



arpel

ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR
PETRÓLEO, GAS Y BIOCMBUSTIBLES
EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE.

Guía ARPEL de Gestión del Proceso ILI en ductos

Julio 2019

PUBLICACIÓN ARPEL N° MP 02-2019



MEJORES PRACTICAS

Guía de Gestión del Proceso ILLI en Ductos
MP 02-2019
Julio 2019

Autores

Este documento fue preparado a solicitud de ARPEL y su Comité de Ductos y Terminales, por el **Equipo de Proyecto de “In-Line Inspection” (EPILI)**, integrado por:

Líder: Francisco Ascencio (ECOPETROL)
Líder: Lina Maria Velilla (CENIT)
Tom Bernabé (COGA)
Juan Manuel Pacheco (ENAP)
Luis Heredia (EP-PETROECUADOR)
Matías Guaita (OLDELVAL)

Ricardo Dias de Souza (PETROBRAS)
Rómulo Silva (PETROPERU)
Rosanggela Assante (PLUSPETROL)
Matías Cardacce (YPF)
Juan F. Hurtado (YFPB)

Comité de Ductos y Terminales de ARPEL:

Raúl Sampedro Farias (ANCAP)
Omar Pasquinelli (AXION ENERGY)
Ruben Diaz Schotborgh (CHEVRON)
Antonio Meza (COGA)
Edilberto Amaya (COGA)
Riyaguel Capote Rodríguez (CUPET)
Edmundo Piraino (ENAP)
Juan Pablo Rhodes (ENAP)
Alfonso Jiménez López (EP PETROECUADOR)
Carla Pereira Imbroisi (IBP)
Gustavo Galambos (HONEYWELL)
Raúl Guio (IHS)
Guillermo Rodriguez (KBR Technology)
Andre Berardi (KBR Technology)
Carlos Vergara (OCENSA)
Adrian Merida (OLDELVAL)
Gastón Gader (OLDELVAL)

Kelvin Salmon (PCJ)
Eduardo Gallegos Barcenás (PEMEX)
Paulo Penchiná (PETROBRAS)
Ricardo Dias De Souza (PETROBRAS)
Luciano Maldonado García (PETROBRAS)
Newton Camelo De Castro (PETROBRAS)
Hugo Leguizamón Ruiz (PETROPAR)
Walter López (PETROPAR)
Dino Valdiviezo Albán (PETROPERU)
Rómulo Silva Ángulo (PETROPERU)
Felipe Henao Vargas (PLUSPETROL)
Roy Vargas Carranza (RECOPE)
Javier Soto Castro (RECOPE)
Luis Vasquez Madueño (REPSOL)
Albert Tacias (TEMA)
Arturo Heinke (YPF)
Wilson Zelaya (YFPB)

Coordinación Técnica

Irene Alfaro, Directora de Downstream - E-mail: ialfaro@arpel.org.uy

Tiphaine Le Moënner, Gerente de Proyectos - E-mail: tlemoenner@arpel.org.uy

Derechos de autor

Los derechos de autor de este documento, ya sea en su versión impresa o digital son propiedad de la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas, y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL). Cualquier copia de este trabajo protegido deberá incluir esta nota sobre los derechos de autor.

Exoneración de responsabilidad

A pesar de haberse realizado esfuerzos para garantizar la exactitud de la información contenida en este documento, ni ARPEL, ni ninguno de sus socios, autores o revisores, ni las empresas e instituciones que ellos representan, asumen responsabilidad alguna por cualquier uso que se haga del mismo. Ninguna referencia a nombres o marcas registradas de fabricantes de equipos y/o procesos representa un endoso de parte de los autores, ARPEL o cualesquier de sus socios.

TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción, objetivo y alcance	10
1.1	Introducción	10
1.2	Objetivo	10
1.3	Alcance	11
2	Referencias	12
2.1	Normativa y documentación de la industria	12
2.2	Estándares internacionales	12
2.3	Otras referencias	13
3	Glosario	14
4	Requisitos Generales	25
4.1	Requisitos para contratar servicios de ILI.....	25
4.1.1	Alcance del servicio	25
4.1.1.1	Herramientas.....	25
4.1.1.2	Herramienta Simuladora o <i>Dummy</i> (Opcional)	25
4.1.1.3	Herramienta de Inspección Instrumentada.....	25
4.1.1.4	Indicadores Magnéticos	26
4.1.1.5	Características de la Herramienta	26
4.1.2	Responsabilidades del Contratista	27
4.1.3	Cronogramas	28
4.1.4	Representante del contratista.....	29
4.1.5	Plan de Seguridad, Salud y Medioambiente para las Operaciones	29
4.1.5.1	Plan de Seguridad para la obra.....	29
4.1.5.2	Protección del Medioambiente	29
4.1.5.3	Seguridad e Higiene.....	29
4.2	Presentación de resultados de inspección	30
4.2.1	Contenido mínimo de informes de inspección	30
4.3	Requisitos de software y archivos	30
4.3.1	Consideraciones aplicables a licencias, gestión de bases de datos y transferencia de archivos	30
4.3.1.1	Licencias	30
4.3.1.2	Bases de datos	31
4.3.1.3	Transferencias de archivos	31
4.3.2	Requisitos mínimos de software para presentación de resultados de inspección	31
4.3.3	Requisitos mínimos de software para análisis de datos	31

4.4	Aseguramiento de la calidad y validaciones en campo	31
4.4.1	Plan de aseguramiento de la calidad	32
4.4.1.1	Contratación	32
4.4.1.2	Inspección ILI	33
4.4.1.2.1	Preparación	33
4.4.1.2.2	Ejecución de la inspección ILI:	34
4.4.1.3	Validación de la información: preparación de informes preliminares, finales y formatos	34
4.4.1.3.1	Informe de indicaciones críticas:.....	34
4.4.1.3.2	Informe preliminar	34
4.4.1.3.3	Informe Final	35
4.4.2	Verificaciones en campo	35
4.5	Entrenamiento y capacitación	36
4.5.1	Del Contratista	36
4.5.2	Del Operador	36
4.5.3	Riesgos/incidentes potenciales	36
4.5.4	Medidas preventivas/acciones correctivas	36
4.6	Medida y forma de pago	36
5	Herramientas de Inspección ILI	38
5.1	Tipo de herramientas de Inspección ILI.....	38
5.2	Características de las herramientas de inspección ILI	38
5.2.1	Medición de Diámetro (Geometría).....	38
5.2.2	Pérdida de Flujo Magnético	39
5.2.2.1	Herramientas MFL	40
5.2.2.2	Herramientas TFI	40
5.2.2.3	Herramienta SMFL.....	40
5.2.3	Ultrasonido (UT).....	41
5.2.3.1	UT Pérdida de Metal.....	41
5.2.3.2	UT Grietas	42
5.2.4	<i>Electro-Magnetic Acoustic Transducer (EMAT)</i>	43
5.2.5	Mapeo inercial	45
5.2.5.1	Distribución y colocación de puntos de control o ajuste	47
5.2.5.2	Interpretación de resultados.....	47
5.2.6	Combinación de tecnologías	48
6	Tipos de Anomalías	49
6.1	Distorsión de diámetro (o abolladura).....	50
6.1.1	Clasificación de abolladuras:	51
6.1.1.1	Abolladura plana	51
6.1.1.2	Abolladura aguda	52
6.1.1.3	Abolladura con rasgos secundarios (“daño combinado”)	52

6.1.1.4	Abolladura Restringida (forzada).....	52
6.1.1.5	Abolladura No Restringida (no forzada)	52
6.1.1.6	Arrugas	52
6.1.1.7	Ovalización	52
6.1.2	Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento	53
6.1.3	Evaluación de anomalías y presentación de informes	54
6.1.3.1	Premisas básicas para la evaluación de las anomalías	54
6.1.3.2	Métodos de evaluación de abolladuras	54
6.1.3.3	Modelo de informe y estructura para la entrega de información.....	55
6.2	Grietas	56
6.2.1	Introducción	56
6.2.2	Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento	57
6.2.2.1	EMAT	57
6.2.2.2	Herramienta Ultrasónica	58
6.2.3	Evaluación de anomalías y presentación de informes	59
6.2.3.1	Premisas básicas para evaluación de las anomalías	59
6.2.3.2	Métodos de Evaluación de grieta	60
6.2.3.3	Informes	60
6.3	Pérdidas de metal.....	60
6.3.1	Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento	60
6.3.1.1	Requerimientos mínimos de detección informados por las empresas de inspección	60
6.3.1.2	Dimensionamiento de la anomalía.....	61
6.3.2	Evaluación de anomalías y presentación de informes	62
6.3.2.1	Premisas básicas para la evaluación de las anomalías	62
6.3.2.2	Métodos de evaluación de pérdida de metal (ASME B31.G, AREA EFECTIVA, etc.).....	62
6.3.2.3	Modelo de informe y estructura para la entrega de información.....	62
6.4	Deformación por curvado	64
6.4.1	Introducción	64
6.4.2	Evaluación de anomalías	65
6.4.3	Requerimientos mínimos para presentación de informes.....	66
7	Servicios Adicionales	68
7.1	Bending Strain Areas	68
7.2	Pipeline Movement Areas.....	68
7.3	Fitness for Purpose (FFP).....	68
8	Consideraciones para la Contratación	69
8.1	Hitos asociados a una inspección ILI.	69
8.1.1	Movilización.	69

8.1.2	Limpieza y calibración.	69
8.1.3	Envío de herramienta ILI.	69
8.1.4	Reportes de inspección.	70
8.2	Tipos de contratación.	70
8.2.1	Contratación puntual.	70
8.2.2	Contratación por diámetro.	71
8.2.3	Contratación por tecnología.	71
8.2.4	Contratación por sistema de ductos.	71
8.3	Preparación de la inspección ILI: calibración y limpieza interna.....	71
8.4	Instalación y georreferenciación de marcadores magnéticos.....	72
8.4.1	Geo-posicionamiento y marcación de tubería	72
8.4.2	Geo posicionamiento de válvulas.....	73
8.4.3	Toma de coordenadas.....	73
8.5	Inspección	74
8.5.1	Consideraciones generales.....	74
8.5.2	Inspección geométrica extendida de alta resolución.....	75
8.5.3	<i>Pipe Tally</i> y detección de anomalías.....	76
8.6	Informe Preliminar de Inspección.....	76
8.7	Informe de Validación de la Inspección	76
8.8	Informe de Deformación por Curvado y Movimiento de Tubería.....	77
8.9	Informe Final de Inspección	77
8.10	Validación de la Inspección ILI.....	78
8.11	Comparación entre múltiples corridas.....	79

ANEXOS

<i>Anexo 1. Formato de Propuesta Tecnológica por Tipo de Anomalía o Inspección</i>	<i>81</i>
<i>Anexo 2. Metodología de Aceptación de la Corrida</i>	<i>84</i>
<i>Anexo 3. Guía para la Verificación de Anomalías Reportadas por ILI</i>	<i>88</i>

TABLAS

<i>Tabla 6-1. Cambios OD, Ovalizaciones y Abolladuras.</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 6-2. Detección y capacidad de dimensionamiento de grietas por una herramienta EMAT.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 6-3. Detección y capacidad de dimensionamiento de grietas por una herramienta UT.</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 6-4. Parámetros de defectos detectados.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 6-5. Detección y exactitud de tamaño de los defectos por pérdida de metal</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 6-6. Resumen de métodos para la evaluación de la corrosión</i>	<i>62</i>

FIGURAS

<i>Figura 1-1. Subprocesos del Proceso ILI</i>	<i>11</i>
<i>Figura 5-1. Principio de Pérdida de Flujo Magnético</i>	<i>39</i>
<i>Figura 5-2. Principio de Funcionamiento de Inspección de Pérdida de Metal.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 5-3. Inspección de Fisuras</i>	<i>43</i>
<i>Figura 5-4. Comparación de tecnología UT.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 5-5. Esquema de módulo de sensores para mapeo inercial</i>	<i>46</i>
<i>Figura 5-6. Esquema proceso de ajuste y escala de data inercial</i>	<i>46</i>

1 INTRODUCCIÓN, OBJETIVO Y ALCANCE

1.1 Introducción

Como parte de la Gestión de integridad de un sistema de ductos, es necesario realizar una evaluación de la integridad con diferentes técnicas de inspección. La Inspección en Línea o *ILI* (por su sigla en inglés, *In-Line Inspection*) representa una de las técnicas más efectivas y directas, de mayor demanda en la actualidad, para determinar el estado real del ducto en toda su extensión.

La inspección en línea permite ubicar e identificar las “anomalías” presentes en el ducto, cuantificando su severidad y proporcionando una evaluación total de la integridad del mismo. Se trata de una inspección intrusiva que consiste en el envío de una herramienta instrumentada a través del interior del ducto de acuerdo a un método propuesto con la precisión, calidad y repetitividad asegurada. Dependiendo de las características del ducto, como por ejemplo antigüedad, técnicas de construcción, ducto terrestre o submarino, etc., se debe establecer el tipo de inspección que se necesita aplicar.

Desde el Comité de Ductos y Terminales de ARPEL, convencidos de la relevancia que tiene este tema para la industria, se decide desarrollar una guía que consolide la experiencia y las lecciones aprendidas de las empresas operadoras de Ductos y Terminales en América Latina y el Caribe, como complemento a la bibliografía existente.

Consolidar el conocimiento y las mejores prácticas de las empresas operadoras de Ductos y Terminales en la región, en una única guía de referencia, contribuirá a que las empresas alcancen la excelencia en la operación, a través del apoyo a los procesos de toma de decisiones estratégicas vinculadas al proceso ILI.

Esta guía está acompañada de un archivo Excel con las listas de verificación que aparecen descritas en el presente documento. El archivo electrónico permite al usuario su impresión para su trabajo en campo, así como la incorporación de comentarios y su distribución por medios electrónicos entre los profesionales de la empresa, interesados en el proceso ILI y sus resultados.

1.2 Objetivo

El objetivo de la presente guía es establecer los lineamientos generales para gestionar el proceso de Inspección en Línea en cada una de sus etapas, indicando los requerimientos mínimos para la ejecución del servicio técnico especializado de inspección y diagnóstico de tuberías mediante el uso de herramientas instrumentadas de inspección en línea, usando las diferentes tecnologías disponibles en el mercado y aprovechando las mejores prácticas de las empresas operadoras de la región.

Este documento está dirigido a profesionales de empresas operadoras y/o mantenedoras de ductos, que cuenten con - o deseen implementar - un programa de gestión de integridad de ductos y/o que tengan la intención de realizar inspecciones instrumentadas.

1.3 Alcance

Esta guía alcanza el proceso de inspección con herramienta instrumentada, tomando como base que solo se ejecutará en todos los ductos que sean aptos para ser inspeccionados mediante herramientas instrumentadas y pretende dar soporte a personas u organizaciones que quieran contratar este servicio, teniendo en cuenta el proceso desde la contratación hasta la validación.

Para ello, se ha dividido el Proceso ILI en diferentes subprocesos:

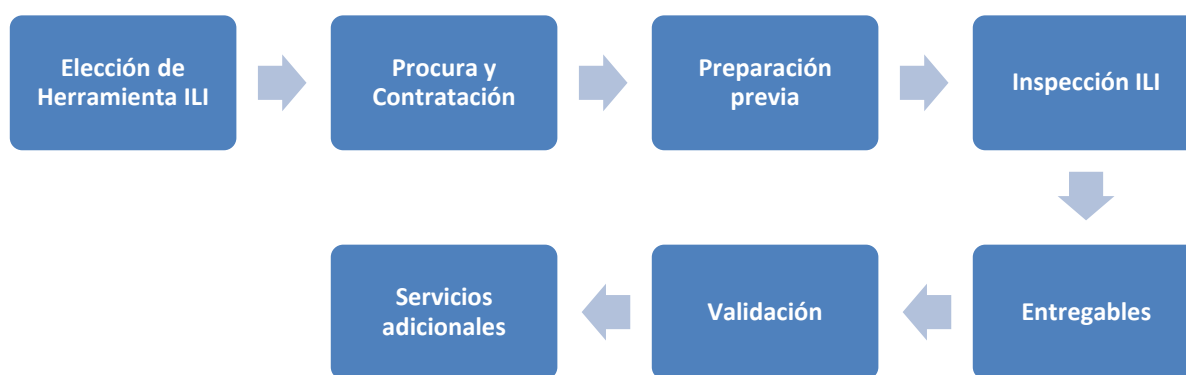


Figura 1-1. Subprocesos del Proceso ILI

Cada subproceso es abarcado y detallado a lo largo de la Guía.

El proceso ILI es un proceso complejo, que necesita tener ciertos mecanismos de control y validación que permitan asegurar que los resultados tienen la calidad requerida. La calidad del proceso está vinculada a cada una de las etapas: contratación (correctas especificaciones), inspección (calibración de la herramienta, preparación, mantenimiento, limpieza de ducto) y validación de la información en campo (requerimientos proveedor). Sin estos, los resultados obtenidos pueden ser deficientes y de un alto costo económico para la organización.

Cada cliente deberá tener evaluadas las distintas amenazas de su ducto como punto de partida. Este documento los guiará en el proceso de selección de las tecnologías a contratar, dependiendo de las amenazas identificadas y mencionará los principales puntos a tener en cuenta en el proceso ILI.

La guía no contempla ductos donde el pasaje de herramientas instrumentadas no es posible.

2 REFERENCIAS

2.1 Normativa y documentación de la industria

Para la elaboración de un documento con el cual se realizará la contratación de un servicio de inspección en línea, se deberá tener en cuenta la legislación vigente en el país donde se vaya a ejecutar el servicio; esto en algunos casos está regulado por el estado nacional y en otros son recomendaciones basadas en los estándares internacionales.

2.2 Estándares internacionales

Organizaciones e institutos reconocidos han desarrollado documentación referente a la inspección interna de ductos, especificaciones de las herramientas disponibles, y los criterios de aceptación o rechazo de información brindada por dichas herramientas. Los principales documentos de referencia internacionales son:

- American Petroleum Institute - API Standard 1163 - In-line Inspection Systems Qualification.
- Pipelines Operators Forum - Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines
- NACE International - Standard Practice 0102 - In-Line Inspection of Pipelines

Asimismo, para la contratación de un servicio de inspección interna de ductos pueden consultarse guías, prácticas recomendadas y documentos específicos que hablan de qué tipo de herramienta de inspección interna puede ser utilizada para detectar cierto tipo de anomalías, guías para la verificación de anomalías en campo, procedimientos para la validación de datos, etc. Algunos de estos documentos son:

- API RP 1160 - Managing System Integrity For Hazardous Liquid Pipelines. Revisión vigente.
- API RP 1176 - Recommended Practice for Assessment and Management of Cracking in Pipelines. Revisión vigente.
- Pipelines Operators Forum - Guidance on Field Verification Procedures for In-Line-Inspection
- Canadian Energy Pipeline Association - Metal Loss Inline Inspection Tool Validation Guidance Document
- ASME PCC-2 - Repair of Pressure Equipment and Piping. Revisión vigente.
- ASME B31.4 - Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Slurries. Revisión vigente.
- ASME B31G - Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. Revisión Vigente.
- ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems. Revisión vigente.
- ASME B31.8S - Managing System Integrity of Gas Pipelines. Revisión vigente
- US DOT/PHMSA Title 49 CFR Parts 190 – 199 – Pipeline Safety Regulations. Revisión Vigente.
- CSA Z662 - Oil and Gas Pipeline Systems. Revisión Vigente.

2.3 Otras referencias

- ARPEL MP02-2015 Manual de referencia para la gestión de la integridad de ductos, 2ª. edición
- ARPEL MP03-2019 Guía ARPEL de Gestión del Stress Corrosion Cracking en Ductos de Hidrocarburos.
- Portal web de ROSEN GROUP: <https://www.rosen-group.com/global/company/explore/we-can/technologies/measurement/mfl.html>
- Portal web de NDT Global: <https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-corrosion-inspection-technology>; <https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-crack>
- Portal web de Innerspec: <https://www.innerspec.com/knowledge/emat-technology/>
- The Effect of Dents in Pipelines – Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual, (<http://penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/pdam-dents.pdf>), Andrew Cosham & Phil Hopkins, Penspen.

3 GLOSARIO

El glosario de la presente guía complementa, con términos y siglas específicos, el glosario incluido en el Manual de referencia ARPEL para la Gestión de Integridad de Ductos, 2ª edición.

A

Abolladura

Depresión o hundimiento en la superficie del ducto, producida por un agente externo ya sea por impacto, rayadura o presión externa.

AGM

Above Ground Markers

Agrupación

Dos o más anomalías adyacentes en la pared de un tubo o accesorio que al interactuar producen un efecto de mayor debilitamiento que si actuaran individualmente.

Alteración

Cambio físico en cualquier componente que tenga implicaciones de diseño y que afectan la capacidad o flexibilidad de la presión de un sistema de tuberías más allá del alcance de su diseño original.

Amenaza

Condición ambiental, operacional, natural o antrópica, dependiente o independiente del tiempo, con potencial de causar deterioro a la integridad del ducto hasta su falla. Alternativamente, se conceptúa como la probabilidad de que ocurra en un determinado período de tiempo, o como el nivel de susceptibilidad de ocurrencia del daño en el ducto.

Anomalía

Indicación detectada por una herramienta ILI que se desvía de la normalidad del material del ducto, la soldadura o el recubrimiento, la cual puede o no ser considerado como un defecto.

Arruga

Deformación plástica, orientada circunferencialmente, ubicada en la superficie interna o externa del tubo y que es causada por esfuerzos excesivos de curvado.

B

BSW

Basic Sediment and Water

Buckle o pandeo

Inestabilidad geométrica local causada por el ovalamiento y aplanamiento del tubo como resultado de curvado o compresión excesiva con posibles cambios abruptos de curvatura local que puede o no resultar en una pérdida de contención de presión.

C

CAD

Computer-Aided Design

Calicata

Excavación que se hace en un terreno para determinar la existencia de minerales, o la naturaleza del subsuelo.

Certeza

Probabilidad de que las dimensiones de una anomalía reportada por la herramienta ILLI estén dentro de las tolerancias establecidas para cada tecnología.

Corrosión

Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

D

Daño mecánico

Daño en una superficie que presenta entallas alargadas causadas por remoción de material de la pared del tubo, producto de una carga externa instantánea de gran magnitud.

Data cruda o Raw data

Datos de pitch azimut e inclinación pre procesados.

DEF

Deformation

Deformación

Cambio plástico en la geometría de un tubo.

Discontinuidad

Cualquier variación en la continuidad de un material, que puede ser geométrica o de sus propiedades químicas y/o físicas. No necesariamente debe ser considerada como defecto.

Ducto

Sistema de transporte por tubería que incluye componentes como válvulas, bridas, protección catódica, líneas de comunicación y/o transmisión de datos, y dispositivos de seguridad o alivio. A través del mismo se transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos, y generalmente se emplazan bajo la superficie (enterrados) en suelos secos o húmedos, o bajo corrientes de agua. En algunos sectores, para superar depresiones del terreno se ubican en estructuras aéreas.

