

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**Evaluación de datos de una Unidad de Medición Inercial para
identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta
hidrocarburos en la Selva del Perú**

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico

Elaborado por:

Edisson Yanqui Vivanco

 [0009-0004-6222-7347](https://orcid.org/0009-0004-6222-7347)

Asesor:

Dr. Aurelio Marcelo Padilla Ríos

 [0009-0007-6270-6171](https://orcid.org/0009-0007-6270-6171)

LIMA - PERÚ

2025

Citar/How to cite	(Yanqui, 2025)
Referencia/Reference	Yanqui, E. (2025). <i>Evaluación de datos de una unidad de medición inercial para identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos en la Selva del Perú</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

*A dios, por sobre todas las cosas por brindarme salud y sabiduría para
afrontar los obstáculos presentes en mi vida.*

A mis padres, mi esposa e hija por su apoyo y motivación para mi desarrollo profesional.

Lista de contenidos

Resumen.....	x
Abstract.....	xi
Introducción.....	xii
1. Capítulo I. Generalidades.....	1
1.1 Antecedentes de la Investigación.....	1
1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio.....	3
1.3 Formulación del Problema.....	5
1.3.1 Problema Principal.....	5
1.4 Justificación e Importancia.....	5
1.5 Objetivos.....	7
1.5.1 Objetivo general.....	7
1.6 Hipótesis.....	7
1.6.1 Hipótesis general.....	7
1.7 Variables y Operacionalización de Variables.....	8
1.7.1 Operacionalización de Variables.....	8
1.8 Metodología de la Investigación.....	9
1.8.1 Unidad de Análisis.....	9
1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación.....	9
1.8.3 Diseño de la Investigación.....	9
1.8.4 Población y Muestra.....	9
1.8.5 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	10
1.8.6 Análisis y Procesamiento de Datos.....	10
2. Capítulo II. Marco Teórico y Marco Conceptual.....	11
2.1 Marco Teórico.....	11
2.1.1 Navegación.....	11

2.1.2 Navegación inercial.....	11
2.1.3 Sistemas de navegación inercial	12
2.1.4 Aplicación de IMU en ductos de hidrocarburos	15
2.1.5 Herramientas de inspección interna.....	16
2.1.6 Cálculo de curvatura	21
2.1.7 Componentes significativos de deformación en tuberías.....	25
2.1.8 Perfiles de curvatura en tuberías	29
2.1.9 Patrones típicos de movimiento de suelos.....	31
2.1.10 Límites críticos de deformación: según CSA-Z662	34
2.1.11 Criterios de aceptación	36
2.2 Marco Conceptual	37
3. Capítulo III. Desarrollo del Trabajo de Investigación	39
3.1 Descripción del Sistema.....	39
3.1.1 Características del Ducto.....	39
3.1.2 Sección EB1-EB2 Ducto de hidrocarburos líquidos	40
3.1.3 Sección EB2-EB3 Ducto de hidrocarburos líquidos	41
3.2 Normativa nacional e internacional.....	41
3.3 Cálculo de Límites críticos de deformación	42
3.4 Recolección de datos.....	45
3.5 Análisis de Datos.....	47
3.6 Análisis de deformación por flexión	48
3.6.1 Cálculo de curvatura y deformaciones	48
3.6.2 Diagrama de flujo del proceso de análisis	53
3.6.3 Identificación de áreas de deformación por flexión	54
4. Capítulo IV. Análisis y discusión de Resultados	56
4.1 Análisis de resultados	56

4.1.1 Análisis de deformaciones KP9+470.....	56
4.1.2 Análisis de deformaciones KP243+500	59
4.2 Contratación de la hipótesis	62
4.3 Discusión de resultados	62
Conclusiones.....	64
Recomendaciones.....	65
Referencias.....	66
Anexos	68

Lista de Tablas

Tabla 1: Operacionalización de variables.....	8
Tabla 2: Principales Instalaciones ducto de hidrocarburos líquidos.....	39
Tabla 3: Características del ducto de hidrocarburos líquidos	40
Tabla 4: Límite de deformación por compresión EB1-EB2.....	43
Tabla 5: Límite de deformación por tensión EB1-EB2.....	43
Tabla 6: Límite de deformación por compresión en soldadura EB1-EB2.....	43
Tabla 7: Límite de deformación por compresión EB2-EB3.....	44
Tabla 8: Límite de deformación por tensión EB2-EB3.....	44
Tabla 9: Límite de deformación por compresión en soldadura EB2-EB3.....	45
Tabla 10: Registro de datos recolectados por IMU	47
Tabla 11: Solución inercial EB1-EB2	47
Tabla 12: Cálculo de curvaturas y deformaciones EB1-EB2	52
Tabla 13: Datos característicos de un área de deformación por flexión.	55
Tabla 14: Análisis de deformaciones Año 1 vs Año 2 KP9+470.....	57
Tabla 15: Análisis de deformaciones Año 2 vs Año 3 KP9+470.....	59
Tabla 16: Análisis de deformaciones Año 1 vs Año 2 KP243+500	60

Lista de Figuras

Figura 1: Colapso de tubería por causa de un deslizamiento de tierra.....	4
Figura 2: Componentes de un sistema de navegación inercial	12
Figura 3: Diagrama esquemático de una plataforma estable de IMU	13
Figura 4: Diagrama esquemático acelerómetro.....	14
Figura 5: Configuración típica de Pig Inteligente con IMU.....	15
Figura 6: Unidad de medición inercial - LN200.....	16
Figura 7: Entrampado de herramienta de inspección interna	16
Figura 8: Herramienta MFL (Magnetic Flux Leakage)	17
Figura 9: Principio de pérdida de flujo magnético.....	18
Figura 10: Herramienta geométrica.....	19
Figura 11: Esquema proceso de ajuste y escala de data inercial	19
Figura 12: Esquema de módulo de sensores para mapeo inercial	20
Figura 13: Herramienta de inspección en combo	21
Figura 14: Vector curvatura K y vector tangente t	22
Figura 15: Descomposición de la curvatura (sección transversal tubería).....	23
Figura 16: Proyección del vector tangencial sobre el sistema de coordenadas local	24
Figura 17: Componentes de deformación en una tubería	26
Figura 18: Distribución de las componentes axial y flexión de la deformación longitudinal	27
Figura 19: Representación gráfica de la deformación por flexión en una viga.....	28
Figura 20: Perfil de curvatura en sección recta	29
Figura 21: Perfil de curvatura en curva en caliente	30
Figura 22: Perfil de curvatura en curva en frío	30
Figura 23: Perfil de curvatura en soldadura	31
Figura 24: Perfil de curvatura de segmento de deformado.....	31
Figura 25: Diagrama de carga de deslizamiento lateral y patrón de la IMU.....	32

Figura 26: Diagrama de carga de deslizamiento vertical y patrón de la IMU	33
Figura 27: Factor de soldadura circunferencial DNV DNVGL-ST-F101	36
Figura 28: Perfil de presiones y altimetría tramo EB1-EB2	40
Figura 29: Perfil de presiones y altimetría tramo EB2-EB3	41
Figura 30: Herramienta XGP con sensor IMU	46
Figura 31: Puntos de medición de deformaciones	49
Figura 32: Dirección de movimiento horizontal del suelo a la derecha (tracción)	50
Figura 33: Dirección de movimiento horizontal del suelo a la izquierda (compresión)	50
Figura 34: Dirección de movimiento vertical del suelo hacia abajo (tensión)	51
Figura 35: Dirección de movimiento vertical del suelo hacia arriba (compresión)	51
Figura 36: Etapa 1 - Cálculo de deformación por flexión en cuerpo de tubo y soldadura circunferencial	53
Figura 37: Etapa 2 y 3, planes de acción para cada nivel de valoración	53
Figura 38: Área de deformación por flexión EB1-EB2 (Software PigNavi)	55
Figura 39: Área de deformación por flexión KP9+470 (Año 1 vs Año 2)	57
Figura 40: Relevamiento topográfico KP9+470	58
Figura 41: Proceso de liberación de tensiones progresiva KP9+470	58
Figura 42: Área de deformación por flexión KP9+470 (Año 2 vs Año 3)	59
Figura 43: Área de deformación por flexión KP243+500 (Año 1 vs Año 2)	60
Figura 44: Relevamiento topográfico KP243+500	61
Figura 45: Proceso de liberación de tensiones progresiva KP243+500	61

Resumen

El presente trabajo de investigación busca evaluar los datos obtenidos por un dispositivo que usa sensores para medir la aceleración, velocidad angular y a veces campo magnético como es la Unidad de Medición Inercial (IMU, Inertial Measurement Unit) como resultados de la inspección interna realizada en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos ubicado en la selva del Perú, cuyo fin es el de identificar posibles deformaciones por flexión y movimiento del ducto. El estudio busca establecer criterios técnicos que permitan interpretar adecuadamente la solución inercial, correlacionarla con las condiciones geográficas y estructurales del entorno, y determinar el plan de acción con el fin de mitigar los riesgos asociados a estos eventos.

Para evaluar las deformaciones por flexión, se hizo uso del software especializado PigNavi. Este software tiene la capacidad de procesar y evaluar data cruda producto de las inspecciones con herramientas inerciales. No obstante, la utilidad de esta tecnología depende en gran medida de una correcta interpretación y evaluación de los datos generados por el analista de datos. Posteriormente, se calculan las deformaciones metro a metro, sus componentes vertical, horizontal y total. Además, se determinan los límites de deformación, tomando como referencias normativas y estándares internacionales, con el fin de determinar planes de acción y atención, sobre el ducto. Como complemento, se presentan casos de estudio de dos zonas en el ducto, donde se evidenciaron cambios en la deformación del ducto, los mismos que, posterior a la verificación en campo, fueron corroborados y en base a su criticidad, se implementaron medidas de mitigación previo a la ocurrencia de fallas. El trabajo concluye que, mediante los datos obtenidos de una IMU, una correcta evaluación e interpretación de los perfiles de deformación, permite una oportuna respuesta y atención sobre el ducto, evitando y mitigando las fallas de manera temprana, después de su correcta implementación.

Palabras clave: Ducto de transporte, hidrocarburos, unidad de mapeo inercial, curvatura, deformación, falla.

Abstract

This research paper seeks to evaluate the data obtained by a device that uses sensors to measure acceleration, angular velocity, and sometimes magnetic field, such as the Inertial Measurement Unit (IMU), as a result of an internal inspection conducted on a pipeline transporting liquid hydrocarbons located in the Peruvian jungle. The purpose of this inspection is to identify potential deformations due to bending and movement of the pipeline. The study seeks to establish technical criteria that allow for the proper interpretation of the inertial solution, correlate it with the geographic and structural conditions of the environment, and determine an action plan to mitigate the risks associated with these events.

To evaluate bending deformations, specialized software PigNavi was used. This software is capable of processing and evaluating raw data from inspections with inertial tools. However, the usefulness of this technology largely depends on the correct interpretation and evaluation of the data generated by the data analyst. Subsequently, the meter-by-meter deformations, including their vertical, horizontal, and total components, are calculated. In addition, deformation limits are determined, using international regulatory and standard references, in order to determine action and response plans for the pipeline. Additionally, case studies are presented from two areas within the pipeline where changes in pipeline deformation were evident. These changes were corroborated after field verification, and based on their criticality, mitigation measures were implemented prior to failures occurring. The work concludes that, using data obtained from an IMU, a correct evaluation and interpretation of deformation profiles allows for a timely response and response to the pipeline, preventing and mitigating failures early after their proper implementation.

Keywords: pipelines, hydrocarbons, inertial mapping unit, curvature, deformation, failure.

Introducción

El transporte de hidrocarburos por ductos constituye una infraestructura estratégica en la industria energética, al permitir el traslado continuo, seguro y eficiente de grandes volúmenes de hidrocarburos. Sin embargo, estos sistemas enfrentan riesgos significativos, especialmente cuando atraviesan zonas geográficas complejas, como la es la selva peruana.

Ante esta problemática, la incorporación de tecnologías de inspección interna, como las IMU instaladas en herramientas de inspección en línea que se utiliza para examinar el interior de las tuberías, (intelligent pig), ha cobrado relevancia en los programas de gestión de integridad. Estas unidades permiten recolectar información detallada sobre el perfil geométrico y trayectoria del ducto.

El presente trabajo de investigación consiste en evaluar los datos recolectados por una unidad de medición inercial, producto de las inspecciones internas realizadas a un ducto de que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú.

La presente investigación se desarrolla en 4 capítulos, que se describen a continuación:

El **primer capítulo**, contiene las generalidades de la investigación, la descripción del problema de investigación, los objetivos de la investigación y los antecedentes investigativos a nivel internacional y nacional.

El **segundo capítulo**, se describen los conceptos de navegación, navegación inercial, sistemas de medición inercial, unidades de medición inercial y su aplicación en el transporte de hidrocarburos, herramientas de inspección interna y las principales tecnologías. Además, se describen, conceptos de cálculo de curvatura, cálculos de deformación por axial, circunferencial y por flexión en ductos, límites críticos de deformación en ductos y criterios de aceptación.

El **tercer capítulo**, se muestra el desarrollo del trabajo de investigación que abarca, desde una breve descripción del sistema y sus principales componentes del ducto que

transporta hidrocarburos líquidos, la obtención de la data, el procesamiento de la información recolectada, cálculos de curvatura y deformación, con sus respectivos perfiles y patrones representativos.

El **cuarto capítulo**, implica el análisis y discusión de resultados de la investigación desarrollado. Asimismo, se realiza la contrastación de la hipótesis. Finalmente se describen las conclusiones, recomendaciones, referencias y anexos de la presente investigación.

