímico Argentino es una institución privada sin fines de lucro, cuyos objetivos fundamentales son: La promoción de la investigación tecnológica aplicada. La realización de estudios y análisis sectoriales. La capacitación de técnicos y profesionales para la actividad petroquímica, y la realización de otros servicios que apuntan al desarrollo de la petroquímica. Vale destacar que la estructura societaria del IPA® es única, pues son sus miembros empresas públicas y privadas, de producción, distribución, comercialización, ingeniería, instituciones universitarias y de investigación y profesionales independientes.

Arpel y OLADE firman acuerdo de cooperación con el fin de impulsar el desarrollo energético sostenible en la región

La Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe (Arpel) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) firmaron recientemente un acuerdo con el fin de promover acciones de cooperación técnica e institucional en materia energética.

El convenio fue firmado por los representantes de ambas organizaciones, Carlos Garibaldi, Secretario Ejecutivo de Arpel, y Andrés Rebolledo, Secretario Ejecutivo de OLADE, en el marco de la Semana de la Energía, evento organizado por OLADE del 28 de octubre al 1° de noviembre en Asunción, Paraguay.

En relación al acuerdo, Garibaldi expresó: “OLADE y Arpel como instituciones complementarias, pueden impulsar el insoslayable diálogo multisectorial para lograr exitosas transiciones energéticas justas, plurales e



inclusivas en América Latina y el Caribe. Bajo ese rol caben acciones de cooperación técnica e institucional, incluyendo trabajos conjuntos relacionados con el desarrollo energético sostenible y su integración en la región, considerando a todos los actores vinculados a las actividades y procesos que conforman la cadena energética. Es un orgullo para Arpel tener la oportunidad de trabajar codo a codo con OLADE”.

“Este acuerdo es un hito en la consolidación de alianzas estratégicas que buscan fortalecer el desarrollo energético sostenible en nuestra región” afirmó Andrés Rebolledo, Secretario Ejecutivo de OLADE. “La cooperación entre OLADE y Arpel permitirá no solo potenciar las capacidades técnicas e institucionales, sino también promover un enfoque de transición energética que sea inclusivo y adaptado a las necesidades específicas de América Latina y el Caribe”, agregó Rebolledo.

Dentro de las acciones de cooperación expresadas en el documento se destaca la incorporación de Arpel como aliado estratégico del Observatorio de Emisiones de Metano en Latinoamérica y el Caribe de OLADE, brindando apoyo técnico para su desarrollo e implementación.

Asimismo, a través del reciente acuerdo se impulsa la realización conjunta de proyectos, estudios específicos, eventos e instancias de capacitación referidos al sector energético de América Latina y el Caribe.

tgs celebra 30 años cotizando en la Bolsa de Nueva York

Transportadora de Gas del Sur S.A., tgs, compañía de energía co controlada por Pampa Energía y la familia Sielecki, celebró su 30° aniversario cotizando en la Bolsa de Nueva York (NYSE).

En noviembre de 1994, tgs ingresó al panel con su principal negocio como transportista de gas. Durante estos 30 años, evolucionó y se transformó en una compañía de energía que brinda servicios integrados en toda la cadena de valor del gas natural, uniendo la boca del pozo con los centros de consumo de Argentina y el mundo.

Desde su ingreso a la Bolsa de Nueva York, la compañía se sostuvo durante 30 años ininterrumpidos cotizando en el panel principal, hito que muestra su transparente accionar, su solidez financiera y un crecimiento sostenido, que lo consolidó como un actor clave en la industria energética regional.

Actualmente tgs cuenta con cinco líneas de negocios, una de las cuales fue desarrollada como inversión



a riesgo hace seis años en el corazón de Vaca Muerta, la segunda reserva de shale gas del planeta, donde lleva invertidos más de USD 700 millones y sigue proyectando el desarrollo del potencial energético del país.

“El recuerdo de aquel icónico momento del Toque de Campana sigue vivo en nuestra memoria y hoy, más que nunca, reafirmamos nuestro compromiso de seguir trabajando día a día por el desarrollo energético de la Argentina y la región. No solo buscamos proveer la infraestructura necesaria, sino que también nos mueve el propósito de contribuir al bienestar de nuestro país” afirmó, Oscar Sardi CEO de tgs.

