

**EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD
Y DESARROLLO DE UN PLAN DE RESPUESTA
PARA UN TRAMO DE OLEODUCTO**



DEMEYER, Danilo

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del
Comahue como requisito para la obtención del grado de
INGENIERO MECÁNICO

Neuquén - Argentina

AÑO 2026

**EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD
Y DESARROLLO DE UN PLAN DE RESPUESTA
PARA UN TRAMO DE OLEODUCTO**

DEMEYER, Danilo

Director: Dr. Ing. **CAMPOS, Damián**
Co-director: Ing. **SINAGRA, Gerónimo**

Presentado a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del
Comahue como requisito para la obtención del grado de
INGENIERO MECÁNICO

Neuquén - Argentina
AÑO 2026

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD Y DESARROLLO DE UN PLAN DE RESPUESTA PARA UN TRAMO DE OLEODUCTO

DEMEYER, Danilo

Aprobado el 7 de mayo de 2026.

Tribunal evaluador:

- **Dr. STEIMBREGER, Ceferino**
- **Ing. GONZÁLEZ, Gerardo**
- **Ing. COPPIS, Luciano**

AGRADECIMIENTOS

A todos los que creen en la fuerza de transformar desafíos en oportunidades.

A la curiosidad que nunca se rinde y a la pasión que impulsa a seguir creciendo.

A mi familia por estar presente en cada paso y a mis amigos por los momentos compartidos a lo largo de este trayecto.

Este trabajo rinde homenaje a la perseverancia que exigió cada etapa.

Más que un logro académico, representa la culminación de un camino arduo y el orgullo de haber superado cada desafío.

Que sea un recordatorio de que, con esfuerzo y dedicación, todo es posible.

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD Y DESARROLLO DE UN PLAN DE RESPUESTA PARA UN TRAMO DE OLEODUCTO

Autor: DEMEYER, Danilo

Director: Dr. Ing. CAMPOS, Damián

Co-Director: Ing. SINAGRA, Gerónimo

Resumen

El presente trabajo evalúa la integridad del tramo de oleoducto NQN GR, construido en 1961 con tubería de costura longitudinal LF ERW, ante el aumento de la capacidad de transporte asociado al desarrollo de Vaca Muerta. La metodología integra datos de inspección interna inteligente, verificaciones en campo mediante ensayos no destructivos, análisis del sistema de protección anticorrosiva y gestión basada en riesgo. Además, se aplican modelos de resistencia remanente y de predicción del crecimiento de defectos por corrosión y por fatiga para analizar la aptitud para el servicio bajo las condiciones actuales y ante un incremento de presión. Los resultados muestran corrosión interna en el bajo topográfico del tramo, deterioro del revestimiento exterior, protección catódica insuficiente en sectores críticos y fisuración en la costura longitudinal. También se identifican áreas sensibles con franja de seguridad invadida, lo que incrementa las consecuencias de una pérdida de contención. Se concluye que los márgenes actuales son aceptables, pero el aumento de la presión reduce la vida remanente de los defectos planares y exige intervenciones previas y un plan de respuesta priorizado por riesgo.

Palabras clave: ducto, análisis de integridad, inspección en línea (ILI).

INTEGRITY ASSESSMENT AND RESPONSE PLAN DEVELOPMENT FOR A PIPELINE SEGMENT

Author: DEMEYER, Danilo

Advisor: Dr. Ing. CAMPOS, Damián

Co-Advisor: Ing. SINAGRA, Gerónimo

Summary

This work evaluates the integrity of the NQN GR oil pipeline segment, built in 1961 with LF ERW longitudinal seam pipe, in view of the increase in transport capacity associated with the development of Vaca Muerta. The methodology integrates data from intelligent inline inspection, field verification through nondestructive testing, analysis of the anticorrosion protection system, and risk-based management. In addition, remaining-strength and defect-growth prediction models for corrosion and fatigue are applied to assess fitness-for-service under current conditions and with a pressure increase. The results show internal corrosion at the topographic low point of the segment, deterioration of the external coating, insufficient cathodic protection in critical sectors, and cracking in the longitudinal seam. Sensitive areas with encroached safety right-of-way are also identified, increasing the consequences of a loss of containment. It is concluded that the current safety margins are acceptable, but the pressure increase reduces the remaining life of planar defects and requires prior interventions and a risk-prioritized response plan.

Keywords: pipeline, integrity assessment, in-line inspection (ILI)

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	4
2.1. Objetivo general	4
2.2. Objetivos específicos	4
3. MARCO TEÓRICO	5
3.1. Tuberías ERW	5
3.2. Defectología	10
3.2.1. Defectos planares	11
3.2.2. Defectos volumétricos	20
3.2.3. Defectos geométricos	26
3.2.4. Otros defectos	28
3.3. Inspección interna inteligente (ILI)	29
3.4. Evaluación de defectos	34
3.4.1. Evaluación de defectos volumétricos	34
3.4.2. Evaluación de defectos planares	36
3.4.3. Crecimiento de defectos planares y vida remanente	37
3.4.4. Categorización de severidad y criterios de decisión	38
4. METODOLOGÍA	39
5. DESARROLLO	43
5.1. Paso 1: Análisis de Antecedentes	43
5.1.1. Datos Constructivos y Operativos del Tramo	43
5.1.2. Identificación de Áreas Sensibles y Amenazas	44
5.2. Paso 2: Detección e Identificación de Anomalías	46
5.2.1. Inspección Interna (ILI)	46
5.2.2. Inspección en Campo (END)	53
5.2.3. Validación ILI	55
5.2.4. Alineación de Datos ILI	60

5.2.5.	Estado de protección anticorrosiva	62
5.3.	Paso 3: Evaluación de Defectos y Predicción de Crecimiento	64
5.3.1.	Defectos volumétricos	64
5.3.2.	Defectos planares	67
5.3.3.	Defectos geométricos	69
5.3.4.	Evaluación según RTDHL	69
5.4.	Análisis de Integridad	70
5.4.1.	Plan de Respuesta 2025	71
5.4.2.	Plazos de Reinspección	71
5.4.3.	Nuevos Requerimientos Operativos	73
5.4.4.	Plan de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales	76
5.4.5.	Actualización del Programa de Integridad	78
6.	LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO	79
7.	CONCLUSIONES	81
8.	REFERENCIAS	84
A.	Anexo I: Modelos de evaluación de defectos	89

ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Traza del ducto NQN–GR.	3
2.	Diagrama del procedimiento de fabricación ERW para tubos de acero. . .	5
3.	Conformación de los bordes longitudinales durante la soldadura ERW. . .	6
4.	Patrón de <i>stitching</i> en superficie de fractura de soldadura ERW.	7
5.	Sección metalográfica a través de una costura HF-ERW.	8
6.	Geometría característica de <i>hook cracks</i> en la vecindad de la costura ERW.	9
7.	Amenazas típicas a la integridad en ductos de transporte de hidrocarburos.	10
8.	Indicación de fisura en la costura longitudinal de una tubería.	12
9.	Corte transversal de un defecto FF en la costura longitudinal ERW.	13
10.	<i>Hook crack</i> encontrado en campo, saliente a la superficie exterior.	14
11.	Micrografía de la sección transversal en el origen de una falla por corrosión selectiva en la costura longitudinal de un oleoducto.	15
12.	Ilustración esquemática de la corrosión selectiva y de los parámetros utilizados para calcular el factor de ranura.	16
13.	Evidencia de campo de corrosión selectiva en la costura longitudinal. . . .	17
14.	Evidencia en campo de una colonia de SCC en una tubería.	17
15.	Mecanismos de fisuración por hidrógeno.	20
16.	Ilustración de los parámetros que describen la ubicación y las dimensiones de una anomalía por pérdida de metal.	21
17.	Clasificación de pérdida de metal en función de sus dimensiones relativas.	23
18.	Esquema de formas comunes de <i>pitting</i> por corrosión.	24
19.	Evidencia de campo de <i>pin-holes</i>	24
20.	Evidencia de campo de corrosión tipo <i>axial grooving</i>	25
21.	Evidencia de campo de corrosión generalizada.	26
22.	Parámetros dimensionales de una abolladura en una tubería.	27
23.	Vista interna de una abolladura severa en una tubería.	28
24.	Esquema de una tubería con ovalización.	28
25.	Tren de inspección ILI multitecnología de T.D. Williamson.	30
26.	Metodología de evaluación de integridad.	42

27.	Distribución de riesgo a lo largo del tramo NQN-GR según la matriz de riesgo.	44
28.	Perfil altimétrico superficial de la traza del ducto NQN-GR.	45
29.	Distribución espacial de anomalías reportadas por TFI 2016 en función de la profundidad relativa y la posición a lo largo del tramo.	46
30.	Distribución espacial de anomalías internas y externas de TFI 2016.	47
31.	Anomalías en la costura longitudinal de la campaña TFI 2016.	47
32.	Mapa de calor de la campaña TFI 2016.	47
33.	Mapa de calor de densidad de anomalías – campaña MFL 2020.	48
34.	Distribución espacial de anomalías reportadas por MFL 2020.	49
35.	Distribución espacial de indicaciones tipo fisura reportadas por UTCD 2020, todas ubicadas sobre la costura longitudinal LF-ERW.	50
36.	Distribución espacial por tipología de anomalías – campaña TFI 2022.	51
37.	Distribución espacial y ubicación horaria de las anomalías reportadas por la herramienta TFI2022.	51
38.	Mapa de calor de la densidad de anomalías – campaña TFI 2022.	52
39.	Distribución espacial de las indicaciones de tipo fisura campaña UTCD 2025.	52
40.	Inspección mediante las técnicas Phased Array y TOFD.	53
41.	Inspección mediante scanner 3D.	54
42.	Gráfico de validación MFL 2020.	55
43.	Gráfico de validación UTDC 2020.	56
44.	Gráfico de validación TFI 2022.	57
45.	Gráfico de comparación ILI vs. REAL para Pinhole TFI 2022.	58
46.	Gráfico de validación de la campaña UTDC 2025.	59
47.	Vista integrada de la alineación de datos ILI para el tramo NQN-GR.	61
48.	Potenciales eléctricos ON/OFF a lo largo del tramo NQN-GR.	63
49.	Distribución de las velocidades de corrosión estimadas a partir de la comparación de las campañas ILI 2016, 2020 y 2022.	65
50.	Proyección de crecimiento de la anomalía de corrosión activa de mayor severidad no reparada.	66

51.	Crecimiento hipotético de un <i>pinhole</i> con profundidad inicial del 80 % del espesor de pared.	66
52.	Proyección de crecimiento por fatiga de las cinco indicaciones de tipo fisura más críticas reportadas en UTCD 2025.	68
53.	Proyección de crecimiento de fisuras activas para la nueva condición operativa (MAPO = 76 kg/cm ²), de acuerdo a API 579-1/ASME FFS-1 (2016).	75
54.	Proyección de crecimiento de fisuras con tiempo de falla menor o igual a 10 años bajo la nueva condición operativa, de acuerdo a API 579-1/ASME FFS-1 (2016).	75
55.	Identificación del tramo propuesto para reemplazo (PK 68,5 – PK 91).	77
56.	Traza del tramo propuesto para conservar (PK 91 – PK 111).	77

ÍNDICE DE CUADROS

1.	Correspondencia entre tecnologías ILI y tipos de defectos detectables.	33
2.	Áreas sensibles según progresiva kilométrica (PK).	45
3.	Plan de acción correspondiente a la campaña UTCD 2025.	71
4.	Plan de respuesta correspondiente a la nueva MAPO de 76 kg/cm ²	74

1. INTRODUCCIÓN

El marcado incremento de la producción de petróleo y gas en la provincia de Neuquén, impulsado por el desarrollo de los yacimientos no convencionales de Vaca Muerta, ha generado un impacto significativo tanto en la economía regional como en la infraestructura necesaria para evacuar la producción.

En este escenario, las empresas transportistas del segmento *midstream* —responsables de vincular los centros de producción con los nodos de acondicionamiento, refinación y/o comercialización— enfrentan exigencias crecientes en términos de capacidad, disponibilidad y desempeño operacional.

Dado que una porción relevante de la infraestructura instalada posee décadas de servicio, el aumento sostenido de caudales y presiones operativas impone la necesidad de ampliar la capacidad y, simultáneamente, mantener márgenes de seguridad adecuados para un sistema de transporte de carácter estratégico (Velázquez, G. A., 2024). En consecuencia, la gestión de la integridad se convierte en un componente central para mantener la continuidad operativa en un contexto de expansión acelerada (EIA, 2024)..

La integridad de las instalaciones en la industria hidrocarburífera constituye un campo en permanente evolución, en el que se desarrollan y actualizan estrategias orientadas al mantenimiento, la mitigación de riesgos y la extensión de la vida útil de los activos. Estas metodologías se perfeccionan a partir de la experiencia operativa, el aprendizaje derivado de incidentes, y la adopción de prácticas internacionales, integrándose en programas sistemáticos de gestión de integridad basados en evidencia. En Argentina, dichas actividades se encuentran enmarcadas por el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por tuberías (RTDHL), establecido por la [Resolución E 120 \(2017\)](#), que fija criterios, responsabilidades y requerimientos mínimos que los operadores deben cumplir para garantizar una operación segura y confiable.

En el ámbito específico del *midstream* argentino, existe un parque significativo de ductos en operación, fabricados mediante soldadura longitudinal del tipo LF-ERW (*Low Frequency–Electric Resistance Welded*), correspondientes a periodos anteriores a 1970. Para este tipo de tuberías, la industria ha documentado susceptibilidades particulares frente a mecanismos de deterioro asociados a integridad de costura, corrosión y fisuración, así como a deformaciones geométricas derivadas de interferencias externas, asentamientos

o solicitudes. Por lo tanto, resulta necesario implementar evaluaciones periódicas de integridad mediante metodologías específicas para cada modo de falla, con criterios de aceptación, priorización y seguimiento que permitan mantener la confiabilidad del sistema y minimizar el riesgo de falla, especialmente ante incrementos en las exigencias operativas (Baker, M. Jr., 2004).

En las últimas décadas, la industria ha consolidado métodos de evaluación de integridad basados en la identificación y caracterización de anomalías, combinando inspecciones, criterios de aceptación y modelos de aptitud para el servicio. En particular, se han desarrollado herramientas de predicción de presión de falla para defectos volumétricos (por ejemplo, la ecuación NG-18 y sus derivaciones posteriores) y modelos para defectos tipo fisura sustentados en la mecánica de la fractura, que vinculan la tenacidad a la fractura con la sollicitación aplicada y las condiciones de servicio. Estas aproximaciones constituyen parte del núcleo técnico de los programas de integridad, dado que permiten estimar la severidad, jerarquizar las intervenciones, anticipar condiciones críticas y reducir la probabilidad de falla sin comprometer la continuidad operativa (Pagano Scorcio, 2020).

En consonancia con esta evolución, desde la década de 1970 —y con una consolidación tecnológica significativa durante la de 1980— comenzaron a desplegarse herramientas de inspección interna inteligente (ILI, *In-Line Inspection*), cuyo desarrollo se vincula con la evolución de los *pigs* de limpieza hacia herramientas instrumentadas. Estos dispositivos fueron concebidos para recorrer el interior de la tubería e identificar anomalías tales como pérdida de espesor por corrosión, deformaciones geométricas (abolladuras u ovalizaciones), discontinuidades asociadas a la costura longitudinal y, posteriormente, indicaciones de fisuración. En consecuencia, la disponibilidad de esta información permitió realizar diagnósticos más tempranos y adoptar decisiones de reparación basadas en datos. En la actualidad, la ILI se complementa con otras prácticas de evaluación, conformando esquemas integrados de gestión de integridad y mantenimiento predictivo (Parlak et al., 2023).

En este contexto, el presente trabajo propone el análisis de integridad del tramo de tubería NQN–GR, que vincula la estación de bombeo EB1, ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Neuquén (provincia de Neuquén), con la estación EB2, próxima a la ciudad de General Roca (provincia de Río Negro), cuya traza se presenta en la Figura 1.



Figura 1: Traza del ducto NQN-GR.

El presente trabajo adopta una metodología de evaluación de integridad adaptada al tramo en estudio, articulando evidencia operativa con técnicas de inspección y modelos de evaluación de severidad, en función de la información disponible (registros operativos, historial de inspecciones, reparaciones y antecedentes relevantes). El alcance comprende una evaluación integral de los mecanismos de daño relevantes, incluyendo corrosión, discontinuidades de fabricación y/o asociadas a la costura longitudinal, indicaciones compatibles con fisuración y deformaciones geométricas. Como entregables principales, se elaborarán el Plan de Respuesta (PR) y el Plan de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA), de conformidad con el RTDHL establecido por la [Resolución E 120 \(2017\)](#).

Los resultados permitirán fortalecer el programa de gestión de integridad del activo, alineándolo con la normativa nacional vigente y con prácticas internacionales de referencia. De este modo, se contribuye a la continuidad operativa y a la reducción del riesgo asociado al transporte por ductos, en un contexto de incremento de las exigencias operativas.

Este análisis se presenta como trabajo final de carrera y se apoya en avances iniciados en el marco de la experiencia laboral del autor en la compañía transportista, donde se aplicaron conocimientos académicos a problemáticas reales de la industria. El presente documento amplía, ordena y formaliza dichos avances, e incorpora tareas futuras vinculadas con la priorización de intervenciones, la asignación de recursos y la implementación de mejoras.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Evaluar la integridad del tramo de oleoducto NQN–GR y definir soluciones técnicas, conforme al RTDHL ([Resolución E 120, 2017](#)), orientadas a sostener la capacidad operativa y la seguridad del sistema ante el crecimiento sostenido de la producción.

2.2. Objetivos específicos

De acuerdo con lo expuesto, se pretende:

- Analizar la traza del tramo NQN–GR e identificar las amenazas relevantes, considerando los condicionantes geográficos, geotécnicos y operativos
 - Evaluar e interpretar los resultados de campañas históricas de inspección interna con herramientas de ILI, determinando tendencias, zonas críticas y la evolución de los mecanismos de daño.
 - Verificar la efectividad del sistema de protección anticorrosiva (revestimiento externo y protección catódica) mediante mediciones en campo, revisión de registros disponibles y análisis de causas de degradación o pérdida de desempeño.
 - Compilar y analizar el estado actual e histórico del oleoducto, integrando información sobre presiones operativas, reportes de anomalías, intervenciones y reparaciones realizadas.
 - Desarrollar un plan de acción/respuesta con medidas correctivas (intervenciones, reparaciones y posibles reemplazos de tramos), priorizado en función del riesgo y en cumplimiento con la normativa vigente.
 - Realizar un estudio de Aptitud para el Servicio (*Fitness for Service*) para evaluar la factibilidad técnica de incrementar la MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*), en respuesta a necesidades de mayor capacidad de transporte.
 - Definir acciones preventivas y mitigativas adicionales que complementen el plan principal, fortaleciendo la gestión de integridad del activo en el mediano y largo plazo.
-

3. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos que sustentan el trabajo. Se describen los principales procesos de fabricación de tuberías y los mecanismos de daño relevantes para la integridad, incorporando, además, la normativa aplicable y el enfoque metodológico utilizado en el proyecto.

3.1. Tuberías ERW

En sistemas de transporte por ductos, las características de fabricación de la tubería condicionan tanto los mecanismos de deterioro esperables como las estrategias de evaluación de la integridad aplicables. En particular, en tramos construidos con tuberías de costura longitudinal, la tecnología de soldadura empleada y la época de fabricación pueden introducir susceptibilidades específicas que afectan la confiabilidad del sistema.

Las tuberías construidas mediante procesos ERW (*Electric Resistance Welded*) y EFW (*Electric Flash Welded*) comenzaron a difundirse a partir de la década de 1920. Ambos procesos consisten en fabricar tuberías mediante el conformado en frío de chapas de acero laminadas en caliente (conocidas como *skelp*), transformándolas en secciones circulares y uniendo los bordes longitudinales mediante una soldadura de naturaleza termomecánica.

Esta unión se logra mediante la combinación del calentamiento localizado por resistencia eléctrica de las superficies y la presión mecánica, lo que forma una línea de unión estrecha y una zona afectada por el calor (ZAC). En la Figura 2 se representa de forma esquemática el proceso de fabricación.

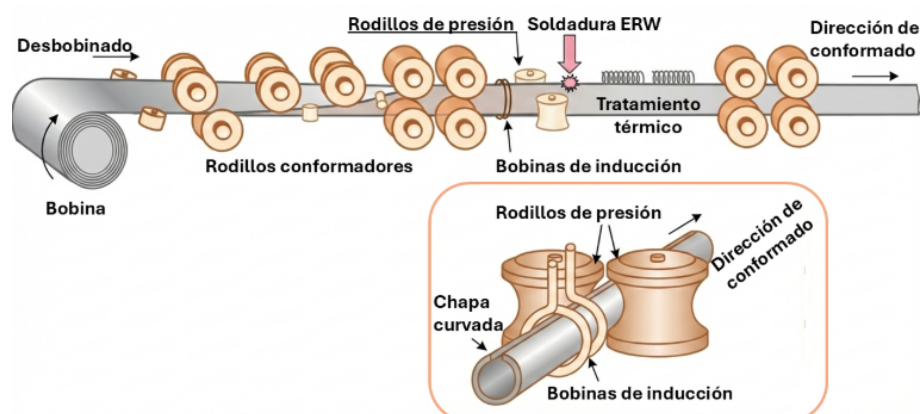


Figura 2: Diagrama del procedimiento de fabricación ERW para tubos de acero.

Fuente: Adaptado de [Karamanos \(2023\)](#).

Durante el proceso de conformación, tal como se presenta en la Figura 3, los bordes longitudinales se fuerzan entre sí, extruyendo material excedente hacia el exterior y el interior de la tubería recién formada. Luego, el material sobrante se recorta dejando superficies suaves o una pequeña protuberancia remanente a lo largo de la línea de unión.

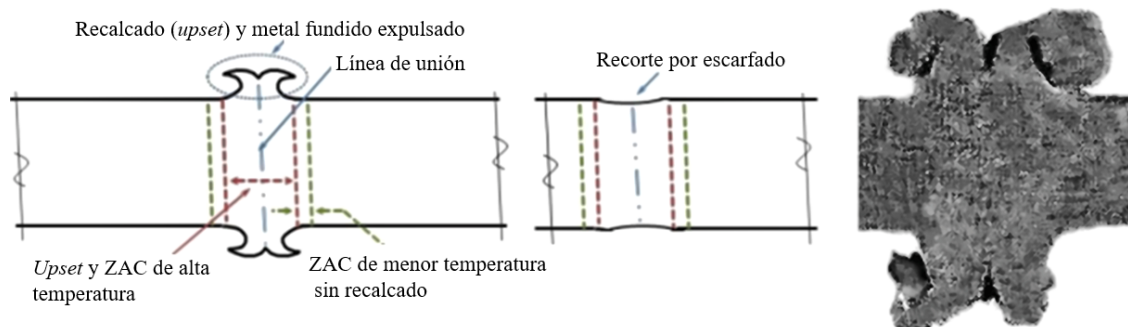


Figura 3: Conformación de los bordes longitudinales durante la soldadura ERW.

Fuente: Adaptada de [Leis y Nestleroth \(2012\)](#).

De forma sistemática en los procesos modernos de ERW, la región de la ZAC se somete a un tratamiento térmico posterior a la soldadura, con el propósito de reducir las zonas de dureza excesiva generadas durante la soldadura inicial, que pueden resultar más susceptibles a diversas formas de fisuración.

Otros fenómenos que pueden generar costuras ERW defectuosas o mecánicamente débiles incluyen fluctuaciones de energía eléctrica durante el proceso de soldadura, defectos en el recorte del *skelp*, deformaciones (acampanado o retorcido), y presión mecánica inadecuada o excesiva durante la unión. Por ejemplo, un pasaje del *skelp* a velocidad excesiva a través de un soldador de corriente alterna puede provocar que el calor fluctúe con el ciclo de corriente y resulte en una variación periódica de las propiedades a lo largo de la costura. Cuando la tubería falla a lo largo de la soldadura longitudinal, estas variaciones se evidencian en las características de la superficie de fractura. Este patrón se conoce como *stitching*, tal como se muestra en la Figura 4.

Una soldadura con *stitching* no implica necesariamente un problema de integridad por sí misma, ya que debe existir otro defecto que actúe como iniciador de la fractura. Sin embargo, un área con *stitching* se caracteriza, en general, por una tenacidad reducida; por lo tanto, defectos relativamente pequeños pueden ser suficientes para provocar una fractura longitudinal bajo condiciones de solicitación desfavorables. Asimismo, un *skelp* mal

recortado puede presentar defectos en los bordes y, si se encuentra retorcido, puede provocar bordes desalineados y generar escalones en la costura longitudinal. Este desajuste puede reducir significativamente el espesor neto efectivo, alcanzando en ciertos casos reducciones del orden del 30–40 %. Históricamente, estos desalineamientos eran difíciles de detectar en inspección visual debido a que el recorte de la superficie exterior removía el excedente de un lado, dejando el desajuste predominante hacia la superficie interna.

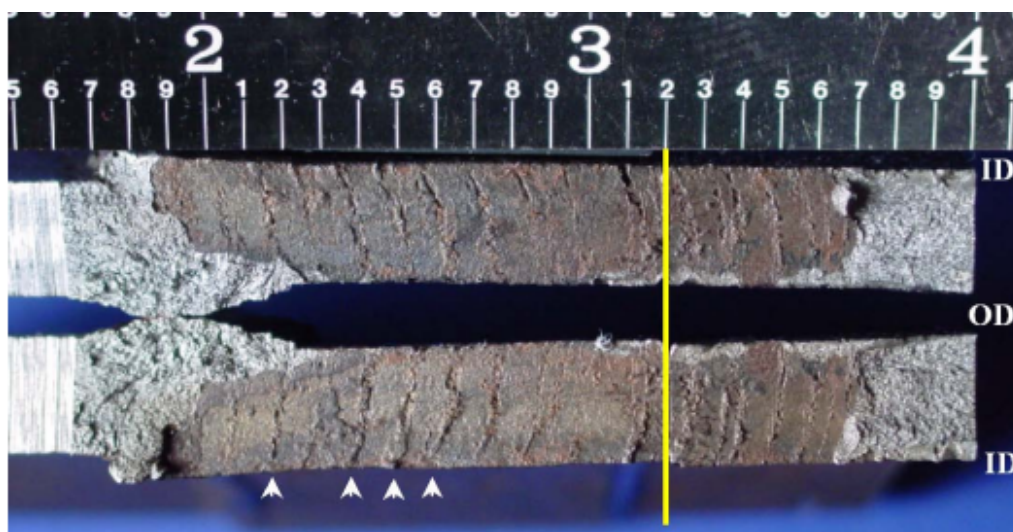


Figura 4: Patrón de *stitching* en superficie de fractura de soldadura ERW.

Fuente: Extraída de Kiefner (2013).

A partir de 1960, los fabricantes comenzaron a convertir los equipos de baja frecuencia (LF-ERW, *Low Frequency Electric Resistance Welded*) en alta frecuencia (HF-ERW, *High Frequency Electric Resistance Welded*), del orden de 450 kHz. Hacia fines de la década de 1970, se estima que muy pocos fabricantes continuaban utilizando el proceso LF-ERW. Con el uso de HF-ERW, los problemas asociados a la resistencia de contacto se reducen de forma marcada y las tuberías soldadas tienden a estar relativamente libres de defectos de costura longitudinal que eran más comunes en tuberías soldadas por LF-ERW y corriente continua (DC, *Direct Current*).

Una sección metalográfica a través de una costura HF-ERW se muestra en la Figura 5. La zona afectada por el calor, estrecha y con forma de reloj de arena, es característica de una costura ERW soldada por alta frecuencia. Las marcas de contacto son considerablemente más pequeñas que en el caso de la soldadura de LF-ERW.

La menor extensión de la zona afectada por el calor y de las marcas de contacto, en

comparación con las observadas en costuras soldadas por LF-ERW o por DC, es consecuencia de que la corriente de alta frecuencia no penetra profundamente en el material y tiende a calentar únicamente la región próxima a la línea de unión lo suficiente como para modificar la microestructura.

El hecho de que durante la soldadura de alta frecuencia se produzca poco o ningún crecimiento de grano implica que la resistencia a la fractura de este tipo de costuras sea, en general, superior a la de aquellas obtenidas mediante soldadura de baja frecuencia o por corriente continua.

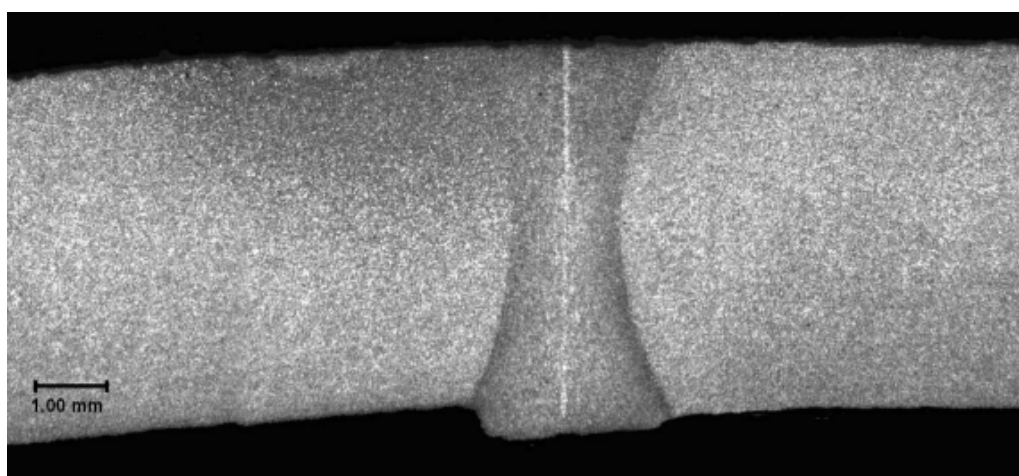


Figura 5: Sección metalográfica a través de una costura HF-ERW.

Fuente: Extraída de [Leis y Nestleroth \(2012\)](#).

En paralelo, el desempeño de las tuberías ERW mejoró sostenidamente no solo debido a la evolución del proceso, sino también al desarrollo metalúrgico de los aceros. La transición durante las décadas de 1970 y 1980 hacia aceros más limpios y resistentes (asociada a oxígeno básico, colada continua, microaleación y procesamiento termomecánico) contribuyó a mitigar problemas potenciales observados en el pasado en asociación con costuras ERW, como baja tenacidad en la ZAC, *hook cracks* y corrosión selectiva.

En particular, los precursores de las *hook cracks* se vinculan con inclusiones no metálicas (principalmente sulfuros de manganeso) aplanadas durante el laminado en caliente del *skelp*. En la vecindad de la costura ERW, estas capas pueden reorientarse formando discontinuidades con geometría característica tipo «J», como se ilustra en la Figura 6. Se trata, en esencia, de un defecto asociado al material y a su historia de procesamiento, más que a la soldadura en sí ([Clark et al., 2004](#)).