Capítulo I. Generalidades

1.1 Antecedentes de la Investigación

Pujos (2016)¹, su objetivo es diseñar y construir una unidad de medición inercial “IMU” en base a sensores inerciales (acelerómetros y giroscopios), magnetómetro y altímetro. El autor describe conceptos fundamentales referentes al tema de estudio, desde una explicación detallada de los conceptos de navegación, sistemas de navegación inercial, unidades de medición inercial, microcontroladores y procesadores de datos. El algoritmo ejecutado a través de un microcontrolador utiliza el principio del Filtro de Kalman Extendido (EKF), que estima las magnitudes cinemáticas como velocidad y aceleración, además de la actitud del vehículo (pitch, roll y azimuth). En conclusión, los valores obtenidos por el algoritmo en la IMU, fueron comparados con unidades comerciales, obteniéndose el error absoluto y porcentual menor al 12%, de cada ángulo.

Li et al, (2017)², El objetivo principal del estudio es presentar la metodología de la inspección en línea basada en IMU para evaluar la integridad de los oleoductos, calcular la trayectoria, la deformación por flexión, y optimizar la gestión de los sistemas de oleoductos. La investigación tuvo un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, de nivel descriptivo y diseño no experimental. Los resultados muestran que la metodología IMU ILI permite determinar con alta precisión la trayectoria de los oleoductos, y por ende, calcular la deformación por flexión con un margen de error mínimo, alcanzando una precisión de posición de hasta ± 1 m y una identificación de cambios de deformación de 0.02%. Donde se obtuvo como resultado, que el grado de precisión de los datos obtenidos producto de una inspección con unidad de medición inercial, dependen principalmente del rendimiento de los sensores más importantes, giróscopos y acelerómetros. En términos generales, la investigación concluye

¹ Pujos, 2016. Diseño e implementación de una unidad de medición inercial “IMU” embebida en base a un sistema microcontrolado [Tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional]

² Li et al, 2017. Technologies and application of pipeline centerline and bending strain of In-line inspection based on inertial [Artículo científico, Transactions of the Institute of Measurement and Control]

que el uso de herramienta inteligentes con IMU, es un método efectivo para inspeccionar los ductos en el sector Oil&Gas, además que basados en los resultados de la trayectoria del ducto, los desplazamientos y deformaciones por flexión son calculados, con el fin de mantener la integridad estructural de la tubería.

Ma & Wang, (2023)³, el objetivo de la investigación es elaborar un algoritmo para el cálculo de deformaciones por flexión basado en el IMU (por sus siglas en inglés, unidad de medición inercial). La investigación tuvo un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, de nivel descriptivo y diseño experimental. El algoritmo permite clasificar de manera acertada y óptima, dependiendo de las características de los datos recolectados, los segmentos/anomalías más comunes identificados durante una inspección con herramientas inteligentes: curvas en caliente, curvas en frío, soldaduras, abolladuras y deformaciones por flexión. La unidad de estudio es un ducto de 1060mm de diámetro interno, el cual transporta gas natural y tiene una longitud aproximada de 200Km. El estudio concluye que el algoritmo propuesto identifica las características más representativas: curvas, soldaduras y abolladuras con valores de certeza de 99.35%, 93% y 90.2%, respectivamente.

Dowling et al, (2024)⁴, su objetivo es describir los lineamientos bases para la identificación y caracterización de áreas de movimiento y áreas de deformación en ductos. La investigación tuvo un enfoque cuantitativo, de tipo aplicada, de nivel descriptivo y explicativo y el diseño de investigación es considerado como un caso de estudio, donde se analizan casos específicos de incidentes de movimientos del terreno y sus efectos en la infraestructura de tuberías. Analizando los perfiles de deformación, ángulos pitch y azimuth, es factible diferenciar una zona de movimiento o deformación, con una característica propia de construcción del ducto. Los autores, presentan de manera gráfica y con ejemplos, la diferencia entre deformaciones horizontales y verticales, producto de movimiento del suelo.

³ Ma & Wang, 2023. IMU Measurement-based Bending and Deformation Identification Method for Oil and Gas Pipelines inertial [Artículo científico, Crpase: Transactions of Mechanical Engineering]

⁴ Dowling, 2024. Ground Movement or Construction? How to Identify Clear Ground Movement Signatures in Inertial [Artículo científico, Pipeline Pigging and Integrity Management Conference]

Se concluye que el análisis de datos provenientes de unidades de medición inercial (IMU) representa una herramienta sumamente valiosa para detectar movimientos del terreno que podrían comprometer la integridad de los ductos. En este sentido, se recomienda que los operadores de tuberías adopten metodologías de análisis más robustas, capaces de interpretar estos datos con mayor precisión. Además, se sugiere complementar el uso de IMU con otras tecnologías de monitoreo geoespacial, con el fin de obtener una evaluación más integral y oportuna de los riesgos asociados a amenazas geológicas. Cuando la data del IMU es evaluado con un entendimiento de los mecanismos por geoamenazas; por otro lado, el IMU es en definitiva una herramienta poderosa que permite identificarlas.

1.2 Identificación y Descripción del Problema de Estudio

El transporte de hidrocarburos por ductos de acero representa una de las formas más eficientes, seguras y económicas para movilizar grandes volúmenes de petróleo y gas desde los centros de producción hacia los de refinación, exportación o consumo. Sin embargo, a nivel mundial, y particularmente en países en desarrollo como Perú, la disponibilidad, mantenimiento y expansión de estos ductos enfrenta serios desafíos técnicos, económicos y de planificación estratégica.

Pese a su importancia crítica para la seguridad energética, la industrialización y el comercio internacional, los sistemas de transporte por ductos de acero presentan limitaciones en su disponibilidad operativa, debido al envejecimiento de la infraestructura, falta de inversión en modernización, mantenimiento inadecuado, y fallas recurrentes asociadas a corrosión, fisuras o cargas o fuerzas externas, producto de las condiciones geográficas donde estén instalados.

La integridad estructural de los ductos de transporte de hidrocarburos en megaproyectos energéticos es un factor crítico para la seguridad ambiental, operacional y económica. En el caso específico de las operaciones que atraviesan geografías desafiantes, como lo es la selva peruana, es muy común la identificación del movimiento de suelos sobre el derecho de vía de los ductos y por consiguiente la aparición de

deformaciones por flexión, fenómeno que compromete la estabilidad de todo sistema de transporte. Estas deformaciones usualmente son producidas por inestabilidades geológicas, asentamientos diferenciales o vibraciones externas, afectando directamente la eficiencia operativa y generando riesgos de fugas con alto impacto ambiental. Un ejemplo de una rotura/falla de un ducto, debido al deslizamiento de tierra (ver figura 1).

Figura 1

Colapso de tubería por causa de un deslizamiento de tierra



Nota. Fuente: Cabeza, 2009. Tesis de Licenciatura

A nivel global, el transporte de hidrocarburos por ductos enfrenta uno de sus principales retos técnicos en las deformaciones por flexión, causadas por factores como movimientos de suelo, cargas externas, asentamientos diferenciales, actividad sísmica y variaciones térmicas. Estas deformaciones, si no son detectadas y mitigadas a tiempo, generan pérdida de integridad estructural, aparición de grietas, fatiga del material y, en consecuencia, fugas o rupturas con graves impactos ambientales, sociales y económicos. En zonas con terrenos montañosos, regiones sísmicas o áreas con suelos expansivos, las deformaciones por flexión son una causa común de fallas, lo que ha llevado a empresas

del sector energético a desarrollar programas avanzados de monitoreo geotécnico, inspección in-line (pigs inteligentes) y modelado numérico para evaluar la respuesta estructural del ducto ante estas tensiones.

En el caso específico de la selva peruana, este problema adquiere una dimensión crítica por las condiciones extremas del entorno. Debido a que todas las operaciones de transporte por ductos atraviesan zonas con alta pluviosidad, suelos saturados y blandos, fuerte actividad biológica, y están propensos a deslizamientos e inundaciones, lo que incrementa significativamente el riesgo de deformaciones por flexión tanto elásticas como plásticas. Además, la densidad vegetal, el difícil acceso geográfico y la limitada cobertura tecnológica en ciertas áreas complican las labores de inspección y mantenimiento. Las deformaciones por flexión en estos tramos pasan inadvertidas, acumulando tensiones estructurales que no solo comprometen la operación del ducto, sino que también suponen un riesgo ambiental mayúsculo al estar ubicadas en ecosistemas altamente sensibles. Esta situación se agrava por la falta de estudios locales sistemáticos que integren datos geotécnicos, hidrológicos, estructurales e históricos de fallas. Por lo tanto, es necesario profundizar en el análisis de las causas, mecanismos y consecuencias de las deformaciones por flexión en ductos en la selva peruana, y desarrollar metodologías específicas para su detección temprana, evaluación y mitigación.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema Principal

¿De qué manera se identifican las deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú?

1.4 Justificación e Importancia

En la actualidad, los ductos que transportan los hidrocarburos líquidos son considerados como activos críticos, por la importancia que estos representan para el desarrollo y la economía de la región. El hidrocarburo líquido representa la materia prima

clave en la industria de energía eléctrica. A continuación, se describen la justificación desde el punto de vista tecnológico, social y económico:

Justificación Tecnológica

La aplicación de las IMU, representa un avance tecnológico significativo en el monitoreo estructural de ductos. Esta tecnología permite recopilar datos precisos sobre movimientos y deformaciones, facilitando la detección temprana de fallas estructurales por flexión. Integrar IMU's en sistemas de inspección optimiza los procesos de mantenimiento predictivo, reduciendo el uso de métodos tradicionales invasivos y costosos. Su implementación contribuye a modernizar la gestión de integridad de ductos en entornos geotécnicamente complejos.

Justificación Social

Garantizar la integridad de los ductos de transporte de hidrocarburos es crucial para la seguridad de las comunidades cercanas y la preservación del medio ambiente. La detección oportuna de deformaciones estructurales evita posibles fugas o fallos catastróficos que podrían generar impactos sociales negativos, como contaminación, evacuaciones o pérdida de confianza en las operaciones. Esta investigación aporta soluciones preventivas que protegen la vida humana y fortalecen la responsabilidad social del proyecto.

Justificación Económica

Desde el punto de vista económico, el uso de IMUs permite una optimización significativa de los costos de inspección y mantenimiento. Detectar deformaciones antes de que evolucionen a fallas mayores reduce los gastos por reparaciones de emergencia, mitigación de daños o interrupciones del servicio. Además, prolonga la vida útil de la infraestructura y mejora la rentabilidad de la operación al mantener la continuidad operativa con menores riesgos financieros.

Mantener la disponibilidad del sistema de transporte de ductos, por encima del 98% representa un desafío retador, identificar amenazas de manera temprana, como las deformaciones por flexión, nos permite anticipar a las fallas o pérdidas de contención, antes

que estas ocurran, evitando así pérdidas económicas, daños al medioambiente y las personas.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Evaluar los datos de una IMU para identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis general

La evaluación de los datos de una IMU permite identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú.

1.7 Variables y Operacionalización de Variables

1.7.1 Operacionalización de Variables

En la tabla 1 se muestra la operacionalización de las variables de la presente investigación.

Variable Independiente (VI): Unidad de medición inercial

Variable Dependiente (VD): Deformaciones por flexión

Tabla 1:

Operacionalización de Variables

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores
VI: Unidad de medición inercial (IMU)	Conjunto de señales digitales o analógicas generadas por sensores inerciales (acelerómetros y giroscopios) que capturan las magnitudes físicas asociadas al movimiento y la orientación de un objeto en el espacio tridimensional.	Conjunto de mediciones numéricas registradas por los sensores de una IMU que representan la aceleración lineal, velocidad angular y orientación del ducto en un sistema de coordenadas UTM, con una frecuencia de muestreo determinada, y que son utilizados para inferir deformaciones por flexión mediante procesamiento algorítmico.	1. Acelerómetros 2. Giroscopios 3. Magnetómetros 4. Odómetros y posición del ducto	1. Aceleración lineal 2. Velocidad angular 3. Campo magnéticos 4. Coordenadas UTM
VD: Deformación por flexión	La deformación por flexión es un cambio en la geometría que experimenta un material o estructura al aplicar una carga, generalmente sobre su eje	La deformación por flexión es un cambio en la geometría original del ducto debido a la aplicación de cargas externas (ej.: presión, peso, asentamiento del terreno) o tensiones internas (ej.: expansión térmica), que genera curvatura en su estructura. Para medir la deformación por flexión en el ducto se utilizarán los datos de la IMU, mediante aceleraciones y ángulos de inclinación.	1. Deformación por flexión 2. Deformación circunferencial	1. Radio de curvatura 2. Presión de operación

1.8 Metodología de la Investigación

1.8.1 Unidad de Análisis

La presente investigación considera como unidad de análisis a un ducto que transporta hidrocarburo líquido de 14" de diámetro localizado en la Selva del Perú, que es constante golpeado por la amenaza de clima y fuerzas externas.

1.8.2 Tipo, Enfoque y Nivel de Investigación

La presente investigación es del tipo aplicada, porque se va a resolver un problema real en base a conocimientos previos existentes, además tiene un enfoque cuantitativo porque se probará la hipótesis en base a datos y cálculos numéricos. El nivel de la investigación es descriptivo, porque de forma detallada describiré los fenómenos del estudio, y correlacional porque se analizará el grado de relación entre las variables independiente y dependiente.

1.8.3 Diseño de la Investigación

El diseño de la presente investigación es no experimental, porque no se manipulan las variables, los datos son recolectados antes y después de la investigación.

1.8.4 Población y Muestra

La investigación se enfoca principalmente en los primeros 210km del ducto de 14" que transporta hidrocarburos líquidos en la región selva. El tramo comprende desde la estación de bombeo #01 hasta la estación de bombeo #03. La muestra refiere a los datos obtenidos producto de inspecciones internas con herramientas inteligentes con unidades de medición inercial.

1.8.5 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Los datos son recolectados mediante la inspección del ducto con una herramienta inteligente, de inspección interna, denominada comúnmente con PIG inteligente, Smart Pig o raspatubos inteligentes, en donde se monta una unidad de medición inercial.

1.8.6 Análisis y Procesamiento de Datos

Al término de la inspección del ducto mediante la herramienta inteligente, los datos son descargados para su posterior procesamiento. El análisis y el procesamiento de datos se realiza mediante softwares especializados y también son evaluados mediante hojas de cálculo en Microsoft.