La cotización en la Bolsa de Nueva York ha sido un pilar fundamental en el acceso de tgs a los mercados internacionales de capitales, lo que ha permitido a la compañía expandir su infraestructura, modernizar sus operaciones y continuar apoyando el crecimiento de Vaca Muerta.

Luego de la celebración en NYSE, tgs llevó a cabo el denominado “Día de los Inversores”, en el cual se realizó una presentación ante representantes de las principales instituciones bancarias internacionales sobre los planes próximos y futuros de la empresa de energía.

PCR y ArcelorMittal Acindar reafirman su asociación estratégica y anuncian la construcción de un nuevo Parque Eólico en Olavarría

Ambas compañías son socias en la compañía GEAR I (Generación Eléctrica Argentina Renovable I S.A.) que tiene bajo su operación el Parque renovable San Luis Norte. Hoy renovaron su sociedad a partir de la decisión de construir un nuevo complejo eólico de 180MW de potencia en la provincia de Buenos Aires que se ejecutará junto a im-



portantes obras del sistema de transporte a realizarse en las Estaciones Transformadoras de Ezeiza y Olavarría de forma de poder ampliar la capacidad de transmisión en el corredor de la Línea de Alta Tensión de 500kv que une Bahía Blanca con Abasto en la provincia de Buenos Aires. También anunciaron la ampliación del Parque de San Luis agregando un módulo solar de 18 MW, lo que lo convierte en el primer parque híbrido del país.

Las empresas PCR y ArcelorMittal Acindar anunciaron un nuevo acuerdo estratégico a través del cual se comprometen a construir un Parque Eólico en la localidad de Olavarría de 180MW de potencia en una primer etapa y una serie de obras de repotenciación del transporte en las estaciones transformadoras de esa localidad y de Ezeiza, que permitirán ampliar la capacidad del sistema de transmisión, y al mismo tiempo, posibilitar la construcción de nuevos centros de generación renovable. Asimismo, realizarán una ampliación en el Parque de San Luis Norte mediante la incorporación de un parque solar por 18MW, convirtiendo a ese complejo renovable en el primer parque híbrido del país.



PCR y ArcelorMittal Acindar son accionistas de GEAR I S.A., en un 51% y 49% respectivamente, sociedad que es la titular del “Parque Eólico y Solar San Luis Norte” con una potencia total de 112,5 MW, situado en la localidad de Toro Negro, departamento de Belgrano, Provincia de San Luis. Tanto la energía renovable que genera el Parque San Luis Norte como la prevista que genere el nuevo Parque Eólico Olavarría son para abastecer las plantas industriales de ArcelorMittal Acindar en el país con el propósito de continuar con su objetivo corporativo de descarbonización de sus productos y así cumplir con sus propias metas de sustentabilidad.

Según Martín Federico Brandi, CEO de PCR, “para nuestra empresa se trata de un nuevo hito muy importante en la asociación que establecimos con ArcelorMittal Acindar, empresa industrial líder de la Argentina, afianzando aún más la relación comercial, dando continuidad a las importantes inversiones que ya venimos llevando adelante en el sector de energías renovables, y confirmando de esta manera el fuerte compromiso con el país y la transición energética.”

Por su parte, Federico Amos, CEO de ArcelorMittal Acindar expresó que “estamos orgullosos de ser impulsores junto a PCR de la generación renovable del país y al mismo tiempo estar liderando la reducción de emisiones de CO2 para la industria siderúrgica Argentina. Con esta nueva inversión reafirmamos nuestro compromiso con el objetivo de reducir en un 30% la huella de carbono para 2030 y alcanzar la neutralidad de carbono para 2050”.

NOVEDADES DEL IAPG

Análisis y Perspectivas del Gas Natural en la 2ª Jornada de Gas Natural y Gas Natural Licuado



El pasado 7 de noviembre, la Comisión de Producción y Desarrollo de Reservas del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto al apoyo del Centro Argentino de Ingenieros, organizó la 2ª Jornada de Gas, un encuentro clave para el análisis de las tendencias y perspectivas del gas natural en Argentina, especialmente en el marco de los recursos no convencionales. Este evento reunió a especialistas y referentes del sector energético, creando un espacio para la reflexión sobre el estado actual y futuro de esta fuente de energía.

La jornada fue inaugurada por Ernesto A. López Anadón, presidente del IAPG, quien destacó la relevancia del conocimiento compartido y la cooperación en una industria en constante cambio. La estructura del evento consistió en dos paneles de discusión, cada uno dedicado a diferentes áreas críticas del mercado del gas.