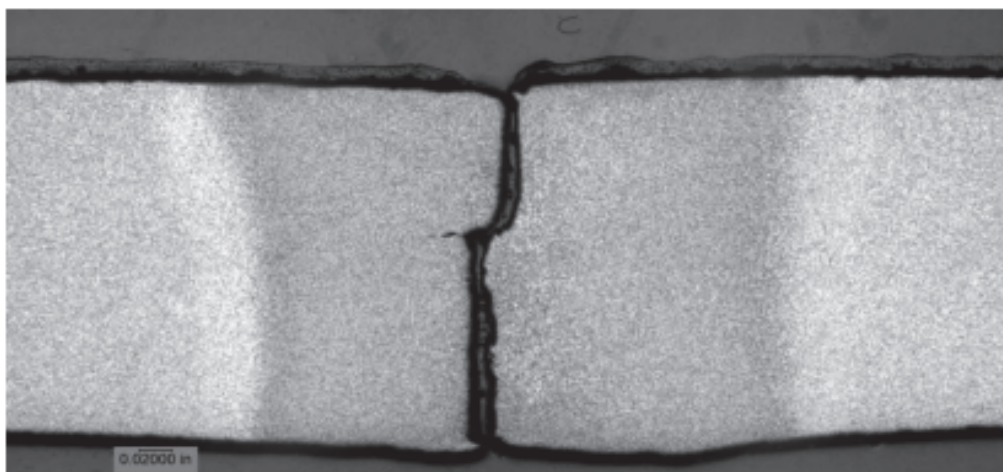


Figura 6: Geometría característica de *hook cracks* en la vecindad de la costura ERW.

Fuente: Extraída de [API RP 1176 \(2016\)](#).

La corrosión selectiva se asocia al mismo origen metalúrgico: las inclusiones pueden volver al material adyacente a la línea de unión más susceptible a la corrosión que el material base circundante. Como resultado, cuando se desarrolla corrosión interna o externa en una región próxima a la costura longitudinal, la tasa de ataque en la vecindad de la línea de unión puede ser mayor, lo que genera una entalla larga y aguda, típicamente con geometría en «V», alineada con la costura. En consecuencia, este tipo de anomalía no debería evaluarse como una pérdida de espesor generalizada en el material base, ya que su efecto estructural puede asemejarse al de una discontinuidad aguda de alta severidad local. Si bien la tubería HF-ERW puede presentar *hook cracks* o corrosión selectiva, la reducción del contenido de azufre y la mejora de los procesos metalúrgicos a partir de la década de 1980 disminuyeron la frecuencia esperable de estos fenómenos respecto de materiales LF-ERW y DC más antiguos ([Brossia et al., 2013](#)).

En síntesis, la relevancia de las tuberías ERW históricas radica en que ciertos defectos de fabricación y susceptibilidades metalúrgicas pueden manifestarse como discontinuidades severas en la vecindad de la costura longitudinal. Este marco conceptual resulta necesario para interpretar adecuadamente las indicaciones provenientes de las inspecciones y para seleccionar, en apartados posteriores, criterios de aceptación y metodologías de evaluación de la severidad acordes con cada amenaza.

3.2. Defectología

La identificación y comprensión de los mecanismos de daño constituye un aspecto central en la gestión de integridad de ductos. Cada mecanismo presenta características particulares en cuanto a morfología, velocidad de propagación, interacción con las condiciones de servicio y respuesta frente a las técnicas de inspección disponibles.

En la Figura 7 se presentan, de forma representativa, las principales amenazas a la integridad que pueden coexistir en un ducto de transporte. En las subsecciones siguientes se describen los mecanismos de deterioro relevantes para el tramo en estudio.

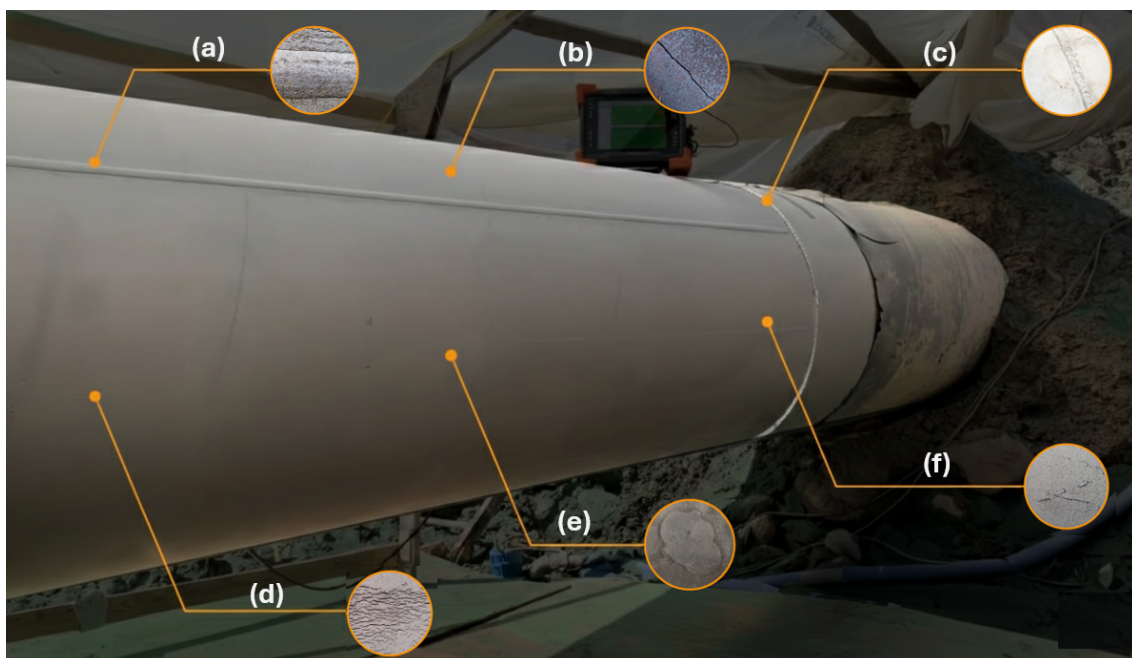


Figura 7: Amenazas típicas a la integridad en ductos de transporte de hidrocarburos.

Fuente: Extraída y adaptada de www.eddyfi.com.

Referencias: (a) Fisuras a lo largo de la costura (*weld seam cracks*), (b) Fisuras por fatiga (*fatigue cracks*), (c) Fisuras en soldadura circunferencial (*girth weld crack*), (d) Fisuración por corrosión bajo tensión (*stress corrosion cracking*), (e) Zona endurecida (*hard spot*), (f) Laminación aflorante a superficie (*surface-breaking Lamination*).

En primer lugar, resulta fundamental establecer la clasificación de las anomalías. Los defectos que pueden presentarse en un oleoducto se categorizan, en función de su geometría, en tres grupos: planares, volumétricos y geométricos. Esta clasificación condiciona tanto los criterios de evaluación de severidad como las técnicas de inspección y los modelos de presión de falla aplicables a cada caso (Cosham y Hopkins, 2004).

3.2.1. Defectos planares

Un defecto planar es una discontinuidad en el material en la que una de sus dimensiones es despreciable en comparación con las otras dos. Las fisuras constituyen el ejemplo más representativo. Se caracterizan por concentrar tensiones severas en sus extremos, lo que los convierte en un tipo de defecto crítico para la evaluación de integridad. En particular, los defectos orientados axialmente representan una amenaza mayor, dado que son perpendiculares a la tensión circunferencial (*hoop stress*), que constituye la sollicitación predominante en un ducto presurizado.

Laminación

Una laminación es una discontinuidad interna asociada, típicamente, a inclusiones no metálicas o a falta de unión interna del material, originada durante la colada, la solidificación o etapas previas de conformado. Durante el proceso de laminación de la chapa, estas heterogeneidades se aplanan y se orientan preferentemente en el plano de laminación, quedando como indicaciones de tipo “laminar” (planas), de baja apertura y usualmente paralelas a las superficies de la tubería. En términos de integridad, su relevancia depende de la orientación, la extensión y de su posible interacción con otras discontinuidades y con el estado tensional local.

De acuerdo con [ASME B31.4 \(2012\)](#), cuando la laminación se encuentra paralela a las superficies (disposición típica), no debe considerarse un defecto por sí misma, salvo que (i) interactúe con una soldadura circunferencial o longitudinal, (ii) emerja o tenga contacto con la superficie interna o externa, o (iii) se ubique en zonas de alta sollicitación donde pueda favorecer mecanismos de daño por separación (por ejemplo, deslaminación bajo cargas fuera del plano).

En cambio, cuando la laminación se presenta alabeada o con orientación no paralela a las superficies —lo que implica componentes de discontinuidad en dirección del espesor— se considera un defecto que requiere evaluación, ya que incrementa la severidad mecánica al introducir un concentrador de tensiones más efectivo y al habilitar trayectorias de propagación hacia la superficie o hacia una soldadura.

Fatiga

Los ciclos de presión y las cargas asociadas a la operación generan un espectro de tensiones alternantes que, por acumulación de daño, puede conducir a la iniciación de fisuras y a su propagación subcrítica por fatiga, incluso cuando los niveles de tensión se mantienen por debajo de la MAOP.

La nucleación suele localizarse en concentradores de tensiones, tales como discontinuidades geométricas de la costura longitudinal (raíz de soldadura, desalineación, cambios bruscos de sección, entre otros) o defectos metalúrgicos y de fabricación. Este escenario puede verse agravado por tensiones residuales de soldadura y por la respuesta mecánica local de la ZAC, que condicionan el rango efectivo de tensiones y, en consecuencia, el crecimiento por fatiga.

Cuando coexiste un medio corrosivo (interno o externo), el crecimiento de fisuras puede acelerarse por corrosión-fatiga, lo que disminuye el umbral efectivo de propagación y aumenta la pendiente aparente de la ley de crecimiento (por ejemplo, comportamiento tipo Paris con parámetros afectados por el ambiente). Como resultado, la vida remanente estimada a partir de modelos puramente mecánicos puede sobreestimarse si no se incorpora el efecto ambiental (George et al., 2021).

La Figura 8 presenta evidencia de campo de una fisura típica en la costura longitudinal de una tubería.

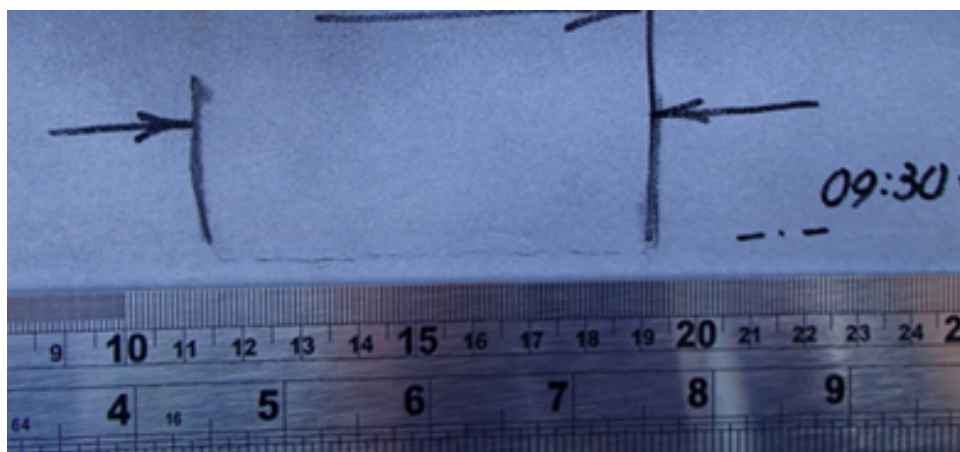


Figura 8: Indicación de fisura en la costura longitudinal de una tubería.

Fuente: Oldelval.

Falta de fusión

Este tipo de defecto se localiza en el área de enlace de la soldadura longitudinal y se origina principalmente por un calentamiento insuficiente del espesor del tubo, una presión mecánica inadecuada para cerrar la separación entre los bordes que forman la unión de la costura, o por una combinación de ambas causas.

También se las denomina “soldaduras frías” (*cold weld*). La mayoría de las faltas de fusión (FF) tienden a ser de profundidad parcial y pueden localizarse en salientes a la superficie interna o externa, o en una posición intermedia dentro del espesor de la pared. En la Figura 9 se presenta un corte transversal que ilustra este tipo de anomalía.

Es posible que coincidan una o más faltas de fusión en la misma ubicación. Por lo tanto, cuando se verifica en campo una falta de fusión, también es importante inspeccionar la presencia de defectos internos e intermedios en la misma zona.

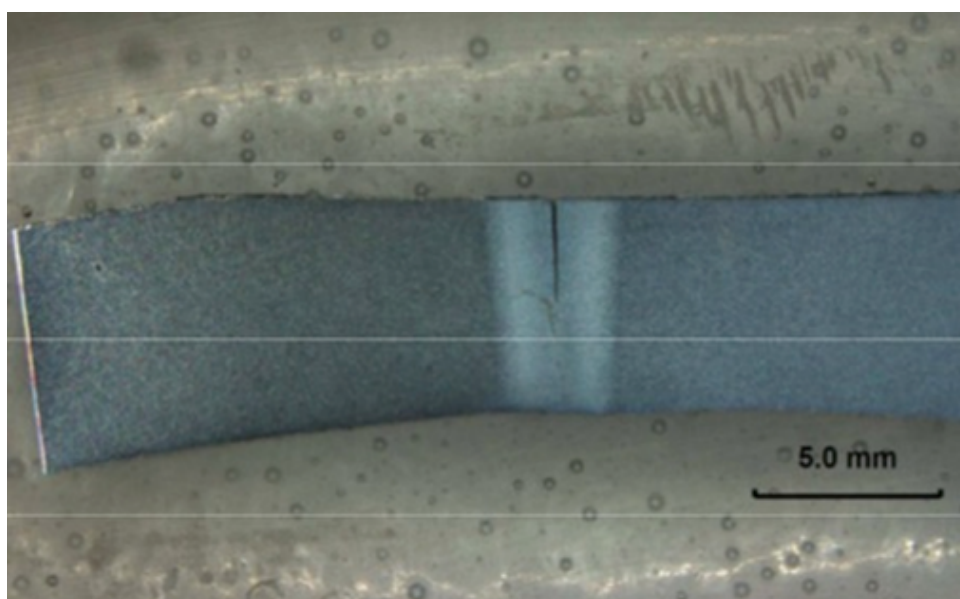


Figura 9: Corte transversal de un defecto FF en la costura longitudinal ERW.

Fuente: Oldelval.

Defecto tipo gancho (*hook crack*)

El defecto tipo gancho (*hook crack*) se asocia, en tuberías con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica (ERW), con inclusiones no metálicas o laminaciones que, durante el conformado y la etapa de soldadura, son arrastradas hacia la zona de unión y pueden

interceptar la superficie interna y/o externa del tubo. En una sección transversal, este defecto presenta un perfil distintivo con dos componentes: una componente radial (a través del espesor) y otra circunferencial (aproximadamente paralela a la superficie), cuya morfología se atribuye a la alteración del flujo de material y a la acción de la presión mecánica aplicada durante la soldadura. Por este motivo, tiende a localizarse en la línea de fusión y/o en la zona afectada por el calor (ZAC) (Leis y Nestleroth, 2013).

En general, estos defectos se consideran relativamente estables en su condición inicial, dado que la componente radial no suele presentar una punta aguda continua a lo largo del espesor de la pared. Sin embargo, el mecanismo de evolución más relevante en servicio es el crecimiento por fatiga inducida por ciclos de presión: las sollicitaciones cíclicas pueden promover la propagación gradual del defecto hasta alcanzar un tamaño crítico (Kiefner y Kolovich, 2012; Kiefner, 2013).

En las evaluaciones de severidad, la componente radial suele definir la “profundidad” efectiva del defecto, mientras que la componente circunferencial condiciona su extensión y la interacción con el campo tensional local. Históricamente, la mayoría de las fallas en servicio asociadas a defectos de este tipo se han vinculado a condiciones de operación con presión cíclica significativa (Kiefner y Kolovich, 2012; Kiefner, 2013).

En la Figura 10 se muestra un *hook crack* que emerge a la superficie exterior, hallado durante una excavación de verificación.



Figura 10: *Hook crack* encontrado en campo, saliente a la superficie exterior.

Fuente: Oldelval.

Corrosión selectiva de costura

Este tipo de corrosión se produce en la línea de fusión de la costura longitudinal y está asociado principalmente a tuberías fabricadas con métodos LF-ERW, anteriores a 1980. No existe una definición de “corrosión selectiva en costura longitudinal” ampliamente aceptada en la industria; la manera más consistente de identificar estos defectos es mediante un examen metalográfico transversal.

Se caracteriza por una pérdida de metal estrecha, en forma de ranura, cuyo perfil puede ser irregular o recto, según la microestructura de la costura y las condiciones ambientales corrosivas. La iniciación y el desarrollo de la corrosión selectiva se atribuyen principalmente al contenido de azufre y carbono del material, a la microestructura metalúrgica y a la segregación química en el área de soldadura.

Los mismos factores ambientales que afectan la corrosión general también influyen en la formación y el desarrollo de la corrosión selectiva. Sin embargo, las tasas de crecimiento suelen ser mayores que las de la corrosión en el cuerpo del tubo, y la protección catódica resulta menos efectiva frente a esta morfología de corrosión. Cumplir con los criterios aceptables de protección para el metal base minimiza la formación y el crecimiento de la corrosión selectiva, aunque no alcanza el mismo nivel de protección que el material base (Brossia et al., 2013).

En la Figura 11 se muestra una forma típica de corrosión selectiva en la costura longitudinal.

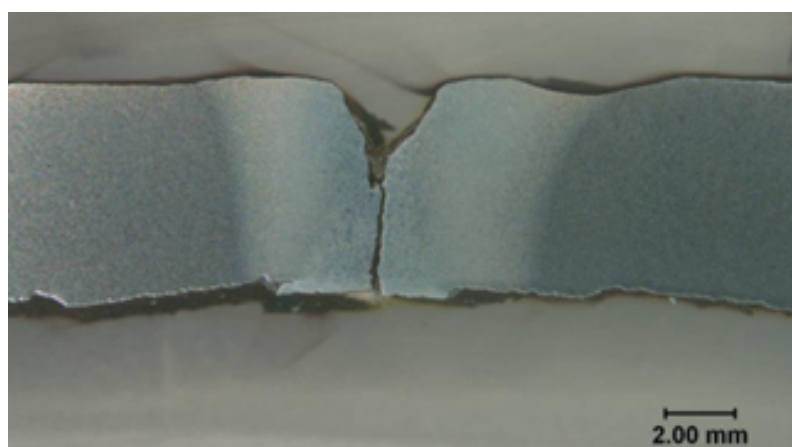


Figura 11: Micrografía de la sección transversal en el origen de una falla por corrosión selectiva en la costura longitudinal de un oleoducto.

Fuente: Extraída de Beavers et al. (2014).

En estos defectos se pueden discriminar dos zonas: una de corrosión generalizada adyacente a la soldadura longitudinal, con profundidad d_2 , y otra de corrosión selectiva propiamente dicha, con profundidad d_1 . Se define el factor de ranura (*grooving factor*) como la relación d_1/d_2 , que en la práctica suele ser mayor o igual que 2. Esta relación constituye una regla empírica para estimar la profundidad de la corrosión selectiva a partir de mediciones de la corrosión generalizada adyacente.

La cuantificación del factor de ranura resulta difícil en la práctica, dado que la ranura es tan estrecha que no permite la inserción de la aguja del profundímetro y las técnicas de ultrasonido se ven limitadas por la corrosión generalizada aledaña, que impide un acoplamiento adecuado del palpador. Ensayos de laboratorio han reportado tasas de crecimiento del orden de 2 a 4 veces mayores que la tasa de corrosión generalizada (Beavers et al., 2014).

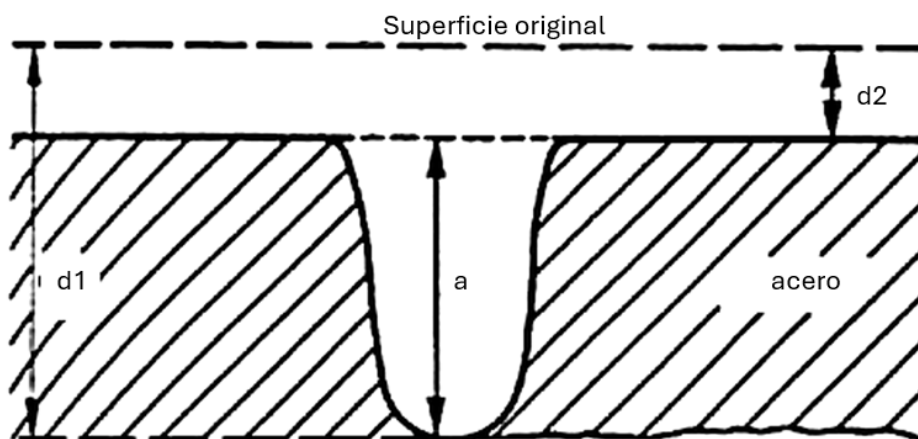


Figura 12: Ilustración esquemática de la corrosión selectiva y de los parámetros utilizados para calcular el factor de ranura.

Fuente: Extraída y adaptada de Beavers et al. (2014).

A modo de ejemplo, en un caso de campo se midió una profundidad de corrosión generalizada adyacente de $d_2 = 1,4$ mm y una profundidad selectiva de $d_1 = 3,06$ mm, lo que da $d_1/d_2 = 2,18$, consistente con los rangos reportados para este mecanismo (Beavers et al., 2014). La evidencia correspondiente se presenta en la Figura 13.

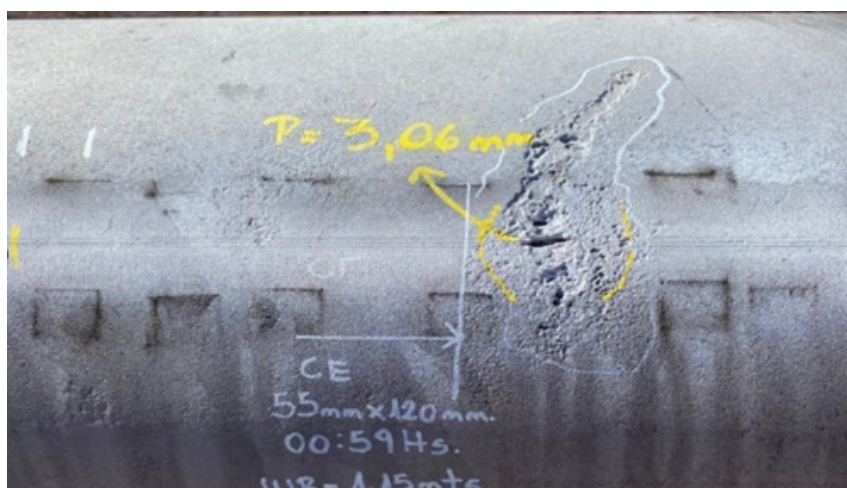


Figura 13: Evidencia de campo de corrosión selectiva en la costura longitudinal.

Fuente: Oldelval.

Fisuración por corrosión bajo tensión (SCC)

La fisuración por corrosión bajo tensión (SCC, *Stress Corrosion Cracking*) en sentido axial es la manifestación más frecuente, dado que las tensiones circunferenciales constituyen la sollicitación predominante en un cilindro sometido a presión interna. Para que este mecanismo se active, deben concurrir simultáneamente tres factores: un entorno corrosivo, una tensión de carga suficiente y un material susceptible (Cheng, 2013).

El SCC se manifiesta típicamente en forma de colonias de fisuras, como se observa en la Figura 14. La coalescencia de estas fisuras puede conducir, bajo determinadas condiciones, a la falla del ducto.

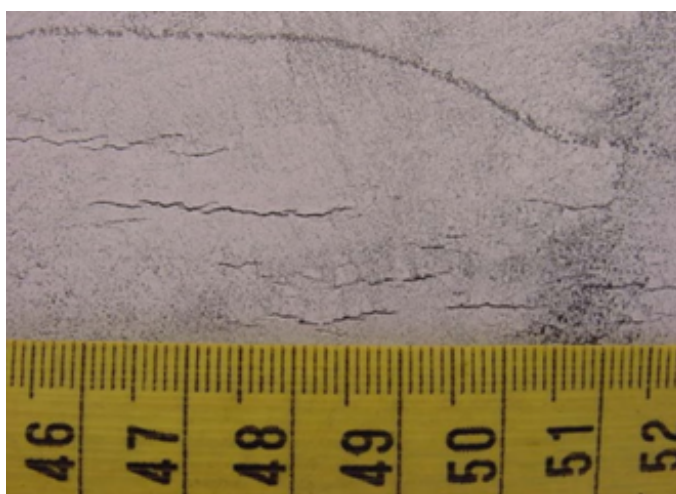


Figura 14: Evidencia en campo de una colonia de SCC en una tubería.

Fuente: Oldelval.

Desde el punto de vista termodinámico, su desarrollo requiere que la oxidación del metal en el electrolito sea posible y que la película protectora formada en la pared de la fisura resulte termodinámicamente estable.

Además, la velocidad de corrosión debe ser significativamente mayor en la punta de la fisura que en sus paredes; de lo contrario, la fisura tiende a redondearse y evoluciona hacia un defecto volumétrico. Asimismo, la tasa de corrosión general no debe ser excesiva, ya que ello favorecería un proceso de corrosión generalizada en lugar de una fisuración localizada (Cheng, 2013).

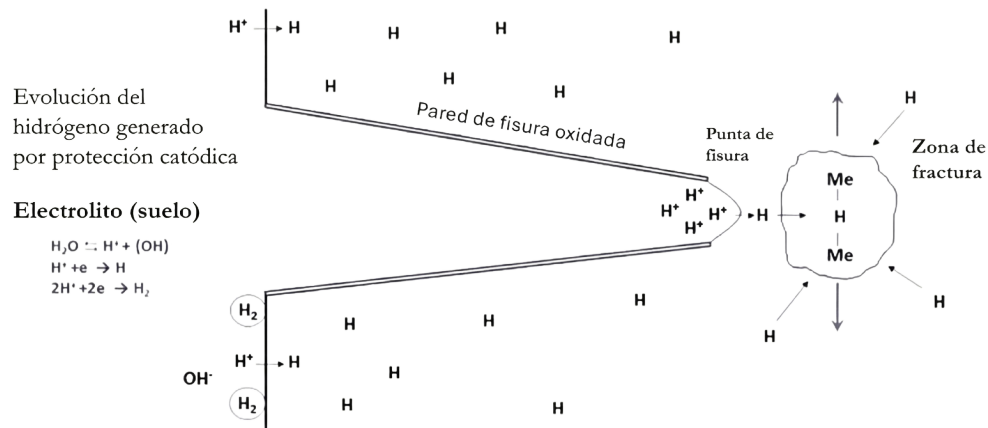
A partir de estas condiciones de desarrollo, el SCC puede diferenciarse según el entorno electroquímico en el que se produce, dado que dicho entorno condiciona la morfología de las fisuras, su mecanismo de propagación y su distribución a lo largo del ducto. De acuerdo con la clasificación reportada por King (2010), se distinguen dos grandes grupos:

- **SCC de pH alto:** fue reportado por primera vez tras la falla de un gasoducto en EE. UU. a mediados de la década de 1960. Se caracteriza por fisuras intergranulares, estrechas, con un factor de ranura influenciada por la temperatura de la tubería. Los electrolitos asociados corresponden a soluciones concentradas de carbonato/bicarbonato (del orden de 0,1 mol/L). Históricamente, el 90 % de las fallas se registró dentro de los primeros 16 km aguas abajo de la estación compresora, y el 70 % se inició en la parte inferior de la tubería, donde es más probable el daño del revestimiento. Las fallas ocurrieron con tensiones circunferenciales del 46–76 % del límite de fluencia, siendo la mayoría superiores al 60 %.
 - **SCC de pH neutro a bajo:** fue reconocido por primera vez en Canadá en la década de 1970. Se caracteriza por fisuras predominantemente transgranulares, más anchas y con corrosión sustancial en sus paredes. El electrolito presente bajo el revestimiento desprendido es una solución diluida de bicarbonato, con pH entre 5,5 y 7,5. No se observa una correlación aparente con la temperatura. La protección catódica resulta menos efectiva debido al apantallamiento del revestimiento. El 65 % de las fallas ocurrió entre la estación de bombeo aguas arriba y la primera válvula aguas abajo (16–30 km). Este tipo de SCC suele asociarse a concentradores de tensión en el material y resulta más difícil de predecir.
-

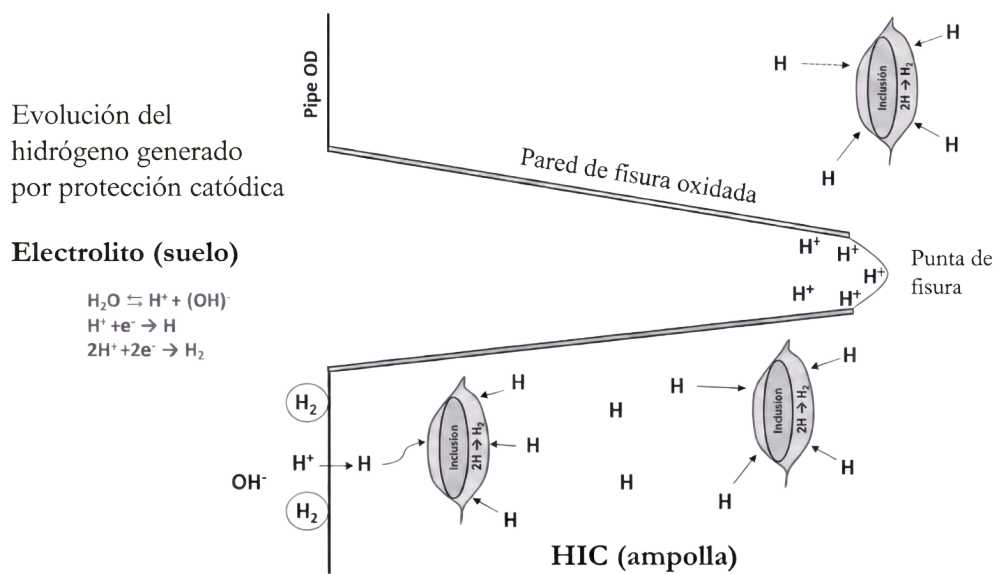
3.2.1.1 Fisuración por hidrógeno

Entre los mecanismos de fisuración por hidrógeno más relevantes en ductos de transporte se distinguen dos: (i) la fisuración asistida por hidrógeno, que comprende las denominaciones HAC (*Hydrogen Assisted Cracking*) y HEAC (*Hydrogen Environmentally Assisted Cracking*), y (ii) la fisuración inducida por hidrógeno, HIC (*Hydrogen Induced Cracking*). Ambos mecanismos difieren en su modo de nucleación y propagación, así como en la morfología del daño resultante ([Cazenave et al., 2021](#)).

- **HAC/HEAC:** La fisuración asistida por hidrógeno es un proceso de propagación subcrítica de fisuras favorecido por la presencia de hidrógeno, bajo la acción combinada de la carga mecánica, las reacciones electroquímicas y la fragilización del material en la vecindad de la punta de fisura. Los átomos de hidrógeno se absorben en dicha región y se difunden hacia la zona de máxima triaxialidad de tensiones. La propagación resulta asistida por la disminución de la cohesión del enlace metálico, por lo que puede ocurrir a niveles de tensión inferiores a los esperados para el material en ausencia de hidrógeno. Este mecanismo es predominantemente transgranular y suele manifestarse como fisuras individuales, agudas y de escasa ramificación. En ductos enterrados, una fuente frecuente de hidrógeno externo es la evolución electroquímica de hidrógeno como subproducto de la protección catódica, tal como se esquematiza en la Figura 15a.
 - **HIC:** La fisuración inducida por hidrógeno se produce por la difusión y acumulación de hidrógeno atómico en interfases entre inclusiones no metálicas y la matriz del material. La recombinación a hidrógeno molecular en microcavidades incrementa la presión interna, lo que puede conducir a la decohesión interfacial, la formación de ampollas (*blisters*) y la nucleación de microfisuras en sus extremos. La Figura 15b ilustra esquemáticamente este mecanismo.
-



(a) HAC/HEAC.