Ducto “pigable”

Ducto que ha sido diseñado con los elementos requeridos para que se pueda pasar el *pig*, como por ejemplo la trampa de *pigs*, o con variaciones de diámetro interno menores que las tolerables por los *pigs* de inspección.

Dummy o Herramienta Simuladora

Herramienta no instrumentada que emula la herramienta de inspección ILI.

E**EGNOS**

European Geostationary Navigation Overlay Service

END

Ensayos no destructivos.

Entalla metalúrgica

Entalla metalúrgica es un concentrador de esfuerzos y consiste en un cambio localizado de estructura metalúrgica del acero (endurecimiento), producido por el efecto del calor repentino y concentrado, como el generado por el arco eléctrico al ser arrastrado el electrodo sobre la superficie del ducto.

Entalla

Daño mecánico o metalúrgico localizado de la superficie de un metal. Se constituye en concentradores de esfuerzo que facilitan el proceso de fatiga en el material del tubo.

Entrampar

Introducir un elemento para limpieza y/o inspección de sistemas de transporte dentro de una facilidad para que posteriormente pueda ser impulsada por el flujo bombeado al interior de la tubería.

ERF

Estimated Repair Factor

ERW

Electric Resistance Welded

Estimación o evaluación del riesgo

Proceso utilizado para producir una medida del nivel del riesgo sobre la vida, la salud, el ambiente o las propiedades, e incluye un análisis de frecuencia o probabilidad de falla por cada amenaza, análisis de consecuencias y su integración. En la estimación o evaluación del riesgo, los juicios y valores entran en el proceso de decisiones, explícita o implícitamente incluyendo consideraciones de la importancia o gravedad de los riesgos estimados, las consecuencias sociales, físicas, ambientales y económicas asociadas con el propósito de identificar alternativas para su mitigación o manejo confiable.

Evaluación geodinámica

Estimar, definir o calcular las características, los mecanismos, la magnitud y el alcance de los procesos geodinámicos, geológicos e hidrodinámicos, su riesgo real o potencial, y los efectos sobre una determinada estructura física o sector del terreno.

F

Falla geológica

Fractura del terreno o un macizo rocoso que involucra desplazamiento en el plano vertical y/o horizontal de un lado o parte con respecto a la opuesta que ocasiona una discontinuidad. Puede ser generada por fuerzas tectónicas, sismos o actividad volcánica.

FFP

Fit For Purpose

G

Geotécnica o geotecnia

Disciplina que - en una determinada área - estudia los procesos geológicos, geotécnicos, y geodinámicos que pueden originar las fuerzas externas e internas de la tierra, con el objetivo de determinar la capacidad de riesgo real o potencial para la ubicación de obras o estructuras físicas, y/o la concepción, cálculo y diseño de sistemas de reforzamiento o construcción que permitan garantizar, dentro de límites confiables, la seguridad y estabilidad de las mismas.

GIS

Un Sistema de Información Geográfica (SIG o *GIS*, por su acrónimo en inglés) es una integración organizada de hardware, software, datos geográficos, cartografía, imágenes y personal, diseñada para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión. También puede definirse como un modelo de una parte de la realidad referido a un sistema de coordenadas terrestre, construido para satisfacer unas necesidades concretas de información.

GNSS

Global Navigation Satellite System

GPS

Global Positioning System

Grieta

Anomalía plana o bidimensional con una longitud mayor a su ancho, con una raíz aguda y una apertura superficial menor a 1mm de la superficie fracturada.

H

Hallazgo o Feature

Cualquier objeto físico detectado por un sistema de inspección ILI. Estos pueden ser anomalías, accesorios, objetos metálicos cercanos, soldaduras o cualquier otro ítem.

Hallazgo combinado

Hallazgo reportado en una misma posición y superficie distinta (interna /externa).

Herramienta geométrica

Dispositivo o vehículo para detallar la geometría interna del ducto y evaluar los radios de curvatura del ducto.

Hoop stress

Esfuerzo circunferencial igual a $(\text{Presión} \times \text{Diámetro}) / (2 \times \text{Espesor})$

I

IBR

Sigla que denomina la Inspección Basada en Riesgos. Es una metodología por medio de la cual, a partir de la valoración del riesgo en un equipo estático (ducto, tanque, recipiente, horno, caldera, u otros), se establecen las amenazas y los modos de falla que puedan presentar dichos equipos para definir los métodos y técnicas con las frecuencias y el alcance, requeridos para hacerlos evidentes. A partir del ejercicio de IBR se definen los programas de monitoreo e inspección y las acciones de mitigación, tanto de las amenazas como de las consecuencias.

ILI

Siglas descriptivas de la expresión en inglés de: *In Line Inspection*, que en español se traduce como inspección en línea. Consiste en el uso de herramientas instrumentadas (*pigs* inteligentes), de principio de ultrasonido, flujo magnético, video o dispositivos mecánicos, que viajan por el interior del ducto impulsados por el fluido transportado o por otros mecanismos o medios distintos (por ej.:

guayas/cordones umbilicales), y que permiten conocer la condición geométrica, las pérdidas de metal, los daños mecánicos, los esfuerzos y/o la ubicación georeferenciada del ducto.

IMU

Inertial Measurement Unit

Indentación

Para los propósitos de este manual se refiere al daño mecánico producido en la superficie del tubo y su recubrimiento por objetos duros como rocas y otras estructuras, dejando expuesto el material del tubo a la corrosión del medio donde se encuentra.

Indicación

Respuesta observable de una discontinuidad una vez es inspeccionada con un END (Ensayo No Destructivo).

INS

Inertial Navigation System

Interacción

Criterio de espaciamiento entre anomalías que establece qué tan cerca deben estar para ser reportadas como una agrupación.

ITP

Inspection and Test Plan

J

Juntas

Área del ducto donde se ha dado la unión soldada de dos secciones independientes de ducto (tubos) durante el proceso constructivo para impedir el escape del cuerpo fluido que contienen. Unión por calor, con aporte o no de material, para la fabricación del tubo (junta longitudinal) o para la conformación del ducto (junta circunferencial para unión entre tubos).

Juntas aguas abajo o junta posterior

Soldadura circunferencial ubicada después de la anomalía en el mismo sentido del flujo.

Juntas aguas arriba o junta anterior

Soldadura circunferencial ubicada antes de la anomalía en el mismo sentido del flujo.

L

Línea base

La línea base para los propósitos de este manual se refiere a la información inicial disponible sobre las características del ducto, su condición y la de los sistemas de control de las diferentes amenazas y mitigación de las consecuencias. Involucra información del diseño, la construcción, el mantenimiento, y la operación del mismo. Esta información se constituye en la base para la realización del ejercicio de valoración del riesgo inicial de cada segmento del ducto.

LP

Liquid Penetrants

M

MAOP

Maximum Allowable Operating Pressure

Mapeo inercial

Registro de la elevación y vista de planta del trazado del ducto al usar un sistema de navegación inercial.

Marcador externo

Dispositivo externo ubicado cerca de la tubería que detecta y registra el paso de la herramienta ILI. También puede transmitir una señal que es detectada y registrada por la herramienta.

MFL

Siglas descriptivas de: *Magnetic Flux Leakage*. Habitualmente la traducción usada en la región es “Pérdida de flujo magnético”. Es una técnica de inspección muy utilizada para medir la pérdida de espesor de las paredes y para detectar defectos como picaduras, ranuras, y grietas circunferenciales.

La técnica de inspección de MFL se aplica mediante el pasaje de un *pig* a través del ducto, el cual genera un campo magnético en el sentido axial o longitudinal del ducto. Las paredes del ducto se magnetizan de forma uniforme. Cualquier irregularidad transversal al campo magnético produce una variación en el mismo; esta variación queda registrada por los sensores de la herramienta. Con esta información, la herramienta cuantifica la profundidad en forma proporcional al espesor de la cañería, determina el ancho y la longitud, y finalmente registra la posición odométrica y la posición horaria de la anomalía detectada.

Deben conocerse las limitaciones de la técnica de inspección por MFL para poder definir entre la herramienta con campo magnético de orientación circunferencial o longitudinal. Por ejemplo, la herramienta con campo axial posee restricciones para detectar anomalías angostas orientadas longitudinalmente. Asimismo, como la técnica necesita que la anomalía tenga volumen, tampoco

detecta fisuras. Es conveniente consultar el rango de validez de la herramienta con el proveedor del servicio, y complementarla con otras técnicas de ser necesario.

N

NAEC

Narrow Axial External Corrosion

O

Ovalización

Pérdida de redondez del tubo, definida en términos de la diferencia entre el máximo y mínimo diámetro del tubo.

P

Perdida de metal

Anomalía volumétrica en donde se ha removido material del ducto.

PIG

De la frase en inglés *Piping Instrument Gauge*. También denominado raspador, raspa tubo, marrano, cochino, chancho, conejo, o diablo. Artefacto empleado para limpiar internamente un ducto, o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. También los hay instrumentados para realizar inspecciones en línea (*In Line Inspection – ILI*), diagnosticar el estado mecánico del ducto y establecer la georeferenciación de su eje. Se le inserta en el ducto por medio de trampas de despacho o envío y es arrastrado por el flujo de hidrocarburos (aceite o gas) y recibido en otra trampa al final de su recorrido. Los hay también bidireccionales pudiendo ser devueltos hacia la trampa de envío invirtiendo la dirección del flujo.

Pinhole

Corrosión localizada con dimensiones superficiales menores a $1t$ (t = espesor de tubería) o 10mm, lo que sea mayor en cualquier dirección, ancho o longitud.

Pipe Tally

Lista que contiene datos de las tuberías (espesor, longitud) que componen el ducto desde la trampa de lanzamiento hasta la trampa de recepción, donde cada pieza de tubería es numerada.

Pitting o Picadura

Corrosión localizada confinada a un área pequeña, que forma cavidades similares a pozos pero de dimensiones mayores al *pinhole*.

PM

Partículas Magnéticas

POD (Probability of Detection)

Para un tipo de hallazgo en particular, el POD es la probabilidad estadística de que dicho hallazgo sea detectado positivamente por la herramienta de inspección.

POI (Probability of Identification)

Es la probabilidad estadística de que un hallazgo sea correctamente identificado por la herramienta de inspección.

Probabilidad de falla

Probabilidad de que ocurra una fuga o falla en el sistema en un determinado período de tiempo. También puede definirse como el nivel de susceptibilidad de ocurrencia de daño o pérdida de integridad por cada amenaza posible en el sistema.

Precisión

Grado en que el resultado de una medición, cálculo o especificación se ajusta al valor correcto del estándar.

Pull test

Ensayo realizado para calibrar herramientas de inspección. La herramienta es jalada a una velocidad constante dentro de una tubería con defectos y dimensiones conocidas.

Q

QA / QC

Quality Assurance / Quality Control

R

RINEX

Siglas en inglés de *Receiver INdependent EXchange*. Se trata de un formato de ficheros de texto orientado a almacenar, de manera estandarizada, medidas proporcionadas por receptores de sistemas de navegación por satélite, como GPS, GLONASS, EGNOS, WAAS o Galileo

Repetitividad

Repetitividad y reproducibilidad son términos estandarizados adoptados por ASTM y otras organizaciones normalizadoras, y están relacionados con la precisión de las mediciones generadas con el mismo material utilizando el mismo método de prueba estándar bajo condiciones específicas.

Reporte operacional de la inspección

Reporte que indica información operacional sobre el comportamiento y la calidad de los datos recopilados. En caso de que la calidad de los datos no sea la requerida, se debe realizar un re-run.

Re-run

Reinspección de un sistema de transporte luego de haber obtenido un reporte operacional no exitoso.

Riesgo

Es la relación entre la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma. Esta relación es aritmética cuando la metodología de evaluación de riesgo es cuantitativa y puede ser la combinación matricial cuando la evaluación de riesgo es cualitativa. También se puede definir como la medida de la probabilidad y severidad (consecuencia) de los efectos destructivos o adversos, generados por la ocurrencia de un proceso o amenaza sobre la vida y la salud de las personas, la estabilidad de estructuras físicas y/o las afectaciones al medioambiente. Se le cuantifica como el producto de la probabilidad de ocurrencia por las consecuencias. Es decir, es la combinación entre la probabilidad (frecuencia de ocurrencia) y las consecuencias (severidad) de un peligro, limitado a un ambiente o área, y durante un período de tiempo determinado.

S

SAW

Submerged Arc Welded

SCC

Siglas descriptivas de: *Stress Corrosion Cracking*, cuya traducción literal al español es: agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo. Es el agrietamiento de un material por la acción combinada de la corrosión y el esfuerzo de tensión que puede ser residual, como el de la zona afectada por el calor de las soldaduras, o aplicado, como el producido por la presión interna del ducto o por cargas externas.

SMFL

Spiral Magnetic Flux Leakage

SMTS

Specific Minimum Tensile Strength

SMYS

Specified Minimum Yield Stress

Strain

Deformación absoluta. Es una medida geométrica adimensional de deformación que representa el desplazamiento relativo entre partículas en un cuerpo.

T

Tasa de corrosión

Porcentaje estimado de pérdida de metal para una estructura expuesta a un medio corrosivo en un determinado período de tiempo.

TFI

Transverse Field Inspection

Trampa de envío o de recibimiento de pig o de scrapper

Dispositivo mecánico que permite introducir, enviar y recibir herramientas de limpieza interna, de separación de productos, y de inspección en línea en los ductos en plena operación. También se puede llamar trampa de lanzamiento, despacho, o recepción.

U

Umbral de detección

Para un nivel de certeza, son las dimensiones mínimas detectables de un hallazgo.

UT

Ultrasonic Testing

V

Vida residual

Es el lapso de tiempo remanente hasta el final de la vida útil de un componente o instalación, la cual finaliza cuando se llega a un límite de capacidad para prestar el servicio bajo los estándares técnicos, de seguridad y financieros aceptables.

W

WAAS

Wide Area Augmentation System

WGS-84

World Geodetic System 1984

4 REQUISITOS GENERALES

4.1 Requisitos para contratar servicios de ILI

En función de las políticas de abastecimiento de cada empresa operadora, es común que la inspección ILI sea un servicio prestado por empresas externas (luego, Contratista) al Operador o dueño del ducto (luego, Cliente). La empresa contratada para este fin deberá contar con experiencia previa en la prestación de Servicios de Inspección en Línea (ILI), por lo que se debe tener un listado de los principales contratos con compañías operadoras, así como la técnica de inspección, diámetros y kilómetros realizados.

4.1.1 Alcance del servicio

4.1.1.1 Herramientas

Las herramientas usadas se desplazarán internamente por el ducto impulsadas por el mismo fluido transportado (*free swimming*). En el mercado, existen también herramientas umbilicales y/o autopropulsadas que son utilizadas en condiciones especiales.

Se deberán adaptar a instalaciones que responden a normas internacionales de diseño o según lo especificado por el Cliente en los cuestionarios.

4.1.1.2 Herramienta Simuladora o *Dummy* (Opcional)

En algunos casos, el Cliente solicita al contratista que realice las tareas previas de limpieza considerando incluso en su oferta, el envío del vehículo magnético y simulador que tiene por finalidad realizar la limpieza final y detectar interferencias ya que el mismo simula a una Herramienta Instrumentada, pero sin sensores. Con ello se obtiene mayor certeza de que la herramienta que se usará para la inspección real, pase sin ningún contrat tiempo.

4.1.1.3 Herramienta de Inspección Instrumentada

La Herramienta de Inspección Instrumentada o Inteligente deberá ser apta para realizar una inspección de todo el ámbito circunferencial del ducto y la detección de indicaciones en el mismo, según las indicaciones del Pipeline Operators Forum (POF), en su versión más reciente.

Deberá tener la suficiente autonomía para garantizar el estudio completo del ducto objeto de la inspección durante la totalidad de kilómetros a inspeccionar.

Si fuese necesario realizar una nueva corrida de la Herramienta de Inspección Instrumentada, se deberá establecer primeramente cuál fue la razón por la cual la corrida fue fallida y en función de ello, determinar las responsabilidades. A manera de ejemplo, no se reconocerá ningún cargo adicional por la realización de una nueva corrida, siempre que sea atribuible a:

- Mal funcionamiento
- Incompleto registro de datos. Por ejemplo, longitud.
- Grado inadecuado de limpieza (una vez acordado el mismo)
- Toda otra condición que no permita tener un análisis adecuado de la situación del ducto

4.1.1.4 Indicadores Magnéticos

Normalmente los ductos cuentan con indicadores magnéticos (imanes o placas de metal adheridas a la tubería) separados como máximo en 2.000 metros. Los mismos tienen por finalidad ayudar con la geolocalización del ducto a través del Derecho de Vía.

En caso de que el ducto a inspeccionar no cuente con estos indicadores, se deberá establecer, en las Condiciones del Servicio, si el Contratista deberá colocar los indicadores magnéticos de referencia y la cantidad. En este caso, la provisión e instalación de los indicadores magnéticos será a cargo del Contratista e incluirá los movimientos de suelos y la reconstitución del revestimiento anticorrosivo si éste fuese afectado en la operación. El Contratista presentará un listado con las progresivas (abscisas) de instalación de los indicadores magnéticos.

Antes de la inspección, el Cliente verificará la instalación de los indicadores previo al envío de la herramienta instrumentada.

4.1.1.5 Características de la Herramienta

El Contratista deberá especificar y garantizar en su oferta las características de la(s) herramienta(s) según:

1. *Precisión de detección y dimensionamiento de anomalías en el cuerpo de la tubería, zona en Soldadura o zona afectada por el calor*
 - a. Profundidad
 - b. Longitud
 - c. Ancho

Con una probabilidad de detección del 90% y una certeza de 80% y 90%, y para cada tipo de anomalía clasificada de acuerdo con el POF. Cabe indicar que estos valores son estándar y el Cliente tiene la potestad de cambiarlos.
2. *Capacidad de ubicación y orientación de la herramienta*
 - a. Posición axial desde el marcador más cercano
 - b. Posición axial hacia la soldadura más cercana
 - c. Posición circunferencial
3. *Detección y dimensionamiento para fisuras y anomalías tipo fisuras*
 - a. Profundidad
 - b. Abertura mínima de la fisura
 - c. Ancho
 - d. Longitud

4. *Medición del espesor de la pared*
5. *Autonomía asegurada en horas*
6. *Versatilidad de la herramienta durante el pasaje por curvas y/o radios cortos y/o defectos geométricos.*
7. *Dimensiones de la herramienta que sea compatible con las trampas de lanzamiento y recepción*
8. *Banda de velocidades para las cuales se garantizan los valores de precisión*
9. *Espesor mínimo de falla detectable (mm o %)*
10. *Capacidad de discriminar fallas internas y externas*
11. *Posibilidad de garantizar los resultados independientemente de la ubicación de la falla*
12. *Posibilidad de garantizar la ubicación exacta de reparaciones realizadas, accesorios, etc.*
13. *Visualización de la falla en pantalla*
14. *Base de datos en la misma pantalla, con la gráfica*
15. *Posibilidad de mapeo de cada defecto (tridimensional)*
16. *Programa integrado controlable desde una sola pantalla*
17. *Gráfico que muestre todo el interior del ducto sin limitarse a los defectos*
18. *Variación de la velocidad de la información en pantalla*
19. *Expansión de los defectos, horizontal y vertical*
20. *Capacidad de medir, en pantalla, distancias entre dos puntos en forma automática*
21. *Correlación de las fallas con la MAOP (Máxima Presión de Operación Admisible) según ASME B31G / NG-18 / AREA EFECTIVA*

Este listado no es limitativo y cada Cliente deberá ampliarlo o reducirlo de acuerdo con su propio sistema.

4.1.2 Responsabilidades del Contratista

El Contratista asume la total responsabilidad de la ejecución del proyecto, métodos a emplear, finalización en el plazo acordado y garantía de buena ejecución de las tareas.

El Contratista deberá atender las observaciones de Seguridad y Medioambiente de la Inspección de Obra en lo referente a la forma de ejecución de los trabajos, sin que ello implique para el Cliente asumir responsabilidad alguna.

El Contratista deberá dar cumplimiento a todo lo expresado en las Órdenes de Servicio u otros medios de comunicación, quedando habilitado para efectuar las reservas que considere, pero no eximiéndolo del cumplimiento expreso de las mismas.

El Contratista deberá presentar previamente a las corridas, un procedimiento para ubicar las herramientas en el caso que se atasquen en las líneas. Esto debe estar contemplado dentro de un Plan de Contingencia donde el mayor riesgo es la pérdida (atasco) de la herramienta, sin embargo, debe incluir otros eventos como inmovilización de la herramienta por desgaste de copas, entre otros.

El Contratista es responsable de proporcionar los medios tecnológicos necesarios para la ubicación de la herramienta. La labor de ubicación de herramientas atascadas deberá realizarse en el tiempo indicado por el Cliente y el Contratista deberá suministrar todos los recursos necesarios para realizar esta actividad en el tiempo indicado.

En el caso en que la herramienta de Geometría no pueda pasar debido a una restricción encontrada, el Contratista deberá suministrar una herramienta con la tecnología necesaria para ubicar las restricciones en el ducto, para su correspondiente validación y reparación por parte del Cliente.

El Contratista asume la obligación de obtener los permisos y derechos que se requieren para disponer de todo tipo de maquinaria, equipos, herramientas, accesorios y materiales que sean necesarios para realizar los trabajos.

El Contratista podrá contratar a terceros o subcontratar, de acuerdo a lo establecido en el contrato de servicio acordado con el Cliente y la legislación aplicable, para asegurar todos los suministros y condiciones que se requirieran para cumplir con los servicios de inspección a entera satisfacción del Cliente, incluyendo, pero no limitándose a, personal de dirección y administración, contratistas y subcontratistas de equipos y servicios, vehículos, materiales, insumos y recursos o servicios de mano de obra.

El Contratista deberá cumplir y hacer que sus subcontratistas, y su personal, cumplan con todas las disposiciones del contrato de servicio acordado con el Cliente, y en particular, las que se dicten para la protección del medioambiente, seguridad y salud.

El Contratista asume la total responsabilidad por los daños ocasionados por su subcontratista, con el motivo del cumplimiento de las obligaciones que contractualmente le corresponden.

4.1.3 Cronogramas

El Contratista deberá presentar un cronograma de trabajo con todas las tareas a ser ejecutadas para alcanzar los objetivos del proyecto, incluyendo su duración y secuencia. El cronograma debe contener mínimamente los siguientes ítems:

- Transporte internacional
- Aduana y transporte nacional
- Acondicionamiento y limpieza del ducto (si fuese contratado)
- Envío de placa calibradora para identificación de restricciones
- Corrida de la herramienta instrumentada
- Informe preliminar
- Validación de anomalías
- Informe final
- Tiempo de reprocesos

Cualquier modificación en el cronograma surgida durante la ejecución de los trabajos deberá ser presentada al representante del Cliente para su evaluación y aprobación.

4.1.4 Representante del contratista

El Contratista atenderá continuamente las tareas a partir de su iniciación por medio de un representante con antecedentes en operaciones de magnitud similar a la instalación a inspeccionar.