Capítulo II. Marco Teórico y Marco Conceptual

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Navegación

Cuenca & León (2017), describieron el término de navegación como al método con el cual es posible determinar la posición y el rumbo de un objeto en movimiento, respecto a un sistema de referencia predeterminado. Por otro lado, Bowditch (2019), define a la navegación como el proceso de planificar, registrar y controlar el movimiento de una embarcación, aeronave o vehículo terrestre de un punto a otro de manera segura y eficiente. Esta disciplina combina conocimientos científicos, tecnológicos y empíricos para garantizar la precisión en el desplazamiento.

2.1.2 Navegación inercial

La navegación inercial (INS, Inertial Navigation System) es un sistema autónomo que determina la posición, velocidad, orientación de un vehículo mediante sensores inerciales (acelerómetros y giróscopos), sin depender de referencias externas como GPS (Global Positioning System) o señales de radio. (Titterton & Weston, 2004).

El desarrollo de la navegación inercial se remonta a la Segunda Guerra Mundial, con aplicaciones en misiles, aviones y submarinos, y hoy se usa en vehículos autónomos, drones y exploración espacial. (Groves, 2013).

Entre los principales beneficios de la navegación inercial destaca su autonomía operativa, al no requerir infraestructura externa como los sistemas GPS que dependen de satélites. Este sistema se caracteriza por su alta precisión temporal, gracias a su capacidad de muestreo a frecuencias elevadas (típicamente superiores a 50 Hz). Ofrece una solución de navegación integral que proporciona en tiempo real datos de actitud, velocidades angulares, aceleraciones, posición y velocidad, con bajo nivel de ruido en intervalos cortos y operación continua. (Cuenca & León, 2017).

Sin embargo, el sistema presenta algunas desventajas significativas que deben considerarse. En primer lugar, requiere información inicial precisa sobre posición y orientación para iniciar su funcionamiento. Una vez establecidos estos parámetros iniciales, el sistema calcula la posición mediante la integración continua de datos de velocidad y aceleración (tanto lineal como angular) obtenidos de sus sensores internos. Sin embargo, este método de cálculo presenta un problema fundamental: los pequeños errores en las mediciones se acumulan progresivamente a lo largo del tiempo debido al proceso de integración continua. Esta deriva acumulativa conduce a una pérdida gradual de precisión en la determinación de la posición. (Cuenca & León, 2017).

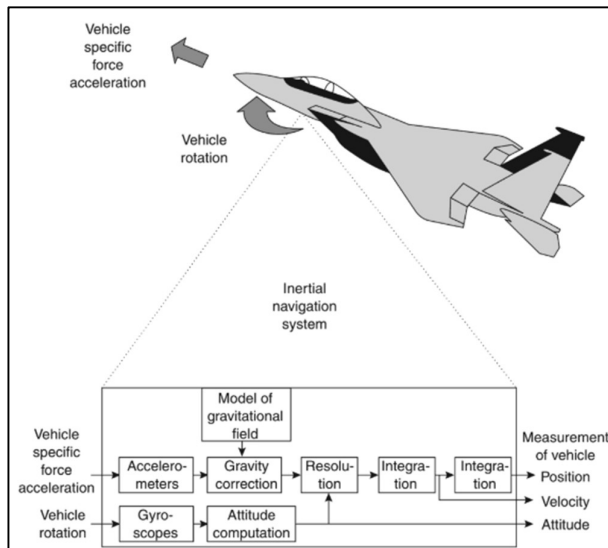
2.1.3 Sistemas de navegación inercial

Puyos (2016), define el sistema de navegación inercial, como un sistema conformado por una unidad IMU y un procesador, que en conjunto obtienen la información del movimiento de un objetivo en los 3 ejes.

En la figura 2, se muestran los principales componentes y procesos involucrados que forman parte del sistema de navegación inercial típico. (Titterton & Weston, 2004).

Figura 2

Componentes de un sistema de navegación inercial



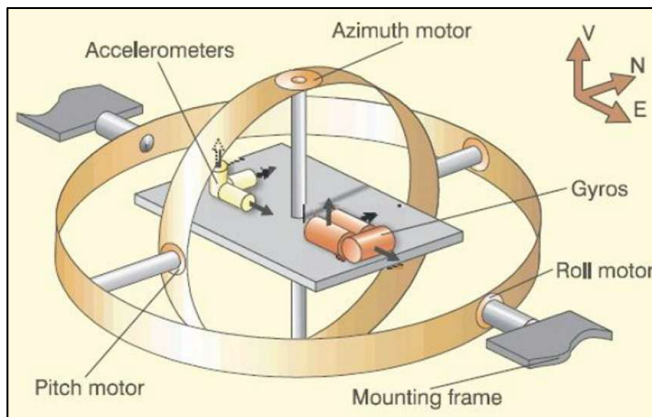
Nota. Fuente: Titterton & Weston, 2004. Libro, Strapdown Inertial Navigation Technology, 2nd Edition.

2.1.3.1 Unidad de medición inercial

Es un dispositivo electrónico que utiliza acelerómetros, giróscopos y, en algunos casos, magnetómetros, para medir la aceleración específica, la velocidad angular y, en algunos modelos, el campo magnético circundante. En la figura 3, se muestra una representación esquemática de los componentes de una IMU. Su función principal es proporcionar datos sobre el movimiento y la orientación de un objeto en el espacio tridimensional (Titterton & Weston, 2004).

Figura 3

Diagrama esquemático de una plataforma estable de IMU



Nota. Fuente: Li et al, 2017. Artículo científico, Transactions of the Institute of Measurement and Control.

2.1.3.2 Sensores inerciales

Los sensores inerciales son equipos capaces de registrar desplazamientos lineales y rotaciones utilizando leyes físicas fundamentales, como la aceleración detectada por masas sísmicas o el efecto Coriolis en giroscopios. Estos componentes suelen combinarse con IMU para su uso en sistemas de navegación y seguimiento (Titterton & Weston, 2004).

Las unidades de mapeo inercial IMU, están compuestas principalmente por los siguientes sensores:

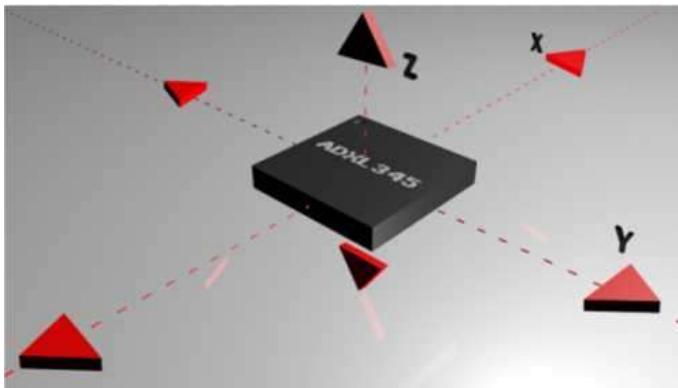
A. Acelerómetros

Como lo describen, Cuenca y León, (2017), un acelerómetro es un sensor electromecánico diseñado para cuantificar variaciones en la aceleración, tanto estática

(como la fuerza gravitatoria) como dinámica (originada por vibraciones o desplazamientos). Según su diseño, miden la aceleración en uno, dos o tres ejes espaciales (X, Y, Z), lo que determina sus grados de libertad. Estos dispositivos suelen emplear un sistema de placas capacitivas, donde unas permanecen fijas mientras otras están acopladas a micro resortes. En la figura 4, se muestra una representación esquemática de las componentes de las aceleraciones. Cuando el sensor experimenta movimiento, las placas móviles se desplazan en respuesta a las fuerzas aplicadas, alterando la distancia entre ellas. Este cambio de separación modifica la capacitancia del sistema, permitiendo convertir la magnitud física del movimiento en una señal eléctrica proporcional a la aceleración.

Figura 4

Diagrama esquemático acelerómetro



Nota. Fuente: Cuenca & León, 2017. Tesis de licenciatura.

B. Giroscopios

Los giroscopios son dispositivos que miden la velocidad angular y la orientación de un objeto, aprovechando tanto la gravedad terrestre como principios inerciales. Su funcionamiento se basa en la detección del movimiento rotacional alrededor de uno o varios ejes, lo que los hace esenciales en sistemas de navegación y estabilización. A lo largo del tiempo, estos sensores han experimentado una notable evolución: desde los giroscopios mecánicos tradicionales (compuestos por rotores, ejes y cardanes) hasta versiones modernas basadas en tecnologías electrónicas y ópticas. Cada tipo explota distintas propiedades físicas para medir con precisión la velocidad de rotación. En los giroscopios

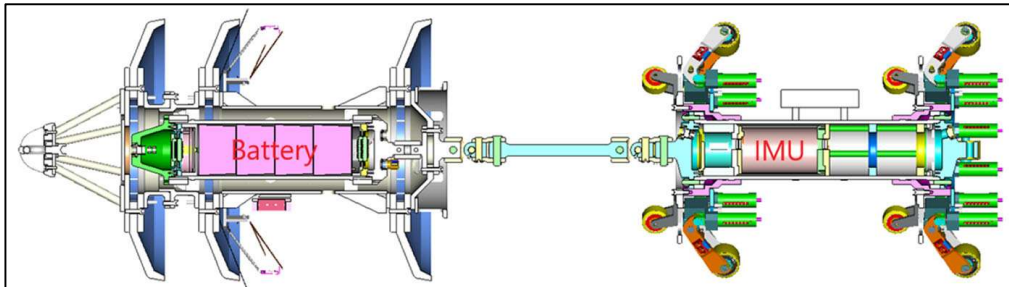
convencionales, el efecto giroscópico se genera mediante una rueda que gira a alta velocidad. Debido a la inercia, el eje de rotación mantiene una dirección fija en el espacio, sirviendo como referencia estable en un marco inercial. Este principio fundamental permite que los giroscopios detecten cambios angulares con gran precisión, independientemente del movimiento del sistema en el que están instalados. (Cuenca y León, 2017).

2.1.4 Aplicación de IMU en ductos de hidrocarburos

La inspección en línea mediante unidades de medición inercial (IMU-ILI) es hoy una técnica estándar en el monitoreo de tuberías enterradas de hidrocarburos. Esta tecnología permite determinar con precisión la trayectoria del ducto, identificar irregularidades, conexiones y otros elementos críticos, facilitando así su gerenciamiento operativo. Además, los registros obtenidos permiten analizar deformaciones por flexión y detectar desplazamientos que podrían comprometer su integridad. (Li et al, 2017).

Figura 5

Configuración típica de Pig Inteligente con IMU



Nota. Fuente Li et al, 2020. Artículo científico, Science progress

Existe una variedad de sensores IMU en el mercado, que, dependiendo de las características propias de sus componentes, como lo son los acelerómetros y giroscopios, además del grado de precisión, son adquiridos por distintos precios. Uno de los sensores IMU más utilizados en los "Pig Inteligentes", es el sensor LN200, que se muestra en la figura 6.

Figura 6

Unidad de medición inercial - LN200



Nota. Fuente: Wie & Lappas, 2014. Libro International handbook of space technology, cap 12

2.1.5 Herramientas de inspección interna

Las herramientas de inspección interna son ampliamente utilizadas para verificar la integridad mecánica de los ductos que transportan hidrocarburos. La inspección en línea (ILI – In Line Inspection) proporciona datos con información precisa y confiables, además que presentan costos relativamente bajos. Utilizando la tecnología adecuada, se identifica y dimensiona las amenazas, tales como: corrosión, agrietamiento, defectos de construcción, defectos de manufactura, deformación del diámetro de la tubería (ejemplo abolladuras, arrugas, ovalidades, etc), deformaciones por flexión y tramos con movimiento del ducto (relación suelo-ducto). (Guía Arpel, 2015).

Figura 7

Entrampado de herramienta de inspección interna



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

Dependiendo del tipo de amenazas que afectan a la integridad de los ductos, es factible el uso de una tecnología de inspección u otra. Dentro de las tecnologías más comunes para la evaluación de la integridad de los ductos, se menciona los siguientes:

A. Herramientas MFL.

La herramienta MFL (Magnetic Flux Leakage) viene implementada con imanes que inducen un campo magnético a la pared ducto hasta generar la saturación magnética del ducto. La herramienta registra la pérdida de flujo magnético, causada por una anomalía identificada en la pared, esta pérdida luego es registrada por los sensores tipo Hall o bobinas de inducción. Dentro de las anomalías más comunes identificadas por este tipo de tecnología, tenemos: anomalías de pérdida de metal en la superficie interna y externa, grandes grietas (abiertas), defectos de construcción, superficies laminadas, corrosión generalizada, picaduras y corrosión en soldaduras circunferenciales y longitudinales. (Guía Arpel, 2015).

Figura 8

Herramienta MFL (Magnetic Flux Leakage)

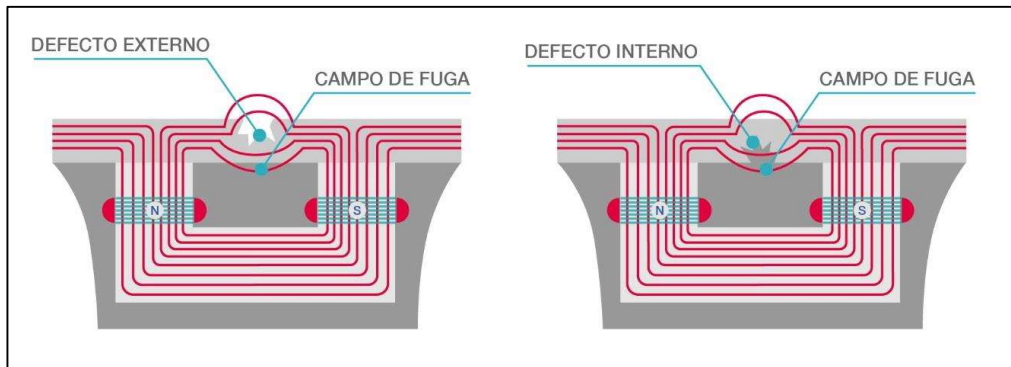


Nota. Fuente: MFL tool specifications - Q-INLINE

Esta tecnología dimensiona las anomalías de manera indirecta, en función de la perturbación del campo magnético se obtienen sus dimensiones, principalmente profundidad (% del espesor de pared), ancho y longitud, además el tipo de anomalía. (Guía Arpel, 2015).