(b) HIC.

Figura 15: Mecanismos de fisuración por hidrógeno.

Fuente: Extraído y adaptado de [Cazenave et al. \(2021\)](#).

3.2.2. Defectos volumétricos

Los defectos volumétricos son discontinuidades que presentan tres dimensiones predominantes e involucran pérdida de material. En ductos de transporte, este tipo de anomalías puede originarse por procesos de corrosión (interna o externa), por amolados o desbastes asociados a fabricación o reparación, y por daños mecánicos causados por terceros cuando éstos generan remoción local de material ([POF, 2021](#)).

Desde el punto de vista geométrico, estas anomalías se caracterizan mediante su longitud (l), ancho (w) y profundidad (d). Dichos parámetros se definen a partir de un rectángulo envolvente (*box*) que contiene completamente la zona afectada, tal como se ilustra en la Figura 16.

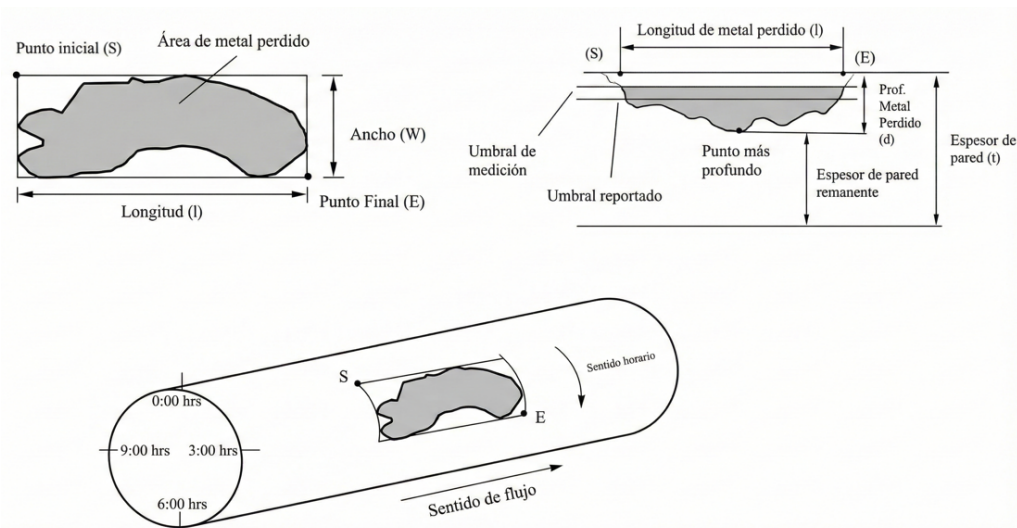


Figura 16: Ilustración de los parámetros que describen la ubicación y las dimensiones de una anomalía por pérdida de metal.

Fuente: Extraída y adaptada de [POF \(2021\)](#).

En esta representación, la longitud y el ancho corresponden a las dimensiones en planta del rectángulo envolvente, mientras que la profundidad se define como la máxima penetración de la anomalía dentro de ese dominio.

La utilización de un rectángulo envolvente permite establecer una descripción geométrica unificada aun cuando la morfología real del defecto sea irregular. Este criterio resulta particularmente útil para la comparación entre anomalías, la sistematización de resultados de inspección y la aplicación de metodologías de evaluación de integridad, en las que la severidad del defecto depende, entre otros factores, de su extensión y de la pérdida máxima de espesor.

Además de las dimensiones principales, en la práctica de evaluación suele registrarse información complementaria de la anomalía, como su ubicación axial y circunferencial sobre la tubería, la superficie afectada (interna o externa), su orientación respecto del eje del ducto y la posible interacción con defectos cercanos. Estos aspectos pueden modificar la criticidad del daño y, en consecuencia, influir en la priorización de reparaciones o en la definición de intervalos de reinspección.

3.2.2.1 Corrosión

La corrosión en aceros al carbono es un proceso de deterioro de naturaleza electroquímica mediante el cual el material tiende a evolucionar hacia estados de menor energía libre, generalmente en forma de óxidos e hidróxidos de hierro. Desde el punto de vista termodinámico, este comportamiento se asocia al carácter metaestable del acero respecto de sus productos de corrosión, por lo que el material tiende a liberar parte de la energía incorporada durante los procesos metalúrgicos de obtención y fabricación.

Para que el proceso corrosivo se desarrolle deben coexistir, de manera simultánea, los elementos que conforman una celda electroquímica: una zona anódica (donde ocurre la disolución del metal), una zona catódica (donde se produce la reacción de reducción), una conexión eléctrica a través del metal y un electrolito que permita el transporte iónico. En términos simplificados, en las regiones anódicas el hierro se oxida y libera electrones, mientras que en las regiones catódicas dichos electrones son consumidos por reacciones de reducción, cuya naturaleza depende de variables como el pH, la disponibilidad de oxígeno y la composición del medio.

En ductos enterrados, la superficie externa de la tubería puede quedar expuesta localmente al suelo a través de defectos o discontinuidades del revestimiento. El suelo, en presencia de humedad, sales disueltas y especies químicas activas, actúa como electrolito y favorece la formación de celdas galvánicas. La distribución espacial de zonas anódicas y catódicas puede responder a heterogeneidades metalúrgicas, diferencias locales de aireación, variaciones de humedad, composición química del suelo, daños del revestimiento e interacción con la protección catódica. Dado que muchas de estas celdas se forman a escala microscópica y evolucionan con el tiempo, la predicción de la morfología y de la velocidad de crecimiento de las anomalías por corrosión resulta compleja.

Las capacidades de medición de las técnicas de inspección no destructiva dependen de la geometría de las anomalías por pérdida de metal. En particular, la detectabilidad y la precisión de dimensionamiento varían en función de sus dimensiones relativas. Para estandarizar su descripción, el *Pipeline Operators Forum* (POF, 2021) establece una clasificación normalizada basada en relaciones geométricas adimensionales, expresadas en función del parámetro A , tal como se muestra en la Figura 17.

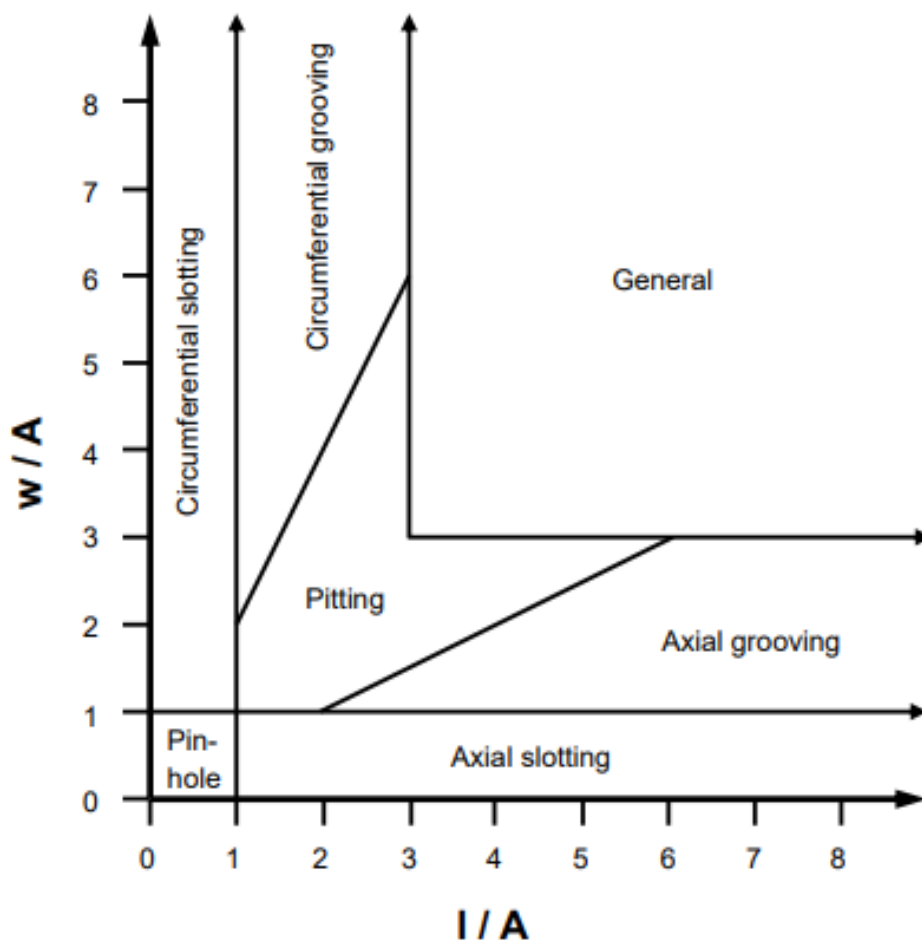


Figura 17: Clasificación de pérdida de metal en función de sus dimensiones relativas.

Fuente: extraída de [POF \(2021\)](#).

El parámetro geométrico A se define como $A = 10 \text{ mm}$ si $t < 10 \text{ mm}$, y $A = t$ si $t \geq 10 \text{ mm}$, siendo t el espesor de pared de la tubería. A partir de este parámetro, se establecen las siguientes categorías:

- Pitting:** Es una forma de corrosión localizada en la que el ataque se concentra en puntos o áreas pequeñas de la superficie, generando cavidades de geometría variable. Estas cavidades pueden adoptar distintas morfologías —como estrechas y profundas, someras y anchas, elípticas, subsuperficiales o socavadas—, tal como se muestra en la Figura 18. Si bien es menos probable que produzca una falla catastrófica súbita, su carácter altamente localizado puede provocar perforación total del espesor de pared y, en consecuencia, pérdida de contención. Además, los *pits* pueden comportarse como concentradores de tensión e iniciar mecanismos de daño adicionales ([Bhandari et al., 2015](#)).

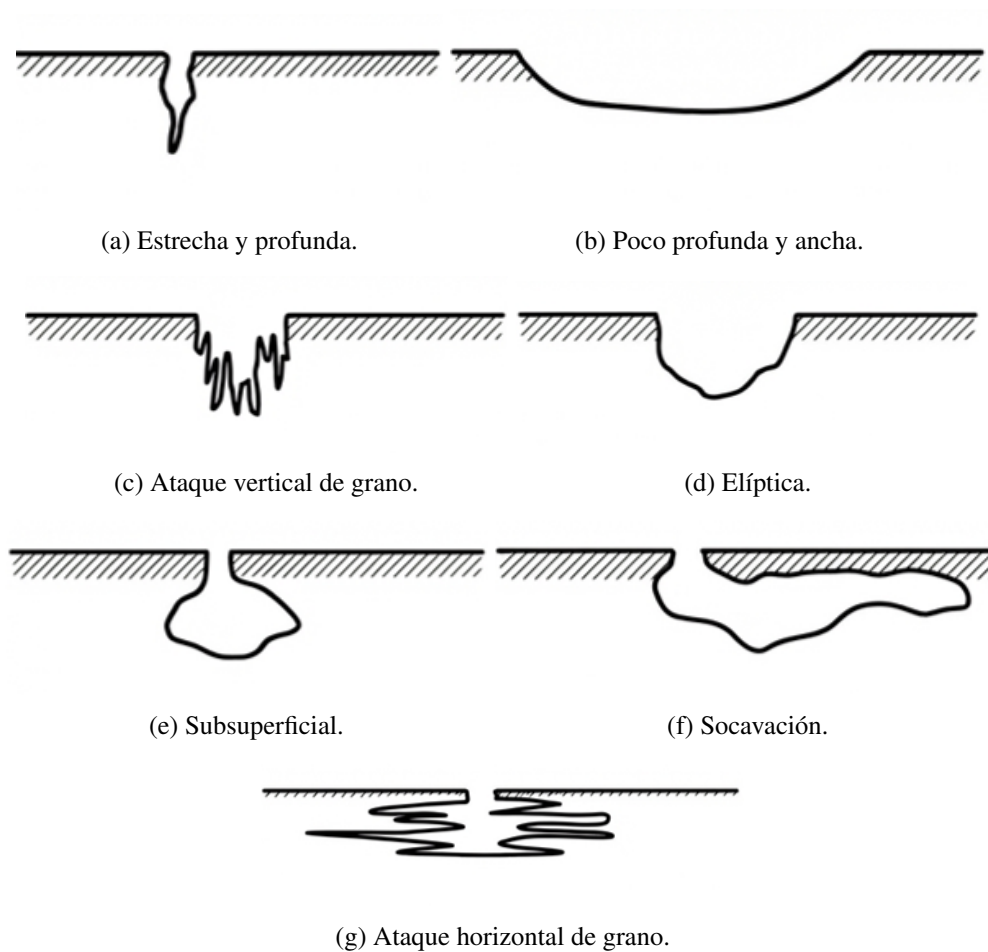


Figura 18: Esquema de formas comunes de *pitting* por corrosión.

Fuente: Extraída y adaptada de [Bhandari et al. \(2015\)](#).

- **Pin-hole:** Caso particular de corrosión por *pitting*, de carácter altamente localizado y de difícil detección mediante herramientas ILI. Aunque no suele producir fallas catastróficas, puede generar fugas por perforación puntual del espesor de pared. La Figura 19 muestra evidencia de campo de este tipo de anomalía.

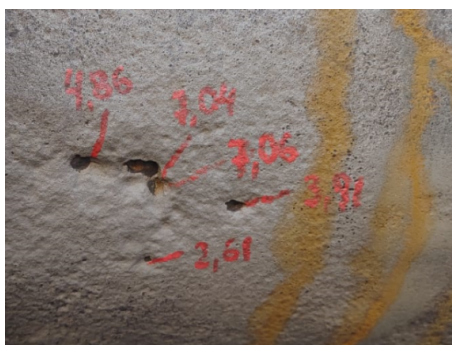


Figura 19: Evidencia de campo de *pin-holes*.

Fuente: Oldelval.

- **Slotting:** Corresponde a una forma de corrosión localizada, de orientación axial o circunferencial, caracterizada por una marcada predominancia de una dimensión respecto de la otra. La variante axial suele resultar más severa desde el punto de vista estructural, dado que su orientación es perpendicular a la tensión circunferencial principal de la tubería. En ciertos casos, la escasa pérdida volumétrica total y su geometría alargada pueden dificultar su correcta clasificación mediante herramientas ILI, llegando incluso a ser interpretada como una indicación de tipo fisura.
- **Grooving:** Es una forma de corrosión localizada geoméricamente similar al *slotting*, aunque con menor predominancia de una dimensión sobre la otra. Puede presentarse con orientación axial o circunferencial, y su severidad depende de la profundidad alcanzada, su extensión y su orientación respecto del estado tensional de la tubería. La Figura 20 muestra evidencia de campo de un caso de *axial grooving*.

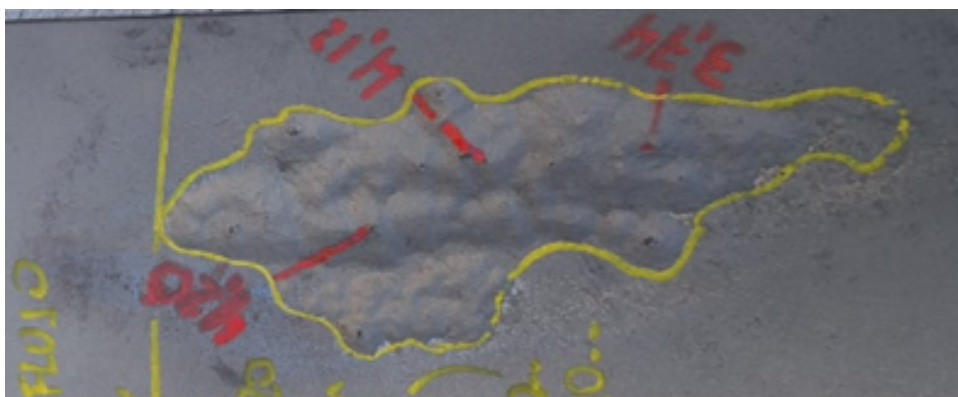


Figura 20: Evidencia de campo de corrosión tipo *axial grooving*.

Fuente: Oldelval.

- **General:** La corrosión generalizada se caracteriza por una pérdida de metal relativamente uniforme sobre un área extensa, sin una localización marcada del ataque. Aunque su morfología suele ser más sencilla de identificar que la de formas altamente localizadas, su seguimiento resulta necesario, ya que la reducción progresiva del espesor de pared puede incrementar el riesgo de falla si no se implementan medidas de control y mitigación. La Figura 21 presenta evidencia de campo de corrosión generalizada en la superficie externa de una tubería.



Figura 21: Evidencia de campo de corrosión generalizada.

Fuente: Oldelval.

3.2.3. Defectos geométricos

Los defectos geométricos corresponden a anomalías asociadas principalmente a deformaciones de la tubería, con o sin pérdida de material. En general, su criticidad depende de la magnitud de la deformación, de la presencia de concentradores de tensión o daños asociados (fisuras, pérdida de metal, hendiduras, entre otros) y de su interacción con soldaduras u otras discontinuidades (POF, 2021).

Abolladura

La abolladura es una deformación local permanente de la pared de la tubería, generalmente originada por cargas externas, impacto mecánico o interacción con terceros. Se caracteriza por su tipo, profundidad máxima (h), ancho (w) y longitud (l), tal como se ilustra en la Figura 22. La profundidad puede expresarse en valor absoluto o como porcentaje del diámetro exterior (OD , *Outside Diameter*) de la tubería. De acuerdo con POF (2021), se distinguen tres categorías principales:

- **Kinked:** se caracteriza por un cambio abrupto de curvatura en la pared, definida por la condición de que cualquier radio de curvatura en la zona de la abolladura sea menor o igual a cinco veces el espesor de pared. Este tipo de anomalía puede estar asociado a reducción de espesor y/o fisuras.

- **Compleja:** este defecto geométrico se presenta con un cambio suave de curvatura que presenta una anomalía asociada (por ejemplo, hendidura, pérdida de metal, fisura o concentrador de tensión) y/o que interactúa con una soldadura circunferencial, espiral o longitudinal.
- **Simple:** típicamente se observa un cambio suave de curvatura que no presenta anomalías asociadas ni concentradores de tensión.

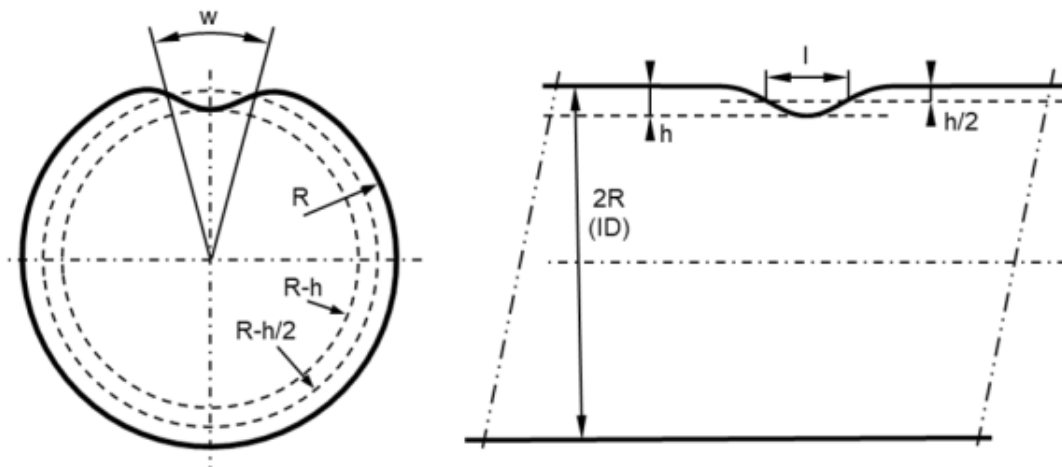


Figura 22: Parámetros dimensionales de una abolladura en una tubería.

Fuente: extraída de [POF \(2021\)](#).

Además de su clasificación geométrica, la severidad de una abolladura depende de su profundidad relativa, de su ubicación y de la existencia de daño concomitante. En la Figura 23 se muestra una abolladura severa observada desde el interior de la tubería.

Ovalidad

La ovalidad se define como la pérdida de redondez de la sección transversal de la tubería y se cuantifica como la diferencia relativa entre el diámetro interno máximo y el diámetro interno mínimo de una sección determinada, tal como se ilustra en la Figura 24.

Su evaluación resulta relevante porque puede modificar la distribución de tensiones y afectar el comportamiento estructural del ducto, especialmente bajo cargas externas o condiciones de presión ([POF, 2021](#)). La ovalidad se expresa mediante la siguiente relación:

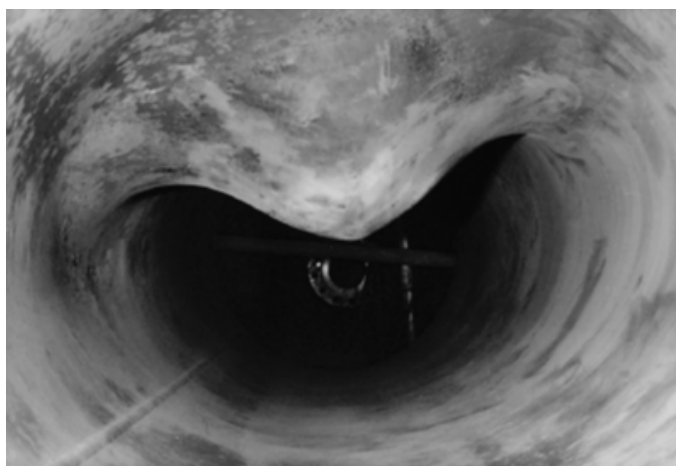


Figura 23: Vista interna de una abolladura severa en una tubería.

Fuente: extraída de [Brockhaus et al. \(2014\)](#).

$$\text{Ovalidad (\%)} = \frac{ID_{max} - ID_{min}}{\frac{ID_{max} + ID_{min}}{2}} \times 100 \quad (1)$$

donde ID_{max} e ID_{min} representan, respectivamente, el diámetro interno máximo y mínimo medidos en la sección analizada.

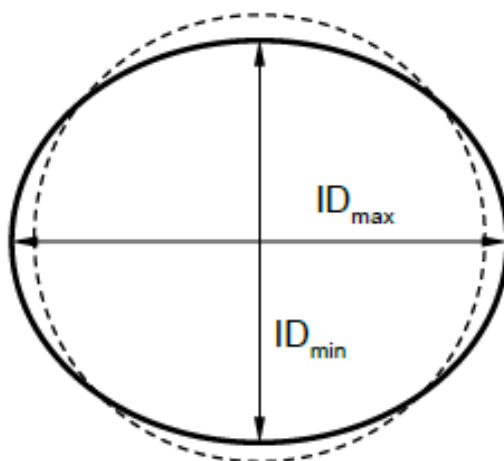


Figura 24: Esquema de una tubería con ovalización.

Fuente: extraída de [POF \(2021\)](#).

3.2.4. Otros defectos

Además de las categorías principales, se identifican otras anomalías relevantes que pueden influir en la integridad del ducto y cuya evaluación depende de su morfología,

ubicación e interacción con otros mecanismos de daño:

- **Ondulación superficial (*ripple/wrinkle*):** pliegues o arrugas en la superficie de la tubería originados por deformación plástica. Aunque, en general, suelen ser menos severos que las abolladuras o las fisuras, pueden incrementar su criticidad cuando interactúan con concentradores de tensión, pérdida de metal u otras discontinuidades.
- **Ampolla (*blister*):** deformación superficial de contorno redondeado producida por la acumulación de gas y la presión interna que éste ejerce sobre la pared. A diferencia de las laminaciones, presenta una protrusión visible en la superficie. Según [ASME B31.4 \(2012\)](#), este tipo de anomalía debe ser reparado o removido.
- **Zona endurecida (*hard spot*):** área localizada de la pared con un nivel de dureza significativamente mayor que el del material base, generalmente asociada a enfriamiento localizado durante el laminado, variaciones en la composición química o deformaciones localizadas (por ejemplo, hendiduras). Estas zonas pueden inducir tensiones residuales y actuar como sitios potenciales de nucleación de fisuras, por lo que resulta relevante identificarlas y evaluar su criticidad en función de la dureza medida y de las condiciones de servicio.

3.3. Inspección interna inteligente (ILI)

Las herramientas ILI se clasifican según su principio de detección, y cada tecnología presenta distinta sensibilidad frente a determinados tipos de anomalías descritas en la Sección 3.2. En consecuencia, la selección de una tecnología o de una combinación de tecnologías depende de los mecanismos de daño esperados, de las características constructivas de la tubería, de las condiciones operativas y de los objetivos del programa de integridad.

El proceso de ILI comprende, típicamente, las siguientes etapas: planificación y definición del alcance, preparación del ducto (limpieza y verificación de condiciones de lanzamiento y recepción), pasaje de la herramienta, descarga y procesamiento de datos, análisis de resultados y emisión del informe de inspección. Los reportes incluyen la localización, dimensiones y clasificación de las anomalías detectadas, junto con los niveles de

confianza y las tolerancias de medición asociados a cada tecnología.

En la práctica actual de inspección de ductos de gran longitud, la tendencia predominante es la integración de múltiples tecnologías de ensayos no destructivos (END) en un mismo dispositivo de inspección (PIG, *Pipeline Inspection Gauge*). Este enfoque permite la verificación cruzada entre tecnologías complementarias y mejora la precisión y la confiabilidad de la detección.

La Figura 25 muestra un ejemplo de herramienta ILI multitecnología que integra diversos módulos en un único tren de inspección: calibre geométrico (DEF, *Deformation*), campo magnético espiral (SMFL, *Spiral Magnetic Flux Leakage*), campo magnético axial (MFL, *Axial Magnetic Flux Leakage*), campo magnético de baja intensidad (LFM, *Low Field Magnetic Flux Leakage*) y transductor acústico electromagnético (EMAT, *Electromagnetic Acoustic Transducer*). La base conceptual y el alcance de estas técnicas, desarrollados en profundidad por Zhu et al. (2024), se sintetizan a continuación junto con sus principios de funcionamiento y aplicaciones.

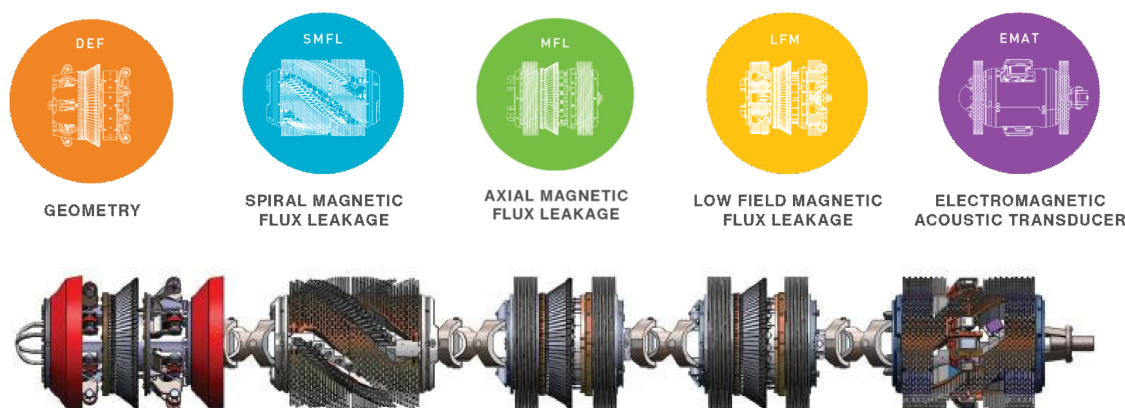


Figura 25: Tren de inspección ILI multitecnología de T.D. Williamson.

Fuente: extraída de <https://www.tdwilliamson.com>.

Las tecnologías basadas en fuga de flujo magnético (MFL) se fundamentan en la magnetización de la pared de la tubería mediante imanes permanentes de alta potencia montados en la herramienta. En una pared íntegra, el flujo magnético se distribuye de manera aproximadamente uniforme a través del espesor. Cuando existe una anomalía que reduce el espesor (por ejemplo, un defecto volumétrico de los descritos en la Sección 3.2.2), el campo se distorsiona y una fracción del flujo se fuga hacia el exterior de la pared.

Esta fuga es registrada por sensores (habitualmente de efecto Hall) dispuestos entre los polos magnéticos. La amplitud y la distribución espacial de la señal permiten estimar la profundidad, longitud y ancho de la anomalía.

En particular, la MFL axial (magnetización en dirección longitudinal) presenta alta sensibilidad para la detección de pérdida de metal de origen corrosivo, tanto interna como externa, y puede contribuir a discriminar entre ambas a partir de la firma de la señal. Sin embargo, dado que el flujo magnético de fuga es una magnitud vectorial y la configuración convencional mide componentes específicas del campo, la MFL axial presenta limitaciones para detectar defectos alargados cuya orientación principal coincide con la dirección del campo magnético. Esta limitación justifica el empleo de configuraciones complementarias, como la inspección por campo transversal (TFI) o la magnetización espiral (SMFL), descritas a continuación.

Las especificaciones de desempeño de las herramientas MFL de alta resolución se enmarcan típicamente en la norma [API STD 1163 \(2021\)](#), que establece requisitos para la calificación de sistemas ILI en términos de probabilidad de detección (POD, *Probability of Detection*), probabilidad de identificación (POI, *Probability of Identification*) y exactitud de dimensionamiento.

La tecnología TFI (*Transverse Field Inspection*), también denominada MFL circunferencial, emplea un campo magnético orientado perpendicularmente al eje del ducto (dirección circunferencial). Esta configuración permite detectar discontinuidades orientadas axialmente, como defectos de costura longitudinal, *hook cracks*, corrosión selectiva y fisuras longitudinales descritas en la Sección 3.2.1, que podrían no ser adecuadamente detectadas por la MFL axial convencional.

La sensibilidad de la TFI a defectos alineados con la costura longitudinal la convierte en una herramienta particularmente útil para la evaluación de tuberías LF-ERW, en las que las anomalías asociadas a la soldadura constituyen una amenaza relevante. La combinación de corridas MFL axial y TFI permite obtener una caracterización más completa de las anomalías presentes, ya que cada tecnología compensa parcialmente las limitaciones de la otra en cuanto a la orientación de los defectos detectables. En este mismo sentido, variantes como la magnetización espiral SMFL (visible en la Figura 25) permiten detectar defectos en múltiples orientaciones en un único pasaje de la herramienta.

Complementariamente, la tecnología UTCD (*Ultrasonic Crack Detection*) emplea transductores ultrasónicos para la detección y el dimensionamiento de discontinuidades tipo fisura. Los transductores emiten pulsos ultrasónicos que se propagan a través de la pared de la tubería y se reflejan al encontrar una discontinuidad. A partir del tiempo de vuelo y de la amplitud de las señales reflejadas, se determinan la ubicación, orientación y dimensiones de las indicaciones.

Las herramientas UTCD pueden operar en modo pulso-eco o mediante arreglos de transductores (*phased array*), y se configuran para detectar fisuras tanto axiales como circunferenciales. Esta tecnología resulta particularmente adecuada para la detección de fisuras de fatiga, fisuración por corrosión bajo tensión (SCC), *hook cracks* y otros defectos planares (Sección 3.2.1) que se desarrollan a partir de la superficie interna o externa de la tubería. Un aspecto relevante de la tecnología UTCD es que requiere un medio de acoplamiento entre el transductor y la superficie interna del ducto, lo cual condiciona su aplicabilidad a ductos que transportan líquidos o que permiten el uso de un medio líquido como acoplante. En oleoductos, esta condición suele satisfacerse de manera natural, lo que facilita la implementación de campañas de inspección con esta tecnología.