4.1.5 Plan de Seguridad, Salud y Medioambiente para las Operaciones

4.1.5.1 Plan de Seguridad para la obra

El Contratista elaborará un Plan de Seguridad incluyendo una memoria descriptiva de los trabajos, Planes de Contingencias y flujograma de información para la obra de referencia. El mismo será puesto a consideración del Cliente para su aprobación previa a la iniciación de los trabajos.

4.1.5.2 Protección del Medioambiente

El Contratista asumirá la responsabilidad de la protección del medio ambiente según los requerimientos legales, y normas y estándares del Cliente. El cumplimiento de estas condiciones deberán ser contempladas por el Contratista, sin costo extra.

Se tratará por todos los medios de recurrir a prácticas que tiendan a minimizar la generación de residuos y efluentes y en general, a propiciar la formación y mantenimiento de la “Conciencia Ambiental”.

4.1.5.3 Seguridad e Higiene

Será responsabilidad del Contratista informarse sobre las normas vigentes.

El Contratista se obliga a acatar y hacer acatar todos los reglamentos que el Cliente tiene en vigencia sobre seguridad, así como las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes al respecto. En consecuencia, el contratista está obligado a proveer a los trabajadores, por su propia cuenta, el equipo y los implementos de Seguridad Industrial que le exija el Cliente y que sean necesarios para la naturaleza de las operaciones a realizar.

Para controlar su cumplimiento deberá someterse a cualquier inspección o investigación que fuese considerada necesaria por el supervisor ejecutante del Cliente.

El Contratista tendrá la entera responsabilidad por los accidentes de trabajo en la operación. A tal fin la empresa contratista asegurará al personal que trabaje en el desarrollo de las tareas. Previo a la iniciación de los trabajos y en cualquier otra oportunidad que le fuese requerida, se deberá presentar, al supervisor ejecutante del Cliente, la afiliación a una aseguradora de riesgo de trabajo, o la autorización para auto-asegurarse otorgada por la Administración responsable.

4.2 Presentación de resultados de inspección

4.2.1 Contenido mínimo de informes de inspección

La presentación de los resultados de inspección varía entre proveedores del servicio, para asegurar que estos sean comparables y sean susceptibles de análisis se sugiere que como mínimo se consideren los siguientes contenidos:

- *Contenido General*
 - Información de la tubería y del producto.
 - Preparación y estado del ducto antes de la inspección.
 - Protocolo y variables de calibración.
 - Información de la inspección, responsables, y calidad de la información recolectada.
 - Registro de variables de inspección (velocidad de inspección, voltaje de baterías, registro de eventos, etc.)
 - Listado de puntos de control y corrección (AGM, Soldaduras, información previa, etc.)
- *Contenido específico en función del tipo de inspección.*
 - Descripción de la tecnología empleada en la inspección, característica y limitaciones.
 - Criterios de reporte y exclusión.
 - Resumen de resultados en función a los criterios de reporte.
 - Detalle de resultados o eventos, descripción de la codificación empleada (si aplica)
 - Listado de accesorios detectados.

Se recomienda que la entrega de resultados se realice de forma redundante en formato físico y acompañado de versión digital, salvo que se establezca otra medida para asegurar la integridad de la información.

4.3 Requisitos de software y archivos

Teniendo en cuenta el volumen de información recolectado durante la inspección de ductos, es indispensable emplear herramientas tecnológicas que faciliten la gestión, presentación y análisis de los datos recolectados. A continuación, se sugieren algunas características mínimas con las que deberían contar los programas empleados para tal fin.

4.3.1 Consideraciones aplicables a licencias, gestión de bases de datos y transferencia de archivos

4.3.1.1 Licencias

Es recomendable que el software proporcionado por el contratista de inspección cuente con una licencia que permita su uso continuado de forma indefinida; o en su defecto, por un periodo mínimo de **cinco años** (o el tiempo indicado por el Cliente) desde la entrega de la información de inspección, lo que permite asegurar el cumplimiento de la normativa de referencia.

4.3.1.2 Bases de datos

Debido a que los datos recolectados por la herramienta ILI son susceptibles de análisis y comparación a lo largo de la vida de los ductos, es recomendable que se mantengan copias en formatos que aseguren su compatibilidad e inter-operatividad sin importar el contratista de inspección con el que se trabaje.

4.3.1.3 Transferencias de archivos

Cuando se empleen protocolos de gestión y compresión, para facilitar la transferencia de archivos, se deben emplear protocolos de código abierto y multiplataforma. No se recomienda el uso de protocolos propietarios a menos que se considere que la información es sensible y estratégica.

4.3.2 Requisitos mínimos de software para presentación de resultados de inspección

Por software para presentación de resultados de inspección entiéndase el destinado a proporcionar información detallada y adicional a la presentada en el informe de inspección. Entre los requisitos mínimos del software para la presentación de resultados se deben tener en cuenta los siguientes:

- Ubicación: mostrar información suficiente para ubicar los datos recolectados durante la inspección en función del odómetro correlativo y/o juntas asociadas, posición horaria.
- Gráficas que permitan representar los datos recolectados por la herramienta de inspección (gráficas X-Y, Diagramas de calor, gráficas de dispersión, etc.)

4.3.3 Requisitos mínimos de software para análisis de datos

Como mínimo, el software destinado al análisis de datos debe ser capaz de comparar datos de diferentes inspecciones y diferentes proveedores. Para tal fin, éste debe ser capaz de correlacionar y alinear datos, ya sea empleando el odómetro correlativo, la información de juntas o la posición horaria.

Debe ser capaz de superponer o representar en forma paralela la información de diferentes inspecciones, información de otras herramientas (MFL, INS, DEF, etc.), así como otras variables recolectadas durante la inspección (velocidad de herramienta, voltaje de baterías) y otras calculadas en gabinete (presión de línea, densidad de fluido, etc.) y otros eventos registrados.

Se valora la posibilidad de integrar y visualizar datos como material, espesor, data *As-Built*, entre otros, y la posibilidad de mostrar la ubicación de los datos a través de un mapa.

4.4 Aseguramiento de la calidad y validaciones en campo

El proceso ILI es un proceso complejo, que necesita tener ciertos mecanismos de control y validación que permitan asegurar que los resultados tienen la calidad requerida. La calidad del proceso está

vinculada a cada una de las etapas: contratación (correctas especificaciones), inspección (calibración de la herramienta, preparación, mantenimiento, limpieza de ducto) y validación de la información en campo (requerimientos proveedor). Sin estos, los resultados obtenidos pueden ser deficientes y de un alto costo económico para la organización.

API STD 1163 es un estándar que proporciona a la industria un medio consistente para validar, usar y verificar el servicio ILI, incluyendo personas, procedimientos, operaciones y equipos, relacionados a la calidad del servicio, la exactitud y la presentación de informes.

4.4.1 Plan de aseguramiento de la calidad

La calidad es un elemento importante en todo proceso que consta de la ejecución de distintas tareas, como es el caso del envío de una herramienta instrumentada. Se deberá planificar cada una de ellas y prever un proceso de medición de las mismas, que permita ajustar cualquier desvío del proceso con el fin de asegurar un proceso de calidad.

El plan de aseguramiento de la calidad debe incluir todo el proceso de ILI, desde la contratación hasta la entrega de información con la documentación final aceptada por el Operador o dueño del ducto.

El contratista debe tener un sistema de gestión de calidad de acuerdo con la norma ISO 9001-2015 o similar, con su respectivo plan de calidad y el anexo de calidad para el proyecto de inspección. El Contratista debe hacer el control de calidad (QC) de todas las actividades que ejecuta y debe asegurar la calidad del mismo (QA). El operador o dueño del ducto está en la autonomía de hacer el aseguramiento de la calidad de los trabajos realizados por el Contratista, de acuerdo con su sistema de gestión de calidad.

Por lo anterior se debe tener en cuenta el control y aseguramiento de calidad en cada una de las siguientes etapas:

4.4.1.1 Contratación

Es importante hacer una búsqueda de proveedores y tener en cuenta sus resultados en otras compañías.

Se recomienda tener un buen esquema de “Calificación de los Proveedores”. Primero se realiza una “Calificación Técnica” que incluye: plan de ejecución del servicio; procedimientos; carta Gantt; organización operativa y administrativa; sensibilidad de las herramientas; experiencia en servicios similares; experiencia del personal; aseguramiento de calidad; política y sistema de calidad de la empresa prestadora del servicio y sus respectivos % de peso en función de la importancia que la Empresa Matriz quiera otorgar.

El pliego técnico, con las especificaciones técnicas, deben definir de forma clara y precisa qué es lo que se necesita para la inspección ILI y cuál será el proceso por el cual se asegurará el cumplimiento de los mismos.

Para el caso de desvíos, los documentos deben contener cómo se procederá en cada caso. Por ejemplo: falta de magnetización, velocidades fuera de rango, sensores, etc. En el Pipeline Operators Forum (POF), por ejemplo, se puede encontrar cuáles son los parámetros de rechazo para las inspecciones. En estos casos se deben manejar y documentar los controles de cambios requeridos de acuerdo al sistema de gestión de calidad.

Antes de contratar personal con conocimiento técnico, se deberán evaluar los puntos requeridos en las especificaciones y, en caso de desvío, puede descalificarse técnicamente o pedir corrección, de tal forma que queden para contratar las mejores opciones.

4.4.1.2 Inspección ILI

4.4.1.2.1 Preparación

Es necesario tener un conocimiento amplio y preciso de las instalaciones y de los ductos, para suministrar la información correcta al proveedor de inspección ILI. Las variables críticas pueden ser: espesores, MAOP, calidad del material de la tubería, diámetros (multi-diámetro), dimensiones de lanzadora y receptora, dimensiones de instalaciones, válvulas T (tipo y si son paso total o no), curvas (se miden en diámetros), wyes (Y o derivaciones del ducto) - si existen deben ser inspeccionadas al momento de la corrida de la herramienta ILI-, T con protecciones (T con apertura > 60% del diámetro de la tubería principal, deben ser protegidas), longitudes de los tramos (baterías), e informar las anomalías que se requieren identificar en el ducto, frecuencia de limpieza, entre otros.

La preparación de la inspección ILI comprende tareas importantes, tanto para el Cliente como para el Contratista. El Cliente debe conocer sus instalaciones y tener claro el estado de la misma, entregando una línea apta para la inspección ILI y con el grado de limpieza requerido por el Contratista. Este depende de cada proveedor y deberá ser analizado antes de hacer cualquier inspección, dejando en claro y por escrito cual es el grado de limpieza con parámetros medibles (Por ejemplo, 5 kg parafina, 0 kg parafina) ya que puede perjudicar la calidad de lectura y de información arrojada por la herramienta instrumentada. En caso de desconocer alguno de estos puntos, se debe avisar al proveedor y acordar la mejor opción. Otro punto importante previo a la ejecución es tener analizado el terreno donde se ubica la traza de los ductos: accesibilidad (zonas montañosas, selvas); permisos con superficiarios/tenientes; estado de los caminos de acceso siguiendo el ducto; todo lo relacionado con la necesidad de hacer seguimiento de la herramienta instrumentada.

El proveedor debe hacer la calibración y mantenimiento de sus herramientas previamente a cada lanzamiento, dejando la herramienta en condiciones para la inspección, y en caso de ser requerido debe proveer colocar los marcadores superficiales. Es responsabilidad del proveedor informar que el

ducto está apto para ser inspeccionado con la herramienta instrumentada, deberá realizar inspecciones previas para la “Calibración de la línea”, entendiéndose que esta actividad corresponde a la corrida de una herramienta compuesta de una placa calibrada y corresponde a la etapa previa del proceso de inspección ILI, actividad que forma parte del proceso y no tiene costo adicional, como también lo es el proceso de seguimiento de la herramienta sobre el derecho de vía (DDV), mientras dura la inspección.

4.4.1.2.2 Ejecución de la inspección ILI:

Previo a la ejecución se deben tener en cuenta los procesos de transporte de la herramienta instrumentada, el espacio para maniobrar dentro de las instalaciones, la maquinaria para el manejo de cargas dentro de la instalación, y la presencia de personal calificado para las maniobras. Las herramientas suelen tener un peso importante por lo que es habitual el uso de hidro-grúas.

En términos de calidad, el Contratista debe presentar los certificados de calibración requeridos, antes y una vez finalizada la inspección, de acuerdo con las inspecciones y pruebas realizadas (ITP – plan de inspección y pruebas) de la herramienta instrumentada con la que se ejecutará la inspección ILI.

4.4.1.3 Validación de la información: preparación de informes preliminares, finales y formatos

Es importante pedirle al proveedor del servicio de inspección ILI que presente un cronograma de entrega de informes. Cada proveedor de servicio tiene un tipo de informe específico, cuyos datos básicos están estandarizados dentro de API STD 1163.

En el caso de contar con una base de datos, es importante pedirle al proveedor que la documentación técnica que incluya en el informe final esté en un formato que permita migrar fácilmente los datos a la base de datos.

4.4.1.3.1 Informe de indicaciones críticas:

Es un informe que NO está normalmente dentro de los servicios de inspecciones ILI, es un análisis rápido de la inspección que arroja como resultado todas las indicaciones de pérdida de metal mayor al 80% del espesor de la pared.

4.4.1.3.2 Informe preliminar

El informe preliminar detalla las variables críticas de la inspección, como velocidad, temperatura, magnetización y el listado de las indicaciones más críticas que se encontraron en el ducto, es importante acotar el número de anomalías a informar, de forma que permita acortar los tiempos de análisis.

Del informe preliminar se seleccionan los puntos para la posterior validación de los resultados de la inspección ILI. En caso de desvíos no aceptados según la especificación de la herramienta, se informa al proveedor quien debe corregir los desvíos para la entrega del informe final.

4.4.1.3.3 Informe Final

Los informes finales cuentan con toda la información de la corrida de inspección ILI. Es recomendable hacer un chequeo general de los datos entregados: muchas veces suelen aparecer indicaciones críticas no reportadas en los informes previos. Para poder tener un seguimiento en sucesivas inspecciones, es habitual pedirle al proveedor que mantenga los números de los ductos/soldaduras que tenga, respecto a inspecciones previas. Esta información debe ser facilitada al comienzo del servicio o cuando el proveedor del servicio lo requiera.

Dentro del informe final se incluyen gráficos que permiten visualizar rápidamente la situación del ducto, detectando rápidamente donde están las secciones más comprometidas. Esto permitirá planificar y programar reparaciones futuras. También encontramos los métodos de evaluación de anomalías (ASME B31G), el cálculo del factor de reparación (fórmula) y la regla de interacción de anomalías, que son aspectos de vital importancia a la hora de comparar resultado entre inspecciones y las futuras reparaciones en campo, todos estos parámetros deben ser definidos previamente en la documentación técnica.

4.4.2 Verificaciones en campo

Durante la validación en campo se compara lo informado por la inspección ILI, desde distancias a puntos de referencia, longitud del ducto e información de las anomalías, como ubicación, posición, dimensión y profundidad.

Es importante acordar con el proveedor la asistencia al campo de un representante de la firma para hacer la verificación conjunta de la información arrojada por la inspección ILI. En caso de no presenciarla no se debe dar lugar a reclamos de lo realizado en la verificación.

Para el caso particular de Herramienta de UT para defectos planos (ver párrafo 5.2.3), será obligatoria la participación del proveedor en las verificaciones de la herramienta.

Si durante la verificación en campo surgieran diferencias entre los informes suministrados por el proveedor y lo relevado en campo (localización de fallas, grado de severidad, tamaño, etc.), que generen el no cumplimiento de las especificaciones técnicas, o dudas con respecto a la calidad de la inspección ILI, no se aprobará la corrida de inspección ILI, debiendo el proveedor a su costo y riesgo, reanalizar la información o incluso, si con esto no se soluciona, realizar una nueva corrida de inspección a su costo y riesgo.

La normativa vigente API STD 1163 Apéndice E provee una metodología de validación que tiene 3 tipos de evaluaciones, donde cada una requiere más nivel de conocimiento y detalle de la información a recolectar.

4.5 Entrenamiento y capacitación

4.5.1 Del Contratista

El personal que opera y manipula los sistemas de ILI, analiza y reporta los resultados de inspección debe estar calificado y certificado de acuerdo a ANSI/ASNT-ILI-PQ-2005 (o su versión más reciente).

A menos que el Cliente especifique lo contrario, el personal clave debe cumplir como mínimo las siguientes calificaciones:

- *Líder durante las actividades de inspección ILI de campo*: Nivel II Operador de Herramienta para la tecnología aplicable.
- *Líder de análisis de datos y reporte*: Nivel II de Analista de Datos para la tecnología aplicable.
- *Revisión del Reporte Final del Cliente*: Nivel III de Analista de Datos para la tecnología aplicable. La revisión debe incluir, pero no limitarse a, una verificación del análisis de la data y los resultados reportados.

Una descripción de las calificaciones del personal que participará en la inspección ILI en campo, los analistas de datos y revisores del reporte final, debe ser enviada al Cliente. Dicha documentación será auditable.

4.5.2 Del Operador

Es recomendable que el Contratista capacite al Cliente en la interpretación de los resultados de inspección y la utilización del software de visualización de los datos de la inspección ILI.

4.5.3 Riesgos/incidentes potenciales

Antes de iniciar la inspección ILI se debe realizar un análisis de riesgos para identificar los peligros o amenazas que pueden causar incidentes de seguridad industrial en la ejecución de la actividad.

4.5.4 Medidas preventivas/acciones correctivas

Una vez realizado el análisis de riesgo e identificados los peligros, se debe presentar un plan de acción preventivo y/o correctivo, con las actividades, fechas, responsables y recursos requeridos para su posterior monitoreo, seguimiento y control; de tal forma que se puedan generar las alarmas necesarias para evitar la materialización del riesgo.

4.6 Medida y forma de pago

Se recomienda elegir una forma de pago de las Inspecciones: este puede ser a Suma Alzada o Precios Unitarios a los servicios específicos tales como Estudio de Integridad, Upgrade, etc., dependiendo siempre que la recolección de la información cumpla con el máximo solicitado.

Es importante tener presente, con el propósito de evitar pagos excesivos por Stand-By, indicar en las Especificaciones Técnicas que la movilización de las Herramientas de Inspección deben ser solicitadas por escrito por la Empresa Matriz o Mandante.

5 HERRAMIENTAS DE INSPECCIÓN ILI

Las inspecciones en línea (ILI) se utilizan ampliamente para garantizar una operación segura de las tuberías. La inspección en línea proporciona datos confiables de una manera económica. Esta metodología es ampliamente utilizada y aceptada para recopilar información precisa y confiable sobre el estado de integridad mecánico de las tuberías. Utilizando herramientas altamente especializadas, la inspección instrumentada en línea puede detectar y dimensionar amenazas como corrosión, agrietamiento, deformación de diámetro (abolladuras, arrugas, etc.), deformación por curvado o movimiento del ducto (relación ducto-suelo). Incluso se pueden identificar combinaciones de anomalías.

Los Operadores de ductos deben garantizar una operación segura de las tuberías durante toda la vida útil de los activos. Dependiendo del área geográfica, el país y el Operador, pueden aplicarse diferentes condiciones legales para una operación segura.

5.1 Tipo de herramientas de Inspección ILI

Existen muchos métodos para evaluar la integridad de un ducto. Uno de ellos es la inspección en línea con herramientas instrumentadas, las cuales son construidas para viajar en el interior de un ducto y recoger datos a medida que se desplazan.

Se puede clasificar las herramientas de inspección ILI por el tipo de tecnología utilizada.

5.2 Características de las herramientas de inspección ILI

5.2.1 Medición de Diámetro (Geometría)

Las herramientas de medición de geometría ayudan a conocer las dimensiones de las anomalías como son: longitud, ancho y profundidad, así como también ovalidades, reducciones de diámetro y radios de curvatura.

Una herramienta geométrica mide continuamente el diámetro interno del ducto a través de una serie de sensores que están montados en unos brazos mecánicos, cargados por resortes para mantenerlos en contacto con la pared del ducto y están distribuidos uniformemente en la dirección circunferencial. La posición angular de cada palanca se registra en la memoria interna varias veces por segundo. A medida que la herramienta se mueve a través de un ducto, se detectan y registran todos los movimientos de los sensores radiales. Cualquier variación en la superficie interna del ducto es registrada. Esta información se transfiere a un dispositivo de almacenamiento externo para su posterior procesamiento e interpretación. Los odómetros generan datos de distancia que se recopilan y almacenan continuamente con los datos de medición de los sensores radiales.

También pueden detectar y localizar generalmente válvulas de línea principal y accesorios. Al igual que con todas las herramientas de inspección ILI, estas herramientas tienen límites en su uso y en la extensión de los resultados obtenidos que deben evaluarse caso por caso.

Los datos de alta resolución producidos por estas herramientas son útiles para los cálculos de deformación de abolladuras, los cuales ayudan a determinar la gravedad de las anomalías más allá de la profundidad de abolladura. Las deformaciones en tuberías tales como abolladuras y arrugas causan concentraciones de tensión y pueden fallar por fatiga.

5.2.2 Pérdida de Flujo Magnético

Las herramientas de inspección de Pérdida de Flujo Magnético (o Fuga de Campo Magnético) aplican un campo magnético a la pared del ducto hasta el punto de saturación magnética del material del ducto (acero), mediante el uso de grandes imanes permanentes. Las anomalías en la pared del ducto, tales como picaduras de corrosión, dan como resultado pérdida de flujo magnético cerca de la superficie del ducto. Estas fugas de flujo son detectadas por sensores tipo *Hall* o bobinas de inducción que se mueven con el detector de Pérdida de Flujo Magnético.

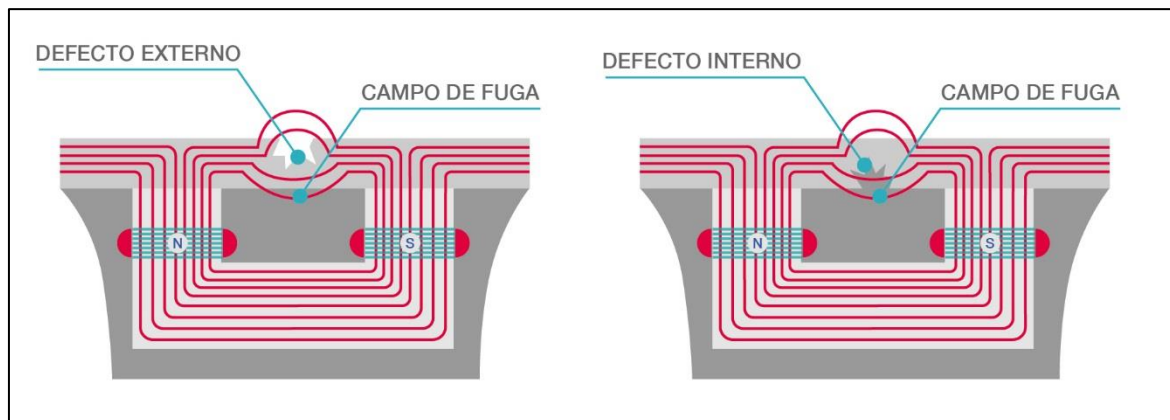


Figura 5-1. Principio de Pérdida de Flujo Magnético

Fuente: ROSEN GROUP (<https://www.rosen-group.com/global/company/explore/we-can/technologies/measurement/mfl.html>)

Después de una corrida de inspección ILI, los datos son interpretados y se preparan para el análisis. Miles de anomalías deben entonces ser clasificadas en las siguientes categorías de defectos: corrosión externa, corrosión interna, grietas o defectos de materiales.