Panel I: Gas Natural, Midstream, Transporte y Exportación Regional

Moderado por José Luis Lanziani y Carlos Williams, este panel exploró los avances en el mercado del gas natural y sus cadenas de transporte y exportación. Pablo Popik de Compañía Mega presentó “Senderos de crecimiento en la monetización de NGL de fuente no convencional”, enfocándose en las oportunidades de valorización de líquidos de gas natural en el contexto actual. Por su parte, Alejandro Gagliano de Giga Consulting ofreció una “Visión actual de Vaca Muerta y su potencial no convencional”, profundizando en el papel estratégico

de esta formación geológica.

Asimismo, Dulce Gómez de TGS abordó las oportunidades y retos del “Sistema Sur de Gasoductos, Midstream y Transporte” y Pablo Erias de TGN discutió el “Gasoducto del Sistema Norte: Reversión y exportación regional”, analizando el impacto de la reversión de flujos en la cobertura de demandas en la región.

Panel II: Política Energética y el Mercado del Gas Natural Licuado (GNL)

La segunda mesa, moderada por Silvia Barredo y Nino Barone, se centró en el mercado del gas natural licuado (GNL) y sus implicancias en la política energética nacional. Jorge Foglietta de Foglietta Consulting presentó una actualización sobre el estado del Midstream y GNL en Argentina, y Vinicius Romano de Rystad Energy exploró el comercio global de GNL y las tendencias competitivas.

Además, Marcelo Evangelista de Exclerate Energy expuso sobre el papel de la regasificación offshore en el desarrollo energético global, y Carlos Casares de Enargas/SE cerró el evento con una presentación sobre “Perspectivas del Gas Natural y GNL en Argentina”, subrayando el rol central del gas en la matriz energética nacional.

La 2ª Jornada de Gas consolidó su lugar como un foro de intercambio y análisis fundamental para el sector, fomentando la cooperación entre empresas, expertos y el sector público. En el contexto de la transición energética, este tipo de encuentros resulta esencial para maximizar el potencial de los recursos nacionales y afianzar la posición de Argentina en el mercado energético regional y global.





La 29° Olimpiada de Energía y Ambiente dejó nuevos ganadores

La generación de Energía y su impactos positivos y negativos, en especial en los aspectos ambientales, son temas decisivos para el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Por ello, desde hace más de un cuarto de siglo se crearon las Olimpiadas de Energía y Ambiente, una campaña de concientización entre los más chicos.

La Olimpiada, cuyo certamen final, la 29° Olimpiada de Energía y Ambiente, se realizó el 22 de noviembre en la sede central del IAPG de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y consiste en una competencia anual que involucra a los alumnos regulares de las escuelas de nivel medio de todo el país.

A través de pruebas eliminatorias sucesivas, los alumnos van desarrollando diferentes temas, hasta llegar a la final.

Aun así, tuvimos varias sedes regionales en diferentes provincias y una final en forma presencial en el IAPG Central. En la final se contó con la presencia de 14 alumnos provenientes de diferentes provincias entre ellas Buenos Aires (Quilmes, José C. Paz, Florencio Varela, Saliqueló), Chaco, Salta y Mendoza; y los ganadores son:

- 1° puesto: Juan Cuchar, del ETIEC de Maipú, Mendoza
- 2° puesto: Santiago Arreguez, del Colegio Ausonia de Quilmes, Buenos Aires
- 3° puesto: Jazmín Vangeli, del Instituto Gral. José de San Martín de José C. Paz, Buenos Aires.



Estos 14 alumnos representaban a escuelas de distintas provincias y habían resultado ganadores de las sucesivas etapas seleccionadoras, a las cuales se apuntaron inicialmente Unos mil alumnos, provenientes de colegios secundarios de todo el país.

Los principales objetivos de la Olimpiada son difundir el conocimiento de la problemática de la producción y consumo de energía, a nivel mundial y local, así como comprender los múltiples impactos ambientales, económicos y sociales, positivos y negativos, derivados de ello. En especial, se hace foco en el aspecto ambiental, el cambio climático, las diferentes fuentes energéticas y el uso responsable y eficiente de la energía. Al mismo tiempo, fomentar el sentido crítico, el espíritu de sana competencia y la perspectiva federal.

El premio se entrega durante el Almuerzo de Día del Petróleo y del Gas, el día 13 de diciembre.