Adicionalmente, la inspección ultrasónica de espesor de pared (UTWT, *Ultrasonic Wall Thickness Testing*) constituye un método confiable para la detección y caracterización de laminaciones internas en la pared (*mid-wall laminations*), anomalía de particular relevancia en tuberías ERW de baja frecuencia.

La tecnología geométrica (GEO/DEF) se utiliza para la detección de las deformaciones geométricas descritas en la Sección 3.2.3, tales como abolladuras, ovalizaciones, arrugas y reducciones de diámetro. Las herramientas de calibre geométrico emplean brazos mecánicos articulados o sensores electromagnéticos dispuestos radialmente, que registran las variaciones del diámetro interno a lo largo del ducto. La combinación de ambos principios de medición (contacto mecánico directo e inducción electromagnética) permite reducir la probabilidad de falsos positivos y mejorar la confiabilidad del sistema.

Los datos obtenidos permiten identificar la posición, extensión y profundidad de las deformaciones, así como su orientación angular respecto de la soldadura longitudinal. Esta información resulta fundamental para evaluar la severidad de las abolladuras, especialmente cuando interactúan con otros mecanismos de daño (pérdida de metal, entallas o

fisuras), y para verificar las condiciones de paso de herramientas de mayor complejidad.

La evaluación integral de integridad de un ducto requiere la correlación de los datos provenientes de las distintas tecnologías de ILI entre sí y con información complementaria, como registros de protección catódica, historial de reparaciones, perfiles altimétricos, condiciones del terreno y datos operativos (presión, caudal, composición del fluido).

Esta correlación multivariable permite una caracterización más precisa de las anomalías, facilita la discriminación entre indicaciones relevantes y artefactos de medición, y habilita la identificación de factores causales y mecanismos de degradación predominantes en cada tramo.

Tal como se evidencia en la configuración de la Figura 25, la aplicación aislada de una única tecnología proporciona una visión parcial del estado de la tubería debido a las limitaciones inherentes a cada principio de detección. La integración de múltiples métodos de END dentro de un mismo PIG permite un análisis multifacético y la verificación cruzada de datos, mejorando la exactitud y confiabilidad de la detección (Zhu et al., 2024). La Tabla 1 resume la relación entre cada tecnología de ILI y los tipos de defecto que permite detectar.

Tabla 1: Correspondencia entre tecnologías ILI y tipos de defectos detectables.

Tipo de defecto	MFL	TFI	UTCD	UTWT	GEO
Pérdida de metal (corrosión general)	•			•	
Pérdida de metal (<i>pitting, grooving</i>)	•			•	
Corrosión selectiva de costura		•	•		
Fisuras axiales / SCC		•	•		
<i>Hook cracks</i>		•	•		
Falta de fusión		•	•		
Laminaciones (<i>mid-wall</i>)			•		
Fisuras circunferenciales			•		
Abolladuras					•
Ovalizaciones					•

La alineación de datos entre corridas sucesivas (corrida a corrida o *run-to-run comparison*) además posibilita la estimación de tasas de crecimiento de anomalías, lo cual constituye un insumo fundamental para el análisis de vida remanente y la definición de intervalos de reinspección.

3.4. Evaluación de defectos

El objetivo de la evaluación de defectos es estimar la capacidad remanente de la tubería frente a una anomalía detectada y determinar si la condición es aceptable para la operación, requiere intervención o requiere una reinspección en un plazo definido. En términos generales, la evaluación combina: (i) la caracterización geométrica y tipológica del defecto, (ii) la selección de un modelo de presión de falla adecuado al mecanismo de daño, (iii) la estimación del factor de ranura del daño (cuando corresponde) y (iv) la definición de criterios de aceptabilidad y vida remanente.

Se entiende por falla la pérdida de contención del fluido por parte de la tubería, ya sea por fuga o por ruptura. Los modelos de evaluación permiten estimar la presión de falla y, a partir de ella, establecer condiciones de operación segura, priorizar reparaciones y definir intervalos de reinspección dentro del programa de integridad.

La selección del enfoque de evaluación depende, fundamentalmente, del tipo de defecto presente. En términos generales, los defectos volumétricos (Sección 3.2.2) se evalúan mediante modelos de resistencia remanente de pared, mientras que los defectos planares (Sección 3.2.1) requieren enfoques de mecánica de la fractura que consideren la concentración de tensiones en la punta de la discontinuidad. En la práctica, esta distinción se complementa con consideraciones normativas, la disponibilidad de datos sobre materiales, la calidad de los datos obtenidos por ILI/END y la criticidad del tramo.

3.4.1. Evaluación de defectos volumétricos

Para anomalías de pérdida de metal, la evaluación se basa en la resistencia remanente de la pared y en la estimación de la presión de falla asociada a la geometría del defecto. Desde el punto de vista regulatorio, el RTDHL establece criterios de aceptación y reparación en función de la profundidad de la pérdida de metal. En particular, las anomalías más profundas deben ser reparadas o retiradas, mientras que las de profundidad intermedia pueden permanecer en servicio si la presión interna en la zona afectada no supera un nivel seguro calculado mediante métodos aceptados ([ASME B31.4, 2012](#)).

En este contexto, la verificación de aceptabilidad se realiza mediante modelos de resistencia remanente que estiman la presión de falla a partir de las dimensiones del defecto

y las propiedades mecánicas de la tubería. Los métodos de evaluación más utilizados para la pérdida de metal (por ejemplo, ASME B31G, B31G Modificado y RSTRENG) se inscriben en el marco conceptual derivado de la formulación NG-18, que constituye la base para la estimación de la tensión circunferencial de falla en tuberías con defectos longitudinales (Lyons et al., 2020).

En su forma aplicada a defectos volumétricos con comportamiento dominado por colapso plástico, la tensión de falla puede expresarse como:

$$\sigma_{falla} = \sigma_{flujo} \frac{1 - d/t}{1 - (d/t)(1/M_T)} \quad (2)$$

donde σ_{flujo} es la tensión de flujo, d es la profundidad máxima del defecto, t es el espesor nominal de la pared y M_T es el factor de Folias. A partir de esta tensión, la presión de falla se obtiene mediante la ecuación de Barlow:

$$P_f = \frac{2\sigma_{falla}t}{D} \quad (3)$$

siendo D el diámetro exterior de la tubería.

La diferencia principal entre ASME B31G, B31G Modificado y RSTRENG radica en la forma de idealizar el perfil del defecto y, por consiguiente, en el área efectiva de pérdida de metal y en el factor de Folias adoptado (ASME B31G, 2023; Kiefner y Vieth, 1989; Kiefner et al., 1996). El modelo ASME B31G original emplea una idealización parabólica y presenta un carácter conservador; el B31G Modificado reduce dicho conservadurismo mediante una idealización mixta; y el método de área efectiva (RSTRENG) utiliza un perfil más representativo de la morfología real del defecto (*river bottom*), por lo que suele proporcionar estimaciones más ajustadas cuando se dispone de un relevamiento geométrico detallado (Giudici et al., 2024).

Cuando existen múltiples anomalías próximas entre sí, su interacción debe evaluarse mediante reglas de espaciado y agrupamiento, ya que la combinación de defectos puede dar lugar a una condición más severa que la evaluación aislada de cada indicación. En estos casos, la calidad del agrupamiento depende también de los umbrales de detección y dimensionamiento de la herramienta ILI, por lo que se recomienda validar los criterios de interacción mediante verificación en campo cuando la criticidad lo justifique.

3.4.1.1 Crecimiento de corrosión y reinspección

Cuando se dispone de campañas ILI repetidas y debidamente validadas, es posible estimar las tasas de crecimiento de la corrosión mediante el emparejamiento de anomalías entre inspecciones (*matching*), empleando información odométrica, posición circunferencial y geometría reportada (API STD 1163, 2021; NACE SP0169, 2024). A partir de estas tasas, la práctica habitual consiste en segmentar el ducto y ajustar las distribuciones estadísticas por tramo, con el fin de estimar valores representativos o conservadores para la planificación de reinspecciones y la priorización de intervenciones.

3.4.2. Evaluación de defectos planares

La evaluación de defectos planares (fisuras, defectos de costura longitudinal y discontinuidades agudas) requiere enfoques de mecánica de la fractura, dado que la severidad está gobernada por la concentración de tensiones en la punta del defecto y por la respuesta del material frente a fractura frágil y/o al colapso plástico. En esta clase de evaluación, la identificación del tipo de defecto, su perfil, ubicación y orientación resulta esencial para seleccionar el modelo y las propiedades mecánicas aplicables.

En particular, la morfología del defecto influye directamente en la predicción de la presión de falla. Las fisuras de SCC, HIC y de fatiga suelen idealizarse con perfiles semi-elípticos, mientras que algunos defectos de manufactura en costura longitudinal (por ejemplo, falta de fusión o *hook cracks*) pueden presentar perfiles más cercanos a geometrías tipo “canoa”, cuya representación puede modificar la fuerza impulsora de fractura y, en consecuencia, la presión de falla estimada (Limon et al., 2022; Limon et al., 2023). Los modelos más utilizados en la industria para la evaluación de defectos planares en ductos son API 579-1/ASME FFS-1 (2016) y PRCI MAT-8 (Lamborn et al., 2020).

El primero emplea el enfoque del Diagrama de Evaluación de Fallas (FAD, *Failure Assessment Diagram*), que integra en un mismo marco la evaluación de la fractura y del colapso plástico mediante los parámetros adimensionales K_r y L_r . Este enfoque contempla distintos niveles de evaluación (I, II y III), de complejidad creciente, en función de la calidad de la información disponible y del grado de conservadurismo aceptable (Qin y Cheng, 2021).

Por su parte, PRCI MAT-8 se basa en la mecánica de fractura elástico-plástica y proporciona soluciones específicas para la evaluación de defectos axiales en tuberías, incluyendo perfiles semielípticos y del tipo “canoa”, lo que resulta particularmente útil para defectos de manufactura en la costura longitudinal (Lamborn et al., 2020; Limon et al., 2023).

En la práctica, la selección entre ambos enfoques depende del tipo de defecto, de la morfología asumida, de la disponibilidad de propiedades mecánicas y del nivel de detalle requerido para la toma de decisiones.

3.4.3. Crecimiento de defectos planares y vida remanente

Una vez establecida la aceptabilidad inmediata de un defecto planar, la evaluación de integridad puede extenderse a una estimación de la vida remanente, considerando el crecimiento por fatiga debido a las presiones cíclicas de operación. Este análisis resulta particularmente relevante para fisuras de fatiga, SCC, defectos de costura longitudinal y discontinuidades que puedan desarrollar puntas agudas bajo ciclado (Limon et al., 2023).

La definición de las dimensiones iniciales puede basarse en defectos reportados por ILI/END o en defectos que han sobrevivido a una prueba hidrostática reciente. En ambos casos, las dimensiones iniciales deben ser consistentes con el nivel de validación del método de detección y con el conservadurismo adoptado en la evaluación.

El historial de presiones operativas suele simplificarse mediante el conteo *Rainflow*, obteniéndose un espectro equivalente de rangos de tensión y de número de ciclos. La severidad del espectro puede resumirse mediante el indicador SSI (*Spectrum Severity Indicator*), mientras que el crecimiento de la fisura se modela típicamente con la ley de París:

$$\frac{da}{dN} = C (\Delta K)^m \quad (4)$$

con ΔK calculado a partir del rango de tensión, de la geometría del defecto y del factor geométrico correspondiente. La vida remanente se estima integrando el crecimiento desde un tamaño inicial hasta el tamaño crítico asociado a la presión de evaluación.

Los fundamentos, expresiones y supuestos de los modelos B31G/B31G Modificado (incluyendo el método de área efectiva) y del enfoque FAD de API 579 se desarrollan en el Anexo A.

3.4.4. Categorización de severidad y criterios de decisión

La severidad de un defecto no depende únicamente de su tamaño, sino también de la combinación de la capacidad remanente, la probabilidad de crecimiento y las consecuencias de una eventual pérdida de contención. En términos prácticos, la categorización suele basarse en: (i) presión estimada de falla (integridad inmediata), (ii) vida remanente estimada (integridad futura) y (iii) consecuencias asociadas a la fuga o la rotura.

A partir de estos resultados, pueden definirse categorías de decisión para el programa de integridad, por ejemplo: condición aceptable sin intervención inmediata; condición aceptable con seguimiento/reinspección acelerada; y condición no aceptable que requiere reparación, reemplazo o reducción de la presión. En el caso de defectos planares, las curvas de aceptabilidad permiten representar gráficamente las regiones seguras y no seguras en función de las dimensiones del defecto y de la presión de referencia, lo que facilita la priorización de acciones.

En síntesis, la evaluación de defectos constituye el vínculo entre la información de inspección (ILI/END), los modelos de integridad y las decisiones operativas del sistema. Por esta razón, la trazabilidad de los datos, la consistencia de las hipótesis y la validación de los resultados mediante la inspección en campo son aspectos centrales del proceso. En este sentido, la revisión de [Qin y Cheng \(2021\)](#) aporta un marco integrador particularmente útil, al articular los fundamentos de evaluación de defectos con soluciones analíticas, desarrollos numéricos y aplicaciones de ingeniería, permitiendo interpretar los métodos aquí presentados como herramientas complementarias dentro de un esquema de evaluación jerárquico.

De manera complementaria, [Xie y Tian \(2018\)](#) amplían esta perspectiva al situar la evaluación de defectos dentro de un programa de gestión de integridad basado en datos de inspección interna, en el que la caracterización de anomalías, la predicción de crecimiento y la gestión basada en riesgo forman parte de un mismo proceso de toma de decisiones. Desde esta visión, la confiabilidad de la evaluación no depende únicamente del modelo matemático empleado, sino también de la calidad del dato ILI, de su integración con información operacional y de la capacidad para traducir los resultados en criterios de intervención, mantenimiento y reinspección.

4. METODOLOGÍA

La metodología adoptada se estructura como un proceso secuencial con etapas de decisión y retroalimentación, orientado a integrar la información de inspección, la caracterización de defectos y la gestión de la integridad en un esquema único de toma de decisiones. El flujo general se presenta en la Figura 26.

El enfoque se organiza en tres pasos principales: (i) análisis de antecedentes, (ii) detección e identificación de defectos, y (iii) evaluación de defectos y predicción de crecimiento. A partir de este último paso, un nodo de decisión determina la aceptabilidad de la condición del ducto según los criterios RTDHL. Dependiendo del resultado, se activan acciones de intervención o estrategias de monitoreo y reinspección, cuyos resultados alimentan una actualización del programa de integridad, cerrando el ciclo de reevaluación continua.

Este esquema permite compatibilizar una visión analítica (centrada en defectos individuales) con una visión sistémica orientada a la priorización de acciones a escala de tramo o de sistema, incorporando la posibilidad de retroalimentación a partir de inspecciones posteriores y verificaciones en campo.

Paso 1: Análisis de antecedentes

El primer paso comprende la identificación de amenazas y áreas sensibles, incorporando aspectos tales como mecanismos de daño activos o potenciales, condiciones ambientales y geotécnicas, proximidad a áreas pobladas, cursos de agua, instalaciones críticas u otros receptores sensibles, y antecedentes operativos del tramo.

Con base en esta información, se construye una matriz de riesgo que combina criterios de probabilidad de falla con criterios de consecuencia. Su función en esta etapa es estrictamente orientativa: permite establecer prioridades de inspección e intervención, e identificar los tramos o mecanismos de daño que requieren mayor atención en los pasos siguientes.

Paso 2: Detección e identificación de anomalías

Este paso comprende la obtención, validación y preparación de la información de entrada para la posterior determinación de la integridad. Se inicia con la inspección interna en línea (ILI), mediante la cual se registran anomalías a lo largo del ducto con sus dimensiones estimadas y una clasificación preliminar según la tecnología utilizada.

A continuación, se realiza la validación de los resultados ILI mediante inspección en campo con ensayos no destructivos (END), con el objetivo de verificar la presencia y tipología de las anomalías reportadas, contrastar dimensiones (longitud, ancho, profundidad, apertura y geometría), identificar sesgos sistemáticos de la herramienta de inspección, y aumentar la confiabilidad de los datos utilizados en la etapa siguiente.

Posteriormente, se efectúa la alineación y el procesamiento de los datos ILI, que incluyen el ordenamiento, la depuración y la normalización de la base de datos de anomalías, así como la alineación entre corridas, referencias odométricas y posición circunferencial cuando se comparan campañas sucesivas para estimar el crecimiento de defectos.

Finalmente, se incorpora la caracterización del estado de protección anticorrosiva, considerando la condición del revestimiento, el desempeño de la protección catódica y la evidencia de apantallamiento o pérdida de efectividad. Esta información complementa la tipificación de anomalías y aporta contexto para interpretar mecanismos de daño activos, especialmente en defectos de pérdida de metal y de corrosión bajo tensión (SCC).

Paso 3: Evaluación de defectos y predicción de crecimiento

En este paso se realiza la determinación de integridad propiamente dicha. Las anomalías identificadas se analizan según su tipología y mecanismo de daño probable, empleando modelos de cálculo compatibles con su morfología y con la información disponible: modelos de resistencia remanente para defectos volumétricos, criterios de mecánica de fractura para defectos planos, y parámetros geométricos de aceptabilidad para deformaciones o abolladuras.

Una vez establecida la severidad actual, se estima el crecimiento futuro y la vida remanente de aquellas anomalías cuya evolución pueda comprometer la integridad dentro del horizonte de análisis. Esta estimación puede incluir tasas de corrosión derivadas del

emparejamiento de anomalías entre corridas ILI sucesivas, propagación por fatiga a partir de registros de presión y modelos de fractura, y proyección de dimensiones futuras comparadas con los umbrales de aceptabilidad.

El resultado de este paso es una caracterización de la condición actual y proyectada del ducto, expresada en términos de presión de falla estimada, margen de seguridad y tiempo remanente hasta alcanzar una condición límite.

Con base en los resultados anteriores, se determina si la condición del ducto es aceptable según los criterios RTDHL. Cuando no lo es, se activa un plan de respuesta con criterios de intervención inmediata o a corto plazo que puede incluir acciones preventivas y mitigativas adicionales, restricciones operativas transitorias y reparaciones temporales o permanentes. Cuando la condición resulta aceptable, se calcula el plazo de reinspección en coherencia con la severidad observada, el crecimiento estimado y los criterios del programa de integridad, y se establece un esquema de seguimiento que puede abarcar control operativo, verificación del sistema anticorrosivo e inspecciones focalizadas.

Independientemente del camino seguido, los resultados obtenidos alimentan la actualización del programa de integridad, que constituye el cierre del ciclo metodológico y el punto de partida para futuras reevaluaciones. Esta retroalimentación continua permite incorporar los resultados de reparaciones y verificaciones en campo, actualizar tasas de crecimiento y criterios de priorización, recalibrar supuestos y modelos, y ajustar intervalos de inspección y estrategias de mitigación.

De esta manera, la metodología no se limita a una determinación puntual del estado del ducto, sino que se concibe como un proceso iterativo de mejora continua, en el que la confiabilidad de las decisiones depende de la integración coherente de datos de inspección, modelos de integridad y criterio de ingeniería.

La implementación de los modelos de evaluación descritos en los pasos anteriores se lleva a cabo mediante herramientas de cálculo disponibles en la organización del Comitente, que incluyen *software* especializado en integridad de ductos y planillas de cálculo desarrolladas y validadas internamente. El uso de estas herramientas garantiza la trazabilidad de los cálculos, la reproducibilidad de los resultados y la coherencia con los procedimientos y criterios de aceptabilidad adoptados por el Comitente en su programa de integridad.

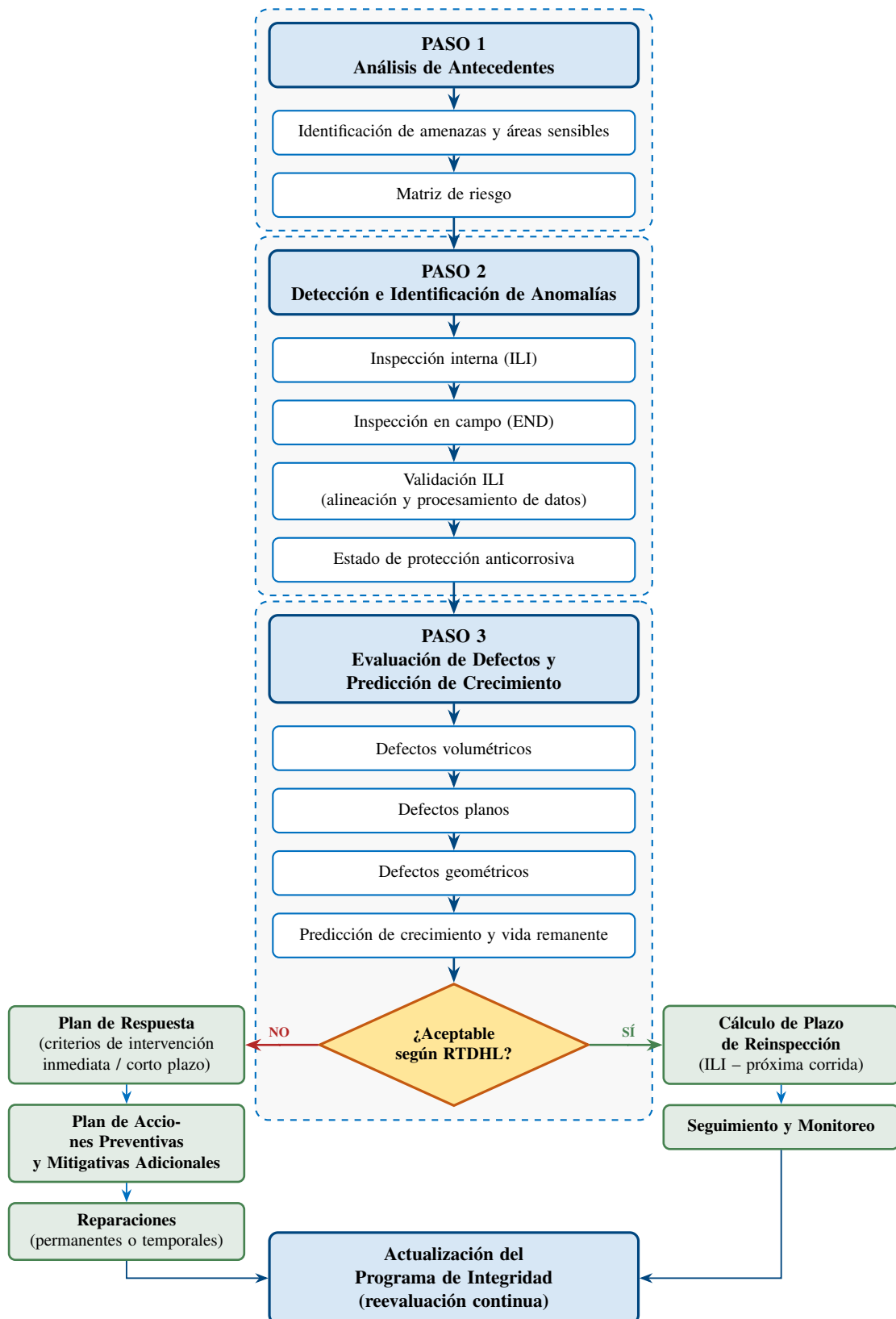


Figura 26: Metodología de evaluación de integridad.

5. DESARROLLO

El desarrollo del presente trabajo se estructura siguiendo la secuencia metodológica definida en el apartado anterior, articulando la información disponible del tramo NQN-GR con los modelos de evaluación y los criterios normativos establecidos en el RTDHL.

5.1. Paso 1: Análisis de Antecedentes

El punto de partida del análisis es el conjunto de antecedentes disponibles sobre el tramo NQN-GR, acumulados a lo largo de su historia operativa. Este acervo comprende documentación técnica de ingeniería (planos conforme a obra, registros de construcción y de pruebas hidráulicas), historial de operación y mantenimiento, registros de intervenciones previas, datos de monitoreo del sistema de protección anticorrosiva y los resultados de las campañas de inspección interna precedentes.

En forma complementaria, el análisis incorpora los resultados del análisis de riesgo desarrollado en el marco del programa de integridad del Comitente. Dicho análisis, constituye un insumo estructural para la presente evaluación: permite jerarquizar las amenazas activas, identificar las zonas de mayor sensibilidad a lo largo de la traza y establecer prioridades de inspección e intervención desde una perspectiva sistémica. De este modo, el análisis de riesgo no opera como una herramienta independiente, sino como el marco orientador que articula la selección de herramientas de inspección, la definición de los segmentos de análisis y la ponderación de los resultados obtenidos en los pasos siguientes.

5.1.1. Datos Constructivos y Operativos del Tramo

El tramo de oleoducto NQN-GR tiene una longitud de 43 km y comunica la estación de bombeo EB1, próxima a la ciudad de Neuquén, con la estación EB2, ubicada en cercanías de General Roca, Río Negro. A lo largo de su recorrido cruza la Ruta Provincial N° 7, la Ruta Nacional 22, la Ruta Provincial N° 151 (Río Negro), el río Neuquén y el canal de riego del Alto Valle.

El ducto fue construido en 1961 con cañería API 5L X46 de 14 pulgadas de diámetro (SCH 10) y costura longitudinal soldada por resistencia eléctrica de baja frecuencia (LF-ERW), fabricación característica de la época con las vulnerabilidades documentadas en la

Sección 3.1. La presión de diseño, calculada según ASME B31.4 (2012), es:

$$P_{\text{diseño}} = \frac{2 t S_y F}{D} = 83 \text{ kg/cm}^2 \quad (5)$$

donde t es el espesor de pared, S_y la tensión de fluencia mínima especificada (SMYS), D el diámetro nominal y $F = 0,72$ el factor de diseño según ASME B31.4 (2012). La Presión Máxima de Operación Permitida (MAPO) vigente es de 60 kg/cm^2 , aunque el tramo opera actualmente restringido a 25 kg/cm^2 desde hace tres años.

5.1.2. Identificación de Áreas Sensibles y Amenazas

La evaluación de riesgo desarrollada determinó que aproximadamente el 50 % de la traza del ducto presenta un nivel de riesgo alto (naranja) y el tramo restante corresponde mayoritariamente a riesgo medio (amarillo), limitándose el riesgo bajo (verde) a una pequeña sección en la zona de recepción (Figura 27).



Figura 27: Distribución de riesgo a lo largo del tramo NQN-GR según la matriz de riesgo.

La zonificación se realizó utilizando progresivas kilométricas (PK) como referencia de discretización, con los segmentos y categorías definidos en la Tabla 2.

Las amenazas activas identificadas para el tramo son: corrosión interna, corrosión externa, fisuración en costura LF-ERW y daño por terceros. El análisis altimétrico de la traza (Figura 28) revela un bajo topográfico significativo entre los kilómetros 9 y 21 del tramo, con las siguientes implicancias:

- La zona entre PK 73 y PK 91 es susceptible a acumulación de agua en la posición horaria 6 de la cañería, favoreciendo la corrosión interna.

- Entre PK 68,5 y PK 73 el ducto atraviesa el Parque Industrial de Neuquén con invasión de la franja de servidumbre, incrementando la consecuencia potencial de una fuga.
- Entre PK 94 y PK 111 la traza atraviesa cauces secos con descarga al río Negro, con riesgo ambiental ante una eventual pérdida de contención.

Tabla 2: Áreas sensibles según progresiva kilométrica (PK).

PK Inicio	PK Fin	Ambiente	Ocupación	Color
68,5	71	E3	2	Naranja
71	75	E3	3	Naranja
75	77	E3–E4	3	Naranja–Rojo
77	89	E4	2	Rojo
89	91	E3–E2	1	Naranja–Amarillo
91	95	E2	1	Amarillo
95	103	E3	1	Naranja
103	110	E1–E2	1	Verde–Amarillo
110	111	E2	1	Amarillo

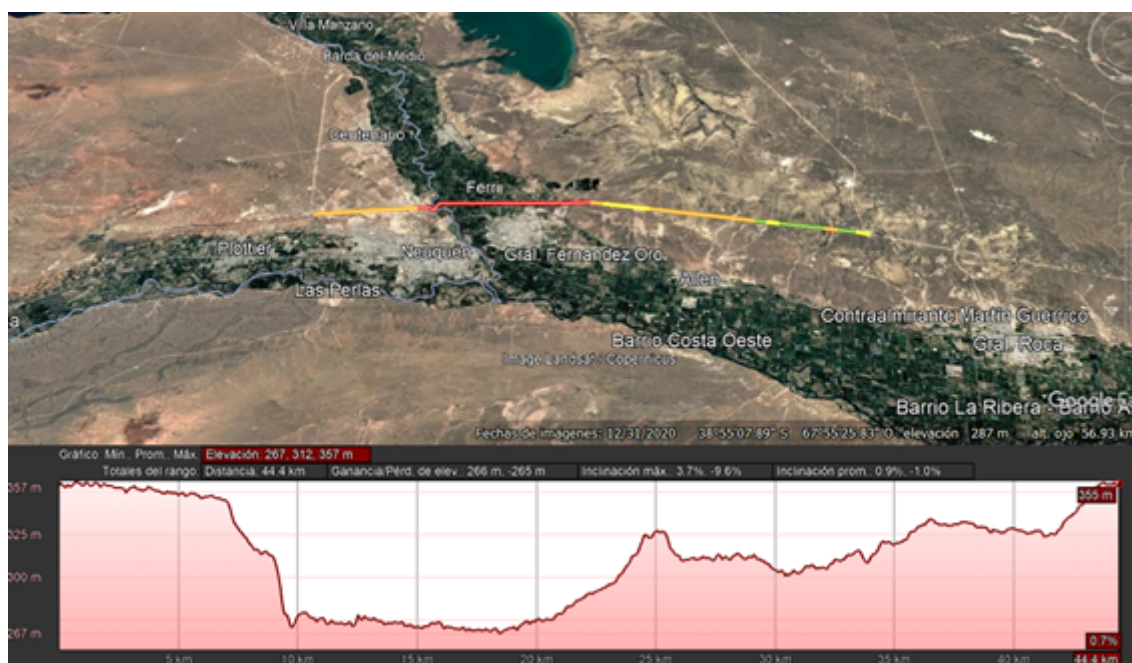


Figura 28: Perfil altimétrico superficial de la traza del ducto NQN-GR.

5.2. Paso 2: Detección e Identificación de Anomalías

5.2.1. Inspección Interna (ILI)

El tramo cuenta con un extenso historial de inspecciones internas desde 1998. Tomando como referencia válida las campañas no anteriores a 10 años según [API RP 1160 \(2019\)](#), se consideraron las siguientes corridas para el análisis:

TFI+GEO 2016

Esta campaña reportó 5.487 anomalías en total, distribuidas en 5.383 de corrosión (pérdida de metal), 8 asociadas a procesos de fabricación (por ejemplo: amolados, escalones en la soldadura, entre otros) y 26 abolladuras.

La distribución espacial de las anomalías según su profundidad relativa (% de espesor de pared) se presenta en la Figura 29, discriminando entre anomalías internas (Figura 30a) y externas (Figura 30b).

Resulta de particular relevancia el análisis de las anomalías ubicadas sobre o en cercanías de la costura longitudinal (CL). Dado que la cañería es LF-ERW, existe susceptibilidad a corrosión selectiva en dicha zona, la cual presenta un comportamiento mecánico equivalente al de un defecto plano (Figura 31).