Para cada defecto, el revisor aplica rutinariamente un estándar de la industria para evaluar la resistencia restante del ducto. Dos estándares dominan en la industria: los algoritmos de evaluación del ASME B31G y el enfoque mejorado, llamado Área Efectiva, elaborado por el Pipeline Research Council International (PRCI). La mayoría de los operadores se basa actualmente en ASME B31G, ASME

B31G modificado o Área Efectiva para identificar los defectos críticos (diferenciados como un defecto que no permite la operación hasta la presión máxima de operación actual). Una vez definido el estándar a utilizar se deben clasificar las anomalías reportadas con base en la criticidad de las mismas.

Esta tecnología dimensiona las anomalías de manera indirecta: en función a la perturbación del campo magnético se obtienen las dimensiones y tipo de anomalía. Las herramientas se pueden dividir en: Magnetic Flux Leakage (MFL), Transverse Field Inspection (TFI) o Spiral Magnetic Flux Leakage (SMFL).

5.2.2.1 Herramientas MFL

Las herramientas MFL tradicionales magnetizan la tubería en la dirección axial y pueden detectar pérdidas generales de metal y características circunferenciales, pero no detectan de manera confiable las características orientadas axialmente.

La herramienta MFL de alta resolución está diseñada para identificar y caracterizar:

- Pérdida de metal en superficie externa o interna.
- Grandes grietas circunferenciales abiertas (volumétricas).
- Corrosión general, picaduras y ranuras.
- Corrosión en o cerca de la soldadura circunferencial.
- Defectos de construcción dentro de la soldadura circunferencial.
- Superficie laminada o laminado inclinado.

5.2.2.2 Herramientas TFI

Para abordar las características orientadas axialmente, se desarrollaron herramientas de inspección de flujo transversal que se magnetizan en la dirección circunferencial.

La herramienta TFI de alta resolución está diseñada para identificar y caracterizar:

- Pérdida de metal en superficie externa o interna.
- Superficie laminada o laminado inclinado.
- Corrosión general, picaduras y ranuras.
- Corrosión Externa Axial Estrecha (NAEC - *Narrow Axial External Corrosion*).
- Grietas en soldaduras de costura longitudinal.
- Hendiduras axiales en abolladuras.
- Grandes grietas individuales o anomalías de tipo fisura (*cracklike*).
- Detección de posición de soldadura longitudinal.

5.2.2.3 Herramienta SMFL

La herramienta SMFL (o Spiral MFL) combina las capacidades de la herramienta TFI estándar con las de un sistema MFL axial convencional, lo que permite detectar y caracterizar una gama mucho más amplia de anomalías en la tubería.

5.2.3 Ultrasonido (UT)

Esta metodología utilizada para inspeccionar ductos utiliza una medición directa, por lo que es una de las más precisas y confiables del mercado. El inconveniente de correr estas herramientas en general es que requieren un nivel de limpieza bastante alto, para correr estas herramientas es necesario que exista un acoplante entre el sensor y la tubería, en oleoductos o poliductos no se tiene inconveniente dado que el mismo producto actúa como acoplante, pero en gasoductos al ser un medio seco, se requiere realizar la corrida con la ayuda de un bache de líquido monofásico, el cual permite cerrar el circuito.

Otra característica de las herramientas UT es que se desplazan a velocidades menores, para obtener una buena calidad de datos la velocidad promedio debe estar cerca de 1 m/s. Por este motivo, a veces se requiere restringir el caudal o utilizar unidades de control de velocidad.

5.2.3.1 UT Pérdida de Metal

“Los transductores piezoeléctricos son montados en una herramienta instrumentada, en la mayoría de los casos dentro de un porta sensor especial. Se utilizan para medir el espesor de la pared del ducto. Se puede detectar y medir variaciones en el espesor de la pared, principalmente causadas por la corrosión. Para la medición de espesor de pared, los sensores deben estar dispuestos perpendicularmente a la pared.

El transductor opera en un modo de pulso-eco: un transductor emite y recibe la señal. Una cantidad suficiente de sensores cubre la circunferencia completa de 360° del ducto. El transductor emite un pulso corto de energía ultrasónica que se refleja en la pared interna del ducto. Una porción de la señal ingresa a la pared del ducto y se refleja en la pared posterior. La electrónica de la herramienta ultrasónica mide el tiempo de vuelo: como la velocidad del sonido en el producto (agua, petróleo, etc.), y la velocidad en el acero son conocidas, la distancia desde el sensor a la pared interna (separación o Stand-Off SO) y el espesor de la pared (Wall Thickness WT) se pueden calcular. La diferenciación entre los defectos internos y externos se puede hacer a través de la señal de Stand-Off (SO): si el espesor de la pared varía y la separación permanece constante, la falla es externa; si la separación varía con el grosor de la pared, la falla es interna. Además, se pueden detectar laminaciones e inclusiones”. Fuente: NDT Global (<https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-corrosion-inspection-technology>)

Este método es una medición directa, es independiente del grosor de la pared y funciona con idéntica precisión en ductos con paredes delgadas o gruesas.

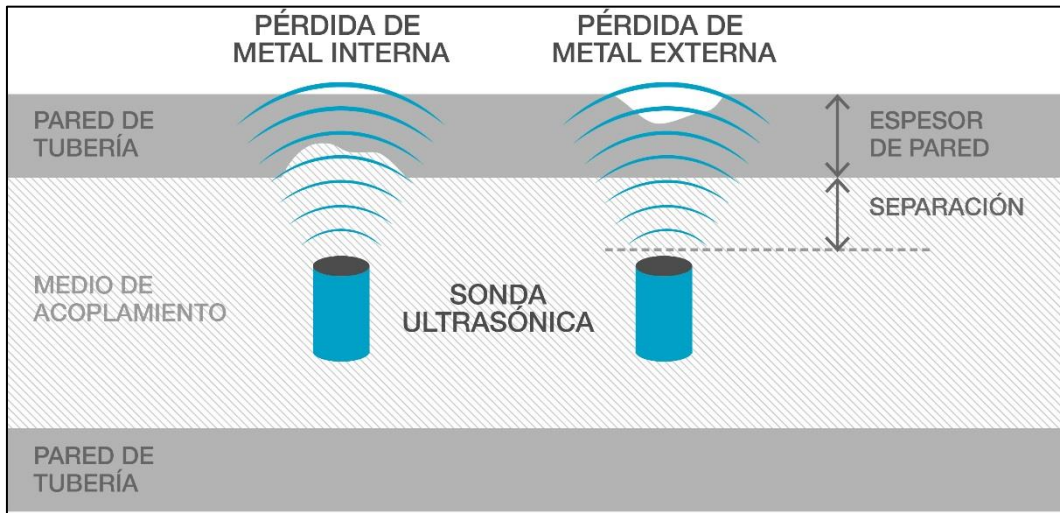


Figura 5-2. Principio de Funcionamiento de Inspección de Pérdida de Metal

Fuente: NDT Global (<https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-corrosion-inspection-technology>)

5.2.3.2 UT Grietas

En tuberías, las grietas, normalmente se encuentran a lo largo de la soldadura longitudinal y están orientadas axialmente, debido a la tensión circunferencial. Sin embargo, en las áreas de soldadura circunferencial, pueden aparecer grietas orientadas circunferencialmente. Otra ocasión para este tipo de grietas puede ser altas tensiones de flexión que pueden ser causadas por geo-riesgos y el movimiento de la tubería.

Las herramientas ultrasónicas para la detección de grietas contienen transductores orientados en un ángulo de 45° con la superficie de la tubería. Esto asegura que las ondas de corte ultrasónicas se propaguen con una trayectoria de 45° a través de la pared. Las grietas internas y externas reflejan la energía. El cálculo de la ubicación de la grieta se realiza con el tiempo de vuelo: la profundidad de la grieta se determina dependiendo de la amplitud de la señal en relación con la amplitud de saturación de un reflector de referencia.

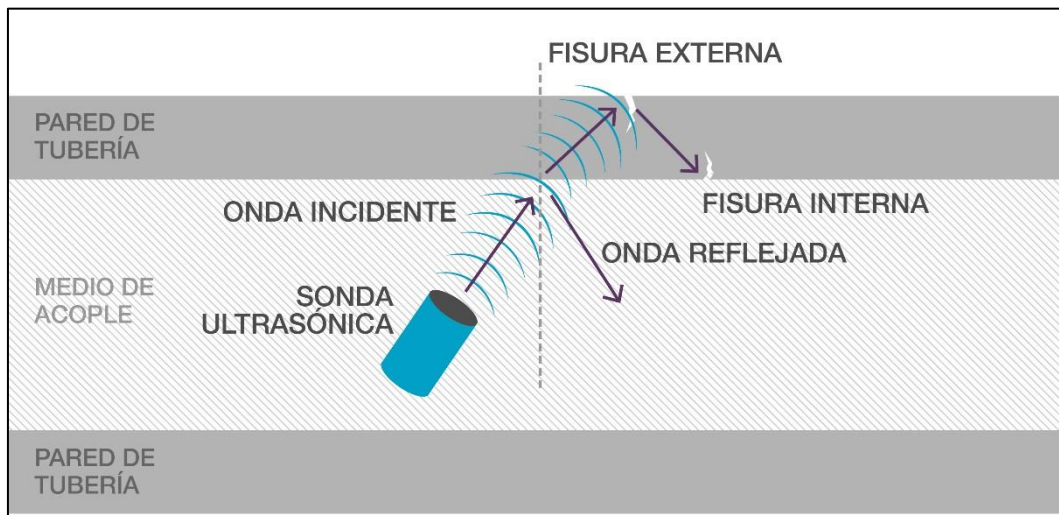


Figura 5-3. Inspección de Fisuras

Fuente: NDT Global (<https://www.ndt-global.com/about/our-technology/ut-crack>)

5.2.4 Electro-Magnetic Acoustic Transducer (EMAT)

Fuente: INNERSPEC (<https://www.innerspec.com/knowledge/emat-technology/>)

“EMAT o Transductor Acústico Electro-Magnético es una prueba ultrasónica que genera el sonido en la parte inspeccionada (pared del ducto) en lugar del transductor.

Una herramienta EMAT induce ondas ultrasónicas en un objeto con dos campos magnéticos que interactúan. Un campo de frecuencia relativamente alta (RF) generado por bobinas eléctricas interactúa con un campo de baja frecuencia o estático generado por imanes para generar una fuerza de Lorentz de manera similar a un motor eléctrico.

Esta perturbación se transfiere a la retícula del material, produciendo una onda elástica. En un proceso recíproco, la interacción de ondas elásticas en presencia de un campo magnético induce corrientes en el circuito de la bobina receptora EMAT.

Para los conductores ferromagnéticos, la magnetostricción produce tensiones adicionales que aumentan las señales a niveles mucho más altos que las que podría obtenerse solo con la fuerza de Lorentz. Se pueden generar varios tipos de ondas usando diferentes combinaciones de bobinas e imanes de RF.”

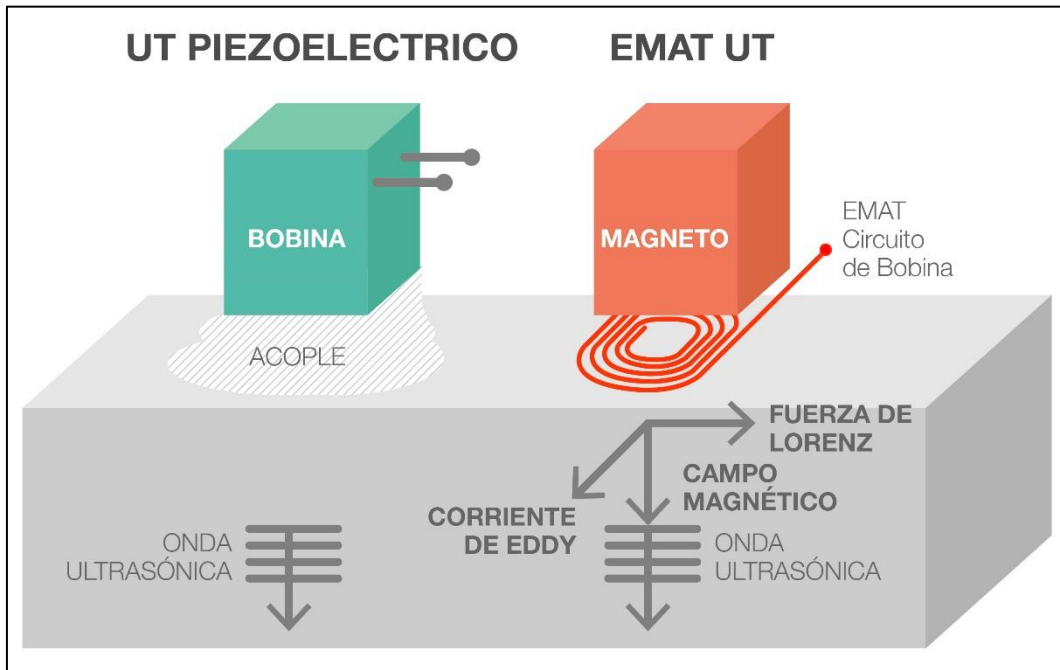


Figura 5-4. Comparación de tecnología UT.

Fuente: INNERSPEC.

“Debido a que el sonido se genera directamente en la pared del ducto a inspeccionar, la metodología EMAT tiene las siguientes ventajas sobre los transductores piezoeléctricos más convencionales:

- *Inspección seca.*
No requiere medio de acoplamiento para transmitir sonido, lo que lo hace muy adecuado para la inspección de gasoductos.
- *Insensibilidad a las condiciones de la superficie.*
Puede inspeccionar los recubrimientos y no se ve afectado por contaminantes, oxidación o rugosidad.
- *Colocación más fácil de los sensores.*
Al no necesitar cuñas o acoplamiento, la ley de refracción de Snell no aplica, y el ángulo del sensor no afecta la dirección de propagación. Esto hace que los transductores EMAT sean más fáciles de controlar e instalar.
- *Posibilidad de generar ondas SH*
Es el único medio práctico para generar ondas de corte con polarización horizontal (ondas SH) sin alta presión mecánica o acoplamientos de baja densidad que impiden el escaneo de la pieza.
- *Selectividad de modo.*
La construcción del tipo de antena de la bobina EMAT combinada con una excitación de ciclos múltiples proporciona una gran especificidad en el dominio de frecuencia. Por lo tanto, se

puede seleccionar con precisión el modo de onda de interés, que es de gran importancia para la generación e interpretación de ondas guiadas.”

5.2.5 Mapeo inercial

Las herramientas de mapeo inercial ayudan a conocer el trazado de los ductos. Para esto se sirven de un conjunto de sensores que registran la dirección en la que se está moviendo la herramienta, la distancia recorrida y las soldaduras circunferenciales por las que pasa. Esta información es procesada y rectificada con puntos georreferenciados obteniendo una representación bastante exacta del recorrido de los ductos.

Típicamente una herramienta inercial está compuesta de:

- *Módulo de alimentación:*
Es el encargado de proveer energía a los sistemas electrónicos. La cantidad de módulos de alimentación necesarios es determinada por el tiempo de duración de la inspección, pudiendo adicionarse o retirarse en función de las necesidades del ducto a inspeccionar.
- *Módulo de grabación:*
Es el encargado de almacenar los datos recolectados por la unidad de navegación inercial (IMU), de los odómetros y de los sensores de soldaduras.
- *Módulo de sensores*
Es el encargado de registrar la orientación de la herramienta, la distancia que recorre y de registrar las soldaduras circunferenciales por las que pasa la herramienta.

Para registrar su orientación, la herramienta se sirve de una unidad de navegación inercial o IMU por sus siglas en inglés (*Inertial Measurement Unit*). La IMU emplea acelerómetros y giróscopos de tres ejes para registrar con frecuencias superiores a 100Hz las variaciones de giro y aceleración de la herramienta. El procesamiento de estos datos por algoritmos de reducción de ruido, filtros de paso alto y bajo, filtros Kalman, etc. reproduce la orientación global de la herramienta (*yaw, pitch, roll*).

Los odómetros son ruedas metálicas que viajan en contacto con la pared y registran el desplazamiento y datos de velocidad de la herramienta. Una herramienta típicamente lleva 2 odómetros o más dependiendo del diámetro del ducto.

Los sensores de soldadura registran, mediante sensores de contacto o de efecto *Hall*, las soldaduras por las que pasa la herramienta, que unidas a datos *As-Built*, sirven para rectificar las mediciones realizadas por los odómetros.

Todos estos datos son almacenados en el módulo de grabación para luego ser procesados y estudiados en gabinete.

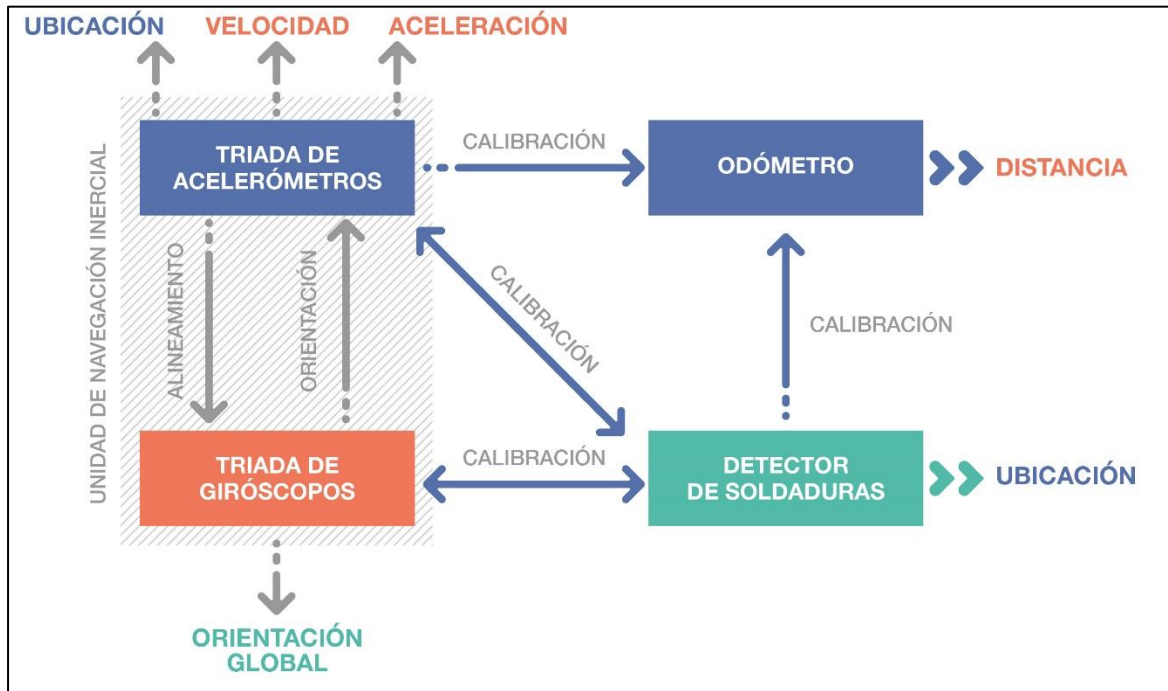


Figura 5-5. Esquema de módulo de sensores para mapeo inercial

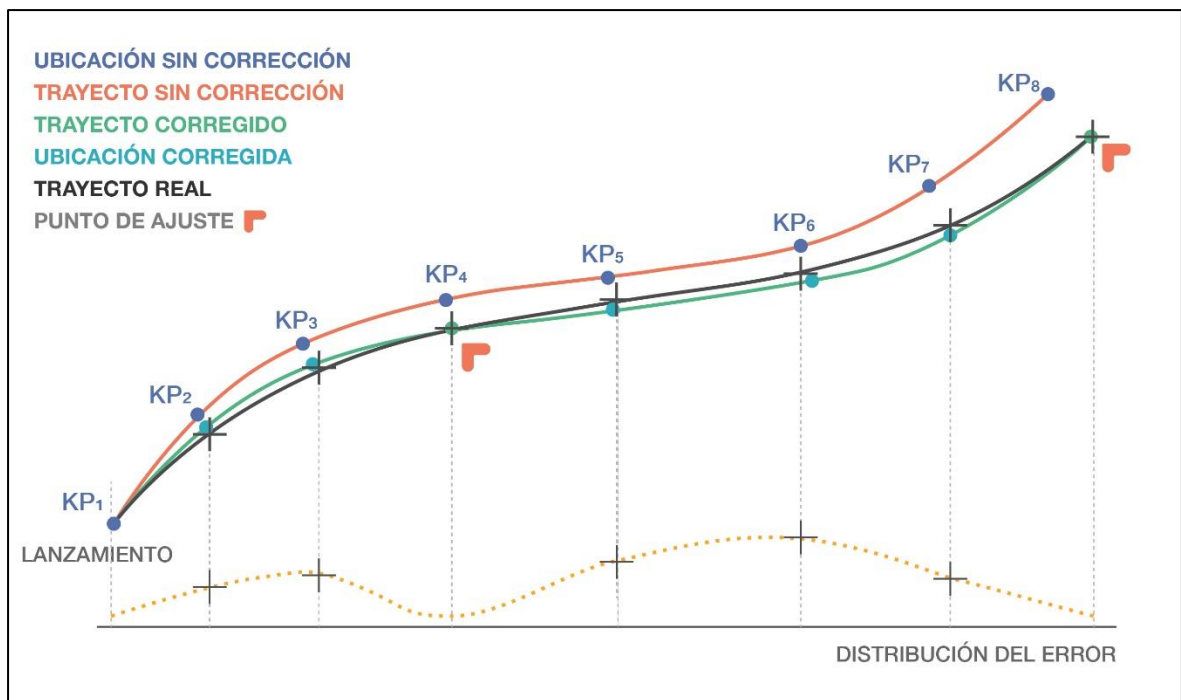


Figura 5-6. Esquema proceso de ajuste y escala de data inercial

5.2.5.1 Distribución y colocación de puntos de control o ajuste

Debido a que el error se incrementa en forma proporcional a la distancia con los puntos de ajuste o de control, es importante realizar una distribución que garantice que el error se mantenga dentro de límites tolerables.

Para esto se debe tener en cuenta que también parte del error se debe a los instrumentos y los procesos de reducción de ruido que se aplican durante el procesamiento de datos. Estos últimos están muy ligados a zonas con irregularidades que podrían producir vibración en la herramienta y zonas con muchas curvas.

Teniendo en cuenta esto, se recomienda reducir la distancia entre los puntos de control en zonas con soldaduras desalineadas, corrosión interior o sectores con muchas curvas. Es recomendable también establecer como puntos de ajuste, aquellas zonas estables, previas a tramos con desplazamiento de ducto.

5.2.5.2 Interpretación de resultados

Típicamente los resultados de una inspección inercial se entregan como indicaciones de deformación por flexión en el informe de inspección.