NOVEDADES DESDE HOUSTON



Máximo interés: Vaca Muerta desembarcó en Houston para mostrar avances y atraer inversiones



La cuarta edición del evento de Shale en Argentina realizado en la ciudad texana por el IAPG Houston fue un éxito rotundo. Expertos de primer nivel compartieron sus perspectivas sobre el progreso de Vaca Muerta, ofreciendo un análisis profundo del presente y las oportunidades futuras que esta formación promete para la industria energética argentina y global.

Bajo el lema “Vaca Muerta: más allá del contexto energético actual” se desarrolló en septiembre último la jornada bienal de Shale en Argentina, con el objetivo de mostrar en la llamada “capital mundial de la energía” los alcances del sector hidrocarburo no convencional en

la Argentina, del cual es la segunda potencia mundial en shale gas y cuarta en shale oil.

El evento fue organizado entre el IAPG y la sede de Houston del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas y tuvo como contexto el nuevo marco regulatorio que impulsa la inversión, en función del cual la Argentina se proyecta para convertirse en un exportador neto de energía.

Como quedó de manifiesto en la exitosa jornada, de la cual participaron más de 4300 profesionales del sector, los recientes desarrollos en upstream y los proyectos de infraestructura prometen no solo asegurar un suministro sólido para la región, sino también consolidar a Vaca Muerta como un referente en el mercado energético mundial.

Entre los momentos clave del evento destacaron:

- El Gobernador de la Provincia de Neuquén, Rolando Figueroa; y el saliente Secretario de Energía, Eduardo Rodríguez Chirillo, quienes enfatizaron el valor de un ambiente regulatorio favorable para el desarrollo sostenido del sector.
- Horacio Daniel Marín, el CEO de YPF detalló los planes de crecimiento de la compañía, subrayando su enfoque en mejorar la eficiencia a lo largo de toda la cadena de valor, y cautivó al público con el innovador concepto de “Toyota Well.”
- Fausto Caretta, Upstream Managing Director de Pan American Energy, Julián Escuder, General Manager de Pluspetrol Argentina, y Ricardo Markous, CEO de Tecpetrol, abordaron logros recientes y futuras estrategias de expansión en Pan American Energy, Pluspetrol y Tecpetrol respectivamente.
- Alexandre Ramos-Peon, de Rystad Energy, quien analizó la competitividad de Vaca Muerta frente a





otros grandes jugadores en la industria global del shale.

- Maximiliano Medina, Asset Manager de Equinor, y Jim Navratil, New Ventures Team Lead en Chevron, ofrecieron una perspectiva global al compartir la visión de Equinor y Chevron sobre Vaca Muerta, mientras que Martín Cevallos, Chief Exploration Officer de CGC, destacó el prometedor potencial de CGC en la zona de Palermo Aike.
- Jorge Vidal, Managing Director ABC (Argentina, Bolivia & Chile) de SLB, Casey Maxwell, VP North America Land de Halliburton, y Travis Purvis, Senior Vice President - Global Drilling de Nabors, explicaron cómo SLB, Halliburton y Nabors Industries han ampliado sus ofertas tecnológicas y aumentado el contenido local para apoyar el crecimiento y desarrollo de Vaca Muerta.
- Juan Martín Bulgheroni, VP Upstream Planning and Strategy en Pan American Energy, y Horacio Daniel Marín, Presidente y CEO de YPF, presentaron el avance de proyectos destinados a posicionar a

Argentina como exportador de gas natural licuado (GNL), un esfuerzo audaz que podría transformar el mercado energético argentino.

- Jimena Latorre, Ministra de Energía de la Provincia de Mendoza, abordó el compromiso de la Provincia de Mendoza en apoyar el desarrollo de Vaca Muerta en su territorio.
- El evento concluyó con las palabras del Presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, quien resumió los puntos clave.

De la calidad de los speakers y el manifiesto iterés de los presentes quedó en el tintero la posibilidad de extender la Jornada a más días bajo el nombre de “Vaca Muerta Days.”

El IAPG Houston extendió su agradecimiento a los moderadores Joe Amador (actual Presidente del IAPG Houston), Emilio Acín Daneri, Andrés Weissfeld, María Marta Miná, y Richard Spies, así como al resto de los miembros del IAPG Houston, cuyo esfuerzo contribuyó a que este evento fuera un éxito.