La Figura 32 muestra el mapa de calor de las anomalías reportadas por la herramienta en cuestión. El mismo refleja la densidad de anomalías detectadas, sin considerar sus dimensiones individuales, y permite identificar visualmente las zonas más afectadas por la corrosión.

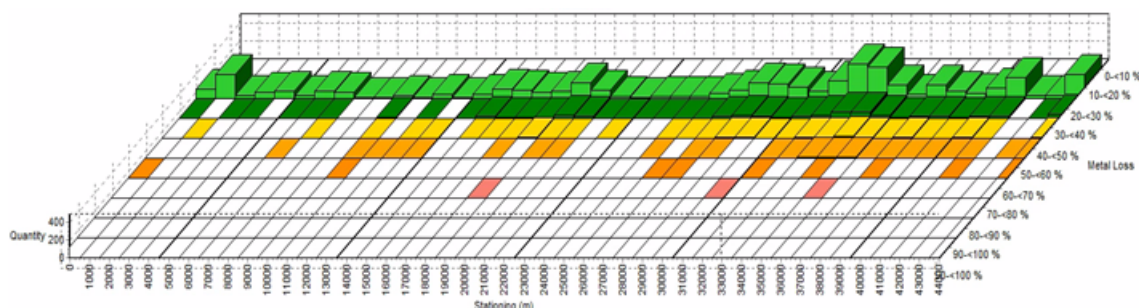
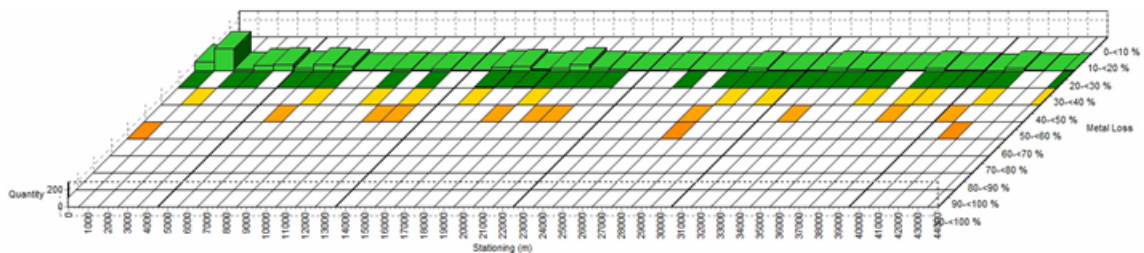
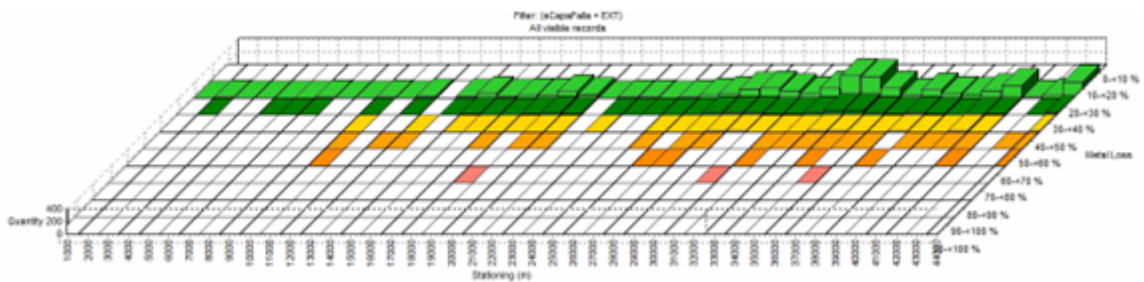


Figura 29: Distribución espacial de anomalías reportadas por TFI 2016 en función de la profundidad relativa y la posición a lo largo del tramo.



(a) Anomalías internas.



(b) Anomalías externas.

Figura 30: Distribución espacial de anomalías internas y externas de TFI 2016.

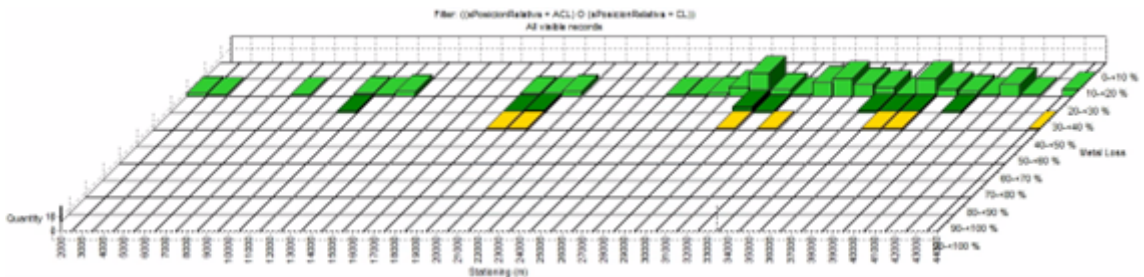


Figura 31: Anomalías en la costura longitudinal de la campaña TFI 2016.

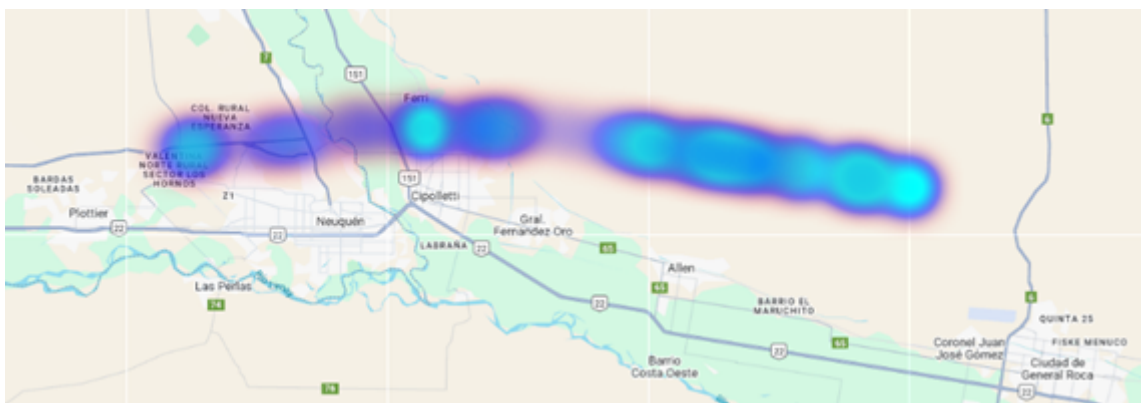


Figura 32: Mapa de calor de la campaña TFI 2016.

MFL+GEO 2020

Esta campaña identificó 8.645 anomalías: 8.620 de pérdida de metal, 7 de fabricación y 18 abolladuras. El incremento en el número de indicaciones respecto a 2016 debe interpretarse considerando dos factores: la diferencia de tecnologías y proveedores (con especificaciones de detección no equivalentes) y la posible evolución real de la corrosión en el período intercampaña.

El mapa de calor (Figura 33) muestra coherencia con el de la campaña anterior, lo que refuerza la identificación de las zonas de mayor concentración de daño.

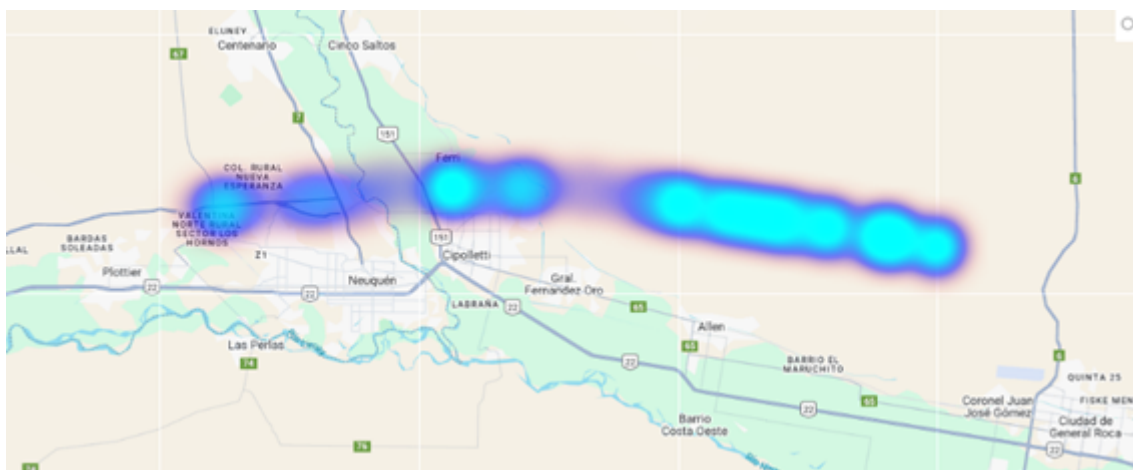
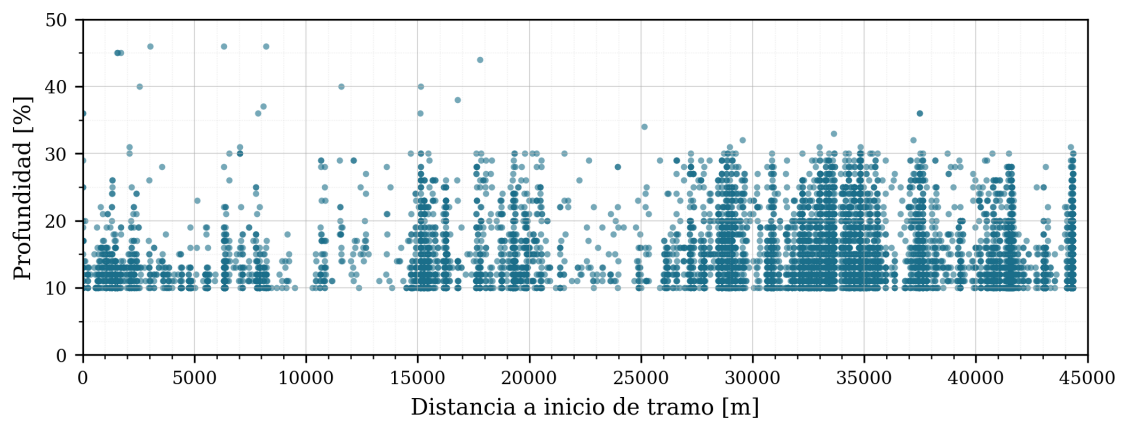
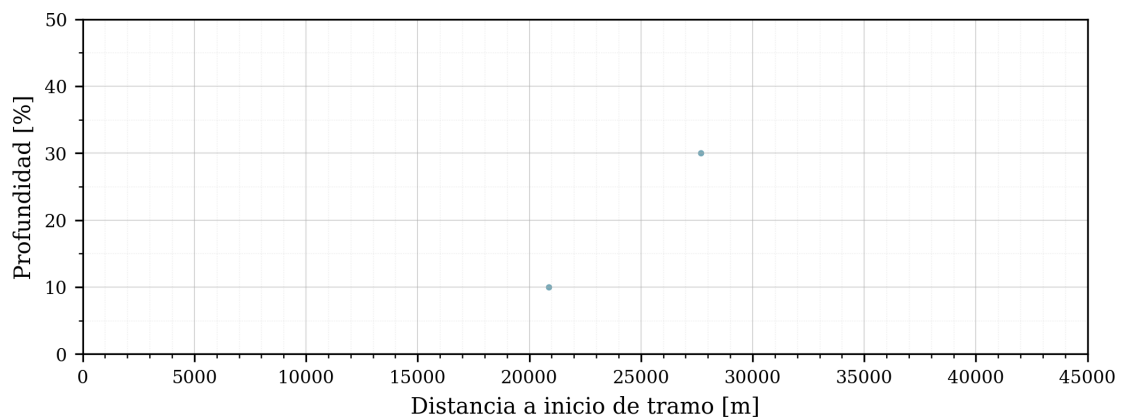


Figura 33: Mapa de calor de densidad de anomalías – campaña MFL 2020.

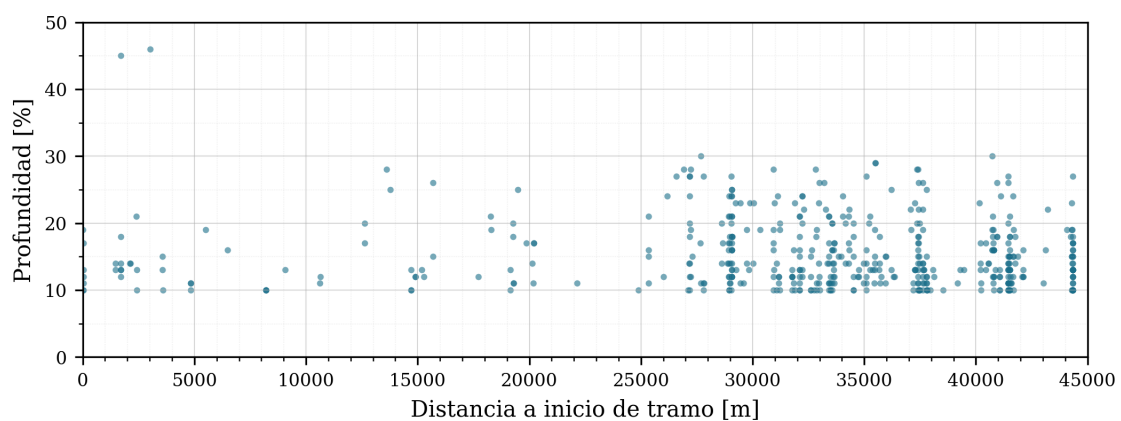
Las distribuciones espaciales según tipología se presentan en la Figura 34. Cuando se analiza la cantidad de anomalías de pérdida de metal informadas en la costura longitudinal, ya no resulta determinante discretizarlas como internas o externas, ya que la corrosión selectiva puede presentarse en ambos sitios.



(a) Distribución espacial de anomalías externas.



(b) Distribución espacial de anomalías internas.



(c) Distribución espacial de anomalías en la costura longitudinal.

Figura 34: Distribución espacial de anomalías reportadas por MFL 2020.

UTCD 2020

La campaña de ultrasonido de detección de fisuras (UTCD) de 2020 estuvo orientada específicamente a la identificación de defectos planares en la costura longitudinal LF-ERW. Las indicaciones tipo fisura detectadas se distribuyen espacialmente conforme a la Figura 35. La totalidad de las indicaciones se reportó sobre la costura longitudinal, sin registros de fisuras en el cuerpo del caño.

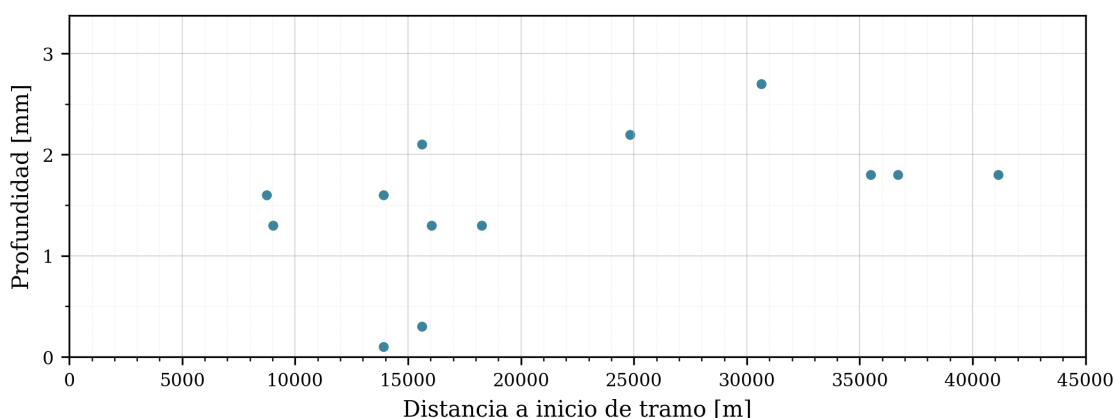
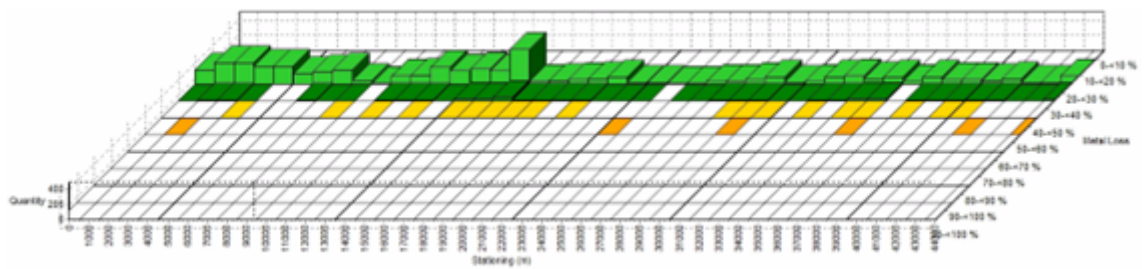


Figura 35: Distribución espacial de indicaciones tipo fisura reportadas por UTCD 2020, todas ubicadas sobre la costura longitudinal LF-ERW.

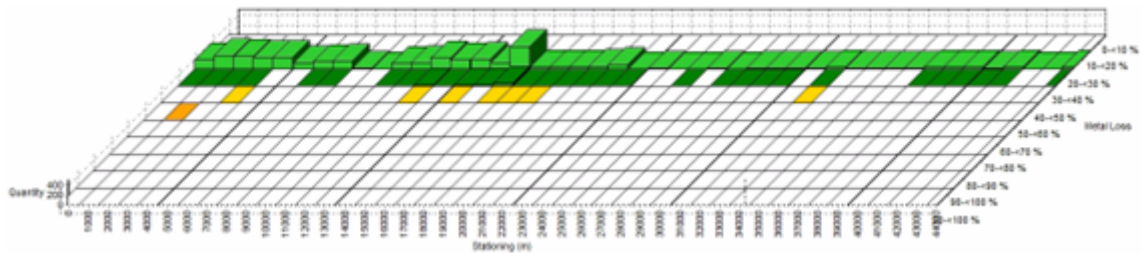
TFI 2022

La campaña TFI 2022 reportó 6.723 anomalías, de las cuales 6.338 corresponden a pérdida de metal y 385 a defectos de manufactura. Las distribuciones espaciales externas, internas y sobre costura longitudinal se presentan en la Figura 36. Destaca la concentración de anomalías internas en el bajo topográfico (PK 73–PK 91), coherente con la hipótesis de acumulación de agua planteada en la Sección 5.1.2.

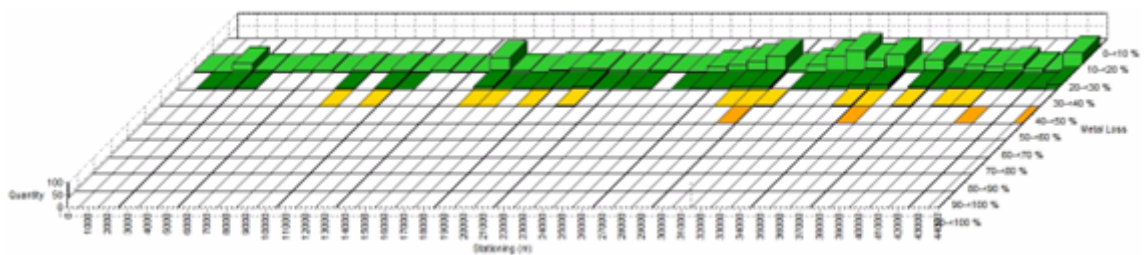
La tecnología empleada en esta campaña tiende a detectar pérdidas de metal con orientación predominantemente axial. Por esta razón, resulta especialmente útil para identificar zonas de corrosión interna, ya que estas suelen formarse principalmente en la posición de la hora 6 debido al decantamiento del agua contenida en el petróleo, dado que su mayor densidad provoca la acumulación en la parte inferior de la tubería. Este fenómeno genera corrosión en forma de canaletas en dicha posición.



(a) Externas.



(b) Internas.



(c) Costura longitudinal.

Figura 36: Distribución espacial por tipología de anomalías – campaña TFI 2022.

En la Figura 37, se observa que la mayor concentración de indicaciones de pérdida de metal se encuentra en la parte inferior del ducto, específicamente entre los 10000 y 20000 metros al inicio del tramo. Esto confirma la hipótesis planteada en la sección 3.1 donde se esperaba que en esta zona pudiera presentarse corrosión interna (ver Figura 78).

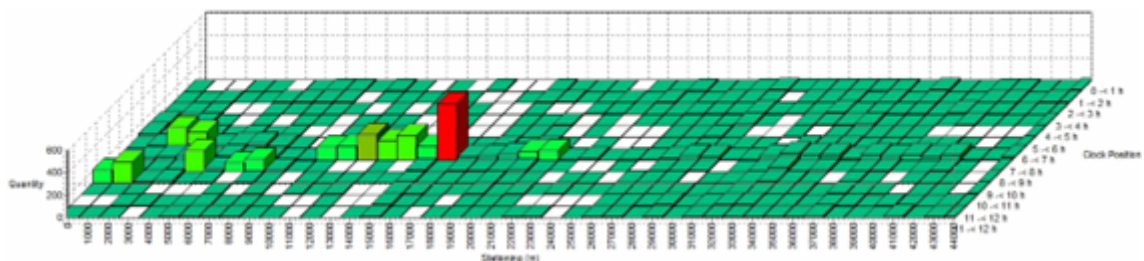


Figura 37: Distribución espacial y ubicación horaria de las anomalías reportadas por la herramienta TFI2022.

El mapa de calor correspondiente a TFI 2022 (Figura 38) permite visualizar la distribución de densidad de anomalías en el plano PK–posición horaria, evidenciando concentraciones reiteradas en las mismas zonas que las campañas anteriores y reforzando la consistencia del historial de inspección.

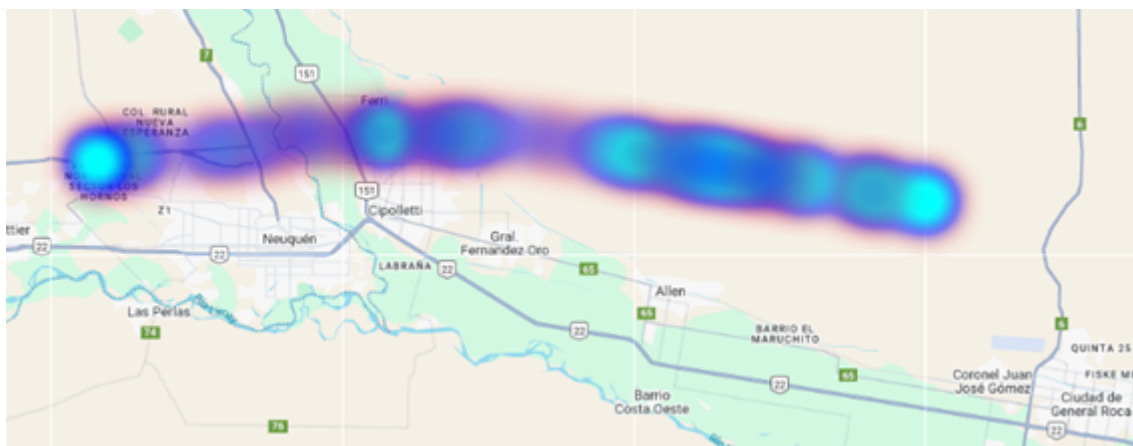


Figura 38: Mapa de calor de la densidad de anomalías – campaña TFI 2022.

UTCD 2025

La campaña UTCD 2025 constituye la inspección más reciente y sirvió de base principal del plan de respuesta desarrollado en este trabajo. Los resultados, enfocados en indicaciones tipo fisura sobre la costura longitudinal, se presentan en la Figura 39.

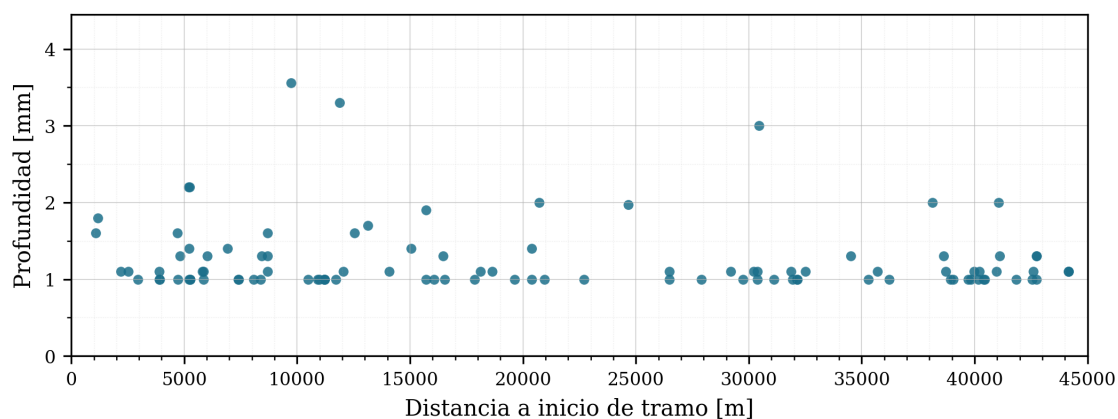
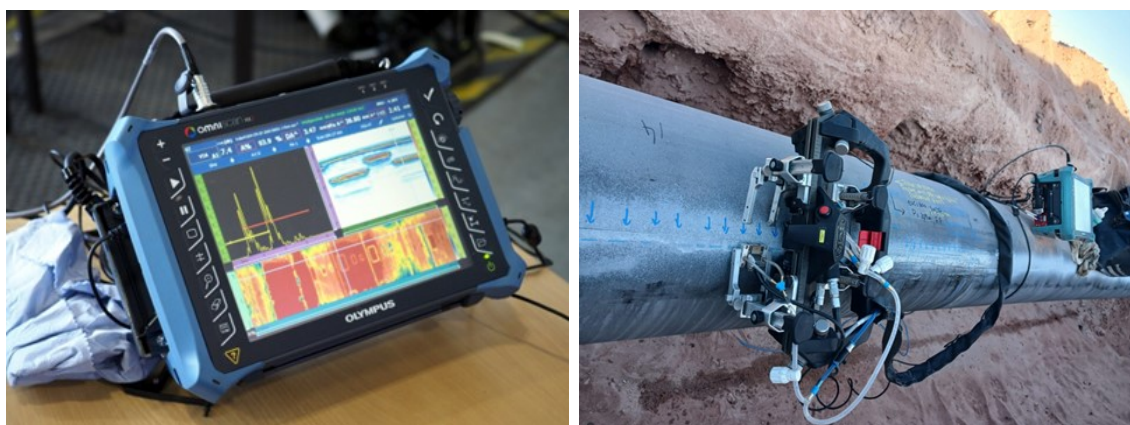


Figura 39: Distribución espacial de las indicaciones de tipo fisura campaña UTCD 2025.

5.2.2. Inspección en Campo (END)

En esta sección, se analizaron los defectos identificados en campo y se compararon con los registros obtenidos mediante las herramientas de inspección interna, con el objetivo de evaluar la exactitud de la inspección y su correlación con la condición real del oleoducto. Para ello, se realizó una exhaustiva búsqueda de la información de los caños ya intervenidos. Se tiene registro histórico de 341 intervenciones a lo largo del ducto, las cuales, según su distribución, se correlacionan con los mapas de calor expuestos en la sección anterior.

Los equipos de Phased Array y TOFD permiten realizar inspecciones más rápidas, precisas y completas que las del ultrasonido convencional. En el caso del Phased Array, un solo transductor puede emitir en múltiples ángulos de inspección sin necesidad de movimiento mecánico, lo que mejora significativamente la cobertura y la eficiencia del relevamiento. Ambas tecnologías se emplean en campo para dimensionar anomalías planas, como fisuras, falta de fusión y otras discontinuidades típicas en la cañería. En la Figura 40 se muestra el equipo típicamente utilizado y su aplicación en campo.



(a) Detalle equipo PAUT y TOFD.

(b) Inspección en campo.

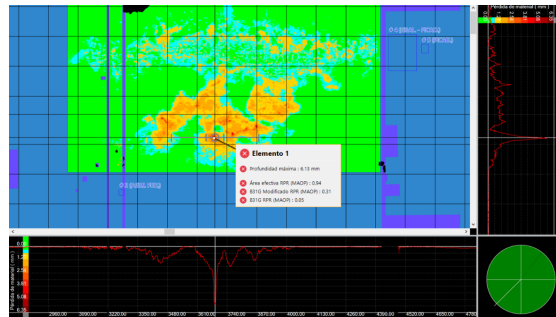
Figura 40: Inspección mediante las técnicas Phased Array y TOFD.

En campo también se utilizan equipos de escaneo 3D, como los que se muestran en la Figura 41, que, tal como su nombre lo indica, permiten relevar geometrías reales en tres dimensiones. Estos dispositivos alcanzan una exactitud de hasta 0,06 mm y una resolución de hasta 0,05 mm y se emplean para relevar anomalías volumétricas externas en el ducto. Esto permite obtener dimensiones prácticamente reales de las anomalías, lo cual resulta

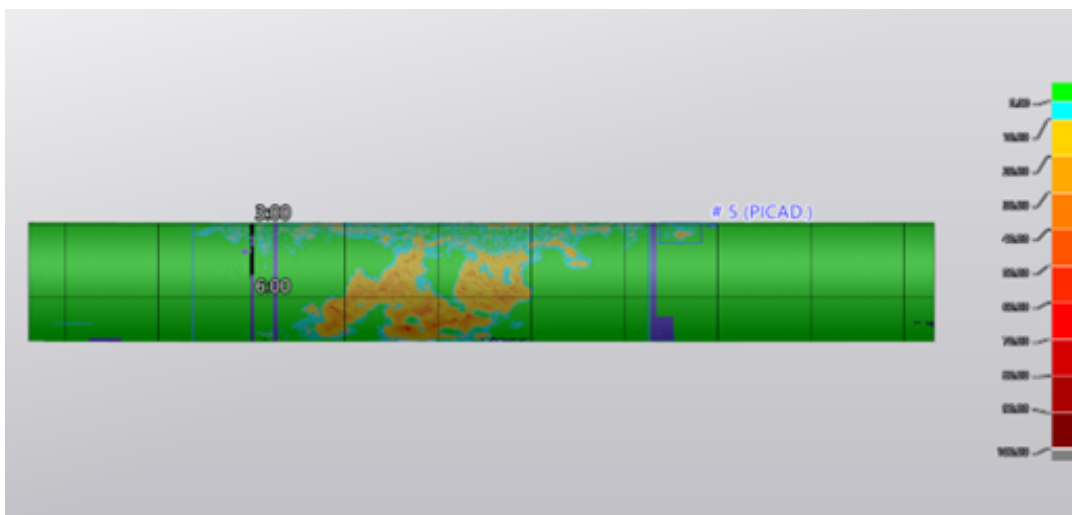
fundamental para validar los datos proporcionados por la herramienta ILI y realizar los análisis de integridad correspondientes.



(a) Detalle equipo empleado.



(b) Detalle del escaneo de defecto de profundidad.



(c) Resultados del escaneo de defectos de profundidad del 96 % del espesor de la pared.

Figura 41: Inspección mediante scanner 3D.

5.2.3. Validación ILI

La validación de las herramientas ILI se realizó conforme a los criterios de la norma [API STD 1163 \(2021\)](#), mediante la comparación de las mediciones de las herramientas con inspecciones directas en campo mediante técnicas END. Para cada campaña se determinó si el número de anomalías que cumplen con el criterio de tolerancia es estadísticamente representativo del desempeño de la herramienta.