La herramienta inercial mide la deformación total por flexión que incluye el historial completo de deformaciones inducidas durante la fabricación, construcción y operación del ducto; las fuerzas a las que está sujeto el ducto pueden ocasionar deformaciones. Para esto, la herramienta mide la curvatura en el centro del ducto con todas sus imperfecciones, incluyendo soldaduras desalineadas y transiciones en el espesor de pared. Para discriminar entre las curvas inducidas, curvas de campo y la deformación producida por fenómenos geotécnicos, se suelen emplear los siguientes criterios:

- La deformación por flexión en las curvas de campo está usualmente en el rango de 1% a 2%, está acotada a un sólo tubo y caracterizada por un cambio abrupto en la deformación en el comienzo y final de la curva.
- La deformación por flexión inducida durante la operación es en general de amplitud menor, aparece en más de un tubo y exhibe un cambio gradual sobre secciones de transición más largas.

Otro entregable típico de la inspección inercial son las coordenadas caño a caño de los ductos. Éstas se calculan con la data inercial relevada durante la inspección. Las coordenadas pueden ser entregadas en una tabla junta a junta, o como un *spline* para ser visualizados en algún software CAD.

5.2.6 Combinación de tecnologías

Las tecnologías individuales pueden ser eficaces al identificar simples características, pero tienen sus limitaciones. Actualmente las empresas que brindan el servicio de inspección instrumentada ofrecen el servicio de inspección con tecnologías combinadas. Al realizar este tipo de inspecciones se logra:

- Mejorar la caracterización y dimensionamiento para amenazas de integridad complejas y superar las limitaciones de las tecnologías individuales.
- Proporcionar claridad de anomalías, lo que se traduce en una mayor exactitud.
- Detectar y caracterizar de manera más efectiva las grietas y anomalías de pérdida de metal, ya sea de costura o cuerpo de tubería.
- Proporcionar una evaluación integral de daños mecánicos. Ofrece una base para la documentación de las propiedades de las tuberías in situ.

6 TIPOS DE ANOMALÍAS

El proveedor del servicio de ILI debe indicar las herramientas y tecnologías con las cuales puede asegurar la detección y el reporte de los diferentes tipos de anomalías, dentro de los parámetros indicados y para cada tipo descrito en esta especificación. En su propuesta tecnológica, podrá indicar si para la detección y reporte de dichas anomalías, requieren correr herramientas en combo. Asimismo, deberá indicar si con una sola tecnología puede detectar y dimensionar, de acuerdo con los requerimientos de esta especificación, más de un tipo de anomalía, o si requiere correr herramientas que impliquen varias tecnologías.

El

Anexo 1. Formato de Propuesta Tecnológica por Tipo de Anomalía o Inspección presenta las tecnologías aplicables para cada tipo de anomalía según la API RP 1160, Edición 2001.

Los principales tipos de anomalías a detectar a través de la inspección con herramienta instrumentada son los siguientes:

6.1 Distorsión de diámetro (o abolladura)

Las abolladuras pueden ser generadas por terceros durante la construcción u operación del ducto. La presencia de una abolladura en una tubería implica que la misma ha sufrido una deformación elástica y/o plástica. Al retirar el elemento causante de la deformación, la abolladura podrá retomar su forma original si la tubería sufrió una deformación elástica, pero si la deformación se encuentra en la zona plástica, la tubería quedará con una deformación permanente.

“La profundidad de una abolladura en una tubería cambia a medida que cambia la presión interna: una abolladura reduce su profundidad bajo presión interna creciente. El redondeo puede ser elástico (sin cambio permanente en la profundidad de la abolladura) o plástico (con reducción permanente en la profundidad de la abolladura). En función de los ciclos de la presión interna, una abolladura puede tener un comportamiento gradual de redondeo, hasta que se reduzca a una respuesta elástica. El comportamiento de retroceso y redondeo de una abolladura depende de la geometría de la tubería, las propiedades del material, si la tubería está presurizada o no, y de la forma de la abolladura.

Una abolladura causa una concentración local de tensión y una reducción local en el diámetro de la tubería. La profundidad de la abolladura es el factor más significativo que afecta la resistencia al estallido y la resistencia a la fatiga de una abolladura plana. El perfil de la abolladura no parece ser un parámetro crítico, siempre que la abolladura sea suave.

La distribución de estrés y tensión en una abolladura depende de la longitud y el ancho de la abolladura. El máximo estrés y tensión en una abolladura larga ocurre en la base de la abolladura, mientras que en una abolladura pequeña ocurre en los lados de la abolladura.

El estrés máximo en una abolladura larga es mayor que en una abolladura corta de la misma profundidad. En abolladuras largas, las grietas por fatiga tienen una orientación longitudinal y usualmente ocurren en el centro de la abolladura (pero a menudo ligeramente desplazado a un extremo), mientras que en las abolladuras cortas, el agrietamiento por fatiga generalmente ocurre alrededor de los lados de la abolladura.

Las abolladuras causadas por interferencia externa (abolladuras no forzadas) generalmente se limitan a la mitad superior de una tubería. Las abolladuras de roca (abolladuras forzadas) se encuentran en la parte inferior de una tubería. El modo de falla más probable de una abolladura forzada es por perforación, pero solo si el elemento de ataque es suficientemente duro y afilado, y la carga es alta.

Las abolladuras pueden estar asociadas con el daño del recubrimiento, y por lo tanto pueden ser sitios donde se inicie la corrosión o el agrietamiento medio ambiental.

La abolladura localizada en la soldadura de la tubería o la abolladura que es muy afilada puede conducir a graves consecuencias de fugas. La información sobre la gravedad del daño a una tubería debido a abolladuras es muy importante para la industria de la tubería. El defecto de abolladura son las deformaciones radiales de la pared de la tubería. En general, estas abolladuras se pueden medir con herramientas de inspección en línea denominadas herramientas de geometría (ver párrafo 5.2.1. Medición de Diámetro (Geometría)) que, equipadas con instrumentación y brazos mecánicos, pueden proporcionar datos sobre la deformación de la geometría de la pared de la tubería. Sin embargo, esta herramienta solo inspecciona el tamaño (longitud, profundidad y ancho) de la abolladura. Con el fin de evaluar el riesgo de la abolladura, se requiere un modelado complejo y calcular la tensión u otra información.

La importancia de las abolladuras en las tuberías se puede resumir como sigue:

- Las abolladuras planas no reducen significativamente la resistencia al estallido de la tubería.
- La vida a fatiga de la tubería que contiene una abolladura plana es menor que la vida a fatiga de la tubería circular simple.
- Las abolladuras planas forzadas no reducen significativamente la fuerza de estallido de la tubería.
- La vida a fatiga de una abolladura plana forzada es más larga que la de una abolladura plana no forzada de la misma profundidad.
- Las abolladuras torcidas tienen presiones muy bajas de estallido y tiempo corto de vida a fatiga.
- La resistencia al estallido y a la fatiga de una soldadura abollada, o de una abolladura que contiene un defecto como una hendidura, puede ser significativamente más baja que una abolladura simple equivalente.

Las abolladuras en una tubería también pueden presentar problemas operativos a pesar de que pueden no ser significativos en un sentido estructural. En consecuencia, cualquier abolladura que quede en una tubería debe ser revisada para asegurar que no reduzca significativamente el flujo u obstruya el paso de herramientas de limpieza o inspección.”

Fuente: The Effect of Dents in Pipelines – Guidance in the Pipeline Defect Assessment Manual (<http://penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/pdam-dents.pdf>).

6.1.1 Clasificación de abolladuras:

6.1.1.1 Abolladura plana

Se trata de una hendidura hacia adentro con forma geométrica simple sin otras anomalías o defectos asociados. En general, el elemento de ataque que las produce se mueve en dirección radial y no a lo largo de la superficie del ducto.

6.1.1.2 Abolladura aguda

Se trata de una hendidura estrecha y transversal hacia adentro del diámetro del ducto y tiene un radio de curvatura pequeño. También puede presentar abultamiento alrededor de su perímetro. Suelen ser provocadas por los equipos de construcción.

6.1.1.3 Abolladura con rasgos secundarios (“daño combinado”)

Se trata de una abolladura con ranuras, rayones o fisuras asociados (que se producen en el momento de la abolladura o se desarrollan después, por fatiga), una abolladura asociada con corrosión o una abolladura en una soldadura circunferencial o de costura.

6.1.1.4 Abolladura Restringida (forzada)

Es una abolladura que no puede volverse a redondear por la presencia permanente del elemento de ataque (por ejemplo, una abolladura por piedras).

6.1.1.5 Abolladura No Restringida (no forzada)

Consiste en una abolladura de la cual se ha extraído el elemento de ataque y puede volverse a redondear (debido a presión interna o remoción del suelo circundante o del elemento de ataque).

Las abolladuras producidas por daño mecánico se suelen encontrar en la parte superior del ducto entre las posiciones horarias hora 9 y hora 3, y pueden incluir daños asociados como estrías o fisuras. Las abolladuras por piedras suelen estar ubicadas en la parte inferior del ducto y contienen daño mecánico únicamente si el ducto ha sido friccionado contra las piedras.

6.1.1.6 Arrugas

Son deformaciones locales con abultamiento prominente o simetría hacia adentro. La norma API STD 1160 la define como una torcedura con una deformación con una amplitud mayor a 25 mm. La norma API STD 1163 considera como arruga a un abultamiento localizado suave en la parte externa de la pared con altura mayor a un espesor de la pared (t).

6.1.1.7 Ovalización

La ovalización se define como una desviación del tubo de su forma circular original y usualmente se debe a cargas que son aplicadas sobre los ductos. El grado de ovalización en un tubo se caracteriza por medio de sus dimensiones. De esta manera se define un parámetro W, que caracteriza el grado de apartamiento de la condición circular perfecta.

Se calcula de la siguiente manera:

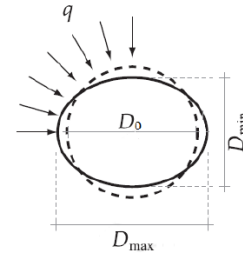
$$W = \frac{(D_{max} - D_{min})}{(D_{max} + D_{min})}$$

Donde:

W = Parámetro de ovalización

Dmax = diámetro exterior máximo

Dmin = diámetro exterior mínimo de la tubería



6.1.2 Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento

Se recomienda la inspección geométrica de alta resolución, que utilice tecnología de contacto directo con la pared, la cual deberá: localizar, dimensionar, determinar la orientación de las reducciones de diámetro, identificar cambios de espesor de pared, hendiduras, ovalizaciones y/o arrugas; como medio para determinar las reparaciones necesarias de línea a realizar de manera que el ducto este apto para el paso de una herramienta instrumentada.

En la siguiente tabla se presenta un ejemplo de las dimensiones mínimas para detección de abolladuras que presenta una empresa de inspección.

Característica	OD ["]	Exactitud (1)	Umbral de Detección	
Cambios de OD (2)		1.0 mm (0.04")	1.0 mm (0.04")	
Ovalizaciones (3)	Ovalidad	0.8 %	0.8 %	
	Longitud	15.0 mm (0.59")		
	Orientación	10°		
Abolladuras (4)	Profundidad	<10"	± 0.8%	1.0%
		10" - 16"	± 0.6%	0.8%
		18" - 28"	± 0.5%	0.5%
		30" - 38"	± 0.3%	0.3%
		40" - 48"	± 0.2%	0.2%
	Longitud		± 12.5 mm (±0.50")	
	Ancho		± 25.4 mm (±1.00")	
	Orientación		15°	
Roof topping	Profundidad		± 1.0 mm (± 0.04")	1.0 mm (0.04")
Expansiones de tuberías	Profundidad		± 2.0 mm (± 0.08")	2.0 mm (0.08")
(1) Valores dados para un nivel de certeza de 80%		(3) De acuerdo a POF		
(2) O ID, respectivamente.		(4) Incluyendo arrugas y buckles		

Tabla 6-1. Cambios OD, Ovalizaciones y Abolladuras.

6.1.3 Evaluación de anomalías y presentación de informes

6.1.3.1 Premisas básicas para la evaluación de las anomalías

Para determinar si una corrida fue exitosa, se debe verificar que la herramienta se mantuvo dentro de los límites de tolerancia. Por ejemplo: desplazamiento de la herramienta dentro del rango de velocidad especificado; pérdida de datos continuos (ej.: < 0,5% de la longitud total); pérdida de datos discontinuos (ej.: < 3% de la longitud total); pérdida continua de datos (ej.: menos de 3 sensores adyacentes y/o 25 mm de circunferencial).

También se debe considerar que la información de las anomalías reportadas (profundidad, longitud, ancho) presente la exactitud indicada en las especificaciones técnicas de la herramienta.

6.1.3.2 Métodos de evaluación de abolladuras

Los criterios para atención de anomalías se sustentan en diferentes estándares internacionales aplicables. Los límites para abolladuras en tuberías han sido establecidos por normas internacionales (DOT, ASME B31.4, ASME B31.8, API STD 1160, NACE SP0102) como un valor máximo del 6% de reducción del diámetro nominal.

Los tiempos para atención se establecen según el tipo de anomalía y criticidad de la misma.

6.1.3.3 Modelo de informe y estructura para la entrega de información.

El proveedor del servicio proporcionará para la línea inspeccionada un informe de características que incluya Planillas de Inspección Individuales que describan la severidad, tipo, tamaño y ubicación de las anomalías geométricas, todo de acuerdo con aquellos parámetros establecidos en las especificaciones de realización de inspección.

Elaborará un reporte final donde asentará la interpretación y clasificación que realice de los registros en el interior de la tubería. En este informe deberán indicarse en forma ordenada y sucesiva, de acuerdo al reporte, todos y cada uno de los defectos o anomalías registradas por la herramienta.

Para la elaboración de dicho informe, el proveedor deberá basar la estructura de su reporte según el documento: "Specification and Requirements for the Intelligent Pig Inspection of Pipelines", Pipeline Operators Forum (POF).

Las planillas de inspección individuales deberán ser confeccionadas empleando técnicas detalladas de examinación y análisis, de aquellas anomalías detectadas.

Las hojas de defectos contendrán por lo menos la información que se detalla a continuación:

- Longitud de la tubería que contiene la anomalía más tres caños adyacentes aguas arriba y dos aguas abajo;
- Distancia de anomalía a la soldadura circunferencial aguas arriba;
- Distancia de anomalía a la soldadura circunferencial aguas abajo;
- Orientación de anomalía;
- Descripción y dimensiones de anomalía;
- Severidad de la anomalía (Crítica/ Sub-crítica);
- Grafica Mono/Poli cromática de la anomalía informada que determina la geometría del defecto.

Todo defecto se informará en un Listado de Defectos que contendrá los siguientes campos de entrada:

- Distancia absoluta del registro
- Número de tramo
- Espesor nominal de la pared de la tubería o espesor de pared de referencia según la medición efectuada por la herramienta
- Descripción de los defectos
- Distancia desde inicio del defecto a la soldadura circunferencial aguas arriba
- Orientación del punto medio del defecto
- Longitud axial de la anomalía
- Ancho circunferencial de la anomalía
- Profundidad máxima del defecto

- Referencia Aguas Arriba y distancia a referencia desde cada soldadura circunferencial de referencia aguas arriba que contenga anomalías
- Referencia Aguas Abajo y distancia a referencia desde cada soldadura circunferencial de referencia aguas arriba que contenga anomalías.

El informe incluye también información del ducto inspeccionado:

- Gráfico de Velocidad de la herramienta
- Calidad de la Inspección
- Informe de abolladuras
- Lista de Puntos de Referencia de Ubicación
- Lista de Espesor de Pared Nominal
- Listado de Tubería (*Pipe Tally*):
 - Numeración de la totalidad de las tuberías que conforman cada línea, identificados por las soldaduras circunferenciales,
 - Registro, para cada evento identificado en la línea, de la distancia relativa a la soldadura circunferencial aguas arriba y a la posición cero de la inspección (distancia absoluta desde lanzamiento).
 - Longitud de cada tubería
- Listado y descripción de las instalaciones de la línea, incluidas las conexiones, válvulas, T, etc.

6.2 Grietas

6.2.1 Introducción

Las grietas (o fisuras) son defectos planos que se pueden encontrar tanto en gasoductos como en oleoductos. Ellas se pueden formar durante la fabricación del tubo, la construcción o la operación. Las grietas pueden aparecer internamente o externamente a la pared del ducto, de forma aislada o en colonias, asociadas con corrosión o abolladuras. Otro aspecto importante es la orientación de la grieta, dado que ella puede ser longitudinal, transversal o inclinada. La grieta formada durante la operación tiene su orientación definida por los esfuerzos actuantes en el ducto.

Los ductos son inspeccionados rutinariamente con herramientas instrumentadas, principalmente, para detección de corrosión y abolladura. Todas las herramientas no son adecuadas para la detección de fisuras bajo tensión (ver las recomendaciones en la Guía ARPEL MP 03-2019 sobre Gestión de Stress Corrosion Cracking). Para determinar la necesidad de realizar una inspección en línea para detectar grietas, se hace un estudio de análisis de susceptibilidad que identifique puntos del ducto donde ese mecanismo de daño se encuentre presente. Siempre que sea posible se deben realizar inspecciones directas en las intervenciones del ducto para identificar grietas y así obtener más información sobre la presencia de este mecanismo de daño.

Cuando se identifican grietas en un ducto, sea a través de la inspección directa, o por una rotura o pérdida causada por grieta, es necesario la utilización de herramienta instrumentada para evaluar la integridad. Se puede considerar también la utilización de la metodología de Evaluación Directa (*Direct Assessment*) en la gestión de integridad del ducto. Más información sobre esta metodología está disponible en la guía ARPEL MP 03-2019 sobre Gestión de Stress Corrosion Cracking.

Constatando la existencia de grieta en un ducto y optando por la inspección con herramienta instrumentada, la elección del tipo de tecnología es una tarea que debe definirse a través de algunos criterios técnicos y económicos.

A continuación están los principales factores que deben ser considerados para la elección del tipo de tecnología a ser empleada:

- *Tipo de producto transportado*: líquido homogéneo o no, gaseoso, presencia de parafinas, etc.
- *Orientación de la grieta*: circunferencial, longitudinal
- *Dimensiones de las grietas*
- *Grado de limpieza del ducto*
- *Aplicación complementaria*
Por ejemplo, la tecnología EMAT permite detectar el desprendimiento del revestimiento e identificar cual es el tipo de revestimiento de cada sección del ducto.
- *Disponibilidad de herramienta de inspección*
Las empresas inspectoras tienen disponibilidad de herramientas en función de su diámetro.

Más información sobre la elección de la herramienta está disponible en el capítulo 5. Herramientas de Inspección ILI.

6.2.2 Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento

6.2.2.1 EMAT

Todas las herramientas instrumentadas, independientemente de la tecnología empleada, tienen limitaciones en cuanto a la detección de grietas. La detección de una grieta por EMAT depende de:

- Si la grieta está ubicada en el metal base en la región de la soldadura
- Si la grieta está aislada o si se presenta en colonias
- Dimensiones de profundidad y longitud de la grieta

La Tabla 6-2 presenta un ejemplo de las dimensiones mínimas para detección de la grieta con tecnología EMAT disponible en el mercado internacional.

	Grieta aislada con orientación longitudinal		Grieta en colonias
	Material base, longitud mínima de 40 mm	En el área de la soldadura longitudinal, longitud mínima de 40 mm	Longitud mínima de 40 mm
Profundidad Mínima (POD 90%)	1 mm	2 mm	1 mm
Precisión de la medición de la longitud con 85% de seguridad	+/- 10 mm	+/- 10 mm	+/- 10 mm
Precisión de la medición de la profundidad con 80% de seguridad	+/- 15% t (para 6 mm ≤ t < 10 mm)		
	+/- 20% t (para 10 mm ≤ t < 20 mm)		

Tabla 6-2. Detección y capacidad de dimensionamiento de grietas por una herramienta EMAT.

Fuente: ROSEN

En el ejemplo de la Tabla 6-2, para la herramienta EMAT en cuestión, habrá una probabilidad de un 90% de detección de una grieta aislada, si esa tiene por lo menos 40 mm de longitud y 1 mm de profundidad y si está ubicada en el metal base; o 40 mm de longitud y profundidad mínima de 2 mm, si está ubicada en el área de la soldadura longitudinal. En el caso de colonias de grietas, la detección solamente será posible para grietas de longitud mínima de 40 mm y profundidad mínima de 1 mm. Para la medición de la longitud de la grieta, habrá una probabilidad de 85% de que la medición de la herramienta presente valores superiores o inferiores en hasta 10 mm. En cuanto a las mediciones de profundidad de las grietas, la precisión de la medición depende del espesor de pared del ducto: para espesores mayores o iguales a 6 mm y menores a 10 mm, la precisión es de +/- 15% del espesor del tubo; para espesores entre 10 y 20 mm, la precisión es de +/- 20% del espesor del tubo. Por lo tanto, es muy importante conocer las limitaciones de la herramienta en cuanto a la medición de la longitud y de la profundidad de las grietas, porque estos datos serán utilizados en las correlaciones y en la evaluación de las grietas.

6.2.2.2 Herramienta Ultrasónica

Las dimensiones mínimas para la detección de una grieta por una herramienta ultrasónica dependen de si ella está ubicada en el metal base o en el área de la soldadura. Para el ejemplo de la tabla 1, que se refiere a la especificación técnica de una herramienta ultrasónica de una empresa actual en el mercado internacional, la longitud mínima para detección de una grieta longitudinal es de 25 mm, si la profundidad mínima de una grieta en el metal base es de 1 mm y de 2 mm en el área de la soldadura longitudinal. La precisión de la medición de la longitud de la grieta es de más o menos 10 mm y la precisión para la profundidad de grietas menores a 4 mm es de más o menos 1 mm. Grietas mayores a 4 mm se reportan simplemente como grieta mayor a 4 mm.

	Grieta aislada con orientación longitudinal	
	Material base, longitud mínima de 25 mm	En el área de la soldadura longitudinal, longitud mínima de 25 mm
Profundidad Mínima	1 mm	2 mm
Precisión de la medición de la longitud	+/- 10 mm	+/- 10 mm
Precisión de la medición de la profundidad	Para grieta con profundidad (depth) < 4 mm: +/- 1mm Para grieta con profundidad > 4mm: grieta reportada como > 4	

Tabla 6-3. Detección y capacidad de dimensionamiento de grietas por una herramienta UT.
Fuente: ROSEN

6.2.3 Evaluación de anomalías y presentación de informes

6.2.3.1 Premisas básicas para evaluación de las anomalías

La buena calidad de la inspección para detección de grieta es fundamental para la evaluación de integridad de un ducto. Uno de los puntos que más influencia esa calidad es la velocidad del pig durante la inspección. En gasoductos, ese problema es más frecuente que en oleoductos, porque, generalmente, la velocidad en gasoductos es mucho más alta. Muchas veces, se necesita la utilización de un módulo de control de velocidad para mantenerla dentro del intervalo considerado adecuado para la inspección, según las especificaciones de la herramienta de la empresa inspectora.