Figura 9

Principio de pérdida de flujo magnético.



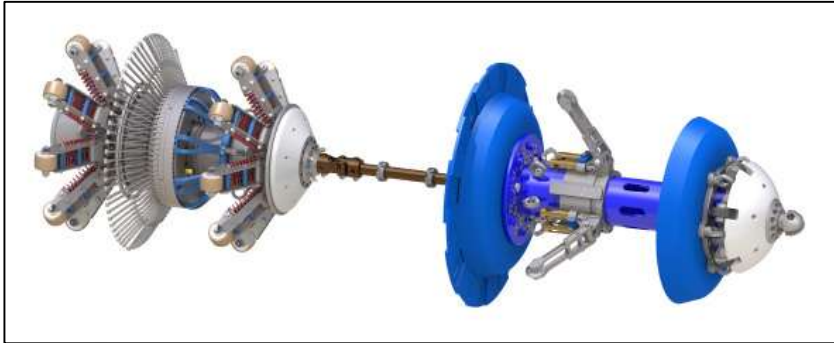
Nota. Fuente: Arpel 2015. Guía de Arpel de Gestión del Proceso ILI en Ductos.

B. Herramientas geométricas

Los dispositivos de medición geométrica permiten determinar las características de las irregularidades en los ductos, incluyendo su longitud, anchura y profundidad, así como deformaciones por ovalización, estrechamientos del diámetro y curvas en los tramos. Estos equipos registran de manera constante el diámetro interno de la tubería mediante sensores dispuestos en brazos mecánicos con resorte, los cuales se mantienen en contacto permanente con las paredes y están distribuidos de forma equidistante en la circunferencia. La orientación angular de cada brazo se almacena en una memoria interna con múltiples lecturas por segundo. Durante el desplazamiento de la herramienta a lo largo del ducto, se capturan y guardan todos los cambios en la posición de los sensores radiales, registrando cualquier alteración en la superficie interior. Posteriormente, estos datos se envían a un sistema externo para su análisis e interpretación. Además, los odómetros proporcionan información sobre la distancia recorrida, la cual se integra y almacena junto con las mediciones de los sensores radiales. (Guía Arpel, 2015).

Figura 10

Herramienta geométrica



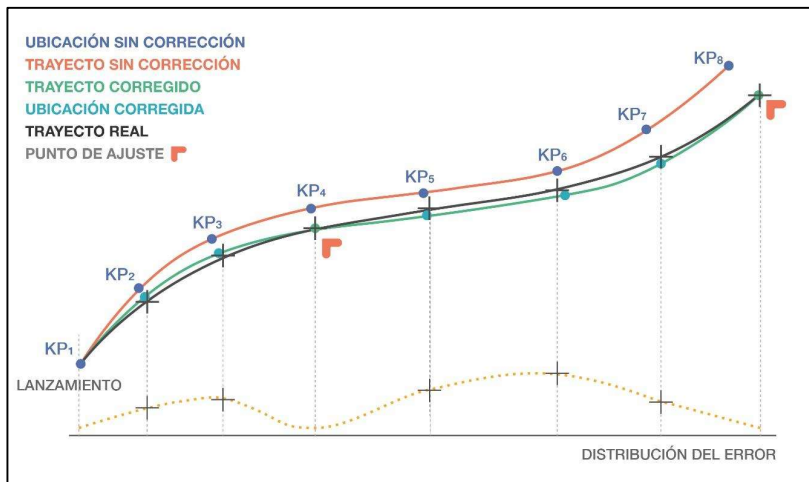
Nota. Fuente: MFL tool specifications - Q-INLINE

C. Herramientas de 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. (Guía Arpel, 2015).

Figura 11

Esquema proceso de ajuste y escala de data inercial



Nota. Fuente: Arpel 2015. Guía de Arpel de Gestión del Proceso ILI en 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.

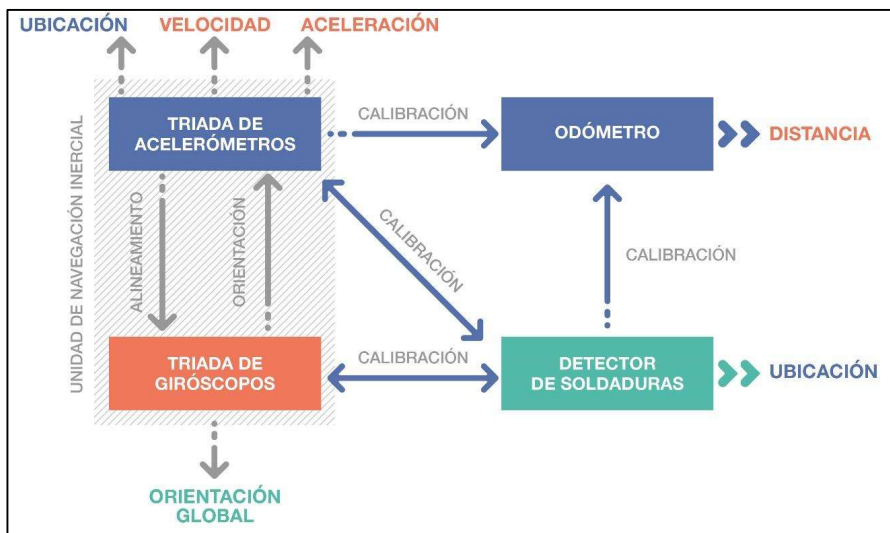
- Módulo de sensores

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 determinar su orientación espacial, la herramienta utiliza una unidad de navegación inercial (IMU, por sus siglas en inglés). Esta unidad integra acelerómetros y giróscopos triaxiales que capturan, a frecuencias superiores a 100 Hz, los cambios en aceleración y rotación. Posteriormente, los datos recolectados se procesan mediante algoritmos de filtrado —como filtros de paso alto, paso bajo y de Kalman— para reconstruir la orientación global de la herramienta en términos de guiñada, cabeceo y alabeo (yaw, pitch, roll). (Guía Arpel, 2015).

Figura 12

Esquema de módulo de sensores para mapeo inercial



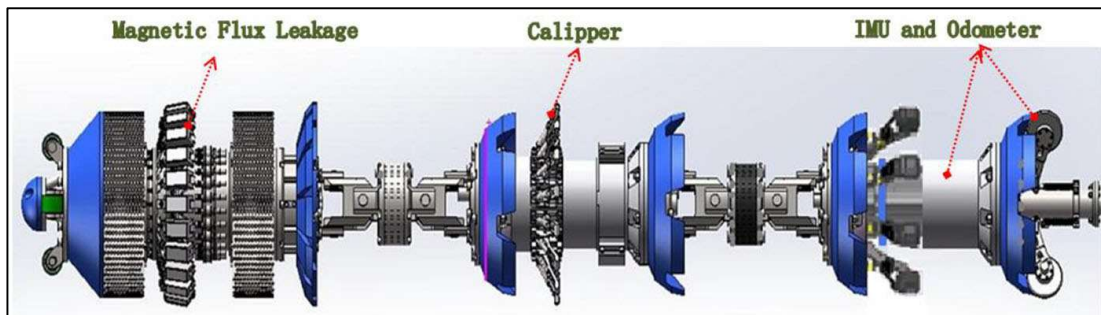
Nota. Fuente: Arpel 2015. Guía de Arpel de Gestión del Proceso ILI en Ductos.

D. Combinación de herramientas

Se ha observado que el uso aislado de tecnologías de inspección es eficaz para la detección de características simples, presentan limitaciones al enfrentar amenazas de integridad más complejas. En respuesta a estas restricciones, las compañías especializadas en inspección instrumentada han comenzado a implementar enfoques basados en tecnologías combinadas. Este enfoque integrado permite, en primer lugar, una caracterización más precisa y un dimensionamiento más robusto de amenazas estructurales complejas, superando así las capacidades individuales de cada tecnología. Además, la fusión de datos contribuye a una mejor diferenciación y claridad en la interpretación de anomalías, lo que incrementa significativamente la exactitud diagnóstica. Asimismo, esta metodología mejora sustancialmente la capacidad para detectar y analizar defectos críticos, como grietas y pérdidas de metal, tanto en costuras como en el cuerpo del ducto. Finalmente, facilita una evaluación integral de los daños mecánicos, generando una base confiable para la documentación de propiedades físicas del sistema de tuberías en condiciones reales de operación. (Guía Arpel, 2015).

Figura 13

Herramienta de inspección en combo



Nota. Fuente: Li et al, 2020. Artículo científico, Science progress

2.1.6 Cálculo de curvatura

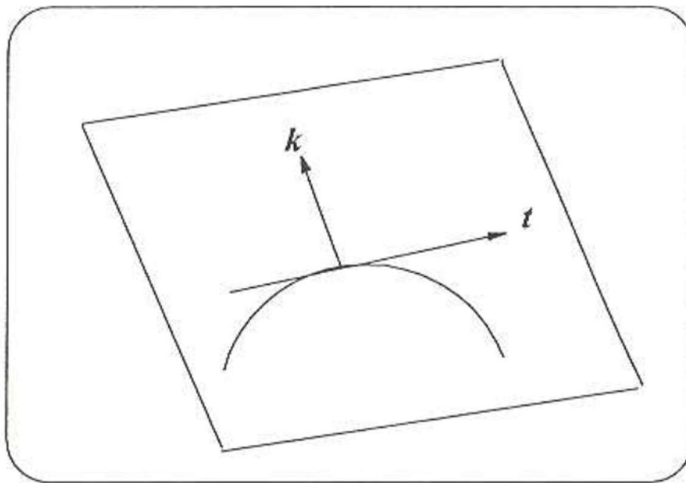
La deformación por flexión en una tubería se determina principalmente a partir de su **curvatura**, la cual representa la tasa de cambio del ángulo de la tangente respecto a la

longitud del arco en un punto determinado de la trayectoria. Esta medida refleja el grado de flexión que experimenta la tubería en dicho punto. (Ma & Wang, 2023).

La curvatura total de la trayectoria de una tubería está descrita en cada punto a lo largo de la tubería con el vector (k), que es un vector ortogonal al vector tangente en punto de la trayectoria de la tubería y que pertenece al plano de la curva, tal como se muestra en la figura 14. (Czyz, 1994).

Figura 14

Vector curvatura K y vector tangente t

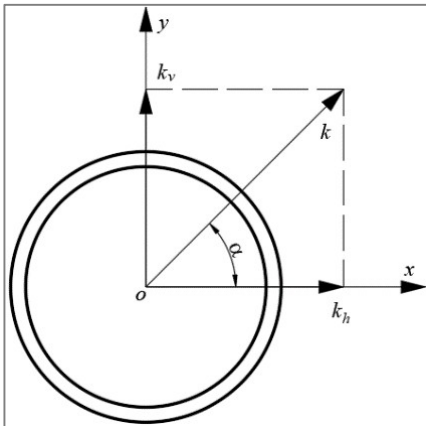


Nota. Fuente: Czyz, 1994. Artículo científico, ResearchGate

La curvatura total k en la línea central del ducto se descompone en dos componentes: la curvatura horizontal (k_h) y la curvatura vertical (k_v). Según se observa en la figura 15, el punto “o” representa el centro de la sección transversal del ducto; el eje X se extiende sobre el plano horizontal donde se asienta la tubería, el eje Y es ortogonal a X, y el eje Z sigue la dirección de la tangente a la línea central, es decir, el eje axial del ducto. (Ma & Wang, 2023).

Figura 15

Descomposición de la curvatura (sección transversal tubería)



Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

La curvatura total en cualquier punto de la trayectoria de una tubería es una combinación de los componentes de la curvatura horizontal y vertical en ese punto, como se muestra en la ecuación 1:

$$k = \sqrt{k_v^2 + k_h^2} \quad \dots (1)$$

Suponiendo que la trayectoria de la tubería está definida por una ecuación de curva tridimensional, que depende del recorrido $r(s)$, como se describe en la ecuación 2:

$$r(s) = [x(s), y(s), z(s)] \quad \dots (2)$$

El vector tangente “t” en el punto de la trayectoria y la curvatura en ese punto son calculados con las ecuaciones 3 y 4, respectivamente.

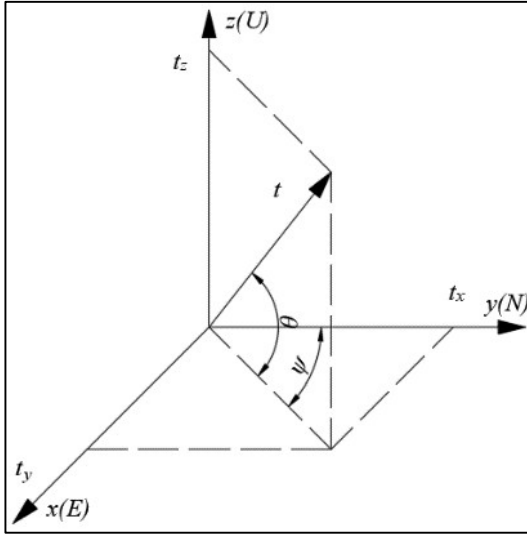
$$t = \frac{dr}{ds} \quad \dots (3)$$

$$k = \frac{dt}{ds} \quad \dots (4)$$

Proyectando el vector tangente t de la línea central sobre el sistema local de coordenadas horizontales, como se muestra en la Figura 16, donde además se muestran **los ángulos pitch (θ) y azimuth (Ψ)**. La relación entre la proyección del vector de curvatura k, sobre el sistema de coordenadas y el vector tangente t, se muestran en las ecuaciones (5) y (6):

Figura 16

Proyección del vector tangencial sobre el sistema de coordenadas local



Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

Proyectando el vector tangente t de la línea central sobre el sistema local de coordenadas horizontales, como se muestra en la Figura 15, la relación entre la proyección del vector de curvatura k , sobre el sistema de coordenadas y el vector tangente t , se muestran en las ecuaciones (5) y (6):

$$\begin{cases} K_x = \frac{dt_x}{d_s} \\ K_y = \frac{dt_y}{d_s} \\ K_z = \frac{dt_z}{d_s} \end{cases} \quad \dots (5)$$

$$|k| = \sqrt{k_x^2 + k_y^2 + k_z^2} \quad \dots (6)$$

Suponiendo que el vector tangente t es un vector tangente unitario, la relación entre las componentes del vector unitario tangente unitaria t y los ángulos pitch (θ) y azimuth (Ψ), se describen en la ecuación (7):

$$\begin{cases} t_x = \cos \theta \sin \psi \\ t_y = \cos \theta \cos \psi \\ t_z = \sin \theta \end{cases} \quad \dots (7)$$

Donde θ y ψ , son los ángulos pitch y azimuth, respectivamente.