Validación MFL 2020

De las 16 anomalías relevadas en campo correspondientes a la campaña MFL2020, 10 debían validarse según los criterios de [API STD 1163 \(2021\)](#) y 11 se validaron efectivamente. Los resultados se presentan gráficamente en la Figura 42, donde se aprecia una leve tendencia al subdimensionamiento de defectos con profundidad real superior a 2 mm, lo que sitúa a la herramienta en el lado menos conservador en dichos casos.

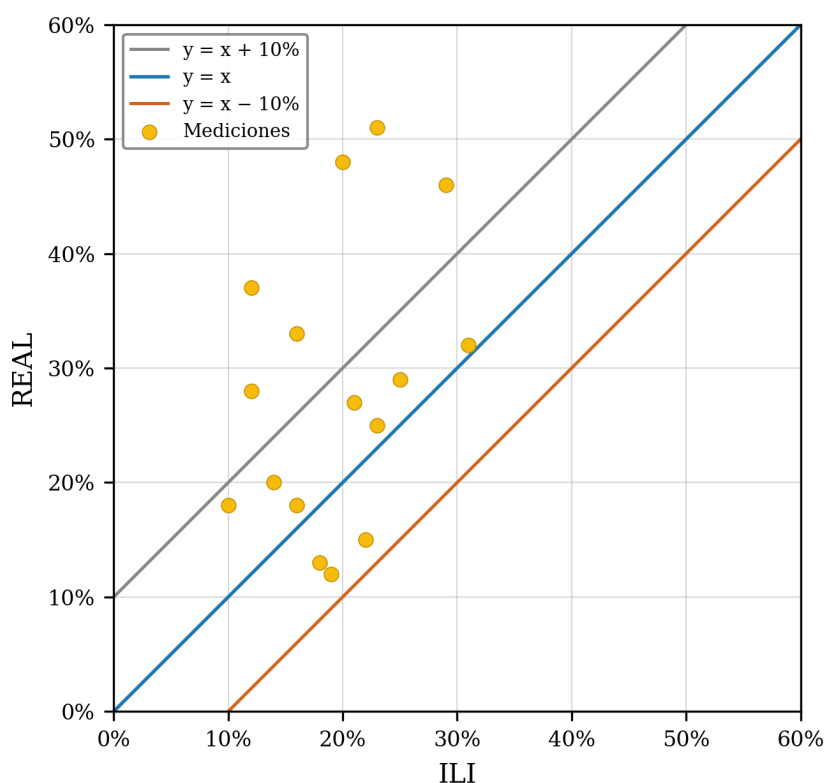


Figura 42: Gráfico de validación MFL 2020.

Validación UTCD 2020

En esta campaña se validó el desempeño de la herramienta mediante la comparación entre las indicaciones relevadas y los criterios de aceptación establecidos en la norma [API STD 1163 \(2021\)](#). Del contraste realizado se desprende que la cantidad de anomalías validadas resulta suficiente para satisfacer los requisitos de validación definidos por dicha norma, lo que evidencia un desempeño global adecuado de la herramienta en el conjunto analizado.

No obstante, del análisis de la Figura 43 se desprende una leve tendencia al subdimensionamiento en aquellas indicaciones cuya profundidad real supera los 2 mm. En este rango, la herramienta tiende a reportar profundidades inferiores a las medidas de referencia obtenidas en campo, lo que implica un sesgo hacia estimaciones menos conservadoras de la profundidad del defecto.

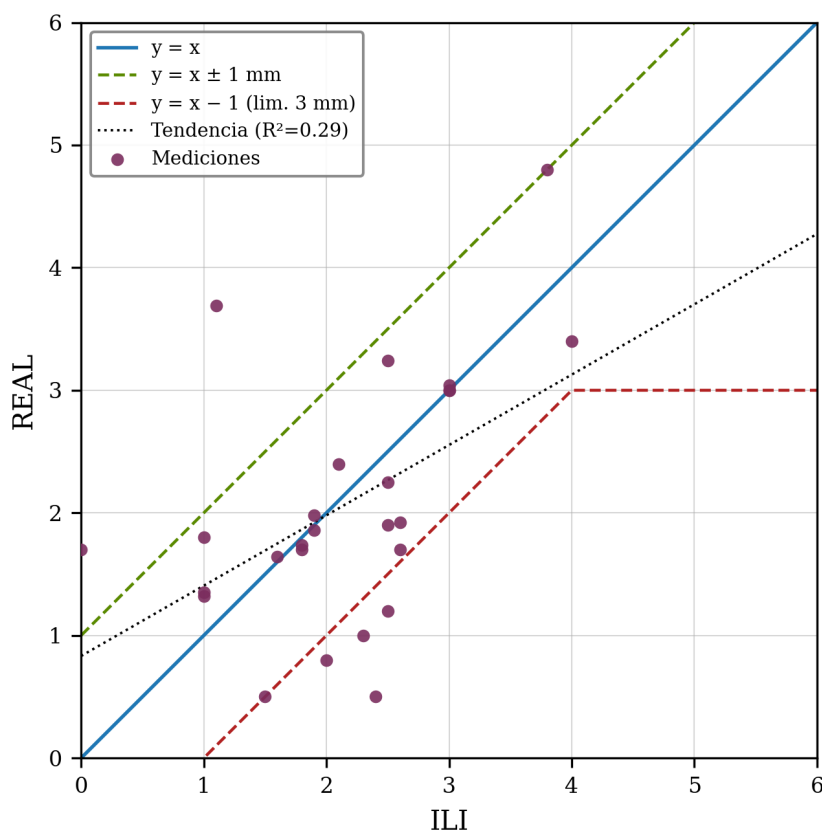


Figura 43: Gráfico de validación UTDC 2020.

Validación TFI 2022

En este caso, se relevaron 40 anomalías; al contrastar las indicaciones con los criterios de aceptación establecidos en [API STD 1163 \(2021\)](#), se verifica que el número de anomalías validadas supera el mínimo requerido por la norma, por lo que el desempeño global de la herramienta resulta satisfactorio para el conjunto analizado.

En la Figura 44 se presenta el gráfico de validación. Del análisis de dicha figura se observa una tendencia de la herramienta a subdimensionar la profundidad de los defectos cuando la profundidad real supera aproximadamente el 10 % del espesor de la pared. En consecuencia, para ese rango, las estimaciones reportadas tienden a ubicarse en el lado menos conservador respecto de las mediciones de referencia obtenidas en campo.

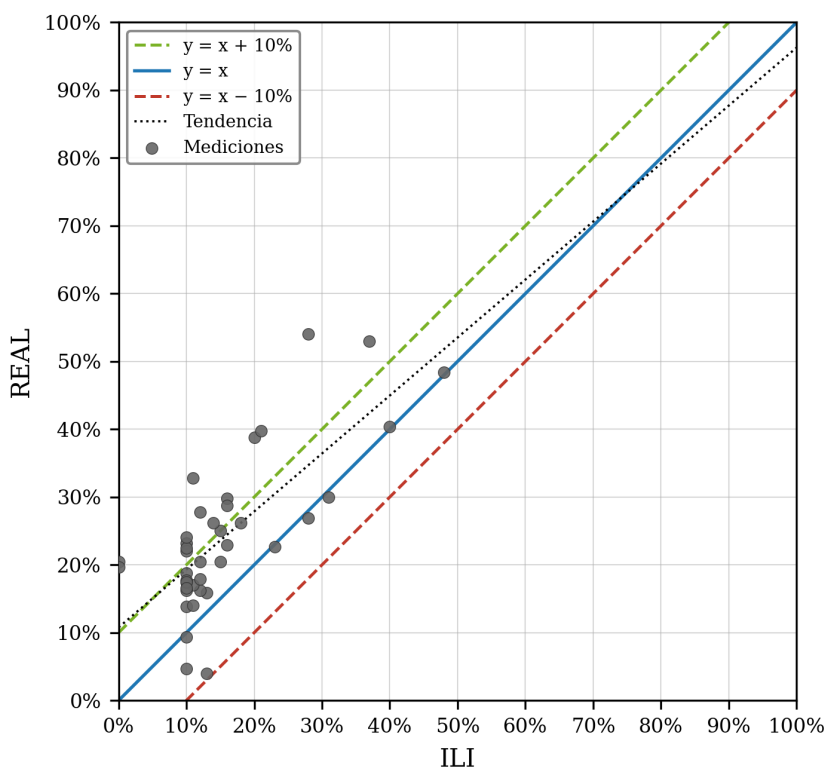


Figura 44: Gráfico de validación TFI 2022.

Cabe señalar que para el análisis de validación de desempeño, se excluyeron las anomalías relevantes cuyas dimensiones se encuentran por debajo de las especificaciones de detección y dimensionamiento de la herramienta. Esta exclusión responde al criterio metodológico de evaluación del cumplimiento normativo y no implica que dichas indica-

ciones carezcan de interés desde el punto de vista de la integridad. Por el contrario, estas anomalías conservan valor diagnóstico en el análisis del estado del ducto.

En particular, una parte de las indicaciones excluidas corresponde a *pinholes* localizados en zonas con corrosión de tipo *pitting*. La comparación entre las dimensiones ILI y las dimensiones reales de estas anomalías se presenta en la Figura 45.

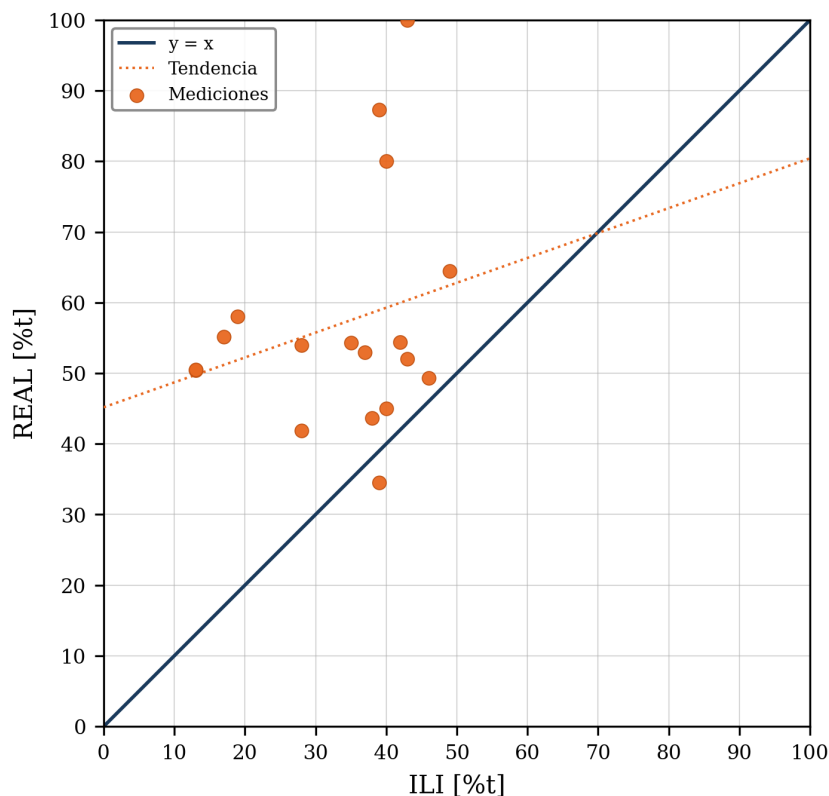


Figura 45: Gráfico de comparación ILI vs. REAL para Pinhole TFI 2022.

A partir de dicha comparación, se observa que la mayoría de los *pinholes* reportados por la TFI 2022 con profundidades iguales o superiores al 35 % corresponden, en campo, a corrosiones de mayor profundidad. Este comportamiento sugiere un sesgo sistemático de subdimensionamiento en este tipo de indicaciones, aspecto que debe considerarse al definir los criterios de priorización y respuesta.

Si bien de acuerdo con la normativa vigente, áreas corroídas con profundidades inferiores al umbral reglamentario de intervención podrían no requerir reparación inmediata, el reconocimiento de este patrón de reporte permite adoptar un criterio de gestión más conservador en estos casos. En ese sentido, resulta razonable incorporar un plan de ac-

ción específico que priorice la verificación e intervención de *pinholes* reportados en ese rango, en particular cuando estén asociados a colonias de *pitting*, con el fin de reducir la probabilidad de pérdida de contención por fuga.

Validación UTCD 2025

La campaña UTCD 2025 incluyó la validación de 16 anomalías identificadas, cuyos resultados se contrastaron con los criterios de aceptación establecidos en la [API STD 1163 \(2021\)](#). Del análisis realizado se desprende que el número de anomalías validadas supera el mínimo requerido por dicha norma, lo que evidencia un desempeño global satisfactorio de la herramienta en el conjunto analizado.

La Figura 46 presenta el gráfico de validación, a partir del cual se observa una leve tendencia de la herramienta a sobreestimar el tamaño de las indicaciones reportadas. Este comportamiento introduce un sesgo de lado conservador en la evaluación, lo cual es favorable desde el punto de vista de la gestión de la integridad.

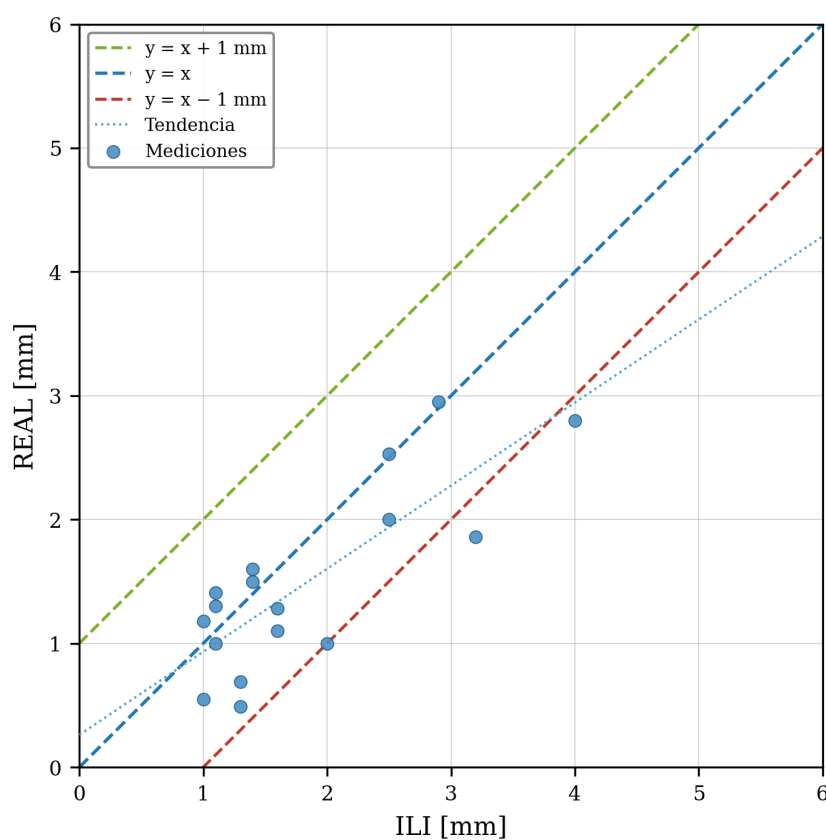


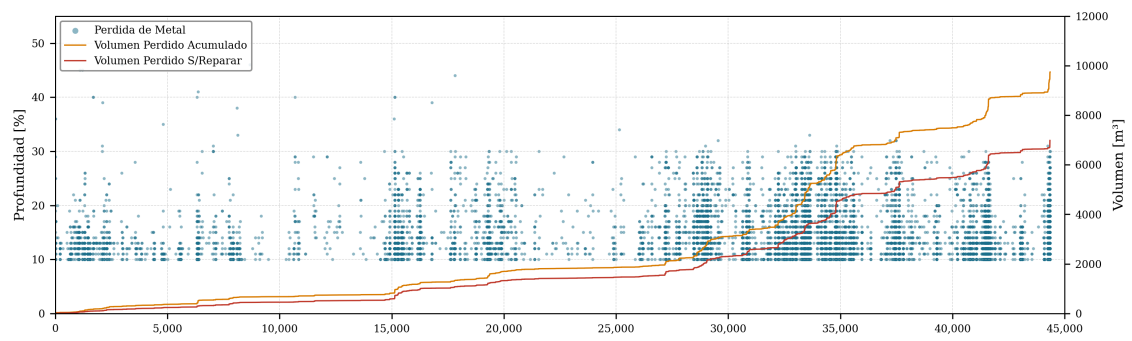
Figura 46: Gráfico de validación de la campaña UTDC 2025.

5.2.4. Alineación de Datos ILI

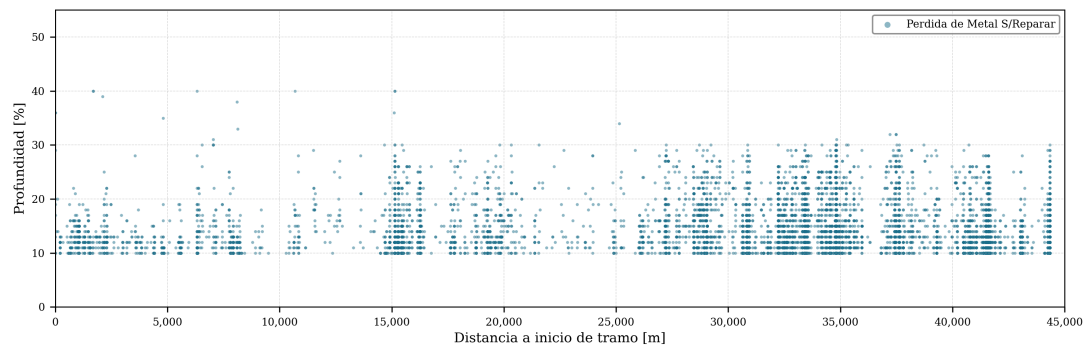
En la Figura 47 se presenta una visión integrada del estado actual del tramo, en la que se reúnen: (i) las anomalías de pérdida de metal, discriminadas por profundidad, (ii) el volumen acumulado de metal perdido, tanto reparado como no reparado, y (iii) las presiones operativas junto con las presiones de falla teóricas asociadas a las anomalías clasificadas como “fisura”. Toda esta información se representa en función de la distancia medida desde el inicio del tramo, lo que permite una lectura espacial continua en el sentido del flujo (de una estación de bombeo a la siguiente) y facilita la interpretación conjunta de la condición de integridad.

Del análisis de la figura se distinguen dos sectores con comportamientos diferenciados en cuanto a la pérdida de metal. Entre los kilómetros 28 y 42 se observa una alta densidad de anomalías, lo que se refleja en un incremento marcado de las curvas de volumen perdido acumulado. Sin embargo, en este sector, las profundidades reportadas no superan el 35 % del espesor de la pared. En contraste, en el tramo comprendido entre el inicio y aproximadamente el kilómetro 18, la densidad de defectos es menor, pero las pérdidas de metal presentan mayor profundidad. Este comportamiento resulta consistente con las observaciones de campo descritas en las Secciones 3.5.1 y 3.5.2, donde se identificaron defectos tipo *pinhole* con profundidades superiores al 80 %, e incluso casos de pérdida de contención inducida durante tareas de arenado, asociados a *pinholes* pasantes (100 % del espesor).

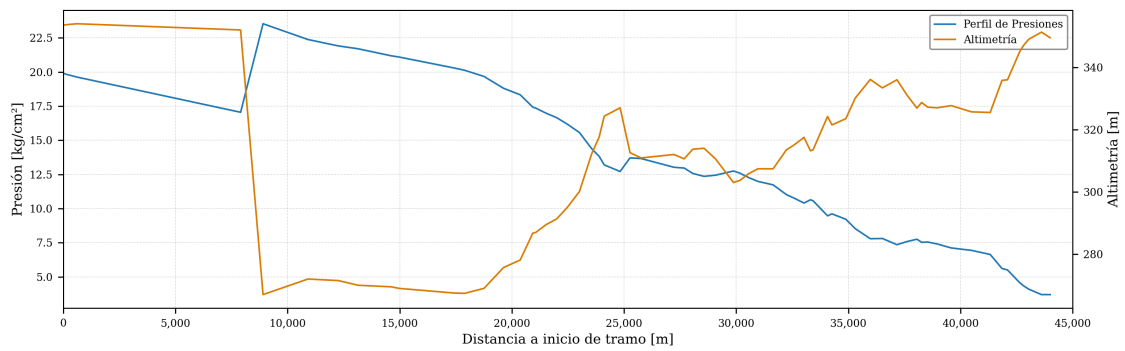
En relación con las anomalías planares reportadas en la última inspección UTCD, se observa que la mayoría presentan presiones de falla teóricas superiores a 84 kg/cm², lo que representa aproximadamente un 39 % por encima de la MAPO. No obstante, las indicaciones con presiones de falla por debajo de ese umbral se concentran entre el inicio del tramo y el kilómetro 16. Esta distribución es coherente con el régimen hidráulico del tramo, ya que dicho sector se encuentra sometido a mayores niveles de presión operativa y, en consecuencia, presenta una mayor sensibilidad a las fluctuaciones de presión y a la evolución de defectos planares.



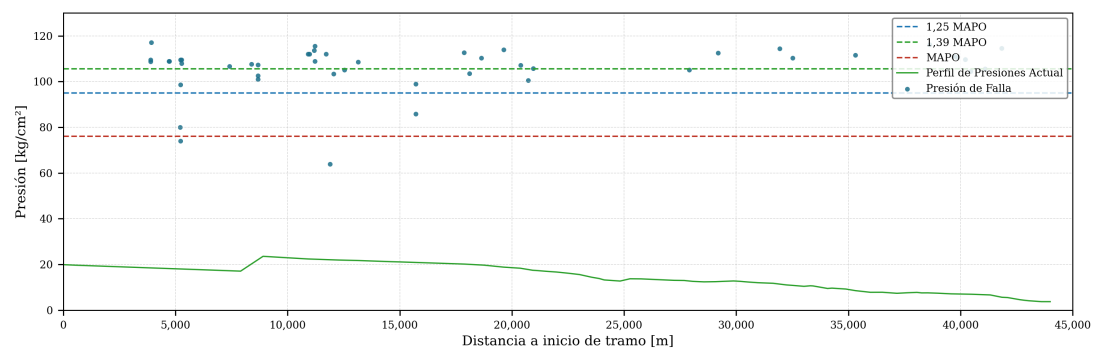
(a) Pérdida de metal.



(b) Pérdida de metal sin reparar.



(c) Presiones de operación.



(d) Presiones de falla.

Figura 47: Vista integrada de la alineación de datos ILI para el tramo NQN-GR.

5.2.5. Estado de protección anticorrosiva

El sistema de protección catódica del tramo dispone de seis Unidades de Protección Catódica por Corriente Impresa (UPCCI), distribuidas a lo largo del recorrido, con una corriente total inyectada de 122,4 A. Considerando una superficie expuesta a proteger de 48.037 m², la densidad de corriente media aplicada resulta de 2,55 mA/m².

Este valor supera el rango de referencia de 1–2 mA/m² reportado para estructuras enterradas (Baboian, 2016). Si bien la densidad de corriente requerida depende de múltiples factores (condiciones del suelo, estado del revestimiento, interferencias, entre otros), un incremento sostenido de la demanda de corriente constituye un indicador indirecto de deterioro del revestimiento exterior, en la medida en que una menor calidad del recubrimiento incrementa el área efectivamente expuesta y, en consecuencia, la corriente necesaria para mantener los criterios de protección catódica.

Los relevamientos de potenciales ON/OFF correspondientes a 2023 y 2024 se presentan en las Figuras 48a y 48b, respectivamente.

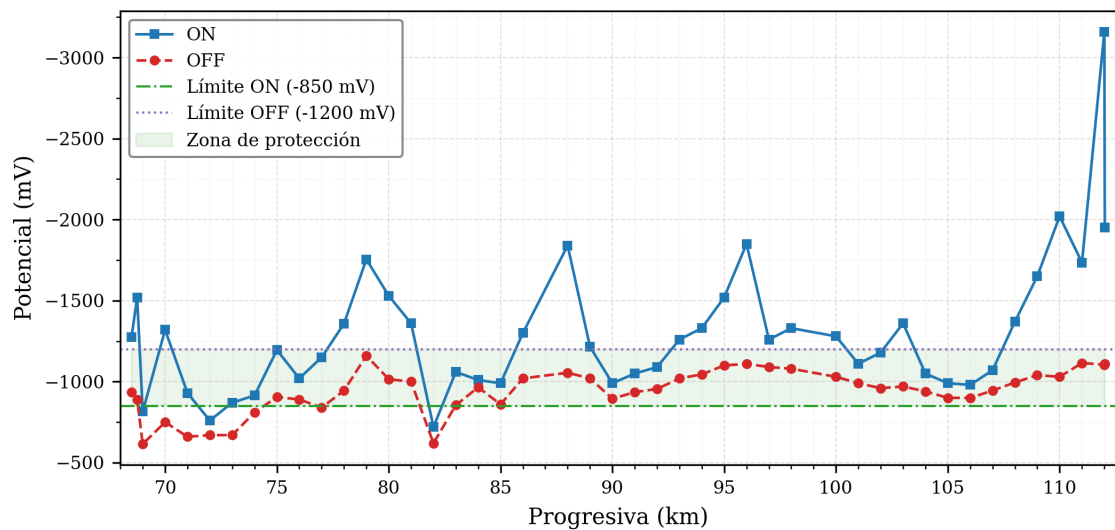
El relevamiento de 2024 muestra una mejora parcial en los potenciales OFF respecto de 2023, atribuible al aumento de la corriente inyectada por los equipos rectificadores. No obstante, persisten sectores deficitarios y se observan puntos con potencial ON marcadamente electronegativo (PK 73, PK 78 y PK 112), lo que sugiere un deterioro del revestimiento con distinta severidad a lo largo del tramo.

La interpretación conjunta de los perfiles ON/OFF permite reforzar esta hipótesis. En sectores donde el revestimiento se encuentra degradado, la corriente tiende a disiparse con mayor facilidad hacia el suelo, disminuyendo la eficiencia de polarización de la cañería. En estas condiciones pueden presentarse dos comportamientos característicos: (i) valores ON localmente muy electronegativos en zonas próximas a mayor descarga de corriente, y (ii) convergencia entre potenciales ON y OFF en sectores con baja polarización efectiva, especialmente alejados del alcance de los dispersores.

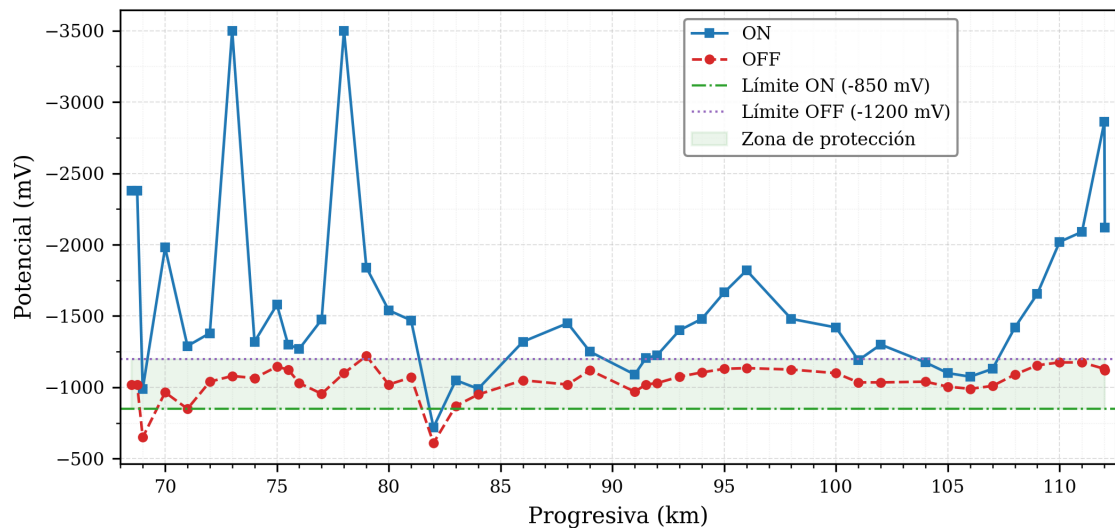
En particular, la caída abrupta del potencial ON en sentido electronegativo en torno a PK 73, PK 78 y PK 112 es consistente con zonas de recubrimiento degradado que demandan mayor corriente para sostener la protección. Por otro lado, en la PK 82 se observa incumplimiento del criterio de –850 mV para el potencial OFF, junto con una

marcada aproximación entre los valores ON y OFF, comportamiento compatible con una baja capacidad de polarización asociada al deterioro del revestimiento en ese sector.

En conjunto, el análisis de la densidad de corriente aplicada y de los relevamientos ON/OFF indica que el revestimiento externo del tramo presenta un estado de deterioro generalizado, con sectores de mayor criticidad, lo que incrementa la susceptibilidad del ducto a procesos de corrosión externa.



(a) Relevamiento 2023.



(b) Relevamiento 2024.

Figura 48: Potenciales eléctricos ON/OFF a lo largo del tramo NQN-GR.

5.3. Paso 3: Evaluación de Defectos y Predicción de Crecimiento

5.3.1. Defectos volumétricos

Las anomalías de pérdida de metal fueron evaluadas de manera individual mediante la aplicación de los criterios establecidos en el RTDHL ([Resolución E 120, 2017](#)) y de los métodos de evaluación presentados en la Sección 3.4.1. Para cada indicación, se estimaron la presión de falla y el margen de seguridad respecto de la MAPO vigente.

Se prestó especial atención a las anomalías localizadas en la costura longitudinal, dado que la susceptibilidad de la cañería LF-ERW a mecanismos de corrosión selectiva en costura puede conferir a estas indicaciones un comportamiento más crítico que el de una pérdida de metal convencional, lo que requiere criterios de aceptabilidad más exigentes y, en determinados casos, un tratamiento equivalente al de defectos planares.

A partir de la alineación de campañas ILI sucesivas (TFI 2016, MFL 2020 y TFI 2022), se desarrolló un modelo de velocidad de corrosión para el tramo. En términos generales, los resultados de una nueva inspección ILI pueden verificarse en función del crecimiento esperado de las anomalías por corrosión, conforme a los lineamientos de [API STD 1163 \(2021\)](#). Asimismo, cuando se cuenta con al menos dos campañas ILI validadas según dicha norma, es posible estimar la velocidad de crecimiento de la corrosión mediante el emparejamiento de anomalías reportadas en ambas inspecciones ([AMPP, 2024](#)).

El emparejamiento de anomalías se realizó mediante *software* especializado, utilizando como datos de entrada la distancia odométrica, la posición horaria de cada indicación y la longitud de los tramos de cañería involucrados. Una vez establecida la correspondencia entre anomalías de campañas sucesivas, se calculó la diferencia de profundidades y, a partir de ella, la velocidad de corrosión específica de cada defecto identificado.

Con las velocidades de corrosión estimadas para cada anomalía, el tramo se segmentó en intervalos de kilómetros. Para cada segmento, se obtuvo una distribución estadística de las velocidades de corrosión a partir del conjunto de anomalías presentes en él. Las distribuciones observadas pueden ajustarse, según el caso, a modelos Normal, Log-normal, Beta o Weibull. A partir del análisis de los histogramas correspondientes, se seleccionó, para cada segmento, el modelo de mejor ajuste y se estimó la velocidad de corrosión máxima con un nivel de confianza del 80 %.

Desde una perspectiva conservadora, la velocidad de corrosión máxima del tramo puede adoptarse como el valor máximo entre las velocidades máximas estimadas de cada segmento (con un nivel de confianza del 80 %). No obstante, se recomienda realizar las evaluaciones de integridad considerando cada segmento de forma independiente, dado que el comportamiento de la corrosión puede variar significativamente a lo largo del ducto.