También hay que evaluar si la inspección presentó pérdida de sensores. Una pérdida máxima de hasta un 3% de sensores y/o datos es aceptable. La pérdida continua de datos en más de 3 sensores adyacentes o de 25 mm en el sentido circunferencial, el que sea menor, no es aceptable. En este caso se deberá reprobador la inspección y se deberá ejecutar una nueva inspección en línea.

Para el análisis de la integridad actual del ducto, se recomienda considerar la precisión de la herramienta de inspección, aumentando las dimensiones de la profundidad y longitud de la grieta, de acuerdo a la especificación de la herramienta. Por ejemplo, en el caso descrito en la Tabla 6-2, para ductos con espesor de pared entre 6 mm y 10 mm, la profundidad de la grieta sería aumentada en un 15% del espesor del tubo y la longitud en 10 mm.

Para el análisis de la integridad futura, hay que considerar una tasa de crecimiento de grieta. La tasa de crecimiento de la grieta depende primeramente de cuando ésta empezó y cuál es su origen. Para grietas debidas a corrosión bajo tensión (*Stress Corrosion Cracking*), la tasa de crecimiento varía considerablemente a lo largo del tiempo de operación del ducto. Otro punto importante es que las grietas pueden crecer en su longitud e interactuar entre ellas, transformándose en un defecto más grande y consecuentemente reduciendo la presión máxima admisible de operación.

Se debe verificar la interacción de dos grietas en el sentido longitudinal y circunferencial. Según Parkins y Singh (1990), dos grietas interactúan si:

$$Y \leq \frac{0,14(l1 + l2)}{2}$$

Donde Y es la distancia circunferencial entre dos grietas de longitud $l1$ y $l2$.

O si:

$$X \leq \frac{0,25 \cdot (l1 + l2)}{2}$$

Donde X es la distancia longitudinal entre dos grietas de longitud $l1$ y $l2$.

6.2.3.2 Métodos de Evaluación de grieta

Las grietas detectadas en la inspección ILI deben ser evaluadas cuanto a carga estática (presión) y a fatiga. Se pueden emplear varios métodos de evaluación: API 579, BS 7910, CorLAST™ o Pipe Axial Flaw Failure Criterion (PAFFAC). Para el análisis de carga estática, se necesitan los datos de profundidad y longitud de la grieta, diámetro del ducto, espesor de pared, material del tubo (SMYS Specified Minimum Yield Stress y SMTS Specific Minimum Tensile Strength) y tenacidad (Charpy V-notch toughness). Para el análisis de la fatiga, además de los datos mencionados anteriormente, son necesarios, también se necesitan los datos de ciclo de tensiones aplicadas al ducto.

6.2.3.3 Informes

La estructura del informe de la inspección en línea para detección de grieta, bien como los términos y abreviaciones a utilizarse, deberán seguir las orientaciones del documento “Specifications and Requirements for In-Line Inspection of Pipelines”, versión más actualizada del POF (Pipeline Operators Forum).

6.3 Pérdidas de metal

La tecnología propuesta por el proveedor de servicio debe permitir la detección de pérdidas de metal derivadas de corrosión interna y externa, así mismo, la detección de pérdidas de metal del tipo daño mecánico, abrasión y/o erosión, de acuerdo con el nivel indicado a continuación:

6.3.1 Requerimientos mínimos de detección y dimensionamiento

6.3.1.1 Requerimientos mínimos de detección informados por las empresas de inspección

La exactitud del dimensionamiento de los defectos depende de los siguientes parámetros técnicos de la herramienta:

- Resolución circunferencial y longitudinal

- Exactitud de la medición del espesor y de la distancia

En la exactitud del dimensionamiento pueden influir también tales factores como: limpieza del ducto, tipo de estructura de la tubería, condiciones del flujo del medio impelido, forma de la pérdida de metal, grado de la deformación local del diámetro transversal del tubo, etc.

Los parámetros de los defectos detectados se describen a continuación:

		Incertidumbre de la medida	Otros parámetros
Espesor de pared alrededor del defecto		+/- 0,20 mm	<i>Desviación estándar del error: 0,12 mm</i>
Espesor de pared dentro del área del defecto		+/- 0,20 mm	
Profundidad de la reducción		+/- 0,28 mm	
Posición circunferencial		+/- 10°	
Posición axial desde soldadura circunferencial más cercana		+/- 0,1 m	
Velocidad de operación		+/- 3 m/s	
Defectos de dimensión Ø 10mm	Número de medidas registradas en el área del defecto		Mín: 3; Max: 8
	Probabilidad de detección del defecto		90%
	Profundidad	Sin especificar	

Tabla 6-4. Parámetros de defectos detectados

6.3.1.2 Dimensionamiento de la anomalía

	Corrosión General	Corrosión por picaduras	Ranuras axiales	Ranuras circulares
Profundidad a POD=90%	1.0 mm	1.5 mm	1.5 mm	1.5 mm
Exactitud de profundidad a 90%	+/- 0,4 mm	+/- 1 mm	+/- 1 mm	+/- 1 mm
Exactitud de ancho a 90% de confianza	+/- 4 mm	+/- 4 mm	+/- 4 mm	+/- 4 mm

Tabla 6-5. Detección y exactitud de tamaño de los defectos por pérdida de metal

6.3.2 Evaluación de anomalías y presentación de informes

6.3.2.1 Premisas básicas para la evaluación de las anomalías

Se detalla en literal 6.1.3.1 y 6.1.3.2.

6.3.2.2 Métodos de evaluación de pérdida de metal (ASME B31.G, AREA EFECTIVA, etc.)

Método	Ecuación Básica	“Esfuerzo de flujo”	Forma del defecto	“Factor de abultamiento”
NG-18	NG-18	SMYS + 10ksi	Rectangular (d/t) o área del defecto (A/A ₀)	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^4}$
ASME B31G	NG-18	1.1SMYS	Parabólica 2/3(d/t)	$\sqrt{1 + 0.8 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$
B31G modificado	NG-18	SMYS + 10ksi	Arbitraria 0.85(d/t)	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^4}$
Área efectiva (RSTRENG)	NG-18	SMYS + 10ksi	Área efectiva y longitud efectiva	$\sqrt{1 + 0.6275 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^2 - 0.003375 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^4}$
DNV-RP-F101	NG-18	SMTS	Rectangular (d/t)	$\sqrt{1 + 0.31 \left(\frac{2c}{\sqrt{Dt}}\right)^2}$
2c	Largo longitudinal máximo del defecto de pérdida de metal			
d	Profundidad del defecto de pérdida de metal			
t	Espesor de la pared			
D	Diámetro exterior del tubo			
SMYS	Specified Minimum Yield Strength			
SMTS	Specified Minimum Ultimate Tensile Strength			

Tabla 6-6. Resumen de métodos para la evaluación de la corrosión

6.3.2.3 Modelo de informe y estructura para la entrega de información.

A continuación se lista la información que se debe reportar de cada anomalía:

Número consecutivo del registro

- Si es interna o externa
- Longitud axial (largo), circunferencial (ancho) y profundidad
- Orientación: hora técnica
- Distancia relativa a cada soldadura circunferencial aguas arriba y aguas abajo.
- Distancia desde el origen del tramo (trampa de lanzamiento).

- Tipo de anomalía: pérdida de metal, defectos de fabricación
- Porcentaje de pérdida de metal.
- Máxima presión de operación (MAOP recalculado) de acuerdo al espesor remanente medido en la falla.
- Información general del tubo antes y del tubo después respecto a una anomalía.
- Comentarios
- Valor de ERF Calculado
- Coordenadas Geográficas

En el listado del tubo, el ERF para cada defecto de pérdida de metal se calcula por separado.

Gráficas de anomalías detectadas

- Clasificadas por profundidad de pérdida de metal.
- Clasificadas por diagnóstico de presión
- Internas
- Externas

Resumen de anomalías clasificándolas de acuerdo al porcentaje de la pérdida de MAOP relacionadas con la pérdida de espesor de pared.

- Profundidad menor al 10% del espesor de pared.
- De 10.1% al 20%
- De 20.1% al 30.0%
- De 30.1% al 50%
- De 50.1% al 70%
- De 70.1% al 79.9%
- Igual o mayor a 80%

El Contratista elaborará y entregará los reportes de: validación, preliminar, final y de riesgos de integridad.

El Contratista después de cada corrida, deberá reportar si ésta es o no válida (Reporte de Validación), así como las anomalías con pérdida de metal igual o mayor al 80% del espesor de la pared y entregar después de cada corrida, el Reporte Preliminar.

El Contratista asentará en el Reporte Preliminar, la interpretación y clasificación que realice de los registros de la tubería y deberá indicar en forma ordenada y sucesiva todos y cada uno de los defectos o anomalías registradas por el equipo instrumentado; asimismo, deberá indicar y entregar la información sobre referencias, camisas envolventes, válvulas de seccionamiento, derivaciones, etc.

Para que los resultados de la inspección sean aceptados por parte del propietario, se debe proceder a realizar la verificación de la información, al ubicar en sitio un número de defectos (definidos

contractualmente), donde el supervisor determine, escogiendo de la lista de defectos presentados por el Contratista.

Los Reportes Final y de Riesgo de Integridad, deberán ser entregados en los días acordados contractualmente, después de ser aprobado el Reporte Preliminar.

6.4 Deformación por curvado

6.4.1 Introducción

El proveedor del servicio deberá realizar inspecciones internas con herramientas instrumentadas de Mapeo Inercial, que produzcan mediciones tridimensionales de aceleración inercial y variación angular. Los acelerómetros y giróscopos son sensores que se complementan, los cuales, al correlacionarse, deben permitir realizar mediciones para el cálculo de curvatura de la tubería, ubicación, orientación de la curvatura, mediciones de deformaciones por curvado (Bending Strain) y movimiento en la tubería (Pipeline Movement), adicionalmente la capacidad de ubicar cualquier otro componente a ser detectado.

Con las mediciones conjuntas, deberán determinar la posición de la tubería y su curvatura. Con el fin de mejorar la posición absoluta de la tubería X, Y y Z, se deben posicionar puntos de control GPS (marcadores) con una separación máxima de 2 kilómetros para líneas costa adentro y de 1 kilómetro para líneas costa afuera, o una separación tal que, junto con la velocidad de la herramienta, garantice la precisión en la medida de posición a una escala submétrica. Los marcadores deben estar amarrados a la red GPS certificada para realizar los cierres correspondientes y, de esta manera, ajustar los errores cometidos en los datos obtenidos. Estos puntos de control preferiblemente se seleccionarán en las trampas, válvulas de bloqueo, marcadores permanentes o provisionales, soldaduras o cualquier otro dispositivo que pueda ser detectado directa o indirectamente por los sensores de la herramienta inteligente.

El proveedor del servicio deberá tomar mediciones con equipos GPS de doble frecuencia, utilizando la metodología estático-diferencial en todas las válvulas, trampas y accesorios de cada línea a inspeccionar, y las coordenadas entregadas deben estar amarradas a estaciones de densificación de la red indicada por el Cliente (activas y pasivas), certificadas por la entidad nacional competente, con post-proceso y cálculo a la red indicada por el Cliente. El proveedor deberá entregar dentro del informe la metodología, resultados y ajuste del error emanados del post-proceso aplicado. Las coordenadas de todos los puntos serán obtenidas únicamente por medio de mediciones GPS utilizando equipos de doble frecuencia o GNSS (*Global Navigation Satellite System*) con la siguiente precisión mínima:

- Horizontal de 0.005 m + 1 ppm
- Vertical de 0.010 m + 2 ppm
- Precisión de navegación < 3 con antena externa con WAAS

- La Base y el Rover no se deben ubicar a más de 5 Km.
- Canales de satélite 10 y dos canales de WAAS/ EGNOS

El abscisado ajustado de la herramienta de geo-posicionamiento, será la distancia medida por los odómetros a lo largo del ducto. Empezará desde cero (0) metros en la válvula de aislamiento en la trampa de despacho, y terminará en la válvula de aislamiento de la trampa de recibo. El margen de error de los odómetros deberá ser de 0,1% máximo acumulado, para lo cual el proveedor presentará una propuesta de ajuste del error para los tramos de la línea donde el perfil topográfico sea de pendiente alta (descenso).

Este procedimiento proveerá la corrección a la desviación, que puede inducir error en la posición absoluta de la inspección inercial, transportando la trayectoria de la herramienta a los puntos de control, X, Y y Z de cualquier punto a lo largo de la línea.

La información requerida de la herramienta de geo-posicionamiento deberá referenciar la línea basada en el sistema indicado por el Cliente, utilizando los parámetros oficiales y los estándares del contratante.

La herramienta de Mapeo Inercial debe poder detectar la posición absoluta de la tubería y su curvatura, usando coordenadas indicadas por el Cliente asociadas al elipsoide de referencia (i.e. WGS-84), obtenida a partir de mediciones GPS de precisión sub-centimétrica. La desviación máxima aceptable en la ubicación de anomalías, instalaciones, soldaduras y demás indicaciones de la tubería es de 1 m.

El proveedor deberá entregar al Cliente, los DATA XYZ en su totalidad proveniente del Mapeo Inercial.

6.4.2 Evaluación de anomalías

Para sistemas inspeccionados y que cuenten con información georreferenciada con coordenadas en las direcciones XYZ, sin importar la firma prestadora de servicio que lo haya realizado, el proveedor del servicio deberá presentar un análisis de deformaciones por curvado (BS Bending Strain) y de movimiento en la tubería (PM Pipeline Movement), comparando la información de las corridas de inspección previas. La trazabilidad debe incluirse y visualizarse en el software que solicite el Cliente.

Se debe realizar la determinación de movimientos relativos de los sistemas de transporte mediante la comparación de los resultados obtenidos con resultados de georreferenciación en sistemas previamente inspeccionados con esta tecnología.

Se debe realizar un análisis de Bending Strain, Pipeline Movement y Dent Strain (cuando aplique), en los ductos del Cliente incluidos en el alcance.

Para el caso del análisis Bending Strain, el proveedor del servicio debe realizar el análisis cruzando la información Bending Strain con la georreferenciación del ducto y la información de otros proveedores.

Previamente a los análisis, la compañía de inspección debe presentar la memoria de cálculo y la metodología para el cálculo de la deformación por curvado para aprobación del Cliente.

El proveedor del servicio deberá entregar la información de los resultados del mapeo inercial de los sistemas programados para esta inspección, con mediciones tridimensionales X, Y y Z. La exactitud mínima en la inspección inercial deberá ser de 1:2.000 de la distancia entre puntos de control. Este reporte se entregará en forma integrada al reporte final de inspección y al software que solicite el Cliente.

6.4.3 Requerimientos mínimos para presentación de informes

El informe entregado con los resultados del análisis de zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (Pipeline Movement) debe cumplir con los siguientes requerimientos, entendidos como los mínimos admisibles:

- Información detallada de la línea inspeccionada.
- Actividades realizadas antes y durante la inspección geométrica de alta resolución.
- Resumen de la inspección indicando precisiones logradas en campo versus las definidas por especificación técnica, incluyendo las condiciones durante la inspección, las condiciones de la herramienta instrumentada después de la inspección, los datos registrados (velocidad y rotación registrada de la herramienta geométrica de alta resolución, entre otros), y la calidad de los datos y gráficas (velocidad, posición cero, temperatura, calidad de datos del giróscopo, etc.).
- Cuadro resumen del historial de inspecciones y de informes de deformación por curvado y movimiento de la tubería, incluyendo los de otros proveedores.
- Listado de tramos de tubería reemplazados, discriminando entre: “reemplazo” (misma zanja, diferentes spools, posiblemente con movimiento en dirección vertical) y “re-ruteado” (diferente trayectoria en el plano horizontal, con más de 5 soldaduras habiendo sido cambiadas). Esta información debe ser inferida de los análisis de emparejamiento de anomalías y soldaduras.
- Tabla resumen de zonas con deformación por curvado y movimiento de tubería con la siguiente información:
 - Número de la zona.
 - Distancias de inicio y fin de la zona de mayores deformaciones (Bending Strain) o mayores diferenciales de deformación (Pipeline Movement).
 - Coordenadas de inicio y fin para cada zona.
 - Longitud de la zona con deformación por curvado o movimiento de la tubería.
 - % máxima deformación y distancia de registro ILI donde se presentó.
 - Movimiento máximo de la tubería para el caso de zonas con movimiento de la tubería.
 - Cambio de elongación y distancia de registro ILI donde se presentó.
 - Comentarios donde se incluya la interacción con anomalías, con sus características y si se trata de un tramo de reemplazo.

- Criterios del contratista para la selección de zonas con deformación por curvado y movimiento de la tubería.
- Descripción grafica detallada de la vista superior, lateral, deformación vertical, deformación horizontal, deformación resultante o total y dirección de la deformación para cada una de las zonas de deformación por curvado y movimiento de la tubería.
- La información del reporte por zona de deformación por curvado y movimiento de la tubería debe contener como mínimo:
 - Número de la zona.
 - Tipo (Deformación por curvado o Movimiento de la tubería).
 - Distancias y coordenadas de inicio y fin de la longitud de máximas deformaciones.
 - Longitud de la zona de máximas deformaciones.
 - Porcentaje máximo de deformación para las zonas con deformación por curvado y la distancia de registro en la cual se presentó.
 - Porcentaje de la máxima diferencia de deformación para las zonas con movimiento de la tubería y movimiento máximo de la tubería, respectivamente.
 - Cambio de elongación y distancia de registro ILI donde se presentó.
 - Comentarios donde se incluya la interacción con anomalías con sus características, y si se trata de un tramo de reemplazo.
 - Gráfica de deformaciones unitarias en planta y perfil gráfico de deformaciones totales y posición horaria.
 - Número de junta.
 - Ubicación de anomalías dentro de las zonas con deformación por curvado y movimiento de la tubería.
 - Posibles curvas de construcción y accesorios.
 - Adicionalmente, es necesario entregar para toda la línea las deformaciones calculadas donde se incluya cada una de las zonas con deformación por curvado y movimiento de la tubería.
 - El valor de las deformaciones entre las dos inspecciones ILI con las cuales se obtuvo el valor de la diferencia máxima de deformación y la distancia de registro ILI en la cual se presentó la deformación dentro de la zona con el movimiento de la tubería.

Cada informe debe anexar la metodología aplicada para el cálculo de las deformaciones y selección de zonas con deformación por curvado y movimiento de la tubería, especificaciones de desempeño de la inspección XYZ y análisis de confianza e incertidumbre de los análisis.

7 SERVICIOS ADICIONALES

7.1 Bending Strain Areas

Los límites para el esfuerzo de flexión pueden ser determinados usando la norma CSA Z662. En la versión 2011, el capítulo C.6.3.3 establece los límites para esfuerzos compresivos producidos por fuerzas axiales.

Los informes para Bending Strain deberán como mínimo indicar:

- Distribución estadística, y determinación del error promedio en función de curva conocidas.
- Criterios de evaluación y segregación de puntos.
- Referencia de ubicación (Junta, KP, coordenadas, etc.)
- Priorización en función de una matriz de calor que tome en cuenta las variables de la tubería.

7.2 Pipeline Movement Areas

Para el cálculo de límites de deformación para el desplazamiento de la tubería se deberán tener en cuenta las características de la línea, entiéndase material, diámetro, espesor, etc.

Los informes para zonas con movimiento en la tubería deberán como mínimo indicar:

- Descripción de las generalidades del estudio (corrida base, método de cálculo de movimiento (2D, 3D), confianza y error estimado.)
- Referencia de ubicación (Junta, KP, coordenadas, etc.)
- Zona con máxima deformación, magnitud, dirección y longitud de la deformación.
- Priorización en función de una matriz de calor que tome en cuenta las variables de la tubería.

7.3 Fitness for Purpose (FFP)

El objetivo de una evaluación de aptitud para el propósito (FFP) es evaluar rápidamente los resultados de la inspección e identificar y priorizar cualquier característica que pueda ser una amenaza inmediata para la integridad del ducto inspeccionado, proponiendo alternativas para una acción correctiva.

El objetivo de la evaluación de FFP es evaluar las características informadas por la inspección en términos de su integridad. La evaluación de FFP proporciona un informe escrito sobre la condición del ducto. Asimismo, la FFP asesora y evalúa la necesidad de un FFP más detallado y la planificación de la integridad futura u otros estudios para garantizar la integridad futura de la tubería.

- Verificación de calidad y consistencia de los datos de entrada
- Evaluación de la integridad de la tubería
- Priorización de acciones correctivas inmediatas y/o reparaciones
- Información sobre la necesidad de cualquier estudio adicional o más exhaustivo

8 CONSIDERACIONES PARA LA CONTRATACIÓN

Cuando se inicia con la especificación para la contratación de un servicio de inspección interna, se debe tener en cuenta la estrategia a seguir ya que de ésta dependerán las propuestas por parte de los diferentes oferentes. Como parte de la estrategia se debe tener en cuenta el tipo de inspección a realizar, las condiciones de inspección y el costo final del servicio. Cuanta más incertidumbre cuenten las especificaciones, más difícil se le hace al proveedor del servicio de inspección poder cotizar, y esto se refleja en los costos.

8.1 Hitos asociados a una inspección ILI.

8.1.1 Movilización.

Este punto refiere a los costos asociados con la logística nacional e internacional que son necesarios para que tanto la herramienta instrumentada como sus equipos asociados y el personal que ejecuta el servicio de inspección estén disponibles en el lugar que se requiera y en el tiempo acordado. Así mismo incluye los costos de desmovilización, es decir todo lo relacionado a la movilización post inspección.

8.1.2 Limpieza y calibración.

Cuando se evalúa el grado de limpieza de un ducto, no solo se debe tener en cuenta el producto transportado por el mismo y el grado de residuo que puede esperarse que esté en el ducto, sino también el tipo de inspección a realizar. Por ejemplo, para una inspección de ultrasonidos recto o angular, el grado de limpieza necesario es mayor que para una inspección MFL.

En general, la limpieza y calibración incluyen el costo de los consumibles de los *scrapers* (discos, copas, imanes, placas calibradoras, etc.) y el costo del personal que realiza los trabajos de mantenimiento y tareas en campo.

8.1.3 Envío de herramienta ILI.

Incluye el envío de la herramienta instrumentada y todo lo relacionado a ello: tareas de campo, personal, instalación de referenciones (si es necesario), configuración de la herramienta, etc. Una vez realizada la corrida, se evalúa la información recolectada por la herramienta de inspección y ésta debe ser del porcentaje estipulado por las partes, como “buena” información (en general es mayor o igual al 98% de la información recolectada). En caso contrario la corrida deberá repetirse. Si se determina que esto se debe a cuestiones asociadas netamente a la herramienta de inspección, el costo es cubierto por la empresa que ejecuta el servicio; Si se determina que la instalación o la operación del ducto ocasionaron el inconveniente, en este caso el costo de la nueva corrida, deberá ser cubierto por el operador del ducto.

8.1.4 Reportes de inspección.

Pueden solicitarse reportes asociados a todas las tareas desempeñadas en campo. Dependiendo de los requerimientos se pueden solicitar reportes de corridas de limpieza, de corridas de calibración, reporte de campo con la información relacionada al envío de la herramienta instrumentada; no obstante, los reportes que necesariamente deben formar parte de la entrega de información son el reporte preliminar, y reporte final o los contractualmente definidos entre las partes.