En base a la ecuación (3), (4), (5) y (7), la relación de la componente del vector curvatura k y los ángulos pitch y azimuth, se describen en la ecuación (8):

$$\begin{cases} k_x = -\sin \theta \frac{d\theta}{ds} \sin \psi + \cos \theta \cos \psi \frac{d\psi}{ds} \\ k_y = -\sin \theta \frac{d\theta}{ds} \cos \psi - \cos \theta \sin \psi \frac{d\psi}{ds} \\ k_z = \cos \theta \frac{d\theta}{ds} \end{cases} \quad \dots (8)$$

Reemplazando la ecuación (8) en la ecuación (6), obtenemos el valor de la curvatura total, representada en la ecuación (9):

$$|k| = \sqrt{k_x^2 + k_y^2 + k_z^2} = \sqrt{\left(\frac{d\theta}{ds}\right)^2 + \left(\cos \theta \frac{d\psi}{ds}\right)^2} \quad \dots (9)$$

La relación entre la curvatura total y los ángulos pitch y azimuth, desde la perspectiva de las ecuaciones (9), y (1), se obtiene las componentes de curvatura vertical y curvatura horizontal. Comparando ambas ecuaciones, la relación de las curvatura vertical y curvatura horizontal, con los ángulos pitch y azimuth, se describen en la ecuación (10):

$$\begin{cases} k_v = -\frac{d\theta}{ds} \\ k_h = -\cos \theta \frac{d\psi}{ds} \\ k = \sqrt{k_v^2 + k_h^2} \end{cases} \quad \dots (10)$$

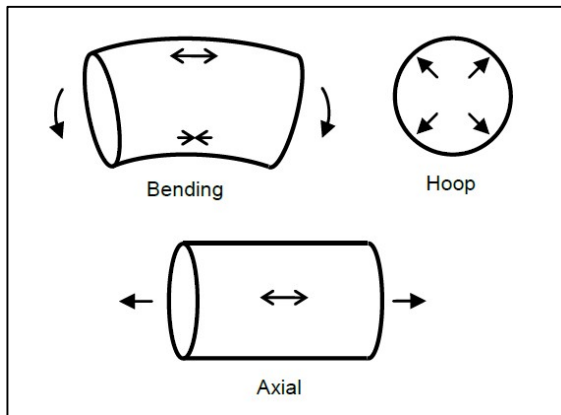
Donde $d\theta$ y $d\psi$, son las variaciones de los ángulos pitch y azimuth el segmento de análisis, respectivamente. (Ma & Wang, 2023).

2.1.7 Componentes significativos de deformación en tuberías

Existen tres componentes significativos de deformación que combinados dan el estado total de deformación en la pared del tubo en tuberías operando en condiciones de deslizamiento del terreno (cargas) y a temperatura ambiente, (ver figura 17: i) deformación por flexión (bending strain), ii) deformación axial (axial strain), y iii) deformación circunferencial (hoop strain).

Figura 17: Componentes de deformación en una tubería

Componentes de deformación en una tubería



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos, 2021

2.1.7.1 Deformación circunferencial

La presión interna del producto transportado en la tubería causa una deformación por tensión en la pared del tubo en la dirección circunferencial y una correspondiente deformación por tensión en la dirección longitudinal debido al efecto de Poisson.

2.1.7.2 Deformación axial

La deformación axial o longitudinal ε_L está dada por la relación esfuerzo-deformación para un material isotrópico lineal elástico como:

$$\varepsilon_L = \frac{1}{E}(-v\sigma_H + \sigma_L) + \alpha\Delta T \quad \dots (11)$$

Donde:

ε_L = Deformación axial o longitudinal

v = Relación de Poisson.

σ_L = Esfuerzo longitudinal [PSI]

σ_H = Esfuerzo circunferencial = $\frac{PD}{2t}$ [PSI]

P = Presión de operación [PSI]

D = Diámetro [in]

t = Espesor de pared nominal [in]

E = Modulo de elasticidad.

α = Coeficiente de expansión térmica.

ΔT = Diferencial de temperatura (Toperación – Tambiental).

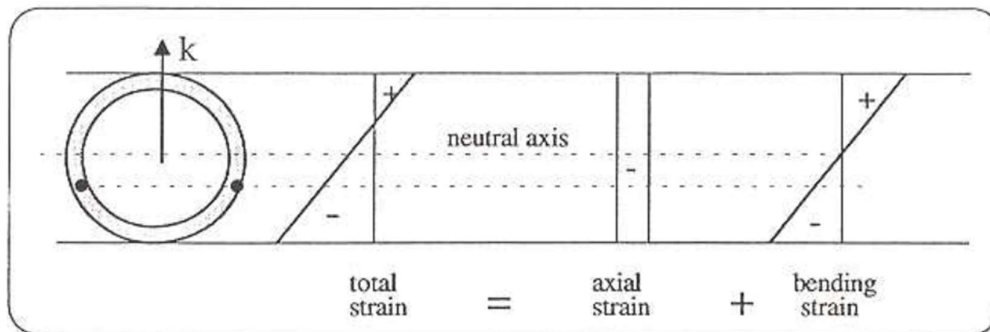
2.1.7.3 Deformación por flexión

El término deformación en las tuberías se ve afectada por varios factores, incluida la presión interna, el diferencial de temperatura, las cargas externas y las condiciones de frontera. Se describe mediante dos componentes principales: longitudinal y deformación del aro. Según la hipótesis de Kirchhoff (que las secciones planas siguen siendo planas), la deformación longitudinal cambia linealmente en una sección transversal de tubería (ver Figura 18). Separando el componente axial, constante en cada punto de esa sección, y el componente de la deformación por flexión es igual a cero a lo largo de una línea llamada eje neutral de flexión, y cambia linealmente con la distancia desde ese eje hacia el diámetro externo de la tubería. (Czyz, 1994).

Figura 18

Distribución de las componentes axial y flexión de la deformación longitudinal

Czyz, 1994. Artículo científico, ResearchGate



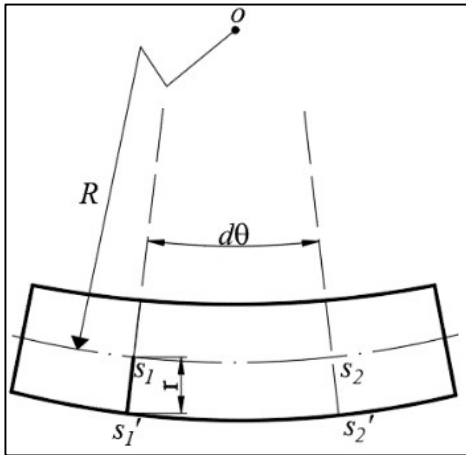
Nota. Fuente: Czyz, 1994. Artículo científico, ResearchGate

Considerando la tubería como una viga, las "fibras" longitudinales de la viga pasan de ser una línea recta a un arco circular en flexión pura, suponiendo que la sección transversal permanece plana y perpendicular a la dirección axial deformada después de la flexión. Las dos secciones transversales, que están separadas entre sí, alrededor del eje

neutro, se flexionan una respecto a la otra, como se muestra en la figura 19. (Ma & Wang, 2023).

Figura 19

Representación gráfica de la deformación por flexión en una viga



Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

Ma & Wang, (2023). Las secciones transversales s_1 - s_2 y s_1' - s_2' se prolongan hasta intersectarse en el punto O, que es el centro del círculo de curvatura de la línea neutra. Sea el radio de curvatura “R” y el ángulo entre las dos secciones transversales sea “ $d\theta$ ”, entonces la deformación positiva en r de la línea neutra, se calcula de acuerdo con la ecuación (12):

$$\varepsilon = \frac{s_2' - s_1'}{s_2 - s_1} = \frac{(R + r)d\theta - Rd\theta}{Rd\theta} = \frac{r}{R} \quad \dots(12)$$

Ma & Wang, (2023), describen que la deformación por flexión en la pared externa de la tubería es calculado por la división del radio de la tubería entre el radio de curvatura del segmento expuesto a flexión pura. Por otro lado, el valor de radio de curvatura “R” es el inverso del la curvatura “k” en un determinado punto, además que D viene a ser el diámetro de la tubería. Las deformaciones por flexión, tanto vertical, horizontal y total, están representados por la ecuación (13):

$$\begin{cases} \varepsilon_v = -\frac{D}{2}k_v \\ \varepsilon_h = \frac{D}{2}k_h \\ \varepsilon_t = \frac{D}{2}k \end{cases} \quad \dots(13)$$

2.1.8 Perfiles de curvatura en tuberías

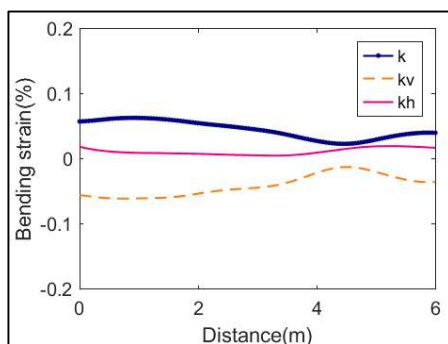
Desde un enfoque teórico, los puntos en los que la deformación por flexión calculada supera el 0.125% deberían ser considerados como áreas de atención prioritaria. Sin embargo, en la práctica ingenieril, es común que este valor se sobrepase, debido a que los resultados de deformación están influenciados por múltiples factores. No solo se refleja la flexión externa real del ducto, sino también características inherentes al mismo, así como efectos acumulados durante su fabricación, instalación y operación. A lo largo de su vida útil, el ducto está expuesto a diversas fuerzas internas y externas que generan deformaciones, las cuales no son completamente diferenciadas de aquellas deformaciones plásticas residuales provocadas por procesos como la curvatura en caliente o en frío. En este contexto, analizar el perfil de deformación y clasificar los segmentos que superan el umbral establecido resulta fundamental para lograr una evaluación más precisa y confiable del estado estructural del ducto. (Ma & Wang, 2023).

A continuación se presentan, a manera ilustrativa, ejemplos de perfiles de curvatura que representan elementos propios de la tubería, como lo son: tramo recto, curvas en caliente, curvas en frío, soldadura circunferenciales y deformaciones por flexión.

A. Cuando el IMU pasa a través de una sección recta, las variaciones de los ángulos de actitud (pitch y azimuth) y los valores de deformación, son mínimo y la fluctuación es suave, respectivamente, como se muestra en la figura 20:

Figura 20

Perfil de curvatura en sección recta

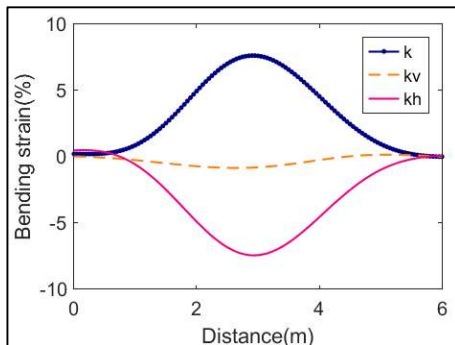


Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

B. La deformación por flexión cambia abruptamente en las curvas de tubería, siendo mayor en las curvas calientes que en las frías debido a su proceso de fabricación y mayor curvatura. Esto se aprecia notablemente en las figuras 21 y 22, donde se representan los perfiles de curvatura en curvas en caliente y en frío, respectivamente:

Figura 21

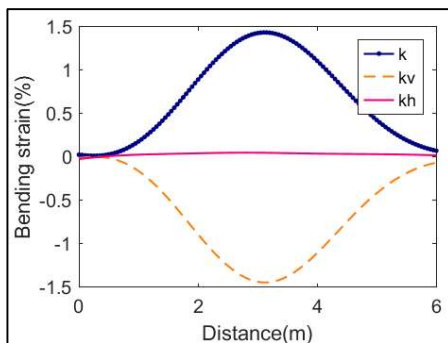
Perfil de curvatura en curva en caliente



Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

Figura 22

Perfil de curvatura en curva en frío

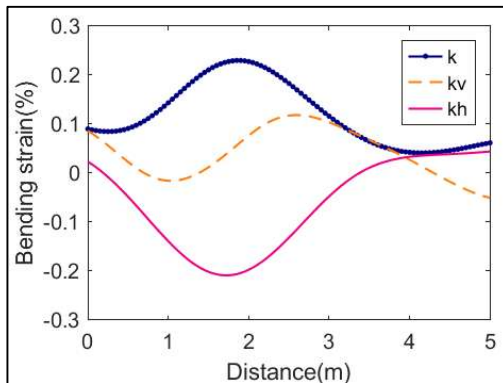


Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

C. La deformación por flexión en una soldadura se manifiesta como una pequeña protuberancia en una zona específica. La variación en la intensidad de esta deformación a lo largo de la soldadura está relacionada con la altura residual que queda tras el proceso, como se ilustra en la figura 23:

Figura 23

Perfil de curvatura en soldadura

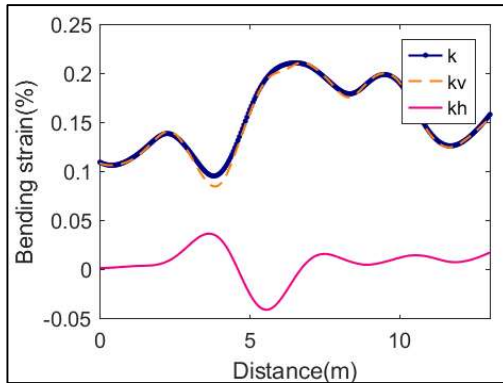


Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

D. La deformación por flexión en un segmento de tubería, es una “V” invertida o múltiples “V” invertidas continuas, la curva de la deformación por flexión por lo general fluctúa considerablemente y se refleja en una longitud mayor a los 12 metros (1 tubo), tal como se muestra en la figura 24.