La Figura 49 muestra, a modo de ejemplo, la distribución de las velocidades de corrosión (VC), medidas en milésimas de pulgada por año (mpy, *mils per year*), obtenida para una sección representativa del tramo.

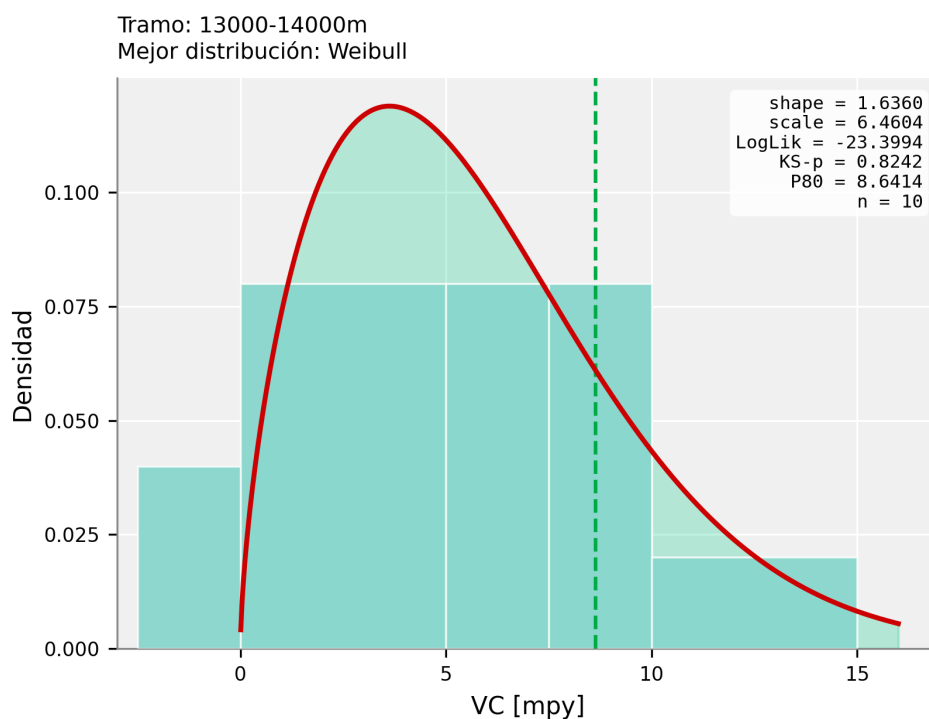


Figura 49: Distribución de las velocidades de corrosión estimadas a partir de la comparación de las campañas ILI 2016, 2020 y 2022.

Como valor conservador para el análisis de vida remanente, se adoptó la velocidad máxima con un nivel de certeza del 80 %, lo que resultó en $VC_{m\acute{a}x} = 8,64$ mpy.

Aplicando el modelo de velocidad de corrosión a la anomalía activa no reparada de mayor profundidad reportada (32 % del espesor de la pared), se estimó el tiempo necesario para alcanzar el límite normativo del 50 % de profundidad establecido por el RTDHL. La Figura 50 presenta la proyección de crecimiento obtenida.

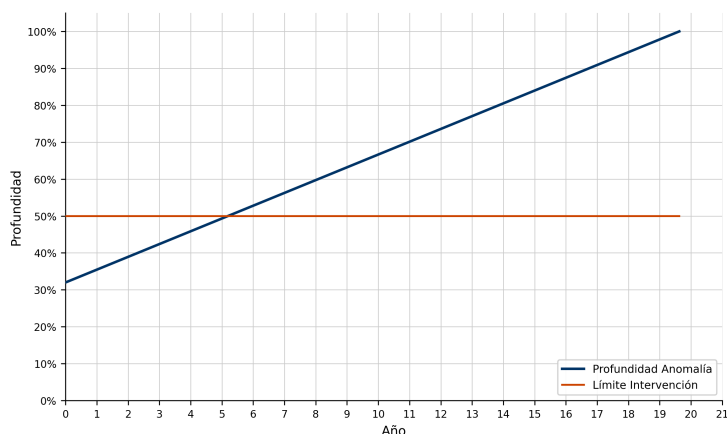


Figura 50: Proyección de crecimiento de la anomalía de corrosión activa de mayor severidad no reparada.

Los resultados son representativos de procesos de corrosión generalizada que se encuentran dentro del umbral de detección y especificación de las herramientas ILI utilizadas (POD y POI). Adicionalmente, dado el historial de *pinholes* confirmados en campo (con profundidades entre 60 % y 80 %), y asignándole la máxima tasa de corrosión que aplican para corrosión generalizada, se realizó un análisis de escenario conservador. Asumiendo la existencia de un *pinhole* activo con una profundidad inicial del 80 %. La Figura 51 muestra que, bajo estas condiciones, el defecto alcanzaría la condición de fuga (100 % de pérdida de espesor) en un plazo estimado de 6 años. La determinación de velocidad de corrosión localizada (morfología tipo *pinhole*) debe validarse con datos de campo o Inspecciones ILI que tengan la capacidad de detectar estas anomalías.

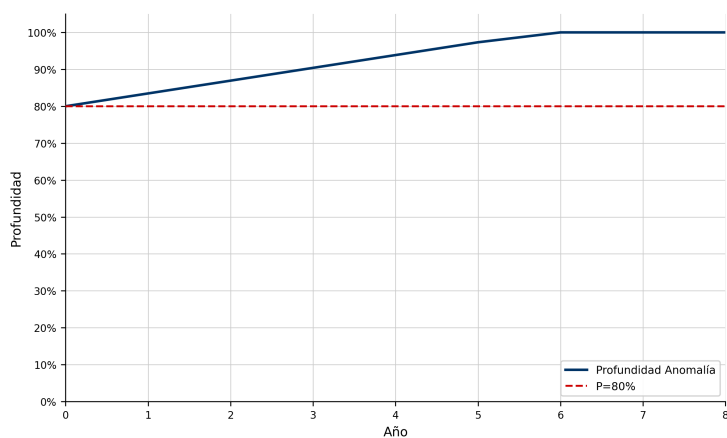


Figura 51: Crecimiento hipotético de un *pinhole* con profundidad inicial del 80 % del espesor de pared.

5.3.2. Defectos planares

Las indicaciones clasificadas como tipo fisura reportadas por la campaña UTCD 2025 fueron evaluadas mediante criterios de mecánica de la fractura, conforme a los lineamientos desarrollados en la Sección 3.4.2. La evaluación incluyó la estimación de presión de falla y el análisis de crecimiento por fatiga, con el objetivo de determinar la condición de integridad actual y definir un intervalo de reinspección técnicamente justificado.

Para determinar la aptitud para el servicio (FFS) de las indicaciones tipo fisura, se aplicaron los lineamientos de la norma [API 579-1/ASME FFS-1 \(2016\)](#). El análisis se basó en un modelo de fisura elíptica no pasante (profundidad <80 % del espesor) en placa plana. Debido a la complejidad de las iteraciones necesarias para este modelo, el procedimiento se resolvió mediante un *software* especializado en integridad, lo que garantiza la precisión de los resultados. Las propiedades mecánicas del material definidas para el cálculo corresponden a un acero API 5L X46.

Se utilizaron los valores de propiedades mecánicas tabulados según la norma [ASME B31G \(2023\)](#). En el caso de la tenacidad a la fractura (K_{mat}), se adoptó un valor de 35.000 psi raíz(in). Ante el desconocimiento de la tenacidad real de la costura ERW fabricada en 1961, este valor de K_{mat} se obtuvo mediante una correlación conservadora con la base de datos de fallas del estudio de ([Kiefner, 2013](#)). Para garantizar un nivel de confianza del 95 %, se utilizó un valor situado dos desviaciones estándar por debajo de la media reportada para este tipo de tuberías, adoptando así una postura de seguridad frente a la integridad del activo.

Para el análisis de vida remanente por fatiga, se aplicó el método de conteo de ciclos *Rainflow* a los registros horarios de la presión de descarga correspondientes al período comprendido entre el 08/06/2024 y el 08/06/2025. Se utilizaron las presiones de descarga para representar los valores máximos de presión en el tramo y, en consecuencia, el escenario más exigente desde el punto de vista de la propagación de fisuras. Para el modelado del crecimiento subcrítico, se utilizó la Ley de Paris con las constantes C y m recomendadas en el reporte PR-214-153739-R01 ($C = 1,20 \times 10^{-20}$ y $m = 3,29$) ([Dinovitser et al., 2019](#)). Es fundamental precisar que estos valores corresponden a la ley expresada en unidades de da/dN en [in/ciclo] y dK [psi raíz(in)].

Con un enfoque conservador, se asumió que todas las anomalías reportadas como “tipo fisura” por la UTCD 2025 se localizan en la zona de descarga, es decir, sometidas a la máxima presión operativa del ducto. Esta hipótesis permite estimar el plazo mínimo de reinspección en un escenario desfavorable, lo que reduce la probabilidad de sobreestimar la vida remanente del tramo.

El Índice de Severidad del Espectro (SSI) resultó en 26,6. De acuerdo con los parámetros de referencia adoptados en este trabajo, dicho valor corresponde a una condición de severidad moderada a baja, lo que indica un régimen de ciclado con capacidad limitada para acelerar el crecimiento por fatiga de las indicaciones evaluadas (Limon et al., 2023).

La Figura 52 presenta la proyección de crecimiento de las cinco indicaciones de tipo fisura más críticas detectadas en la campaña UTCD 2025, bajo las condiciones operativas actuales. Se representan únicamente las cinco anomalías de mayor criticidad, con el fin de mantener una visualización clara del comportamiento de crecimiento y de las diferencias relativas entre los casos. El tiempo mínimo a la falla del tramo se definió como el menor valor calculado entre todas las indicaciones evaluadas, lo que resultó en 241 años para el régimen de operación considerado.

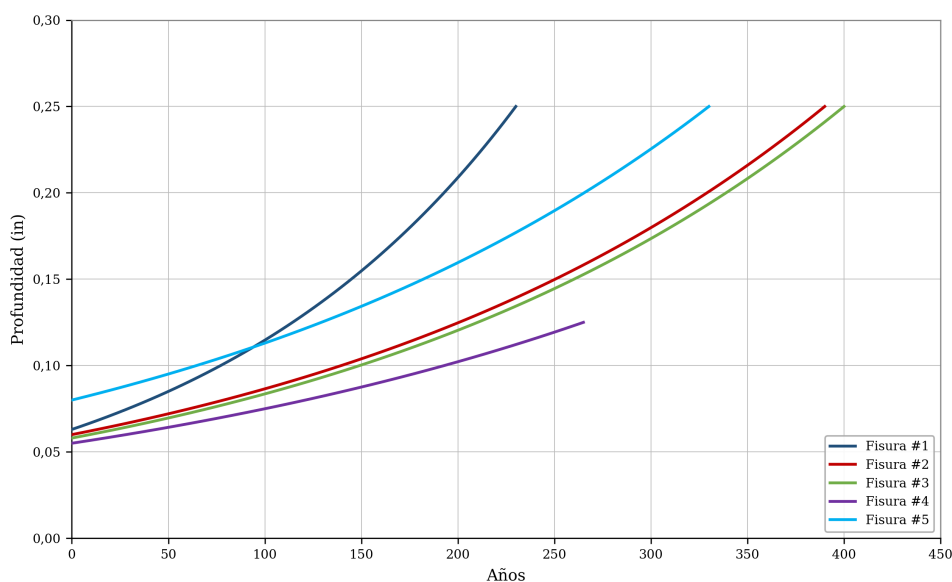


Figura 52: Proyección de crecimiento por fatiga de las cinco indicaciones de tipo fisura más críticas reportadas en UTCD 2025.

5.3.3. Defectos geométricos

Las abolladuras detectadas por las herramientas GEO en las campañas de 2016 y 2020 fueron evaluadas conforme a los criterios de aceptabilidad establecidos en la Sección 3.4.4. Del análisis realizado se desprende que ninguna de las indicaciones supera los umbrales de intervención definidos para esta categoría de anomalías, por lo que no se identifica necesidad de reparación inmediata ni de reducción del intervalo de reinspección por esta causa.

Adicionalmente, si bien el tramo se emplaza en una zona con elevada urbanización, presencia de invasiones a la franja de seguridad y amenaza latente de daños por terceros, no se registran eventos recientes de relevancia que indiquen un incremento de la criticidad de las anomalías geométricas en el período considerado. En consecuencia, para esta categoría de defectos no se justifica proponer un plazo de reinspección inferior al intervalo reglamentario.

5.3.4. Evaluación según RTDHL

Con los resultados cuantitativos obtenidos en el Paso 3 —presiones de falla estimadas, márgenes de seguridad respecto de la MAOP y proyecciones de crecimiento de anomalías— se procedió a contrastarlos con los criterios de aceptabilidad establecidos en el RTDHL. La norma define umbrales diferenciados según la tipología del defecto y la clasificación del área (sensible o no sensible), estableciendo criterios de intervención inmediata cuando la presión de falla estimada es inferior a $1,25 \times \text{MAPO}$, y criterios de intervención a corto plazo cuando se encuentra entre $1,25 \times \text{MAPO}$ y $1,39 \times \text{MAPO}$. Las indicaciones cuya presión de falla supera este último umbral se consideran aceptables en las condiciones operativas vigentes, sin perjuicio de los criterios propios del programa de integridad que puedan requerir su seguimiento.

Esta comparación se realizó de forma individualizada para cada anomalía evaluada, considerando tanto la condición actual como la proyección de crecimiento dentro del horizonte de reinspección propuesto. El resultado de esta etapa determina el camino a seguir en el esquema metodológico (Figura 26): la activación de un plan de respuesta con intervenciones concretas cuando la condición no resulta aceptable, o la definición de

plazos de reinspección y esquemas de monitoreo cuando los márgenes de seguridad son suficientes.

Adicionalmente, la evaluación integra la propensión a falla —determinada por la condición del defecto, la presión de falla estimada, el margen respecto de la MAPO, el mecanismo de daño activo y el crecimiento proyectado— con la severidad de las consecuencias potenciales, ponderada en función de la sensibilidad del entorno y las condiciones de operación del tramo. Esta combinación permite jerarquizar las anomalías no solo por su criticidad estructural individual, sino también por su relevancia en el contexto del riesgo global del tramo.

Los resultados evidencian una mayor concentración de sectores de riesgo alto y muy alto en la zona comprendida aproximadamente entre PK 76 y PK 89. Esta concentración resulta coherente con la superposición de los siguientes factores:

- mayor densidad de anomalías reportadas por las campañas ILI;
- deterioro del revestimiento externo y desempeño deficiente del sistema de protección catódica en sectores específicos (Sección 5.2.5);
- presencia de áreas sensibles y condicionantes de consecuencia (urbanización, invasión de la franja de seguridad, receptores ambientales);
- amenazas activas concurrentes: corrosión interna y externa, y defectos asociados a la costura longitudinal LF-ERW.

Este resultado valida la consistencia interna del análisis: la zonificación de riesgo refleja la convergencia entre la información de inspección, el contexto operativo y la sensibilidad del entorno, y resulta coherente con las hipótesis planteadas en el Paso 1 respecto de las áreas de mayor criticidad del tramo.

5.4. Análisis de Integridad

En esta sección se presentan los resultados del análisis de integridad en términos del plan de respuesta, los plazos de reinspección, el análisis de las nuevas condiciones operativas propuestas y el plan de acción complementario.

5.4.1. Plan de Respuesta 2025

Los criterios de intervención se determinan con base en las evaluaciones presentadas en el Paso 2 y en el cumplimiento de la normativa vigente, específicamente el RTDHL. Estos criterios permiten definir la necesidad y prioridad de las reparaciones según la severidad de los defectos detectados.

Adicionalmente, tal como se indicó en la Sección 5.3, se aplican criterios propios derivados de correlaciones de campo y patrones de reporte identificados en las campañas analizadas. Entre estos criterios se incluyen sospechas de *pinhole* o *pitting* con profundidades mayores a las informadas, indicios de corrosión selectiva y posibles zonas de crecimiento acelerado, especialmente en áreas con historial de baja efectividad de la protección catódica o revestimiento deteriorado.

En tales casos, se puede optar por intervenir el ducto para verificar si la corrosión está avanzando a una velocidad no controlada, lo que permitiría definir nuevos puntos de intervención. Alternativamente, si la evolución del daño no representa un riesgo inmediato, se puede decidir continuar con el monitoreo a través de futuras campañas ILI.

En la Tabla 3 se detalla el plan de intervenciones en el ducto, acompañado de su respectiva justificación. Cabe aclarar que este plan corresponde a la condición de operación actual (MAPO = 60 kg/cm²). En la Sección 5.4.3 se analizarán las modificaciones necesarias para cumplir con los requerimientos de mayor caudal y el consecuente aumento de presión propuesto.

Tabla 3: Plan de acción correspondiente a la campaña UTCD 2025.

Intervenciones	Indicación buscada	Justificación
2	Fisura	Presión de falla menor a $1,39 \times \text{MAPO}$
2	Fisura	Presión de falla menor a $1,25 \times \text{MAPO}$
10	Corrosión	Criterio propio

5.4.2. Plazos de Reinspección

Según el modelo de velocidad de corrosión desarrollado para este tramo (Sección 3.4.1), la velocidad máxima de corrosión con un nivel de certeza del 80 % es de $VC_{\text{máx}} = 8,64$ mpy (Figura 49).

Como criterio conservador, se tomó la anomalía no reparada de mayor profundidad

reportada por la última herramienta de inspección (32 % del espesor de la pared) y se evaluó el tiempo necesario para que alcanzara el límite normativo del 50 % de profundidad establecido por el RTDHL. Bajo estas condiciones, la anomalía alcanzaría dicho límite en aproximadamente 5 años (Figura 50).

A partir de experiencias previas en este mismo tramo, se han detectado en campo defectos tipo *pinhole* con profundidades entre el 60 % y el 80 %, incluyendo casos con fugas activas y otros reparados con profundidades cercanas al 96 % del espesor. Actualmente, no se dispone de una herramienta de inspección capaz de detectar de forma confiable este tipo de defectos debido a sus dimensiones reducidas, lo que introduce un grado significativo de incertidumbre respecto a su posible presencia y severidad en el ducto.

Ante esta limitación, se adoptó un supuesto conservador en el que se considera la existencia de un *pinhole* activo con una profundidad inicial del 80 %, al cual se le aplica la velocidad de corrosión mencionada hasta alcanzar la condición de fuga. Según este escenario, el defecto alcanzaría el 100 % de pérdida de espesor en un plazo estimado de 6 años.

Si bien este análisis incorpora un alto grado de incertidumbre, el modelo utilizado es de carácter conservador, tanto por su origen (diferencias de profundidad entre dos campañas ILI con sus respectivas tolerancias) como por la metodología adoptada: se considera la velocidad de corrosión máxima con un 80 % de certeza obtenida en un segmento determinado y se la aplica a todo el tramo, lo que podría no reflejar fielmente las condiciones reales en el sector donde se encuentre la supuesta anomalía.

En función de estos resultados, y considerando tanto los datos disponibles como los supuestos adoptados, se concluye que el plazo máximo de reinspección no debe exceder el establecido por el RTDHL, es decir, un intervalo de 5 años.

El análisis de vida remanente por fatiga fue desarrollado en la Sección 3.4.2, empleando el método de conteo de ciclos *Rainflow* sobre los registros horarios de presión de descarga correspondientes al período 08/06/2024–08/06/2025.

El tiempo mínimo a la falla del tramo, correspondiente a la indicación más crítica evaluada, resultó en 241 años bajo el régimen de operación considerado (Figura 52).

Para la definición del período de reinspección, se aplicó un factor de seguridad de 2 al tiempo mínimo a la falla, conforme a lo establecido en la norma [API RP 1160 \(2019\)](#). Si

bien este criterio conduce a un margen ampliamente superior a los intervalos usuales de reinspección, el RTDHL establece que el intervalo de reinspección mediante ILI no debe superar los 5 años, salvo que el operador cuente con estudios y análisis que justifiquen su extensión.

Con el objetivo de no alejarse significativamente del plazo reglamentario de referencia, se propone un intervalo de reinspección ILI de 8 años para las anomalías planas de este tramo, condicionado a que el régimen de operación de presiones y las condiciones de servicio no presenten variaciones significativas respecto del período analizado.

A pesar de tratarse de un tramo con alta urbanización, invasiones a la franja de seguridad y amenaza latente de daños por terceros, no se registran eventos recientes de este tipo con relevancia para el período analizado. Las indicaciones asociadas a abolladuras no presentan dimensiones que superen los criterios de aceptabilidad establecidos en la Sección 3.4, por lo que no se justifica proponer un intervalo de reinspección inferior a 5 años para esta categoría.

En consecuencia, se propone mantener el cumplimiento del plazo máximo de reinspección ILI de 5 años, en cumplimiento de lo establecido por la normativa vigente ([Resolución E 120, 2017](#)).

5.4.3. Nuevos Requerimientos Operativos

El incremento en la producción de petróleo ha generado la necesidad de transportar un mayor volumen diario a través del ducto. Para lograrlo, se requiere un aumento en la presión operativa del sistema, lo que ha llevado a las áreas de Comercial y Operaciones a solicitar un análisis de viabilidad para elevar la Presión Máxima de Operación Permitida (MAPO) del tramo a 76 kg/cm². Este incremento permitiría satisfacer la demanda de caudales requerida por las empresas de *upstream*, asegurando una evacuación eficiente del crudo sin comprometer la integridad del ducto.

Dado que un incremento en la MAPO implica mayores exigencias mecánicas y estructurales sobre la tubería, es necesario evaluar su impacto en términos de seguridad, integridad estructural y cumplimiento normativo. Para ello, se analizaron factores tales como el estado actual del ducto, la presencia de defectos, la resistencia de los materiales y los márgenes de seguridad establecidos en los estándares aplicables.

Plan de Respuesta para nueva MAPO

Considerando la nueva MAPO de 76 kg/cm². En consecuencia, a las intervenciones del plan base (Tabla 3) se incorporan las intervenciones adicionales que surgen a partir de esta nueva condición operativa, según se detalla en la Tabla 4.

Tabla 4: Plan de respuesta correspondiente a la nueva MAPO de 76 kg/cm².

Intervenciones	Indicación buscada	Justificación
2	Fisura	Por plan actual (Tabla 3)
2	Fisura	Por plan actual (Tabla 3)
10	Corrosión	Criterio propio
15	Fisura	Presión de falla menor a $1,39 \times \text{MAPO}_{\text{nueva}}$

Plazos de reinspección

La definición de los plazos de reinspección se realiza en función del tipo de amenaza identificada y su comportamiento ante las nuevas condiciones operativas. En el caso de anomalías planas, se llevó a cabo un análisis específico, dado que su crecimiento está directamente influenciado por el régimen de presiones, por lo que resulta fundamental evaluar su evolución bajo la nueva MAPO para determinar un intervalo adecuado de reinspección.

Por el contrario, para las indicaciones detectadas mediante herramientas MFL (pérdida de metal por corrosión) y GEO (abolladuras), se considera que estas amenazas no se ven afectadas significativamente en el tiempo por las nuevas condiciones operativas. En consecuencia, se propone mantener los tiempos de reinspección previamente establecidos para dichas categorías, conforme a los criterios técnicos y regulatorios vigentes.

Considerando las estimaciones del nuevo régimen de operación correspondiente a la MAPO de 76 kg/cm², el tiempo mínimo a la falla de las indicaciones evaluadas se reduce de manera significativa respecto de las condiciones actuales. La proyección de crecimiento de fisuras bajo el nuevo escenario operativo se presenta en la Figura 53.

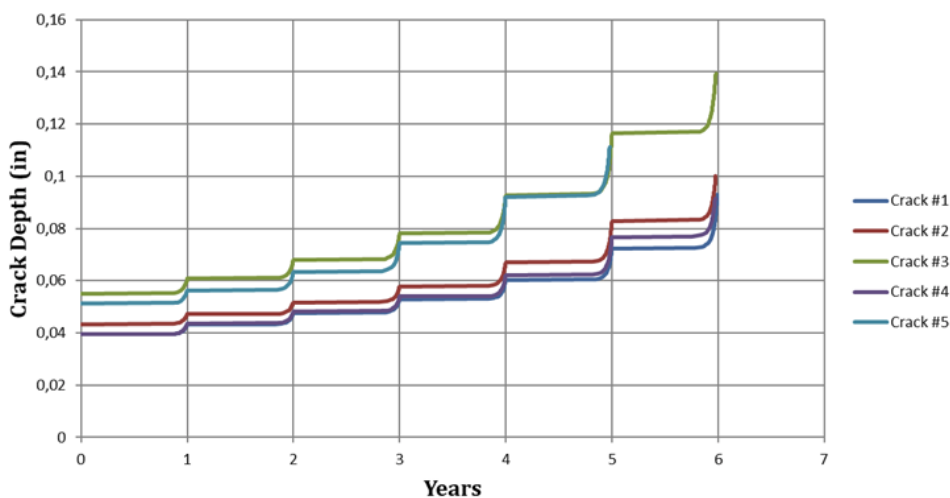


Figura 53: Proyección de crecimiento de fisuras activas para la nueva condición operativa (MAPO = 76 kg/cm²), de acuerdo a [API 579-1/ASME FFS-1 \(2016\)](#).

Aplicando el factor de seguridad de 2 requerido por [API RP 1160 \(2019\)](#), el plazo mínimo de reinspección resultante es de 2,5 años. Con el objetivo de respetar el plazo mínimo de 5 años previsto por la normativa y mantener dicho factor de seguridad, deberán incorporarse al plan de la Tabla 4 un total de 20 intervenciones adicionales. Estas corresponden a indicaciones tipo fisura cuyo tiempo de falla calculado es menor o igual a 10 años, conforme se visualiza en la Figura 54.

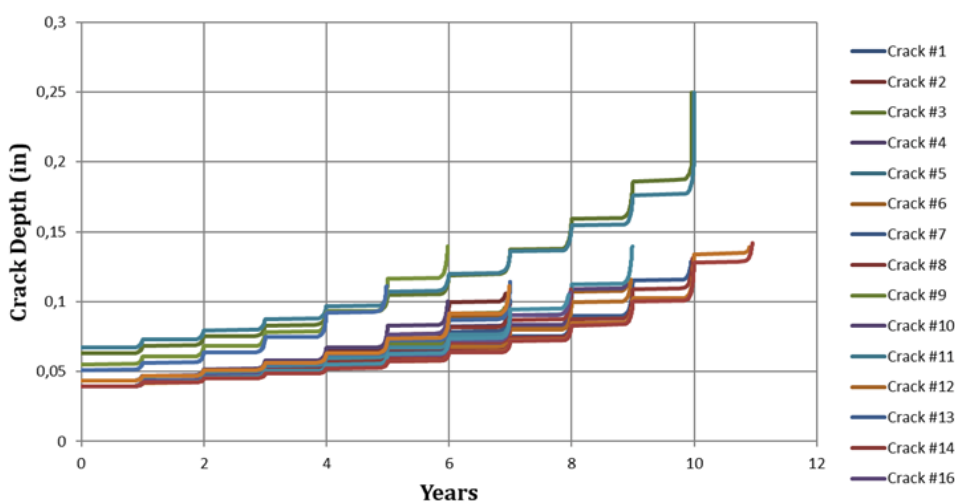


Figura 54: Proyección de crecimiento de fisuras con tiempo de falla menor o igual a 10 años bajo la nueva condición operativa, de acuerdo a [API 579-1/ASME FFS-1 \(2016\)](#).

En relación con las curvas de crecimiento de fisura presentadas en las Figuras 53 y 54, se observa un comportamiento discreto o escalonado en la progresión del defecto.

Esta tendencia es consecuencia de la metodología de procesamiento de datos de carga empleada por el software de cálculo, que utiliza el algoritmo de conteo Rainflow aplicado a ciclos anuales de presión. Para cada periodo anual, el espectro de tensiones se organiza de forma creciente (de menor a mayor amplitud).

Esto provoca que la velocidad de crecimiento (da/dN) se acelere hacia el final de cada ciclo anual al procesar las amplitudes de presión más severas. Al iniciar el set de datos del año siguiente, el software retoma el conteo desde las amplitudes mínimas, lo que genera la discontinuidad visual observada. Es importante notar que, aunque la representación gráfica sea discreta, el cálculo de vida remanente abarca la totalidad de los ciclos, manteniendo un criterio de evaluación conservador y acumulativo.

5.4.4. Plan de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales

Dado que la solicitud comercial para el aumento de caudal es definitiva, y considerando que el 70 % del tramo atraviesa un área sensible con la franja de seguridad invadida en gran parte de su recorrido, se configuran condiciones que elevan significativamente el nivel de exposición al riesgo. A su vez, la evaluación de integridad determinó la necesidad de reparar 49 anomalías distribuidas a lo largo del tramo, lo que refuerza la necesidad de considerar medidas de mitigación de mayor alcance.

Adicionalmente, el tramo presenta un historial documentado de defectos tipo *pinhole*, difíciles de detectar mediante herramientas ILI por sus dimensiones reducidas, con registros de pérdidas de contención asociadas a algunos de ellos. Las intervenciones realizadas confirmaron, además, la hipótesis derivada del análisis del sistema de protección catódica (Sección 5.2.5): el revestimiento externo se encuentra deteriorado y no cumple su función como barrera frente a la corrosión.

Realizando un análisis técnico integral del estado actual del ducto, en base a los factores mencionados en los párrafos precedentes, se concluye que la medida preventiva y mitigativa apropiada para este caso es el reemplazo del tramo comprendido entre PK 68,5 y PK 91, abarcando el 69 % del área sensible (Figura 55). Esta intervención implica el cambio de 23 km de cañería, lo que representa aproximadamente la mitad de la longitud total del tramo. De esta manera, se abordan 61 de las 102 anomalías reportadas por la campaña UTCDC 2025. Por su parte, las anomalías que quedan fuera del tramo propuesto

a reemplazar presentan presiones de falla superiores a $1,39 \times \text{MAPO}_{\text{nueva}}$.

Los resultados del análisis de integridad mecánica sustentan principalmente esta decisión, que prevalece sobre otras alternativas, como, por ejemplo, el *recoating*.



Figura 55: Identificación del tramo propuesto para reemplazo (PK 68,5 – PK 91).

Adicionalmente, se recomienda modificar la traza en aquellos sectores donde la franja de seguridad se encuentra invadida, con el fin de restituir las condiciones de seguridad reglamentarias y reducir el riesgo de daño por terceros.

El tramo restante (PK 91 – PK 111), si bien presenta una alta densidad de anomalías por pérdida de metal, éstas no superan el 35 % de profundidad y exhiben presiones de falla superiores a $1,39 \times \text{MAPO}_{\text{nueva}}$. Asimismo, en esta sección se verifican de forma homogénea los criterios de protección catódica (Figura 56).



Figura 56: Traza del tramo propuesto para conservar (PK 91 – PK 111).

Respecto de las anomalías planas informadas en el tramo a conservar, únicamente tres requieren reparación por presentar presiones de falla inferiores a $1,39 \times \text{MAPO}_{\text{nueva}}$. No obstante, todas ellas se encuentran por encima del umbral de $1,25 \times \text{MAPO}_{\text{nueva}}$ y fuera de zona sensible, por lo que, bajo el criterio técnico (Sección 3.4.4), no sería estrictamente

necesaria su intervención. Sin embargo, se decidió abordarlas de forma conservadora, evaluándolas como si se encontrasen dentro de un área sensible.