El reporte preliminar es utilizado para detallar la información de los hallazgos más importantes/urgentes detectados. La verificación de esta información en campo es relevante para realizar ajustes en la información a ser entregada en el reporte final y para evaluar el desempeño de la inspección.

El reporte final generalmente cuenta con un informe en el que se detalla todo lo relacionado a la inspección interna ejecutada, todos los datos y hallazgos relevados por la herramienta. Asociado a la entrega de un reporte final se deberá entregar toda la información “cruda” de la inspección y un software de visualización de esta información.

Cada uno de estos hitos cumplidos puede estipularse como punto de pago de un porcentaje del total del contrato. El porcentaje dependerá del acuerdo que se logre en la contratación. Deberá tenerse presente que un porcentaje representativo tiene que ser abonado luego de finalizadas todas las tareas y una vez que el servicio fue concretado en todas sus etapas.

Hay que tener presente que la información de una inspección ILI necesariamente debe ser verificada en campo y contrastada con lo informado, con algún método estadístico (por ejemplo, usando las recomendaciones de validación de corridas del API STD 1163) que tenga en cuenta las especificaciones de la herramienta (probabilidad de detección, probabilidad de identificación, rangos de detección, etc.). Esto requiere de tiempo que debe ser estipulado en el contrato para que sea tenido en cuenta.

8.2 Tipos de contratación.

Se pueden considerar diversas formas de contratación, con sus ventajas y desventajas:

8.2.1 Contratación puntual.

Se especifica el servicio para la inspección de un tramo de ducto o un ducto de varios tramos para ser inspeccionado con una tecnología en particular y un diámetro específico. Para este tipo de contratación se puede detallar el servicio requerido minimizando las incertidumbres. Al tratarse de una contratación puntual, no se pueden prorratear costos.

8.2.2 Contratación por diámetro.

Un contrato podrá ser realizado para todos los ductos de un mismo diámetro, y esto podrá abarcar una sola tecnología o diferentes dependiendo de la estrategia a seguir.

8.2.3 Contratación por tecnología.

Se podrá incluir en el pliego todos los ductos del sistema de ductos para ser inspeccionados por una tecnología específica, sin importar diámetros.

8.2.4 Contratación por sistema de ductos.

En esta modalidad se realiza una especificación para un contrato que incluya todos los ductos de un sistema de ductos, independientemente del diámetro y todas las tecnologías que se deseen utilizar en dicho sistema.

Este tipo de contrato generalmente suele ser a mediano/largo plazo.

La ventaja de este tipo de contratación es que se dispone de cualquier herramienta en todo momento del contrato, por lo que, si el plan de inspecciones disponible al momento de generar el contrato sufre modificaciones, estas siguen estando contempladas.

Como contrapartida, y por ser a mediano/largo plazo, la evolución de las tecnologías de inspección hace que las opciones contratadas sufran modificaciones y llegado el momento de utilizar una tecnología, esta haya sido superada por otra que no está en el contrato.

8.3 Preparación de la inspección ILI: calibración y limpieza interna

Al momento de planificar la inspección instrumentada de un ducto, es importante tener claro que el ducto debe ser previamente limpiado: la suciedad existente en el interior puede interferir o dañar sensores y la electrónica de la herramienta.

Para realizar la limpieza interna de un ducto, es necesario conocer las especificaciones del ducto a intervenir, es decir: cambios de espesor, diámetros, ubicación de válvulas, existencia de laterales o derivadas, existencia de *loops*, dimensiones de las trampas, dispositivos de seguridad en trampas, etc. La configuración de la herramienta de limpieza deberá ser evaluada tomando en cuenta estos aspectos y estar documentada en los informes emitidos una vez finalizadas las actividades de limpieza. Se recomienda limpiar el ducto con herramientas de agresividad progresiva (de menor a mayor dureza) a fin de evitar un bloqueo o interrumpir el flujo a causa de una acumulación excesiva de residuos durante el proceso de limpieza.

Como actividad previa a la inspección instrumentada se debe realizar limpieza magnética de la tubería mediante la corrida de herramientas con cubetas y/o discos e imanes, de manera que se asegure que en la tubería no existan elementos metálicos que puedan dañar a la herramienta instrumentada.

Antes de ejecutar la corrida de inspección se deberá enviar una herramienta de verificación geométrica (raspador con placas calibradas) a fin de conocer el diámetro interno mínimo del tramo a intervenir, esta herramienta brinda información respecto a las restricciones que no permitirían el paso de la herramienta instrumentada.

El proveedor del servicio debe especificar los instrumentos y raspadores (chanchos) que utilizará (datos básicos de materiales, diseños, equipos y sus características generales incluyendo dimensiones, dureza y tipo) para cada uno de los trabajos.

Después de la limpieza magnética y la verificación geométrica, se deberá analizar las condiciones particulares de la corrida y revisar las deformaciones de las placas calibradoras para determinar si la línea está lista para la inspección.

8.4 Instalación y georreferenciación de marcadores magnéticos

A fin de reducir la diferencia entre la distancia desarrollada por la herramienta y la distancia del ducto sobre el terreno, es necesaria la instalación de marcadores magnéticos (Above Ground Marker - AGM) de manera que se puedan correlacionar ambas distancias.

El proveedor del servicio de inspección deberá suministrar los marcadores a utilizar de manera que sean instalados cada 2 kilómetros en ductos con diámetro nominal mayor o igual a 6 (seis) pulgadas y cada 1 kilómetro en ductos con diámetro nominal inferior a 6 (seis) pulgadas o en lugares de interés especial como curvas, cruces de ríos, etc. (en aquellos ductos que no cuenten con el geo-posicionamiento correspondiente).

La empresa operadora deberá entregar al proveedor del servicio una planilla donde indique la posición (X, Y, Z) de los marcadores, lugares de interés especial (curvas, cruces de ríos, etc.) e instalaciones que puedan ser utilizadas como referencia con sus respectivas coordenadas UTM, de manera que se pueda correlacionar las progresivas de superficie con las progresivas de la herramienta instrumentada.

8.4.1 Geo-posicionamiento y marcación de tubería

El proveedor del servicio de inspección deberá realizar la marcación de la tubería en aquellos sectores indicados por el Cliente, de manera que pueda colocar un marcador magnético o un AGM en la parte superior de la tubería, previo a la inspección instrumentada.

Las actividades que forman parte de este trabajo son:

- Ubicación con GPS navegador de los puntos de control a marcar, según coordenadas (x, y) entregadas por el Cliente.
- Localización exacta del ducto, utilizando detectores de tubería y medición de profundidad. En caso de que la tubería se encuentre a una profundidad mayor a 2 metros, se deberá avanzar

o retroceder hasta encontrar un punto (accesible) cercano al propuesto por el Cliente, que presente una profundidad menor a 2 metros.

- Excavación y colocación de marcador magnético en posición horaria 12:00.
- Medición del marcador con GPS con una precisión menor o igual a 5 mm + 1 ppm, ubicados sobre la tubería.
- Colocado de una marca (bola plástica) a 40 cm de la superficie.
- Tapado del punto excavado.

Una vez definido el punto, localizando la tubería y midiendo la profundidad (menor a 2 metros), se deberá fotografiar la pantalla del equipo donde muestra la medición de profundidad.

Para la marcación del punto en la superficie del terreno, se deberá instalar un mojón con el número correspondiente de marcador y fotografías georreferenciadas (*geotagging*) del punto para tener una referencia del lugar.

8.4.2 Geo posicionamiento de válvulas

Los puntos de referencia de válvulas que deben ser geo-posicionados son:

- Centro de la válvula de lanzamiento
- Centro de la válvula de recepción
- Válvulas troncales / seccionamiento / cheques según coordenadas (x, y).

8.4.3 Toma de coordenadas

Para la ubicación de los puntos, se recomienda utilizar equipos GPS con precisión submétrica en tiempo real. Para la toma de coordenadas de los diferentes puntos de control, el método a emplearse en la determinación de coordenadas es el Estático Diferencial, los valores mínimos de tolerancia admisibles para la captura de datos son:

- Precisión del punto menor o igual a 5 mm + 1 ppm.
- Cuatro satélites comunes observados.
- PDOP *Position Dilution of Precision* y GDOP *Geometric Dilution of Precision* menores a 4.
- Intervalo para el grabado de datos de 15 segundos.
- Mascara de elevación 15° grados (ángulo de corte).

Los receptores de GPS deben tener una precisión menor o igual a 5 mm + 1 ppm, cada punto deberá ser descrito numéricamente con cuatro (4) valores:

1. Latitud
2. Longitud
3. Altura
4. Profundidad de tubería

8.5 Inspección

8.5.1 Consideraciones generales

A la hora de evaluar entre diferentes proveedores e interpretar si la relación costo-calidad del servicio es alta o baja comparado con la competencia, se deben ponderar las especificaciones técnicas de cada herramienta según el tipo de tecnología a utilizar, en las cuales se pueden apreciar diversas variables con las que se pueden analizar las ventajas y desventajas de las tecnologías disponibles.

Para visualizar la importancia de las especificaciones a la hora de la contratación, se definen:

- *Probabilidad de Detección (POD)*
Es la probabilidad de que la herramienta detecte una indicación. Como ejemplo, cuando se indica una POD mayor o igual al 90%, de 10 anomalías en campo, la herramienta puede no detectar 1 y permanece dentro del rango aceptable.
- *Probabilidad de Identificación (POI)*
Es la probabilidad de que, una vez detectada, la indicación sea identificada correctamente. Este parámetro es utilizado para cada tipo de indicación con un porcentaje esperado. Como ejemplo, para el caso de corrosión con POI mayor o igual al 90%, de cada 10 indicaciones de corrosión detectadas, al menos 9 tienen que estar correctamente identificadas como corrosión.

La combinación de estas dos probabilidades siguiendo los ejemplos planteados hace que, de 90 corrosiones informadas en una zona determinada, al momento de verificar se puedan encontrar 100 indicaciones, y de las 90 informadas, 9 pueden no ser corrosión.

En resumen, de un total de 100 indicaciones de corrosión en campo, 19 pueden tener diferencias con la información brindada por la inspección ILI.

Estos ejemplos son expuestos para demostrar que la inspección ILI no es un método exacto, y que las incertidumbres con las que se cuenta hacen la diferencia en la toma de decisiones. Por esto es importante contar con las especificaciones de las herramientas, comparar entre unas y otras en el proceso de contratación y una vez ejecutado el trabajo de inspección, validar la misma en contraste con estas especificaciones.

En el documento "Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines", versión 2016, desarrollado por el Pipeline Operators Forum - particularmente en la Tabla A5-1 "Identificación de características" -, se exponen todas las características que pueden ser informadas por la herramienta instrumentada, y con qué porcentaje de POI. Este tipo de tabla (o similar) es utilizado por los proveedores de servicio para elaborar sus especificaciones técnicas, y la misma puede ser utilizada en el proceso de contratación para solicitar al proveedor de servicio que informe las características que se desean, y evaluar si el grado de POI es aceptable según nuestras exigencias.

Con la incorporación de mejoras tecnológicas en las herramientas de inspección interna y la combinación de diversas técnicas de inspección en una misma herramienta o en un mismo servicio, se hace cada vez más difícil poder realizar una evaluación técnica entre diferentes proveedores dado que la comparación no siempre es punto a punto, sino que los servicios tienen sus particularidades.

Previo a una contratación los operadores se basarán en las especificaciones técnicas de los diversos proveedores para evaluar qué tecnología brinda un mejor servicio desde el punto de vista técnico, y evaluar si la oferta económica corresponde a una mejor o menor precisión.

Como se ha mencionado en esta guía, estas especificaciones técnicas indican los intervalos de detección y las tolerancias con las que una tecnología puede detectar y dimensionar anomalías. Por ende, exponen el grado de confianza que da una herramienta o servicio, por lo que es indispensable basarse en esta información para evaluar proveedores. Una vez contratado el servicio, los resultados de la inspección deben ser validados con rigurosidad basados en las especificaciones técnicas, teniendo en cuenta que fue lo que motivo la adjudicación a uno u otro proveedor.

Sin embargo, el Cliente debe poder igualar condiciones para que un proceso licitatorio sea justo y pueda ser realizado con varios oferentes, por lo que se deben buscar puntos de comparación que permitan identificar diferencias técnicas con las cuales puedan ser justificadas las diferencias económicas.

8.5.2 Inspección geométrica extendida de alta resolución

Teniendo en cuenta el sistema de marcadores a instalar o existentes en el ducto a inspeccionar, se debe estipular el grado de precisión que el operador desea para:

- Posición axial desde la referencia existente, ya sea marcador o soldadura más cercana (en metros). Este valor dependerá de la distancia entre referencias.
- Posición circunferencial (en grados).

Deberá indicarse el porcentaje deseado de POI que posea la herramienta para:

- Flexión (bending strain)
- Movimientos de líneas
- Curvas
- Soldaduras

Estos valores se obtienen de los estipulados en inspecciones ya ejecutadas por el operador, de la tecnología disponible en el mercado al momento de realizar la contratación, o de las exigencias impuestas por el especialista de integridad para la inspección que desea obtener.

Estos datos deben ser ponderados entre las diferentes ofertas para evaluar si el costo entre una y otra se condice con la mejora en la precisión.

8.5.3 Pipe Tally y detección de anomalías

En el Anexo A del API STD 1163 y en el POF, se exponen tablas con ejemplos de diversos parámetros que pueden ser informados en las especificaciones técnicas de una herramienta o servicio y que deben ser evaluados para determinar las características técnicas de una herramienta y que pueda ser comparada con otra. Así mismo cualquier otra variable que el Cliente considere deba ser comparada, puede agregarse a los requerimientos y especificar los límites para la misma.

Si bien en general, el estándar especificado del API STD 1163 y del POF es tomado de referencia, la información suministrada en las especificaciones técnicas de cada herramienta es expuesta de diversas formas, por lo que, para que la comparación sea efectiva, muchas veces es necesario solicitar modificaciones en las especificaciones para que se ajusten a las matrices de evaluación.

Cuando las variables fueron comparadas, entre todas aquellas que cumplan con el estándar mínimo estipulado en las condiciones de contratación del servicio se debe realizar una ponderación técnica en el que se determine cual propuesta se ajusta a lo solicitado y cual excede lo especificado.

Con esta información se evaluarán las propuestas económicas y se determinará una relación costo/beneficio del servicio cotizado.

8.6 Informe Preliminar de Inspección

El Contratista debe tener en cuenta para la elaboración, entrega y presentación del Reporte Preliminar de Inspección de cada sistema, lo requerido para este tipo de documento en los párrafos 4.2. Presentación de resultados de inspección, 4.3. Requisitos de software y archivos, y en los párrafos 6.1.3, 6.2.3, 6.3.2 y 6.4.3. Evaluación de anomalías y presentación de informes (para cada tipo de anomalía).

El Reporte Preliminar de inspección incluirá la mano de obra, los equipos, así como los materiales requeridos para la ejecución de la actividad y todos aquellos consumibles necesarios para la correcta ejecución de la labor.

El pago por el reporte será el producto de multiplicar la cantidad de kilómetros a inspeccionar por el valor unitario registrado en el cuadro de oferta y por el porcentaje establecido para este Reporte Preliminar de inspección. Este valor será la compensación total y única que recibirá El Contratista al completar el trabajo de manera eficiente, segura y a satisfacción.

8.7 Informe de Validación de la Inspección

El Contratista debe tener en cuenta para la elaboración, entrega y presentación del informe de validación de la inspección de cada ducto, lo especificado para este tipo de informe, en los párrafos 4.2. Presentación de resultados de inspección, 4.3. Requisitos de software y archivos, y en los párrafos

6.1.3, 6.2.3, 6.3.2 y 6.4.3. Evaluación de anomalías y presentación de informes (para cada tipo de anomalía) de la presente guía.

El Reporte de Validación de la Inspección incluirá la mano de obra, los equipos, así como los materiales requeridos para la ejecución de la actividad y todos aquellos consumibles necesarios para la correcta ejecución de la labor.

El pago por el informe de validación de inspección será el producto de multiplicar la cantidad de kilómetros inspeccionados por el valor unitario registrado en el cuadro de oferta y por el porcentaje establecido para este informe de validación. Este valor será la compensación total y única que recibirá el Contratista al completar el trabajo controlado y recibido a satisfacción.

8.8 Informe de Deformación por Curvado y Movimiento de Tubería

El Contratista tendrá en cuenta para la elaboración, entrega y presentación del informe de deformación por curvado y movimiento de tubería de cada sistema, lo requerido para este tipo de documento, en el párrafo 6.4.2 Evaluación de anomalías y 6.4.3 Requerimientos mínimos para presentación de informes.

El Informe de Deformación por Curvado y Movimiento de Tubería incluirá la mano de obra, los equipos, así como los materiales requeridos para la ejecución de la actividad y todos aquellos consumibles necesarios para la correcta ejecución de la labor.

El pago por el Informe será el producto de multiplicar la cantidad de kilómetros del ducto por el valor unitario registrado en el cuadro de oferta por el porcentaje establecido para este Informe de Inspección deformación por curvado y movimiento de tubería. Este valor será la compensación total y única que recibirá la empresa contratista al completar el trabajo de manera eficiente, segura y a satisfacción.

8.9 Informe Final de Inspección

Para la entrega de los informes finales se debe considerar el plazo, en días, acordado contractualmente con el proveedor.

Se requiere, según las necesidades del Cliente, un reporte escrito en el idioma especificado por el Cliente, que incluya la totalidad de la información obtenida a través de la inspección interna del ducto, en el sistema métrico decimal y de acuerdo a la normativa aplicable (por ejemplo, API STD 1163 punto 10.2), y/o un reporte en formato electrónico. En ambos casos, deben ser firmados por el responsable del reporte y análisis de la información. En particular se puede requerir algún formato especial definido por cada Cliente, que haga más fácil la carga de la información a la base de datos.

Se debe solicitar una descripción de toda la información que se va a entregar en el informe final y debe ser acompañada con un ejemplo del mismo.

Como puntos importantes a tener en cuenta, y que no todos los reportes tienen, se deben considerar los datos de la posición la costura longitudinal del caño (si la posee), clasificar la posición de todos los defectos reportados respecto a la misma, indicando si el defecto afecta la costura (cl), es adyacente a la misma (acl) o se encuentra en el cuerpo del caño (cc). La clasificación de defectos en costura se realiza conforme a la especificación de cada operador.

Cada reporte debe contener un factor de reparación (ERF) por cada anomalía. Éste debe estar claramente definido en la especificación técnica ya que hay distintos tipos de cálculos. Dentro de los más utilizados se encuentran ASME B31G (más conservador), y ASME B31G Modificado y Área Efectiva (menos conservador).

El Cliente, en el caso de poseer ya otras inspecciones, deberá proveer del listado con la denominación de las soldaduras de referencias de cada tramo inspeccionado, la cual deberá ser respetada en el informe final, permitiendo ver la evolución de los tramos inspeccionados. En los casos particulares que se cuente con la información de la posición horaria de la costura longitudinal y la herramienta instrumentada no pudiera detectarla, se entregara la información para que sea incluida en el informe final.

8.10 Validación de la Inspección ILI

Para la validación de la información de ILI, el Proveedor deberá entregar un reporte con la información de la performance de la herramienta durante la inspección del tramo, estados de sensores, cantidad de información obtenida vs la esperada, cálculos, reglas de interacción.

Cada Cliente validará los resultados obtenidos por ILI, teniendo en cuenta todo lo antes mencionado y siguiendo con los siguientes lineamientos generales

Del reporte preliminar, el Operador podrá seleccionar dos o más caños por cada tramo, logrando una muestra de puntos adecuada para la validación.

El proveedor deberá realizar el informe final completo de los caños que contengan los puntos seleccionados dentro del plazo máximo establecido. Estos defectos serán verificados en campo para aprobar la información relevada por la herramienta. La verificación de las anomalías se realizará de acuerdo a API STD 1163, Apéndice E. En el proceso de validación, se tendrán en cuenta tanto los errores de medición de la herramienta como los producidos en la medición directa y la regla de interacción (luego utilizada para el cálculo de área efectiva), acordada previamente a la realización de los trabajos.

Se debe considerar lo contemplado en el numeral 4.4.2 Verificaciones en campo.

El Operador cubrirá los gastos de verificación en campo correspondientes a la cantidad de intervenciones acordadas previamente entre las dos partes. Si, por error de la prestación del servicio, se debieran realizar verificaciones adicionales, los costos asociados estarán a cargo del Proveedor.

8.11 Comparación entre múltiples corridas

Cuando ya se tienen dos o más corridas en el mismo ducto y con la misma tecnología, es posible comparar y calcular lo siguiente:

- Análisis comparativo señal a señal de una misma anomalía;
- Reproceso de la corrida anterior con el nuevo algoritmo y comparación entre ellas;
- Determinación de velocidades de corrosión;
- Trazabilidad en las referencias primarias;
- Análisis de Esfuerzos de Tensión (*Bending Strain Analysis*);
- Movimiento de Tuberías (*Pipeline Movement*)
- Otros

Dichos cálculos y análisis se pueden realizar tanto por la Contratista de Inspección como por el Cliente en caso de que tenga las herramientas adecuadas.

Anexo 1. Formato de Propuesta Tecnológica por Tipo de Anomalía o Inspección

En el siguiente Anexo se podrá revisar cada uno de los tipos de herramienta de acuerdo a los diferentes tipos de anomalías. Esta tabla fue extraída de la Norma API 1160 en su edición 2001.

Notas de la tabla:

1. Limitado por la pérdida mínima detectable
2. Limitado por la profundidad, longitud y ancho mínimo detectable de los defectos
3. Definido por la precisión en dimensionamiento de la herramienta
4. Si el ancho es menor que el ancho del defecto mínimo detectable por la herramienta
5. Probabilidad de Detección reducida (POD) para fisuras cerradas
6. Transductores deben rotarse 90°
7. Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura
8. Dependiendo de la configuración de la herramienta, también en posición circunferencial
9. Si está equipado para medición de ovalidades
10. Disponible para herramientas umbilicales
11. Si está equipado para medición de curvaturas

Propósito del ILI	Herramientas de Pérdida de Metal			Herramientas de Detección de Fisuras		Herramientas Geométricas	
	Pérdida de Flujo Magnético (MFL)		Ultrasónico (onda de compresión)	Ultrasónico (shear wave)	MFL Transversal	Caliper	Mapeo Inercial
	Resolución Standard MFL	Alta Resolución MFL					
Pérdida de Metal: Corrosión Externa e Interna	Detección ¹ , Dimensionamiento ^{3,10} Sin discriminación ID/OD	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Sin detección	Sin detección
Corrosión Externa Axial Estrecha (NAEC)	Sin detección	Sin detección ⁴	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Sin detección	Sin detección
Fisuras y Defectos Tipo Fisuras Axiales Corrosión bajo tensión, fisuras por fatiga, imperfecciones de la soldadura longitudinal, fusión incompleta (falta de fusión), fisuras de raíz	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Detección ² Dimensionamiento ³	Detección ² Dimensionamiento ³	Sin detección	Sin detección
Fisuras Circunferenciales	Sin detección	Detección ⁵ y Dimensionamiento ⁵	Sin detección	Detección ² y Dimensionamiento ³ si es modificada ⁶	Sin detección	Sin detección	Sin detección
Abolladuras, Arrugas, Curvaturas y Hebillas	Detección ⁷	Detección ⁷ Dimensionamiento no confiable	Detección ⁷ Dimensionamiento no confiable	Detección ⁷ Dimensionamiento no confiable	Detección ⁷ Dimensionamiento no confiable	Detección ^{8,10} Dimensionamiento	Detección, Dimensionamiento no confiable
En caso de detección, la posición circunferencial es entregada.							