Figura 24

Perfil de curvatura de segmento de deformado



Nota. Fuente: Ma & Wang, (2023). Artículo científico, Transactions of Mechanical Engineering

2.1.9 Patrones típicos de movimiento de suelos

Los deslizamientos de tierra generan distintos tipos de deformaciones en tuberías, siendo las laterales y de flexión las más representativas en los datos obtenidos por unidades de medición inercial (IMU). Además, se detectan los indicios de movimiento del terreno mediante patrones de flexión vertical, especialmente en los márgenes del área afectada. Estas señales específicas en los registros de IMU permiten identificar el tipo de

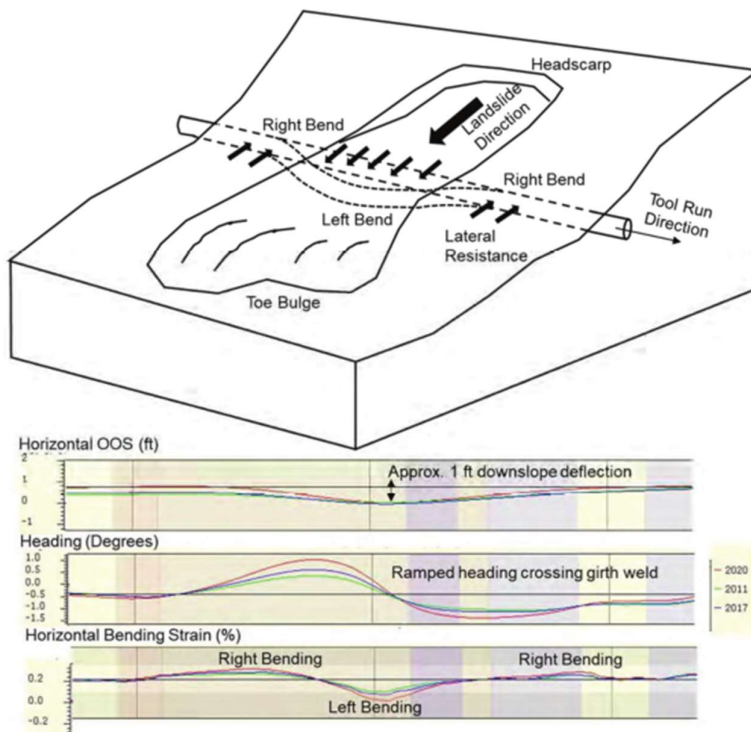
carga ejercida por el deslizamiento y su impacto sobre la integridad de la tubería. (Dowling et al, 2024).

A. Patrones de movimiento de suelo lateral

En los gráficos de deformación por flexión obtenidos con una IMU, es común observar un patrón típico en forma de "W", el cual sugiere la influencia del desplazamiento del talud, especialmente cuando esta deformación horizontal coincide con la dirección del movimiento, determinada a partir de datos geomorfológicos o instrumentación en campo. Cuando está asociado al movimiento del terreno, esta forma en "W" tiende a abarcar todo el ancho de la zona activa, lo que la convierte en una herramienta útil para delimitar la extensión del desplazamiento, como se muestra en la figura 25. (Dowling et al, 2024).

Figura 25

Diagrama de carga de deslizamiento lateral y patrón de la IMU



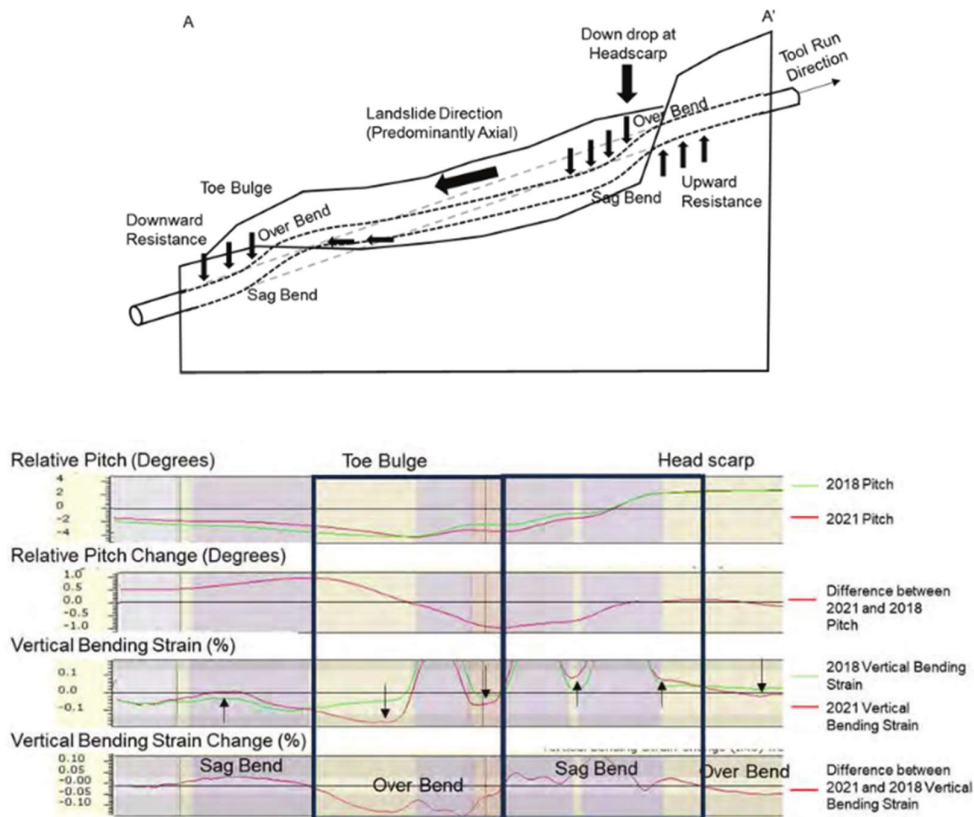
Nota. Fuente: Dowling et al, (2024). Artículo científico, Pipeline Pigging and Integrity Management Conference

B. Patrones de movimiento de suelo vertical

Los gráficos de deformación por flexión de una IMU que revela señales de desplazamientos verticales del suelo cuando la tubería está sometida a cargas verticales. Esto suele ocurrir durante un deslizamiento de tierra, particularmente cuando la tubería atraviesa una zona de hundimiento en un escarpe de cabeza —la parte superior del deslizamiento donde la masa de tierra se ha desplazado hacia abajo desde una zona estable— o en una escarpa interna dentro del cuerpo del deslizamiento. Asimismo, los desplazamientos verticales ascendentes son comunes en la base del deslizamiento, donde el plano de falla emerge en la superficie. La flexión vertical también aparece cuando la tubería se hunde al pasar por zonas colapsadas. En la figura 26, se muestran los patrones típicos de la movimiento de suelo vertical, forzando la formación de “curvas” Sag y Over, en todo su extensión. (Dowling et al, 2024).

Figura 26

Diagrama de carga de deslizamiento lateral y patrón de la IMU



Nota: Dowling et al, (2024). Artículo científico, Pipeline Pigging and Integrity Management Conference

2.1.10 Límites críticos de deformación: según CSA-Z662

A. Límite crítico de deformación por compresión en el cuerpo del tubo

En función de lo establecido en la sección C.6.3.3.3 del estándar canadiense CSA-Z662, (2015), el límite crítico de deformación por compresión en el cuerpo del tubo se determina como:

$$\varphi_{ec} \cdot \varepsilon_c^{crit} \geq \varepsilon_{cf} \quad \dots (14)$$

Donde:

φ_{ec} = Factor de resistencia de la deformación en compresión (= 0.8).

ε_c^{crit} = Capacidad a deformación por compresión de la pared del tubo.

ε_{cf} = Deformación por compresión calculada en la dirección longitudinal/circunferencial.

En ausencia de información más detallada, el límite de compresión, ε_c^{crit} , se calcula como se señala a continuación:

$$\varepsilon_c^{crit} = 0.5 \frac{t}{D} - 0.0025 + 3000 \left(\frac{(p_i - p_e)D}{2tE_s} \right)^2 \quad \text{for } \frac{(p_i - p_e)D}{2tF_y} < 0.4 \quad \dots (15)$$

$$\varepsilon_c^{crit} = 0.5 \frac{t}{D} - 0.0025 + 3000 \left(\frac{0.4F_y}{E_s} \right)^2 \quad \text{for } \frac{(p_i - p_e)D}{2tF_y} \geq 0.4 \quad \dots (16)$$

Donde:

t = Espesor de pared nominal, mm.

D = Diámetro externo del tubo, mm.

p_i = Presión interna máxima, MPa.

p_e = Presión externa mínima, MPa.

E_s = Modulo de elasticidad = 207,000 MPa

F_y = Esfuerzo de fluencia mínimo especificado efectivo (ver clausula C5.7 de CSA-Z662-15).

B. Límite crítico de deformación por tensión en soldadura circunferencial

El límite crítico de deformación por tensión en la soldadura circunferencial se calcula, con base en lo establecido en la sección C.6.3.1.3.1 del estándar canadiense CSA-Z662, (2011), como:

$$\varphi_{ec} \cdot \varepsilon_c^{crit} \geq \varepsilon_{tf} \quad \dots (17)$$

Donde:

φ_{ec} = Factor de resistencia de la deformación en tensión (= 0.7).

ε_c^{crit} = Capacidad a deformación por tensión de la soldadura circunferencial.

ε_{tf} = Deformación por tensión calculada en la dirección longitudinal/circunferencial.

En ausencia de información más detallada, la capacidad de deformación por tensión longitudinal, ε_t^{crit} (en %), se calcula como se muestra a continuación:

$$\varepsilon_t^{crit} = \delta^{(2.36-1.58\lambda-0.101\xi\eta)} (1 + 16.1\lambda^{-4.45}) (-0.157 + 0.239\xi^{-0.241}\eta^{-0.315}) \quad \dots (18)$$

Donde:

δ = Tenacidad CTOD (crack tip opening displacement) aparente, mm

λ = Relación $SMYS/UTS$.

ξ = Relación de la longitud del defecto al espesor de la pared del tubo, $2c/t$.

η = Relación de la altura del defecto al espesor de la pared del tubo, a/t , para defectos del tipo rotura superficial (surface-breaking).

En el cálculo de ε_t^{crit} se debe definir, en común acuerdo con el dueño/operador de la tubería, los valores a utilizar para $2c$, a y CTOD. Caso contrario, los valores a utilizar son los recomendados en las normas de referencia que son: $2c = 50.0$ mm, $a = 3.0$ mm y CTOD de 0.20 mm.

C. Límite crítico de deformación por compresión en soldadura circunferencial

El límite crítico de deformación por compresión en la soldadura circunferencial se determina en función de lo establecido en la sección C.6.3.3.3 del estándar canadiense

CSA-Z662, (2015) y tomando en cuenta el factor de soldadura circunferencial como lo establece el estándar DNVGL-ST-F101, (2017) en su sección 13, se calcula como:

$$\varphi_{ec} \cdot (\varepsilon_c^{crit} \cdot \alpha_{gw}) \geq \varepsilon_{cf} \quad \dots (19)$$

Donde:

φ_{ec} = Factor de resistencia de la deformación en compresión (= 0.8).

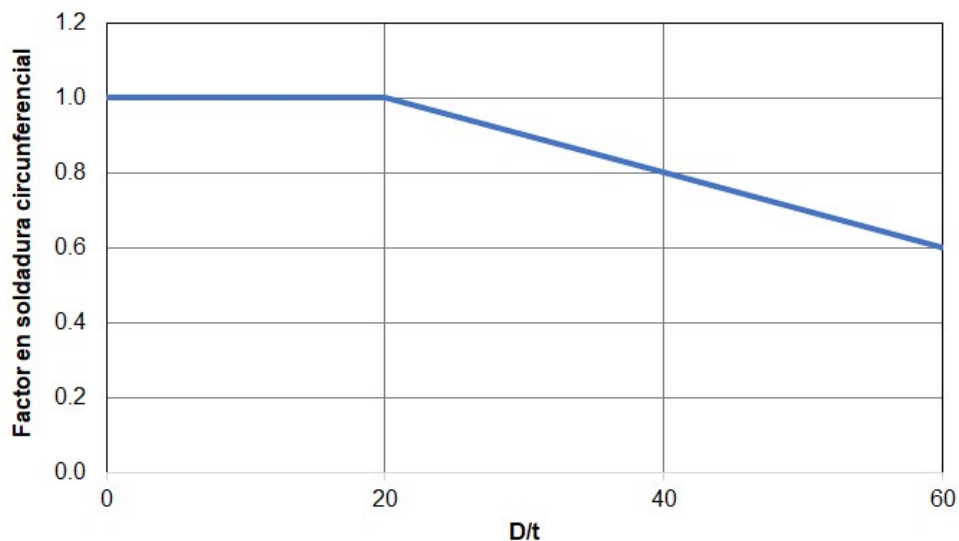
ε_c^{crit} = Capacidad a deformación por compresión de la soldadura circunferencial.

ε_{cf} = Deformación por compresión calculada en la dirección longitudinal/circunferencial.

α_{gw} = Factor de soldadura circunferencial que depende de la relación D/t (ver Figura 27).