Teniendo en cuenta la problemática de corrosión que ha afectado históricamente al tramo, se recomienda implementar las siguientes acciones complementarias:

- monitorear con herramienta ILI de detección de pérdida de metal volumétrica el tramo conservado, con la periodicidad establecida en la Sección 5.4.3;
- evaluar los cambios en las inyecciones de corriente y el cumplimiento de los criterios de protección catódica una vez concluido el reemplazo de cañerías, con especial atención a la sección conservada;
- verificar la efectividad del nuevo revestimiento anticorrosivo en el tramo reemplazado mediante inspecciones periódicas del sistema de protección catódica.

5.4.5. Actualización del Programa de Integridad

Los resultados obtenidos en las etapas precedentes constituyen la base para la actualización del programa de integridad del tramo NQN-GR, cerrando el ciclo metodológico planteado en la Figura 26. Esta actualización incorpora:

- los criterios de intervención y priorización definidos en el plan de respuesta 20 (Tabla 3) y en el plan para la nueva MAPO (Tabla 4);
- los plazos de reinspección establecidos para cada categoría de anomalía bajo ambas condiciones operativas;
- la propuesta de reemplazo parcial del tramo y las medidas de mitigación asociadas descritas en la Sección 5.4.4;
- los supuestos, modelos y parámetros utilizados en la evaluación, que deberán recalibrarse a partir de las verificaciones en campo y de los resultados de las próximas campañas ILI.

La retroalimentación continua entre inspecciones, evaluaciones y acciones de campo es la que garantiza la confiabilidad de las decisiones de integridad a lo largo del ciclo de vida del ducto.

6. LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

La evaluación desarrollada en este trabajo sienta las bases para una gestión de integridad de largo plazo del tramo NQN-GR. Sin embargo, la complejidad del sistema, la evolución de los mecanismos de daño y la incorporación de nuevas herramientas analíticas abren múltiples líneas de trabajo que pueden fortalecer y ampliar los resultados obtenidos.

Una vez ejecutadas las intervenciones previstas en el plan de respuesta, los datos de campo obtenidos (dimensiones reales de los defectos reparados, estado del revestimiento en los sectores intervenidos y resultados de las verificaciones END) permitirán recalibrar las tasas de corrosión estimadas y ajustar los supuestos adoptados en el modelo de velocidad de crecimiento. Este proceso de retroalimentación resulta esencial para reducir la incertidumbre inherente al enfoque conservador adoptado y para validar o corregir la segmentación del tramo en intervalos de corrosión diferenciados.

El presente análisis se basó en métodos deterministas, adoptando valores conservadores de velocidad de corrosión y propiedades mecánicas. Una extensión natural consiste en reformular la evaluación en términos probabilísticos, incorporando distribuciones estadísticas de las variables de entrada (tasas de corrosión, dimensiones de defectos, propiedades del material) y estimando la probabilidad de falla como función de la presión y del tiempo. Este enfoque permitiría cuantificar de manera más rigurosa los márgenes de seguridad y racionalizar los intervalos de reinspección en coherencia con criterios de riesgo tolerable.

La evaluación de defectos planares realizada en este trabajo requirió asumir valores de tenacidad a la fractura (K_{Ic} y J_{Ic}) a partir de correlaciones empíricas y referencias bibliográficas, dado que no se contaba con datos experimentales específicos del material del tramo. La obtención de valores medidos mediante ensayos de fractura sobre probetas extraídas del ducto (preferentemente de la zona de costura longitudinal y de la ZAC) reduciría significativamente la incertidumbre en las estimaciones de presión de falla y vida remanente, y permitiría evaluar la dispersión de propiedades a lo largo del tramo.

Los modelos analíticos empleados para la evaluación de defectos planares idealizan la geometría de la fisura y asumen condiciones de contorno simplificadas. El desarrollo de modelos de elementos finitos con geometría real de la costura LF-ERW, incorporando tensiones residuales de soldadura, heterogeneidades microestructurales y la morfología

tridimensional de los defectos (por ejemplo, perfiles tipo *hook crack*), permitiría mejorar la precisión de las estimaciones de factor de intensidad de tensiones y, en consecuencia, la confiabilidad de los criterios de aceptación.

La hipótesis de acumulación de agua libre en el bajo topográfico (PK 73–PK 91), sustentada en el perfil altimétrico y en la distribución de anomalías internas, debería contrastarse con un programa de monitoreo de la fase acuosa transportada (contenido de agua, composición iónica, pH, contenido de CO₂ y H₂S) y con ensayos de corrosividad del fluido. Estos datos permitirían parametrizar modelos de corrosión interna y definir estrategias de inhibición o drenaje que complementen las acciones de inspección.

Si bien no se reportaron indicaciones de SCC en las campañas analizadas, las condiciones del tramo conservado (revestimiento degradado y protección catódica con desempeño no homogéneo) configuran un escenario de susceptibilidad potencial a este mecanismo, en particular del tipo de pH neutro a bajo. Se recomienda incluir criterios específicos de evaluación de SCC en las próximas campañas de inspección y valorar la incorporación de herramientas UTCD con sensibilidad a colonias incipientes de fisuras.

La evaluación de riesgo desarrollada en este trabajo se basó en una matriz cualitativa de probabilidad y consecuencia. Una profundización del análisis de consecuencias, incorporando modelado de dispersión de hidrocarburos, estimación de afectación a receptores sensibles (población, cursos de agua, infraestructura crítica) y cuantificación económica de los escenarios de falla, permitiría optimizar la asignación de recursos de intervención bajo un criterio formal de minimización del riesgo, y fundamentar con mayor rigor la extensión de los intervalos de reinspección ante la autoridad regulatoria.

Una vez ejecutado el reemplazo de los 23 km propuestos, será necesario establecer un programa de inspección de la nueva cañería que incluya: verificación del revestimiento, validación del desempeño de la protección catódica en los nuevos tramos y una primera corrida ILI de referencia que sirva de línea de base para evaluaciones futuras. La integración de estos datos con el historial del tramo conservado cerrará el ciclo de gestión de la integridad del ducto NQN–GR en su conjunto.

7. CONCLUSIONES

El presente trabajo desarrolló una evaluación integral de la integridad del tramo de oleoducto NQN–GR, articulando datos de inspección interna, verificaciones en campo, modelos de evaluación de defectos y criterios de gestión basados en riesgo, conforme al marco normativo establecido por el RTDHL ([Resolución E 120, 2017](#)). A continuación se sintetizan las principales conclusiones derivadas del análisis.

El tramo presenta una combinación de mecanismos de daño activos concurrentes: corrosión interna concentrada en el bajo topográfico (PK 73–PK 91) como consecuencia de la acumulación de agua libre en la posición horaria 6, corrosión externa favorecida por el deterioro generalizado del revestimiento, y fisuración en la costura longitudinal LF-ERW, inherente a la tecnología de fabricación de 1961. La coexistencia de estas amenazas, en un tramo que además atraviesa áreas densamente urbanizadas con invasión de la franja de seguridad, configura un escenario de riesgo elevado que justifica la adopción de medidas de intervención de gran alcance.

El análisis de la densidad de corriente aplicada ($2,55 \text{ mA/m}^2$, por encima del rango de referencia de $1\text{--}2 \text{ mA/m}^2$) y los relevamientos de potenciales ON/OFF de 2023 y 2024 evidencian un deterioro generalizado del revestimiento externo, con sectores de mayor criticidad en PK 67,75–74 y PK 81–83. Si bien se registró una mejora parcial en 2024, atribuible al aumento de la corriente inyectada, la protección catódica por sí sola no compensa la pérdida de la función barrera del revestimiento degradado, lo que incrementa la susceptibilidad a la corrosión externa en todo el tramo.

La validación conforme a [API STD 1163 \(2021\)](#) demostró un desempeño global satisfactorio de las herramientas empleadas en las campañas realizadas en los últimos cinco años. No obstante, se identificaron sesgos de subdimensionamiento en defectos con profundidades reales superiores a los umbrales de detección, particularmente en los *pinholes* reportados por TFI 2022, cuyas profundidades reales en campo resultaron consistentemente mayores a las estimadas. Este patrón de reporte constituye una limitación técnica relevante que justifica la adopción de criterios de intervención más conservadores para este tipo de indicaciones. En contraste, la UTCDD 2025 mostró una tendencia al sobreestimamiento, lo que introduce un sesgo de lado seguro favorable para la gestión de la integridad.

A partir del emparejamiento de campañas ILI incluidas en este trabajo, se estimó una velocidad de corrosión máxima de $VC_{m\acute{a}x} = 8,64$ mpy con un nivel de certeza del 80 %. Aplicada a la anomalía activa no reparada de mayor profundidad (32 %), esta tasa implica que el límite normativo del 50 % de profundidad se alcanzaría en aproximadamente 5 años. El análisis de escenario conservador para un *pinhole* activo con una profundidad inicial del 80 % indica que la condición de fuga podría alcanzarse en un plazo de 6 años, lo que refuerza la necesidad de no superar el intervalo máximo de reinspección establecido por el RTDHL.

Las indicaciones tipo fisura reportadas por la UTCD 2025 fueron evaluadas mediante mecánica de la fractura con un enfoque conservador, asumiendo que todas se localizan en la zona de máxima presión del tramo. El análisis de crecimiento por fatiga mediante el conteo *Rainflow*, con un SSI de 26,6 (severidad moderada a baja), arrojó un tiempo mínimo a la falla de 241 años bajo las condiciones operativas actuales. Aplicando el factor de seguridad requerido por [API RP 1160 \(2019\)](#), se propone un intervalo de reinspección de 8 años para anomalías planas, condicionado a la estabilidad del régimen de presiones.

El análisis de viabilidad para el incremento de la MAPO a 76 kg/cm² demostró que la condición de integridad actual del tramo no es compatible con dicho aumento sin intervenciones previas de envergadura. Bajo la nueva MAPO, el tiempo mínimo a la falla para anomalías planas se reduciría a 5 años (con factor de seguridad de 2: 2,5 años), lo que exige incorporar 20 intervenciones adicionales sobre indicaciones tipo fisura con tiempo de falla calculado menor o igual a 10 años, en adición a las 14 ya previstas en el plan base.

La convergencia de factores de riesgo (deterioro del revestimiento, historial de *pinholes*, requerimiento de aumento de MAPO y contexto de área sensible con franja invadida) llevó a proponer el reemplazo de 23 km de cañería en el tramo comprendido entre PK 68,5 y PK 91. Esta intervención abarca el 69 % del área sensible, resuelve 61 de las 102 anomalías reportadas por la UTCD 2025 y elimina los segmentos con mayor concentración de riesgo. Para el tramo conservado (PK 91–PK 111), cuyas anomalías no superan el 35 % de profundidad y presentan presiones de falla superiores a $1,39 \times MAPO_{nueva}$, se estableció un esquema de monitoreo y seguimiento del sistema de protección catódica.

El esquema metodológico adoptado, estructurado en tres pasos secuenciales con retroalimentación, demostró ser adecuado para integrar información de diversas fuentes (ILI,

END, protección catódica, registros operativos) en un proceso trazable de toma de decisiones de integridad. La posibilidad de cerrar el ciclo a partir de los resultados de las intervenciones y de las próximas campañas ILI constituye una fortaleza del enfoque, que no se limita a una evaluación puntual, sino que se plantea como un proceso iterativo de mejora continua.

En síntesis, el presente trabajo aporta un diagnóstico técnico fundamentado sobre la condición de integridad del tramo NQN–GR, define un plan de respuesta e intervenciones priorizados por riesgo, establece los plazos de reinspección bajo ambas condiciones operativas y propone acciones mitigativas de largo plazo, contribuyendo así a la gestión segura y confiable de un activo estratégico en el contexto de la expansión productiva de la cuenca neuquina.

8. REFERENCIAS

- AMPP. (2024). *NACE SP0169-2024: Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems* [Revised May 8, 2024]. AMPP. https://doi.org/10.5006/NACE_SP0169-2024
- API 579-1/ASME FFS-1. (2016). *Fitness-For-Service* [Standard]. American Petroleum Institute. Washington, DC, API Publishing Services.
- API RP 1160. (2019). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines* [Recommended practice]. American Petroleum Institute. Washington, DC, API Publishing Services.
- API RP 1176. (2016). *Recommended Practice for Assessment and Management of Cracking in Pipelines* (1st) [Includes Errata 2 (March 2022)]. American Petroleum Institute.
- API STD 1163. (2021). *In-Line Inspection Systems Qualification Standard* [Standard]. American Petroleum Institute. Washington, DC, API Publishing Services.
- ASME B31.4. (2012). *Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries* [Standard]. ASME. New York, NY, American Society of Mechanical Engineers.
- ASME B31G. (2023). *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping*. American Society of Mechanical Engineers.
- Baboian, R. (Ed.). (2016). *NACE Corrosion Engineer's Reference Book* (4.^a ed.). NACE International. <https://doi.org/10.5006/37608>
- Baker, M. Jr. (2004). *Low Frequency ERW and Lap Welded Longitudinal Seam Evaluation* (Final report N.º TTO Number 5; Integrity Management Program Delivery Order DTRS56-02-D-70036; Revision 3) (Submitted by Michael Baker Jr., Inc.; in association with Kiefner and Associates, Inc. and CorrMet Engineering Services, P.C.). U.S. Department of Transportation, Research y Special Programs Administration, Office of Pipeline Safety.
- Beavers, J. A., Brossia, C. S., & Denzine, R. A. (2014). *Development of Selective Seam Weld Corrosion Test Method* (Vol. Volume 2: Pipeline Integrity Management). <https://doi.org/10.1115/IPC2014-33562>
-

-
- Bhandari, J., Khan, F., Abbassi, R., Garaniya, V., & Ojeda, R. (2015). Modelling of Pitting Corrosion in Marine and Offshore Steel Structure: A Technical Review. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 37, 39-62. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2015.06.008>
- Brockhaus, S., Ginten, M., Klein, S., Teckert, M., Stawicki, O., Oevermann, D., Meyer, S., & Storey, D. (2014). 10 - In-line inspection (ILI) methods for detecting corrosion in underground pipelines. En M. E. Orazem (Ed.), *Underground Pipeline Corrosion* (pp. 255-285). Woodhead Publishing. <https://doi.org/https://doi.org/10.1533/9780857099266.2.255>
- Brossia, C. S., Beavers, J., & Maghissi, D. (2013). *Task 3.2 – Selective Seam Weld Corrosion Test Method Development* (inf. téc.). Pipeline y Hazardous Materials Safety Administration, U.S. Department of Transportation, Washington, DC.
- Cazenave, P., Jimenez, K., Gao, M., Moneta, A., & Hryciuk, P. (2021). Hydrogen assisted cracking driven by cathodic protection operated at near 1200 mV CSE – an onshore natural gas pipeline failure [Special Issue on Pipeline Corrosion and Its Management]. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 1(1), 100-121. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jpse.2021.02.002>
- Cheng, Y. F. (2013). *Stress Corrosion Cracking of Pipelines*. John Wiley & Sons.
- Clark, E. B., Leis, B. N., & Eiber, R. J. (2004). *Integrity Characteristics of Vintage Pipelines* (Final Report N.º F-2002–50435) (Prepared for The INGAA Foundation, Inc., in conjunction with American Gas Foundation). Battelle Memorial Institute. Columbus, OH, USA.
- Cosham, A., & Hopkins, P. (2004). An Overview of the Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM) [Conference paper (9–13 May 2004). Authors affiliated with Penspen Integrity.]. *4th International Pipeline Technology Conference*.
- Dinovitzer, A., Tiku, S., & Eshraghi, A. (2019). *PR-214-153739-R01 ERW Fatigue Life Integrity Management Improvement – Phase III* (inf. téc. N.º PR-214-153739-R01). Pipeline Research Council International, Inc. <https://doi.org/10.55274/R0011574>
-

-
- EIA. (2024). *Argentina's crude oil and natural gas production near record highs* [Today in Energy (accessed 2026-01-30)]. Consultado el 30 de enero de 2026, desde <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63924>
- George, K., Limón, S., Krishnamurthy, R., & Costa Felix, C. H. (2021). Fatigue Crack Growth Rates of Two API 5L Pipeline Steels in 3.5 % NaCl Environment [Virtual conference, Feb. 24–25; organized by Clarion Technical Conferences and Great Southern Press]. *Proceedings of the 2021 Pipeline Pigging and Integrity Management Conference (PPIM)*.
- Giudici, A. J., Matusevich, A. E., Soria Castro, L. M., & Massa, J. C. (2024). Falla de gasoductos con defectos volumétricos. *Revista Iberoamericana de Ingeniería Mecánica*, 20(1), 3-20. <https://doi.org/10.5944/ribim.20.1.42408>
- Karamanos, S. (2023). Chapter 2 - Line pipe manufacturing. En S. Karamanos (Ed.), *Structural Mechanics and Design of Metal Pipes* (pp. 43-58). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88663-5.00007-4>
- Kiefner, J. F., & Kolovich, K. M. (2012). *ERW and Flash Weld Seam Failures* (inf. téc.) (Subtask 1.4, Other Transaction Agreement/Contract No. DTPH56-11-T-000003). U.S. Department of Transportation, Pipeline y Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA).
- Kiefner, J. F., & Vieth, P. H. (1989). *A Modified Criterion for Evaluating the Remaining Strength of Corroded Pipe* (inf. téc. N.º PR-3-805) (Prepared under sponsorship of the American Gas Association (AGA); Technical Report, Dec. 22, 1989). Battelle Columbus Division.
- Kiefner, J. F., Vieth, P. H., & Roytman, I. (1996). *Continued Validation of RSTRENG* (inf. téc. N.º Catalog No. L51749) (Project PR 218-9304; Release date: Dec. 20, 1996). Pipeline Research Council International (PRCI). <https://doi.org/10.55274/R0010118>
- Kiefner, J. F. (2013). *Fractographic and Metallographic Practices Employed at Kiefner and Associates, Inc. for ERW Seams and Seam Failures* (Final Report N.º 13-106) (Prepared for Battelle Memorial Institute as part of Subtask 2.6, Comprehensive Study to Understand Longitudinal ERW Seam Failures; U.S. DOT PHMSA Other
-

-
- Transaction Agreement No. DTPH56-11-T-000003. Report id: 0533-1101.). Kiefner y Associates, Inc. Columbus, OH, USA.
- King, F. (2010). *Development of Guidelines for Identification of SCC Sites and Estimation of Re-Inspection Intervals for SCC Direct Assessment* (Draft Final Report) (Prepared for the U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, and Pipeline Research Council International, Inc.). Integrity Corrosion Consulting Ltd.
- Lamborn, L., Zhang, S., Limón, S., & Lai, R. (2020). Pipeline Steel Fracture Toughness and the Need for a Toughness Database of API 5L Line Pipe [ASME 13th International Pipeline Conference, online, September 28–30, 2020]. *Proceedings of the ASME 2020 13th International Pipeline Conference (IPC2020)*. <https://doi.org/10.1115/IPC2020-9389>
- Leis, B. N., & Nestleroth, J. B. (2012). *Battelle's Experience with ERW and Flash Weld Seam Failures: Causes and Implications* (inf. téc. N.º Final Interim Report – Task 1.4) (Prepared for U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). Contract No. DTPH56-11-T-000003. Battelle Project No. G006084. Dated September 20, 2012.). Battelle Memorial Institute. Columbus, OH, USA.
- Leis, B. N., & Nestleroth, J. B. (2013). *Characterizing Failure in ERW Line Pipe* (inf. téc.) (Task/Subtask 2.6, Contract No. DTPH56-11-T-000003). U.S. Department of Transportation, Pipeline y Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA).
- Limon, S., Holloman, R., Alexander, C., & Futch, D. (2022). Fatigue Growth Behavior of Cracks in Pipelines Reinforced by Carbon Composite Wraps. *Proceedings of the 34th International Pipeline Pigging and Integrity Management Conference (PPIM 2022)*, 353-368. <https://doi.org/10.52202/069251-0023>
- Limon, S., Madera, C., Coulter, K., George, K., & Krishnamurthy, R. (2023). Your API 5L Vintage Line Pipe Fracture Toughness Data Would Likely Fall Within This Range. *Proceedings of the 35th International Pipeline Pigging and Integrity Management Conference (PPIM 2023)*, 47-62. <https://doi.org/10.52202/068696-0003>
-

-
- Lyons, C., Race, J., Chang, E., Cosham, A., Wetenhall, B., & Barnett, J. (2020). Validation of the NG-18 equations for thick walled pipelines. *Engineering Failure Analysis*, 112, 104494. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104494>
- NACE SP0169. (2024). Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems [2024]. *Association for Materials Protection and Performance (AMPP)*.
- Pagano Scorcio, J. C. (2020). *Estudio de predicción de la presión de falla en ductos* [Trabajo final de grado]. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata.
- Parlak, E., Ahmad, Z., Kadioglu, A., Akhtar, N., Afzal, A., & Mohamed, A. (2023). A Comprehensive Analysis of In-Line Inspection Tools and Technologies for Steel Oil and Gas Pipelines. *Sustainability*, 15(3), 2783. <https://doi.org/10.3390/su15032783>
- POF. (2021). *Specifications and Requirements for In-Line Inspection of Pipelines* (Standard Practice N.º POF 100). Pipeline Operators Forum (POF).
- Qin, G., & Cheng, Y. F. (2021). A review on defect assessment of pipelines: Principles, numerical solutions, and applications. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 191, 104329. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2021.104329>
- Resolución E 120. (2017). *Reglamento técnico de transporte de hidrocarburos líquidos por cañerías* [Publicada en Boletín Oficial núm. 33659 (05-07-2017), p. 22]. Consultado el 30 de enero de 2026, desde <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/resoluci%C3%B3n-120-2017-276521>
- Velázquez, G. A. (2024). Atlas histórico y geográfico de la Argentina: Economía II [CONICET Digital / UNCPBA (PDF)]. Consultado el 30 de enero de 2026, desde <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/259339>
- Xie, M., & Tian, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. *Engineering Failure Analysis*, 92, 222-239. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.05.010>
- Zhu, H., Chen, J., Lin, Y., Guo, J., Gao, X., Chen, Y., Ge, Y., & Wang, W. (2024). In-Line Inspection (ILI) Techniques for Subsea Pipelines: State-of-the-Art. *Journal of Marine Science and Engineering*, 12(3). <https://doi.org/10.3390/jmse12030417>
-

A. ANEXO I: MODELOS DE EVALUACIÓN DE DEFECTOS

Notación, hipótesis y relaciones básicas

Se adopta la notación: diámetro exterior D , espesor nominal t , profundidad máxima de pérdida de metal d , longitud axial del defecto L (proyección longitudinal), presión interna P y tensión circunferencial nominal (Barlow):

$$\sigma_h = \frac{P D}{2t}, \quad P = \frac{2\sigma_h t}{D}. \quad (6)$$

Los modelos tipo B31G/B31G Modificado se apoyan en un mecanismo dominado por colapso plástico (iniciación de fractura dúctil en defectos romos de pérdida de metal), representando el defecto mediante una idealización geométrica del área de metal perdido y un factor de corrección geométrica.

Pérdida de metal: formulación unificada tipo NG-18

Una forma conveniente (y habitual en literatura técnica) de expresar la presión de falla por pérdida de metal consiste en escribir:

$$P_{\text{burst}} = \frac{2St}{D} \frac{1 - \frac{A_c}{A_0}}{1 - \left(\frac{A_c}{A_0}\right)(M - 1)}, \quad (7)$$

donde:

- S es la tensión característica asociada al mecanismo de colapso (tensión de flujo adoptada por el método).
- A_0 es el área de referencia asociada a la sección longitudinal idealizada: típicamente $A_0 = Lt$.
- A_c es el área de metal perdido en dicha sección longitudinal idealizada.
- M es el factor de Folias (o de bulging), función de L , D y t .

La ecuación (7) permite ver con claridad el rol de (i) la idealización del defecto vía A_c/A_0 , (ii) la resistencia del material vía S y (iii) la amplificación geométrica vía M .

B31G y B31G Modificado: perfil idealizado y tensión de flujo**Relación de área perdida A_c/A_0**

Para un defecto longitudinal de longitud L :

$$A_0 = L t. \quad (8)$$

B31G (perfil parabólico).

Se adopta un perfil parabólico equivalente, cuyo área es:

$$A_c^{B31G} = \frac{2}{3} L d \quad \Rightarrow \quad \left(\frac{A_c}{A_0} \right)_{B31G} = \frac{2 d}{3 t}. \quad (9)$$

B31G Modificado (0.85dL).

Se adopta un área equivalente:

$$A_c^{MB31G} = 0,85 L d \quad \Rightarrow \quad \left(\frac{A_c}{A_0} \right)_{MB31G} = 0,85 \frac{d}{t}. \quad (10)$$

Tensión de flujo S

Las definiciones prescriptivas típicas son:

B31G.

$$S_{B31G} = 1,1 \text{ SMYS}. \quad (11)$$

B31G Modificado (0.85dL) y área efectiva.

$$S_{\text{Mod}} = \text{SMYS} + 10 \text{ ksi} \quad (\approx \text{SMYS} + 68,95 \text{ MPa}). \quad (12)$$

Factor de Folias M

Se define el parámetro adimensional:

$$z = \frac{L^2}{Dt}. \quad (13)$$

B31G

Para defectos relativamente cortos (en la práctica, implementado con umbrales en z), se utiliza:

$$M_{B31G} = \sqrt{1 + 0,8 z}, \quad (\text{forma de uso extendido para el rango corto}). \quad (14)$$

B31G Modificado (0.85dL) y área efectiva

Se emplea una forma de tres términos (para z moderado) y una forma lineal para defectos más largos:

$$M_{\text{Mod}} = \sqrt{1 + 0,6275 z - 0,003375 z^2}, \quad z \leq 50, \quad (15)$$

$$M_{\text{Mod}} = 0,032 z + 3,3, \quad z > 50. \quad (16)$$

Presión de falla y factor de seguridad operativo

Con S , A_c/A_0 y M definidos según el método elegido, se obtiene P_{burst} mediante (7). En aplicación operativa, el criterio de aceptabilidad se implementa comparando con la presión de operación local o definiendo una presión segura mediante un factor de seguridad F_s :

$$P_{\text{safe}} = \frac{P_{\text{burst}}}{F_s}. \quad (17)$$

El valor específico de F_s depende del marco regulatorio y del procedimiento adoptado en el programa de integridad.

Método de área efectiva (RSTRENG): discretización y búsqueda de mínima presión

Cuando se dispone de un perfil de corrosión discretizado (por ejemplo, a partir de un *river-bottom* o un mapeo de espesores), se calcula el área perdida como suma de sub-

áreas:

$$A_c \approx \sum_{i=1}^n d_i \Delta x, \quad A_0 = t \sum_{i=1}^n \Delta x = t L. \quad (18)$$

El procedimiento se aplica típicamente con una ventana deslizante a lo largo del perfil longitudinal para identificar la condición más severa (mínimo P_{burst}) en el tramo evaluado. La presión de falla se calcula con la misma ecuación unificada (7), adoptando S_{Mod} y M_{Mod} .

API 579 y su relación con pérdida de metal (Niveles 1–3)

API 579 propone una estructura jerárquica (Niveles 1–3) para evaluación *fitness-for-service*. Para pérdida de metal por corrosión:

- **Nivel 1:** evaluación simplificada (en esencia, emparentada con expresiones tipo B31G Modificado).
- **Nivel 2:** evaluación más detallada, alineada conceptualmente con el método de área efectiva.
- **Nivel 3:** evaluación avanzada (frecuentemente mediante análisis numérico).

En este trabajo, la presentación anterior permite trazar una correspondencia directa entre los insumos geométricos (A_c/A_0), la resistencia adoptada y la corrección geométrica, y entender cómo se escalona el conservadurismo al pasar de un nivel a otro.

API 579 para defectos planares: enfoque FAD

Para discontinuidades tipo fisura, el enfoque FAD (*Failure Assessment Diagram*) integra colapso plástico y fractura mediante dos parámetros adimensionales:

$$K_r = \frac{K_I}{K_{mat}}, \quad L_r = \frac{\sigma_{ref}}{\sigma_{ys}}. \quad (19)$$

Cálculo de L_r (carga primaria)

En Nivel 2 es frecuente expresar el cociente de carga primaria como:

$$L_r^P = \frac{\sigma_{ref}^P}{\sigma_{ys}}, \quad (20)$$

donde σ_{ref}^P se obtiene mediante soluciones de colapso (por ejemplo, *net-section yielding* o *limit load*) específicas para la geometría del componente y la orientación del defecto.

Cálculo de K_r (fractura) y efectos de tensiones secundarias

En presencia de tensiones secundarias (p. ej., residuales), puede utilizarse una forma general:

$$K_r = \frac{K_I^P + \Phi K_I^{SR}}{K_{\text{mat}}}, \quad (21)$$

donde K_I^P es el factor de intensidad por carga primaria, K_I^{SR} el asociado a tensiones secundarias y Φ un factor de interacción plástica.

Curva de evaluación (FAC) y corte $L_{r,\text{máx}}$

Una forma ampliamente utilizada para la curva FAC en Nivel 2 es:

$$f(L_r) = \left[1 - 0,14 (L_r^P)^2 \right] \left\{ 0,3 + 0,7 \exp \left[-0,65 (L_r^P)^6 \right] \right\}, \quad L_r^P \leq L_{r,\text{máx}}^P. \quad (22)$$

El valor de corte puede definirse como:

$$L_{r,\text{máx}}^P = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{\sigma_{uts}}{\sigma_{ys}} \right), \quad (23)$$

donde σ_{uts} es la resistencia última a tracción.

Criterio de aceptabilidad FAD.

El defecto se considera aceptable si el punto de evaluación (L_r, K_r) queda por debajo de la curva:

$$K_r \leq f(L_r) \quad \text{y} \quad L_r \leq L_{r,\text{máx}}. \quad (24)$$

Observación sobre el cálculo de K_I

Para fisuras semielípticas superficiales, es habitual escribir:

$$K_I = \sqrt{\pi a} \sum_i \sigma_i F_i \left(\frac{a}{t}, \frac{2c}{a}, \frac{R_i}{t}, \dots \right), \quad (25)$$

donde a es la profundidad, $2c$ la longitud superficial, R_i el radio interno y F_i funciones (o coeficientes de influencia) tabuladas/ajustadas en anexos normativos. En aplicaciones con pared delgada y cargas dominantes simples, esta expresión puede interpretarse como una extensión del esquema $K_I = Y \sigma \sqrt{\pi a}$, con Y dependiente de la geometría.

Jerarquía de evaluación e integración con ILI (contexto del programa)

Sin reiterar la discusión del marco teórico, conviene enfatizar que la selección del modelo (prescriptivo vs. detallado vs. numérico) se apoya en una lógica jerárquica:

- **Nivel prescriptivo:** rápido, conservador, dependiente de pocos parámetros geométricos.
- **Nivel detallado:** incorpora mejor representación geométrica (p. ej. área efectiva) y reduce conservadurismo cuando el dato lo permite.
- **Nivel avanzado:** modelado numérico y/o acoplamientos para geometrías complejas o casos fuera de validez prescriptiva.

Esta lectura jerárquica y su relación con la confiabilidad del dato de inspección (ILI/END), las incertidumbres de dimensionamiento y el cierre del ciclo de integridad (planificar–ejecutar–analizar–mejorar) se discute en revisiones de referencia como [Qin y Cheng \(2021\)](#) y [Xie y Tian \(2018\)](#), y ayuda a interpretar los modelos anteriores como herramientas complementarias dentro de un esquema de decisión basado en evidencia.