Propósito del ILI	Herramientas de Pérdida de Metal			Herramientas de Detección de Fisuras		Herramientas Geométricas		
	Pérdida de Flujo Magnético (MFL)		Ultrasónico (onda de compresión)	Ultrasónico (shear wave)	MFL Transversal	Caliper	Mapeo Inercial	
	Resolución Standard MFL	Alta Resolución MFL						
Gubia (Arañazos)	Detección ^{1,2} pero no discriminada como gubias (arañazos)							Sin detección
Laminación o Inclusión	Detección Limitada	Detección Limitada	Detección y Dimensionamiento ₃	Detección y Dimensionamiento ₃	Detección Limitada	Sin detección	Sin detección	
Reparaciones Previas	Detección de camisas metálicas y parches, otros solo con marcadores de materiales ferrosos		Detección sólo de camisas metálicas y parches soldados a la tubería	Detección sólo de camisas metálicas y parches soldados a la tubería	Detección de camisas metálicas y parches, otros solo con marcadores de materiales ferrosos	Sin detección	Sin detección	
Anomalías Relacionadas a la Fabricación	Detección Limitada	Detección Limitada	Detección	Detección	Detección Limitada	Sin detección	Sin detección	
Bends	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Detección y Dimensionamiento ₃	Detección y Dimensionamiento ₃	
Ovalidades	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Detección y Dimensionamiento _{3,11}	Detección y Dimensionamiento _{3,9}	
Coordenadas del Ducto	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Sin detección	Detección y Dimensionamiento ₃	

Anexo 2. Metodología de Aceptación de la Corrida

La calidad de una inspección depende de varios factores que son responsabilidad del operador y de la empresa inspectora.

En la preparación de la inspección por herramienta instrumentada, es muy importante que el operador repase las informaciones correctas sobre el ducto para la empresa inspectora. El control de velocidad es un parámetro muy importante para una buena inspección en línea. Válvulas totalmente abiertas impiden que la herramienta dispare al pasar por ellas. Espesores de pared de ducto elevados, a veces no informados, pueden hacer que la herramienta pare o reduzca momentáneamente su velocidad, disparando después de su paso. La limpieza del ducto influye en la calidad de la inspección, en niveles diferenciados según la técnica de inspección. El nivel de magnetización, para las herramientas MFLs también puede comprometer la inspección.

La validación de la corrida dependerá de la calidad de la inspección realizada. Por lo tanto, el operador deberá tener todos los cuidados, que estén bajo su responsabilidad, para atender a las especificaciones técnicas informadas por la empresa inspectora, necesarias para un buen desempeño de la herramienta.

Para validar una inspección instrumentada, se debe verificar que las indicaciones de la herramienta corresponden con las conseguidas en las inspecciones directas de campo. Las herramientas ILI instrumentados tienen limitaciones cuanto a detección y dimensionamiento de los defectos y estas deben ser consideradas en la validación de la corrida, entre ellas las tolerancias de medición. Otro punto a considerar es la pérdida de sensores a lo largo de la inspección y cuáles son los límites aceptables para considerar que la corrida fue válida.

Para realizar la validación de la corrida, se sugiere dividir esta actividad en seis tópicos, y estos son:

1. Límite de pérdida de sensores

Definir un límite de pérdida de sensores es una tarea difícil. El ideal es que la inspección sea completa. Un punto importante es asegurarse que no se dejó de detectar ningún defecto crítico.

El documento *Specifications and Requirements for Intelligent Pig Inspection of Pipelines* del Pipeline Operators Forum describe un procedimiento de aceptación de la corrida para pérdida de sensores, como se describe a continuación:

- Pérdida continua de datos menor o igual a 0,5% del largo del ducto
- Pérdida discontinua de datos menor o igual a 3% del largo del ducto
- Pérdida continua de datos menor que 3 sensores adyacentes o 25 mm circunferencialmente (el que sea más pequeño)

En el caso de no cumplir con alguna de las condiciones anteriores, el operador debe discutir con la empresa inspectora la necesidad de una nueva corrida y si las pérdidas afectaron la detección y capacidad de dimensionamiento de los defectos por la herramienta.

Para poder apreciar si es necesario realizar una nueva corrida, además de lo mencionado arriba, se precisa conocer el histórico del ducto y evaluar bien el riesgo de aceptar una corrida con pérdida de datos. Esta decisión depende de las condiciones de integridad de cada ducto y de los riesgos asociados.

2. Definición del número de puntos a validar en campo

Según la norma API STD 1163, puede haber tres niveles de validación de la corrida, definiendo el número de puntos a inspeccionar en campo:

- *Nivel 1:*
Se realizan pocas o ninguna inspección directa en campo. Esta validación se aplica en ductos con defectos en los que el riesgo en relación a probabilidad de falla y consecuencia es bajo. Se pueden comparar los defectos con los de otras corridas del mismo ducto o de líneas similares.
- *Nivel 2:*
Varias inspecciones directas se realizan en campo con el fin de generar una confianza razonable de que los dimensionamientos de los defectos por la herramienta están de acuerdo con las especificaciones de la herramienta.
- *Nivel 3:*
Verificación estadística, utilizando un número elevado de inspecciones directas en el campo. Las tolerancias de la herramienta pueden verificarse/definirse en función de esa verificación.

Si bien lo ideal sería ir hasta el nivel 3, se sugiere utilizar los niveles 1 y 2 debido a la necesidad de obtener resultados rápidos y las dificultades para realizar las inspecciones directas en campo, sea por cuestiones técnicas, económicas, o ambientales, entre otras.

Para definir la cantidad de puntos a verificar en campo, se considera el histórico del ducto, el nivel de riesgo asociado y las corridas ya realizadas anteriormente. Éstas ya fueron validadas y por lo tanto se asume que sus resultados son confiables. Más complicado es el caso de querer comparar corridas con tecnologías distintas: por ejemplo, herramienta ultrasónica con herramienta MFL.

Prácticamente, primero se define una cantidad de puntos necesarios para validar una corrida considerando los criterios mencionados en el párrafo anterior. Luego, según los resultados de las primeras inspecciones de campo, se reevalúa ese número hasta poder apreciar la calidad de la inspección en línea. Este proceso se realiza en conjunto entre el Cliente y la empresa contratada para la inspección ILI.

3. Definición de los puntos a correlacionarse directamente en el campo

En el momento de determinar los defectos que se verificarán en campo, se debe considerar la criticidad de éstos y aprovechar la oportunidad de inspeccionar puntos que sean críticos para la integridad del ducto. En efecto, luego de recibir un informe de inspección, es a menudo necesario dar una respuesta inmediata a las amenazas detectadas por la herramienta. Para la elección de los defectos a inspeccionarse directamente en el campo, se sugiere clasificarlos según su nivel de riesgo/criticidad. Considerándose solamente la probabilidad de falla, sigue una lista de defectos candidatos a ser inspeccionados, por orden de prioridad:

1. Pérdida de espesor superior al 80%
2. $ERF \geq 1,39$
3. Abolladuras con gubia o grieta en la mitad superior del ducto (9:00 a las 15 hs de posición horaria)
4. $1,0 < ERF < 1,39$
5. Pérdida de espesor superior a un 50%
6. Abolladura en soldadura longitudinal o circunferencial
7. Gubia, pandeo local (buckle), arrugas (wrinkles), abolladura con torsión (kink)
8. Expansión volumétrica
9. Abolladura
10. Ovalización
11. Doble laminación inclinada
12. $ERF < 1$
13. Defecto de fabricación

Para elegir los defectos, también se tiene que tomar en cuenta los siguientes factores:

- Facilidad de acceso al sitio donde se va a realizar la excavación
- Cercanía a referencias como válvulas, trechos aéreos, para facilitar su ubicación
- Defectos en trechos aéreos o enterrados dentro de cajas, que no necesitan excavación.
- Agrupamiento de defectos en un mismo tramo, para poder validar varios puntos en un mismo sitio, reduciendo costo y acelerando la validación del informe.
- Defectos externos del tubo: las mediciones de sus dimensiones son más fáciles y acertadas.
- Defectos con dimensiones variadas, principalmente en profundidad

4. Conocimiento de las limitaciones de las herramientas de inspección

Las herramientas instrumentadas tienen limitaciones cuanto a la probabilidad de detección y de identificación de los defectos. Esas limitaciones y las tolerancias de las mediciones están indicadas en la propuesta técnica de las empresas contratadas para el ILI. Dependen del diámetro del ducto, dimensiones de los defectos, ubicación de los defectos en el tubo (en la soldadura o en el metal base),

velocidad de la herramienta durante la inspección, magnetización, calidad de la limpieza, pérdida de sensores, entre otras.

Puede ser difícil mantener las condiciones de velocidad, adecuadas para la inspección instrumentada, en toda la extensión del ducto. Por lo tanto, es importante saber si los puntos que serán verificados en el campo fueron medidos por una herramienta transitando en el ducto dentro de los límites de velocidad definidos en la especificación técnica de la propuesta.

También es fundamental conocer las limitaciones de cada herramienta instrumentada, con el fin de no confundir limitación de la técnica de inspección con un error de medición.

5. Realización de las correlaciones

La determinación de las dimensiones del defecto en campo debe ser realizada con equipos de medición calibrados y adecuados para cada tipo de defecto, y ejecutada por personal entrenado y calificado.

Ante todo se debe verificar la ubicación correcta del punto de correlación. Para ello, se usan los datos de coordenadas georreferenciadas, distancia del defecto a estándares definidos antes de la corrida (indicadores magnéticos o Above Ground Markers), distancia del defecto a la soldadura circunferencial y longitudinal, posición horaria del defecto y, de ser posible, utilizar alguna referencia cercana, como por ejemplo un tubo de menor longitud.

Como indicado en el párrafo 4, al momento de comparar las indicaciones de la herramienta instrumentada con lo encontrado en campo, se debe tomar en cuenta las tolerancias de medición de la herramienta según el tipo de defecto (pinhole, pitting, general corrosion, etc.) y la ubicación del defecto (en la soldadura o en el metal base).

Para que la comparación tenga sentido, se debe utilizar los mismos criterios de dimensionamiento de los defectos que los usados por las herramientas instrumentadas. El párrafo 4.2 del documento *Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines* del *Pipeline Operators Forum* (POF) indica cómo se determinan las dimensiones de los defectos indicados por la herramienta.

6. Validación o no de la corrida

Es importante que la empresa responsable por la inspección ILI acompañe y valide los valores encontrados en campo junto con el Cliente. Si hay discrepancias significativas entre las indicaciones de la herramienta y los defectos encontrados directamente en campo, se deberá volver a evaluar el informe. Si no se pueden validar los datos, se debe realizar una nueva inspección en línea, o sea una nueva corrida

Anexo 3. Guía para la Verificación de Anomalías Reportadas por ILI

A. Introducción

La verificación de la anomalía reportada por herramienta instrumentada es una actividad importante para validar la corrida y asegurar que el análisis de las anomalías se hará sobre la base de datos confiables.

Para realizar la inspección en campo de esas anomalías, se recomienda dividir esta tarea en distintas etapas, listadas a continuación:

- Verificación de datos del ducto
- Verificación de datos de la anomalía, a través del informe de la inspección ILI
- Ubicación de la anomalía en el sistema GIS
- Ubicación de la anomalía en la franja
- Excavación y abertura de zanja
- Ubicación de la anomalía en el tubo
- Medición de las dimensiones de la anomalía
- Identificación de la posible causa de la anomalía
- Cerramiento de la zanja
- Informe de la inspección

B. Etapas para verificación de anomalía

B.1. Verificación de datos del ducto

Deberán verificarse los siguientes datos del ducto en el cual se encuentra la anomalía:

- Diámetro nominal
- Espesor nominal de pared
- Material del acero
- Proceso de fabricación del acero (seamless, SAW, ERW)
- Tipo de revestimiento externo

B.2. Verificación de datos de la anomalía, a través del informe de la inspección ILI

Los elementos a continuación deben estar a disposición antes de llevar a cabo la validación:

- Coordinadas geográficas y “datum” de la ubicación de la anomalía
- Distancia de la anomalía a alguna referencia física (indicadores magnéticos, above ground markers, válvulas, T's, etc.)
- Pérdida de espesor máxima, longitud, ancho de la anomalía
- Posición horaria de la anomalía
- Distancia de la anomalía a la soldadura circunferencial más cercana

- Si tenemos un clúster de anomalías, recolectar los datos de cada anomalía individualmente
- Disponibilidad de la hoja de “dig sheet” (hoja de excavación) en el programa de la empresa inspectora
- Posibilidad de visualización de las anomalías en el programa de la empresa inspectora

La visualización de la anomalía en el programa de la empresa inspectora es importante para la ejecución de la inspección de campo porque permite tener una idea preliminar de como esa anomalía se encuentra distribuida longitudinalmente y circunferencialmente en el tubo.

B.3. Ubicación de la anomalía en el sistema GIS

La visualización de la anomalía en el sistema GIS, a través de sus coordenadas, proporcionará informaciones importantes para la preparación de los servicios de inspección. Con esa visualización previa, se pueden identificar posibles problemas a enfrentar para los servicios de inspección y cuales son los recursos necesarios para ejecutarlos. Esa actividad no es obligatoria, pero es una buena práctica.

La disponibilidad de *AS BUILT*, con informaciones detalladas del ducto como la distribución de tubos, cobertura (profundidad), revestimiento de concreto, tipo de suelo, indicación de áreas inundadas, entre otras, es útil también para programar las inspecciones en campo.

B.4. Ubicación de la anomalía en la franja

A partir de la hoja de excavación generada por el programa proporcionado por la empresa proveedora del servicio de ILI, se puede ubicar el punto a inspeccionar en la franja utilizando las coordenadas geográficas y/o la distancia de la anomalía a los marcadores instalados, o a las referencias físicas como válvulas, T's, etc. Si se usan marcadores o referencias físicas, se recomienda ubicar el punto indicando las distancias entre la anomalía y las referencias aguas arriba y aguas abajo.

La pérdida de referencias por la herramienta instrumentada puede llevar calcular distancias elevadas entre la anomalía y las referencias instaladas, dificultando y/o agregando errores en la tarea de ubicación del punto.

En el caso de que haya dudas sobre la ubicación de la anomalía, se recomienda buscar una referencia en el ducto más cercana a la anomalía, como por ejemplo un tubo de longitud muy distinto de los tubos cercano a la anomalía.

B.5. Excavación y abertura de zanja

Para realizar la excavación, se debe tener un procedimiento indicando como ésta será realizada. Para ello, antes de iniciar las obras, se recomienda:

- Verificar la profundidad de terraplén y la ubicación del ducto que será inspeccionado, como de los ductos adyacentes, señalizando físicamente con estacas (pedazos de madera) su localización, a fin de evitar dañarlo durante la excavación.

- Verificar el nivel de capa freática, tipo de suelo y demás informaciones necesarias para la elaboración de un pequeño proyecto de excavación, adecuado para las condiciones locales, definiendo por ejemplo: drenaje del agua (en caso de nivel elevado de capa freática), posición de la tierra que será sacada de la zanja sobre el talud creado, definición de la distancia entre apoyos que van a ser instalados bajo el ducto durante la excavación, entre otros.

El procedimiento deberá definir también como se hará la excavación, con máquina del tipo retroexcavadora y/o por excavación manual.

Se debe tener cuidado no sobrecargar el talud de la zanja y/o con el movimiento de máquinas y equipos cercanos al talud.

B.6. Ubicación de la anomalía en el tubo

Luego de la excavación y con las condiciones de seguridad adecuadas para ubicar el punto de validación, se recomienda seguir la secuencia a continuación:

- Conocer cuál fue el sentido de la corrida. En efecto, ciertos ductos pueden operar en ambos sentidos y esto puede llevar al inspector de ductos a cometer errores en la ubicación del punto.
- Una vez en el sitio del punto a ser excavado, confirmar nuevamente el sentido de la corrida: el punto a ser inspeccionado a menudo se encuentra en área remota y se puede perder la referencia de la ubicación de la trampa de lanzamiento de la herramienta.
- Utilizando el “dig sheet” y a partir de la ubicación del punto gracias a las coordenadas geográficas o a través de la distancia a una referencia, se debe encontrar la soldadura más cercana a la anomalía a ser inspeccionada. Será la referencia inicial para la ubicación de la anomalía. Una buena práctica es identificar otra soldadura del tubo y verificar si la longitud del tubo está de acuerdo con la indicación de la herramienta.
- Se localiza la anomalía a partir de la soldadura más cercana, utilizando la distancia y la posición horaria informadas por la herramienta.

Es importante tener claro como la empresa proveedora del servicio establece la posición horaria de la anomalía: tomando como referencia el borde superior izquierdo o el centro de la anomalía. En efecto, puede haber diferencias entre las empresas.

Otra forma de comprobar que la inspección se hace en el tubo correcto es verificar la posición horaria de la soldadura longitudinal. Algunas empresas inspectoras proporcionan la ubicación de esa soldadura en la hoja de excavación (“dig sheet”).

B.7. Medición de las dimensiones de la anomalía

La medición de las dimensiones de la anomalía se realiza con equipos calibrados y personal calificado. La preparación de la superficie del sitio a ser inspeccionado y la utilización de instrumentos adecuados para cada tipo de anomalía es fundamental para obtener resultados adecuados. De ser posible, la inspección tiene que permitir la verificación del perfil de la anomalía, lo que posibilita una evaluación por métodos más complejos y menos conservativos.

La visualización de la anomalía en el programa de la empresa inspectora es útil para la inspección de campo, en particular si la anomalía está ubicada en la parte interna del ducto.

Las dimensiones de las anomalías verificadas directamente en el campo, van a ser comparadas con las indicaciones encontradas por la inspección ILI. Para que la comparación tenga sentido, se debe utilizar los mismos criterios de dimensionamiento tanto para los defectos encontrados en el campo que para los encontrados por la inspección ILI. Los criterios usados por la empresa proveedora generalmente sigue las orientaciones del párrafo 4.2 del documento *Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines* del *Pipeline Operators Forum* (POF) indica cómo se determinan las dimensiones de los defectos indicados por la herramienta.

Además del dimensionamiento de la anomalía (longitud, ancho, profundidad), se debe verificar:

- Posición horaria de la anomalía
- Espesor de pared del ducto localmente
- Distancia de la anomalía a la soldadura más cercana
- Longitud de tubos adyacentes excavados
- Dimensiones de la zanja
- Nivel de la capa freática

B.8. Identificación de posibles causas de la anomalía

Luego e verificar una anomalía, se debe investigar su causa para evitar su repetición en el ducto. Dependiendo de la anomalía, se recomienda considerar las siguientes verificaciones:

- Tipo y estado del revestimiento externo
- Potencial tubo-suelo en el sitio de la anomalía
- Resistencia del suelo
- Presencia de corriente de interferencia
- pH del suelo
- pH fluido entre revestimiento y tubo
- Análisis microbiológico
- Tipo de suelo original y el que se utiliza en la cobertura del ducto
- Cobertura de terraplén del ducto
- Movimiento local o global del suelo
- Nivel de la capa freática
- Proceso de fabricación del tubo
- Anomalías preexistentes de fabricación, construcción y montaje
- Uso del suelo por sus propietarios
- Acción de terceros
- Interferencia con otros ductos
- Tipo de producto transportado (presencia de H₂S, parafina, BSW, etc.)

- Datos operacionales del ducto (presión, caudal, temperatura)

B.9. Cierre de la zanja

Luego de la realización de las inspecciones de campo y de la aplicación de medidas mitigadoras, se recomienda tener cuidado al momento de cerrar la zanja: en esta zona, habrá una transición de terreno ya asentado y compactado, potencialmente desde la construcción del ducto, por un terreno recompuesto. Por lo tanto, es importante realizar el cierre de la zanja en capas, buscando compactar bien el suelo del nivel del ducto hacia abajo, para prevenir asientos indeseables. También se debe sacar del suelo de cierre de la zanja cualquier piedra u otro material que pueda dañar el revestimiento del ducto.

C. Informe de la inspección

El informe de inspección debe contener, por lo menos:

C.1. Datos generales del ducto

- Nombre del ducto/trecho/sección del ducto
- Diámetro
- Espesor nominal
- Material del tubo y proceso de fabricación del tubo (SAW, ERW, seamless)
- Revestimiento externo

C.2. Datos de la zanja

- Dimensiones de la zanja
- Tipo de suelo
- Nivel de la capa freática
- Croquis de la zanja

C.3. Datos de la anomalía detectada por la herramienta instrumentada comparado con lo encontrado en la inspección de campo

- Tipo de anomalía
- Ubicación (distancia informada por la herramienta ILI)
- Longitud
- Ancho
- Profundidad
- Posición horaria
- Espesor de pared

C.4. Informaciones complementarias

- Estado del revestimiento
- Ensayos no destructivos ejecutados (PM, LP)
- Potencial tubo-suelo

C.5. Causa básica de la anomalía

Informar, si es posible, la causa básica de la anomalía

C.6. Croquis del tubo con la anomalía

- Dimensiones de los tubos
- Ubicación de las soldaduras circunferenciales y longitudinales
- Distancia de la anomalía a la soldadura circunferencial y longitudinal
- Dimensiones de la anomalía y posición horaria
- Sentido de la corrida de la herramienta
- Ubicación del defecto informada por la herramienta

C.7. Registro fotográfico

Se recomienda ejecutar registro fotográfico de la zanja abierta y también del área inspeccionada con las siguientes inscripciones en el tubo:

- Fecha de la inspección
- Ubicación del punto (referente al odómetro de la herramienta)
- Sentido de la inspección, incluyendo los nombres del sitio de las trampas de lanzamiento y de recepción
- Tipo de anomalía
- Posición horaria
- Distancia de la soldadura más cercana
- Dimensiones de la anomalía (profundidad, longitud y ancho)

C.8. Fecha y firma

El informe debe indicar la fecha y ser firmado por el técnico responsable de la inspección de campo.



MEJORES PRACTICAS

Guía ARPEL de Gestión del Proceso ILI en ductos



ARPEL es una asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de contribuir activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región.

Actualmente sus socios representan un alto porcentaje de las actividades del upstream y downstream en América Latina y el Caribe e incluyen a empresas operadoras nacionales e internacionales, proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.



Sede Regional:

Av. Luis A. de Herrera 1248. WTC. Torre 2. Piso 7. Of. 717.
CP 11300. Montevideo, Uruguay
Tel: (+598) 2623-6993 • info@arpel.org.uy

www.arpel.org