Figura 27

Factor de soldadura circunferencial DNVGL-ST-F101



Nota. Fuente: Estandar Australiano para Tuberías Costa Afuera (DNVGL-ST-F101)

2.1.11 Criterios de aceptación

Una curvatura se considera “aceptable” si la deformación calculada es menor o igual que el límite crítico de deformación por compresión (ε_c^{crit}) o tensión (ε_t^{crit}), multiplicada por el factor de resistencia a compresión o tensión, según corresponda. Con base en esto, se permite que las curvaturas valoradas como aceptables permanezcan en la tubería y no poseen una amenaza inmediata a la integridad de la tubería.

Curvaturas con una deformación predicha por arriba del límite crítico de deformación por compresión (ε_c^{crit}) o tensión (ε_t^{crit}), multiplicada por el factor de resistencia a compresión o tensión, según corresponda, requieren una intervención inmediata. Una reevaluación y/o re-inspección se considera, sin embargo, esto depende de un numero de factores tales como consecuencias de falla (p.ej., bajo, alta) o las políticas del operador para atender este tipo de anomalías.

2.2 Marco Conceptual

- a) **Falla:** En el contexto de ductos, una falla se refiere a un defecto, discontinuidad o deterioro que compromete la integridad estructural o funcional del sistema.
- b) **Deformación:** Cambio en la forma o dimensiones del ducto debido a cargas externas (ej: hundimientos, presión). Se cuantifica como deformación por flexión (strain) y genera fatiga material.
- c) **Curvatura:** La curvatura es la desviación angular de un ducto respecto a una línea recta, medida en grados por unidad de longitud (ej: °/m). Es el valor inverso al radio de curvatura.
- d) **Radio de Curvatura:** El radio de curvatura (R) es la medida del arco que describe una curva en el ducto. Valores pequeños indican curvas pronunciadas, lo que incrementa esfuerzos mecánicos.
- e) **Trayectoria:** La trayectoria describe la ruta geométrica (en 3D) que sigue un ducto, definida por coordenadas geográficas (latitud, longitud) y profundidad.
- f) **Azimuth:** Ángulo horizontal (en grados) entre el norte magnético/geográfico y la dirección del ducto.
- g) **Pitch:** Ángulo vertical de inclinación del ducto respecto al plano horizontal. En IMU, se mide con acelerómetros y giróscopos para detectar cambios de elevación.
- h) **Actitud:** La actitud se refiere a la orientación del pig inteligente, con respecto a un marco de referencia. Abarca los tres ejes de rotación: pitch, roll y azimuth.

- i) Inspección Interna (ILI - Inline Inspection):** Técnica de evaluación de ductos mediante herramientas internas (ej: IMU, ultrasonido, campos magnéticos).
- j) Herramienta de Inspección Interna (ILI Tool):** Dispositivo autopropulsado ("pig") que recorre el interior del ducto para detectar anomalías. Las equipadas con IMU se denominan "mapping pigs" y registran curvatura, deformación y trayectoria.

Capítulo III. Desarrollo del Trabajo de Investigación

3.1 Descripción del Sistema

El Sistema de transporte cuenta con estaciones de bombeo para lograr impulsar el hidrocarburo líquido hasta el punto más alto geográficamente, sobre los 4864 msnm), luego y en la zona de descenso hacia la Costa, el detalle de las instalaciones se muestra en la tabla 2.

Tabla 2

Principales Instalaciones ducto de hidrocarburos líquidos

Ducto	ESTACIONES	TIPO DE ESTACION	KP
Hidrocarburos líquidos	EB#1	Estación de Bombeo	000+000
	EB#2	Estación de Bombeo	108+230
	EB#3	Estación de Bombeo	209+682
	EB#4	Estación de Bombeo	225+736
	ERP#1	Estación Reductora de Presión	453+663
	ERP#2	Estación Reductora de Presión	471+413
	ERP#3	Estación Reductora de Presión	558+360

3.1.1 Características del Ducto

- Código de diseño: ASME B31.4.
- Material: API 5L X70.
- Revestimiento: polietileno, espesor: 2.2 mm para 14" y 2.0 mm para 10".
- Tapada Mínima: 1m.
- Protección catódica externa por corriente impresa en el ducto y ánodos de sacrificio en instalaciones de superficie.

En la tabla 3, se describen las principales características del ducto de hidrocarburos líquidos, diámetro, espesor, presión de diseño y MAPO (máxima presión de operación admisible):

Tabla 3

Características del ducto de hidrocarburos líquidos.

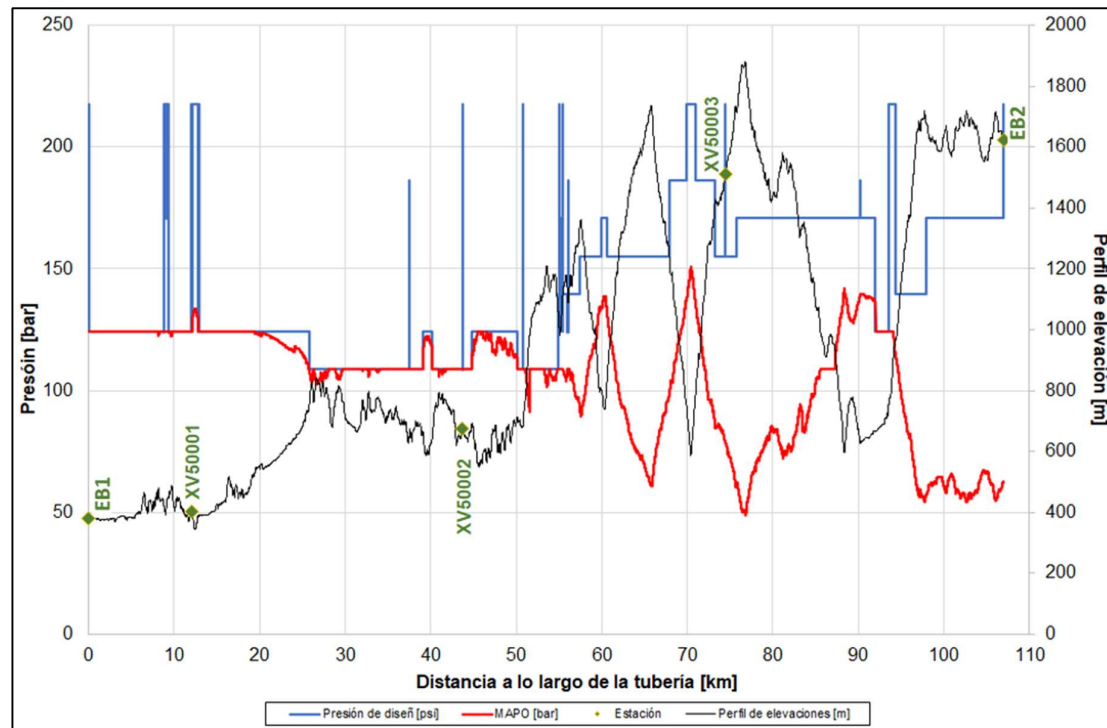
Ubicación	Diám.	Espesor (pulgadas)	Presión de diseño (bar)	MAPO (bar)
De EB1 a EB2	14"	0.219/0.25/0.281/0.312/ 0.344/0.375/0.438	108.72 @ 217.43	48.98 @ 151.05
De EB2 a EB3	14"	0.219/0.25/0.281/0.312/ 0.344/0.375/0.438	108.72 @ 217.43	72.32 @ 207.52
De EB3 a EB4	14"	0.219/0.281	108.72 @ 232.33	70.65 @ 121.38
De EB4 a ERP1	14"	0.219/0.25/0.281/0.312/ 0.344/0.375/0.438/0.469	108.72 @ 232.33	71.89 @ 232.33
De ERP1 a ERP2	10"	0.219/0.25	151.58 / 161.62	98.43 @ 161.62
De ERP2 a ERP3	10"	0.219/0.25	141.58 / 161.62	58.48 @ 161.62

3.1.2 Sección EB1-EB2 Ducto de hidrocarburos líquidos

En la figura 28, se muestra el perfil de presiones de diseño y MAPO de la sección de 107km iniciales de la traza del ducto, además del perfil de altimetría.

Figura 28

Perfil de presiones y altimetría tramo EB1-EB2



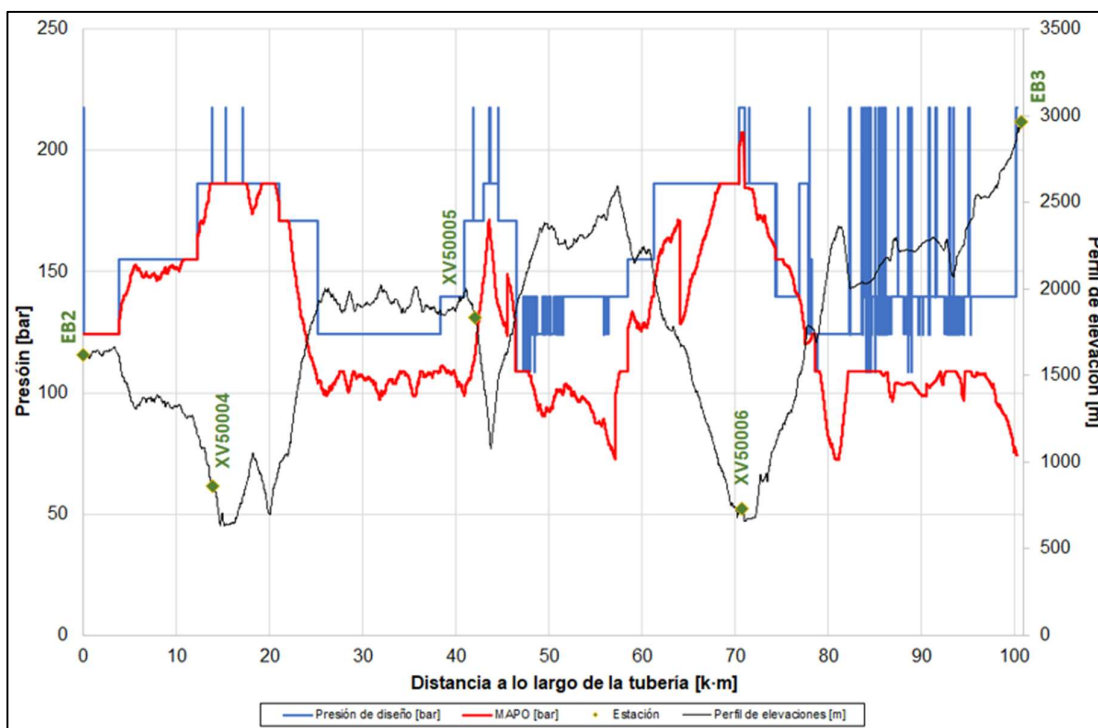
Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

3.1.3 Sección EB2-EB3 Ducto de hidrocarburos líquidos

En la figura 29, se muestra el perfil de presiones de diseño y MAPO de la sección de 101km de la traza del ducto, además del perfil de altimetría.

Figura 29

Perfil de presiones y altimetría tramo EB2-EB3



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

3.2 Normativa nacional e internacional

El Decreto Supremo **DS-081-2007-EM** del Perú establece el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Este reglamento contiene disposiciones técnicas y de seguridad sobre la construcción, la operación, el mantenimiento e inspección de ductos. En el anexo I, artículo 57, se menciona que uno de los métodos para el control de la corrosión interna es el uso de **dispositivos inteligentes conocidos como “raspatubos inteligentes” o “smart pigs”**. Estos dispositivos permiten detectar, problemas de corrosión y pérdida de espesor. Además, establece que la frecuencia de inspección será establecida por el operador en base a los resultados de las inspecciones, sin embargo, el

plazo no podrá exceder de los 5 años. Respecto a las Unidades de Medición Inercial y las anomalías o deformaciones por flexión, no se hace referencia nada al respecto, por ende, no se tiene una frecuencia establecida de inspección, solamente se indica en el artículo 64, que se deberá de registrar el posicionamiento inicial del ducto con raspatabo instrumentado de navegación inercial (IMU), dentro de los 6 primeros meses de iniciada la operación.

El código **ASME B31.4** (Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries) establece los requisitos de diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de transporte por ductos para líquidos, incluidos hidrocarburos. A diferencia que la legislación peruana DS-081-2007, se establecen a modo de recomendación y buenas prácticas, el uso de herramientas de inspección interna para la correcta gestión de integridad de los ductos.

Cumpliendo con lo establecido en los documentos previamente mencionados, la frecuencia de inspección con herramientas inteligentes que tengan una unidad de medición inercial instalado, queda a criterio del operador. En la actualidad, los dos primeros tramos del ducto de hidrocarburos líquidos son inspeccionados con una frecuencia semestral, dada la criticidad y el riesgo potencial de la ocurrencia de fallas producto de eventos geotécnicos.

3.3 Cálculo de límites críticos de deformación

A continuación, se muestran los resultados al aplicar los criterios establecidos en el estándar canadiense CSA-Z662, ediciones 2011 y 2015, y el estándar DNVGL-ST-F101 versión 2017 (ver sección 2.1.10) para determinar la capacidad del tubo a deformación por tensión y compresión. Dos condiciones fueron consideradas: i) presión interna igual que la MAPO del ducto (condición más favorable) y ii) presión interna igual a 1.0 bar (14.5 psi), condición más desfavorable. En la tabla 5, tabla 6 y tabla 7 se presentan las deformaciones críticas por compresión y tensión calculadas para la sección de EB1-EB2, de igual manera en la tabla 8, tabla 9 y tabla 10, se presenta las deformaciones críticas para la sección de

EB2-EB3, siendo en ambos casos tubería de 14 pulgadas de diámetro. En los cálculos se ha considerado: grado de material de la tubería, cambios en el espesor de pared y presión de operación interna (máxima y mínima para cada espesor de pared).

Tabla 4

Límite de deformación por compresión EB1-EB2

MAPO (bar)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	Límite de deformación por compresión (%)						
117.6	0.636	-	-	-	-	-	-
91.6	0.636	-	-	-	-	-	-
130.05	-	0.725	-	-	-	-	-
107.68	-	0.725	-	-	-	-	-
111.26	-	-	0.813	-	-	-	-
54.2	-	-	0.705	-	-	-	-
134.42	-	-	-	0.902	-	-	-
60.5	-	-	-	0.795	-	-	-
141.92	-	-	-	-	0.993	-	-
48.98	-	-	-	-	0.839	-	-
139.49	-	-	-	-	-	1.082	-
62.48	-	-	-	-	-	0.948	-
151.04	-	-	-	-	-	-	1.262
62.48	-	-	-	-	-	-	1.107
1	0.426	0.514	0.603	0.691	0.783	0.871	1.051

Tabla 5

Límite de deformación por tensión EB1-EB2

Límite de deformación por tensión (%)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	0.143	0.231	0.296	0.351	0.403	0.448	0.535

Tabla 6

Límite de deformación por compresión en soldadura EB1-EB2

MAPO (bar)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	Límite de deformación por compresión en soldadura (%)						
117.6	0.382	-	-	-	-	-	-
91.6	0.382	-	-	-	-	-	-
130.05	-	0.464	-	-	-	-	-
107.68	-	0.464	-	-	-	-	-
111.26	-	-	0.571	-	-	-	-
54.2	-	-	0.495	-	-	-	-

MAPO (bar)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	Límite de deformación por compresión en soldadura (%)						
134.42	-	-	-	0.678	-	-	-
60.5	-	-	-	0.597	-	-	-
141.92	-	-	-	-	0.788	-	-
48.98	-	-	-	-	0.665	-	-
139.49	-	-	-	-	-	0.894	-
62.48	-	-	-	-	-	0.783	-
151.04	-	-	-	-	-	-	1.111
62.48	-	-	-	-	-	-	0.975
1	0.255	0.329	0.423	0.519	0.621	0.72	0.926

Tabla 7

Límite de deformación por compresión EB2-EB3

MAPO	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	Límite de deformación por compresión (%)						
108.72	0.636	-	-	-	-	-	-
99.69	0.636	-	-	-	-	-	-
124.11	-	0.725	-	-	-	-	-
72.32	-	0.725	-	-	-	-	-
154.88	-	-	0.813	-	-	-	-
73.16	-	-	0.789	-	-	-	-
154.88	-	-	-	0.902	-	-	-
122.64	-	-	-	0.902	-	-	-
170.77	-	-	-	-	0.993	-	-
98.99	-	-	-	-	0.993	-	-
202.32	-	-	-	-	-	1.082	-
103.92	-	-	-	-	-	1.082	-
207.52	-	-	-	-	-	-	1.577
74.38	-	-	-	-	-	-	1.131
1	0.426	0.514	0.603	0.691	0.783	0.871	1.051

Tabla 8

Límite de deformación por tensión EB2-EB3

Límite de deformación por tensión (%)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	0.143	0.231	0.296	0.351	0.403	0.448	0.535

Tabla 9*Límite de deformación por compresión en soldadura EB2-EB3*

MAPO (bar)	Espesor de pared (in)						
	0.219	0.25	0.28	0.312	0.344	0.375	0.438
	Límite de deformación por compresión en soldadura (%)						
108.72	0.382	-	-	-	-	-	-
99.69	0.382	-	-	-	-	-	-
124.11	-	0.464	-	-	-	-	-
72.32	-	0.464	-	-	-	-	-
154.88	-	-	0.571	-	-	-	-
73.16	-	-	0.554	-	-	-	-
154.88	-	-	-	0.678	-	-	-
122.64	-	-	-	0.678	-	-	-
170.77	-	-	-	-	0.788	-	-
98.99	-	-	-	-	0.788	-	-
202.32	-	-	-	-	-	0.894	-
103.92	-	-	-	-	-	0.894	-
207.52	-	-	-	-	-	-	1.111
74.38	-	-	-	-	-	-	0.995
1	0.255	0.329	0.423	0.519	0.621	0.72	0.926

3.4 Recolección de datos

La recolección de la data inercial se realiza mediante el uso de herramientas de inspección interna, con tecnologías para la detección de anomalías geométricas, además de un sensor IMU montado en la herramienta. La frecuencia de inspección, en los tramos del ducto de hidrocarburos líquidos, en donde se presentan mayores eventos geotécnicos, es semestral. Los tramos principalmente afectados son los de EB1-EB2 y EB2-EB3, con distancias de 107 y 101 kilómetros respectivamente. Las inspecciones se programan para ejecución antes y después del periodo de lluvias, el mismo que abarcan los meses de noviembre hasta marzo. Por ende, las inspecciones por lo general se realizan en marzo y setiembre.

La herramienta utilizada en la última inspección, de los tramos EB1-EB2 y EB2-EB3, se muestra en la figura 27, es una herramienta XGP de alta resolución, de diámetro de 14" capaz de identificar anomalías geométricas en el ducto (abolladuras, arrugas,

ovalidades, etc), acompañado de un sensor IMU (XYZ), además de un sistema de odómetros que registra la distancia recorrida por la herramienta.

Figura 30

Herramienta XGP con sensor IMU



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

Al finalizar con la campaña de inspección y después de una revisión de calidad de la data, se descargan los datos crudos de las herramientas XGP y sensor IMU. Para efectos del presente estudio, solo se evalúan los datos recolectados y procesados por el sensor de medición inercial, tales como: velocidades angulares (rad/s) y aceleraciones (m/s^2) en los tres ejes (XYZ), los cuales son registrados por los giroscopios y acelerómetros del IMU. En la tabla 5, solo se muestra un extracto de la data cruda recolectada por el sensor IMU, la frecuencia de registro durante la inspección es de hasta 0.005m, por ende, se recolecta una cantidad considerable de datos.

Tabla 10*Registro de datos recolectados por IMU*

Distance [m]	Gyro X [rad/s]	Gyro Y [rad/s]	Gyro Z [rad/s]	Accel X [m/s ²]	Accel Y [m/s ²]	Accel Z [m/s ²]
44605.345	-0.000074	0.000260	0.000532	3.044150	0.422510	9.303420
44605.35	0.000337	0.000056	0.000130	3.056400	0.434580	9.315490
44605.355	0.000214	0.000016	0.000267	3.043920	0.398090	9.303680
44605.36	0.000018	0.000092	0.000530	3.056130	0.422330	9.340050
44605.365	0.000238	-0.000185	0.000110	3.044120	0.410320	9.291340
44605.37	0.000105	0.000391	-0.000179	3.056210	0.422350	9.327840
44605.375	0.000306	-0.000207	0.000203	3.068570	0.422280	9.303400
44605.38	0.000328	0.000038	-0.000092	3.056360	0.422390	9.303410
44605.385	0.000009	0.000032	0.000199	3.044080	0.422490	9.315630
44605.39	-0.0001840	0.00058285	-0.0002855	3.05629	0.42237	9.31562
44605.395	-0.0001083	-0.0000015	-0.0002990	3.04392	0.39809	9.30368

3.5 Análisis de Datos

Luego de la descarga de los datos crudos recolectados por el IMU, estos son procesados mediante softwares especializados. Los cálculos y gráficos, del presente estudio, se realizaron utilizando el software especializado de navegación inercial de tuberías PigNavi, que ha sido desarrollado y mejorado continuamente por PipeNav Consulting desde 2010. El PigNavi considera dentro sus algoritmos matemáticos, la teoría de navegación inercial, en base a los registros de los acelerómetros y giroscopios, calcula la actitud de la herramienta inteligente.

La finalidad del procesamiento es obtener la solución inercial de la inspección, que viene a ser la data procesada con coordenadas además de la actitud del ducto (ángulos pitch, roll y azimuth), los cuales son el insumo principal para el posterior análisis y cálculo de deformaciones por flexión. En la tabla 12, se muestra un extracto de la solución inercial (data procesada y filtrada con tasa de muestreo cada 10 cm) después del procesamiento de la data cruda inercial del tramo EB1-EB2.

Tabla 11*Solución inercial EB1-EB2*

Log_Dist [m]	Easting [m]	Northing [m]	Elevation [m]	Azimuth	Pitch	Roll
0	724020.566	8689910.263	381.113	165.51	-0.12	241.49
0.101	724020.59	8689910.165	381.113	165.4	-0.02	241.51

Log_Dist [m]	Easting [m]	Northing [m]	Elevation [m]	Azimuth	Pitch	Roll
0.203	724020.615	8689910.067	381.113	165.47	0.02	241.51
0.305	724020.64	8689909.968	381.113	165.46	0.03	241.57
0.406	724020.665	8689909.87	381.113	165.37	0.09	241.55
0.508	724020.69	8689909.771	381.113	165.45	0.2	241.57
0.609	724020.715	8689909.673	381.114	165.49	0.24	241.61
0.71	724020.739	8689909.575	381.114	165.46	0.3	241.63
0.812	724020.764	8689909.476	381.115	165.54	0.33	241.67
0.913	724020.788	8689909.378	381.116	165.59	0.41	241.71
1.013	724020.813	8689909.281	381.116	165.6	0.41	241.71
1.115	724020.837	8689909.182	381.117	165.57	0.32	241.72
1.216	724020.862	8689909.084	381.117	165.55	0.27	241.74
1.318	724020.886	8689908.985	381.118	165.53	0.15	241.8

3.6 Análisis de deformación por flexión

3.6.1 Cálculo de curvatura y deformaciones

De las fórmulas descritas en las secciones 2.1.6 y 2.1.7, se obtienen los valores de curvatura vertical, horizontal y total, así como también los valores de la deformación total, con sus respectivos componentes vertical y horizontal. Es importante tener en consideración que, para el cálculo de las curvaturas, tanto vertical y horizontal, la formula a utilizar se describe en (10), en donde la expresión ds (diferencial de trayectoria o recorrido), se expresa como Δs , lo cual permite calcular de manera acertada y con una buena aproximación los valores de las curvaturas entre 2 puntos definidos de la trayectoria del ducto. De igual manera, la expresión $d\theta$ y $d\psi$, se expresa como las variaciones de los ángulos pitch ($\Delta\theta$) y azimuth ($\Delta\psi$) entre los mismos puntos, respectivamente.

Por lo anterior, la expresión aceptada para el cálculo de las curvaturas, tal como lo describe Czyz, (1996), se expresará según (14):

$$\begin{cases} k_v = -\frac{\Delta\theta}{\Delta s} \\ k_h = -\cos\theta \frac{\Delta\psi}{\Delta s} \\ k = \sqrt{k_v^2 + k_h^2} \end{cases} \quad \dots (14)$$

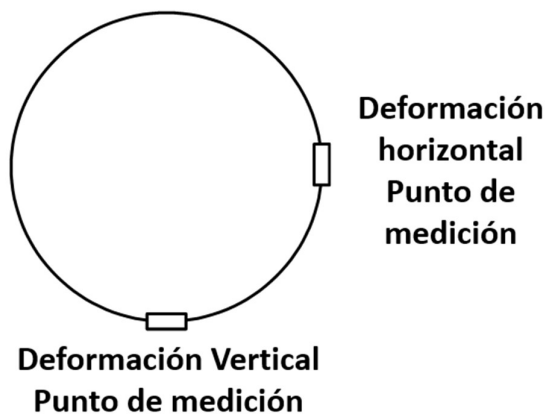
La distancia Δs , que es usado para los cálculos, es muchas veces mayor que la distancia entre dos puntos recolectados por el sensor inercial, que va desde los 2.5cm

hasta los 10 cm. El valor Δs , por lo general es un valor que depende del diámetro del ducto, una buena aproximación y/o valor óptimo es que se considere una longitud de 3 veces el diámetro. Valores muy grandes de Δs , si bien se reducen los errores, podrían a la vez ocultar picos elevados de deformación; por otro lado, valores muy pequeños de Δs , podría incrementar el ruido o perturbaciones, por ende, dificulta el análisis.

Para determinar las componentes de la deformación total, en lo que respecta a la deformación vertical (ε_v), el punto de medición se considera en un punto situado en la parte inferior de la tubería (a las 6 horas) y para la deformación horizontal (ε_h), en un punto situado a la derecha de la tubería considerando la dirección del flujo (a las 3 horas), tal como se muestra en la figura 31.

Figura 31

Puntos de medición de deformaciones



Los valores positivos de deformación vertical y horizontal (+), refieren a componentes sometidos a tracción/tensión; por otro lado, los valores negativos (-) refieren a componentes sometidos a compresión. En base a la correlación anterior, es posible identificar la dirección del movimiento de suelo, que pudiese estar afectando una sección del ducto, Tanto en los sentidos horizontal como vertical. En las figuras 32y figura 33, se muestra una representación gráfica del comportamiento del ducto sometido al movimiento horizontal del suelo.

Figura 32

Dirección de movimiento horizontal del suelo a la derecha (tracción)

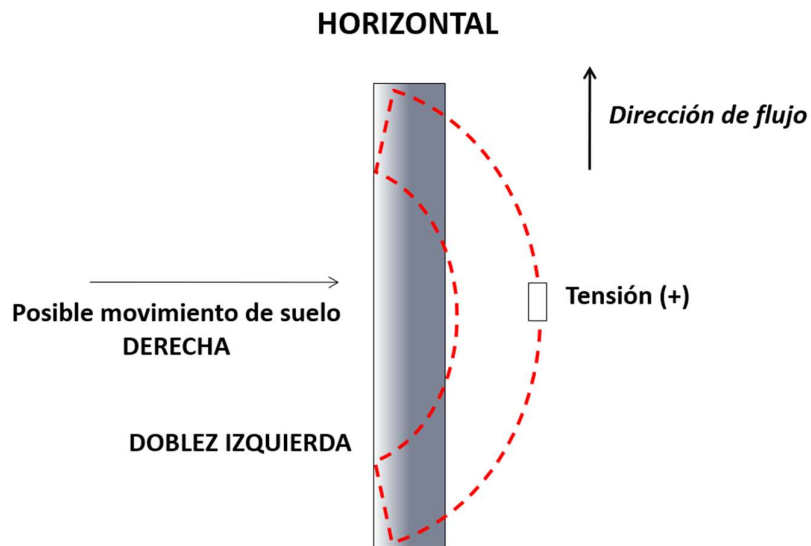
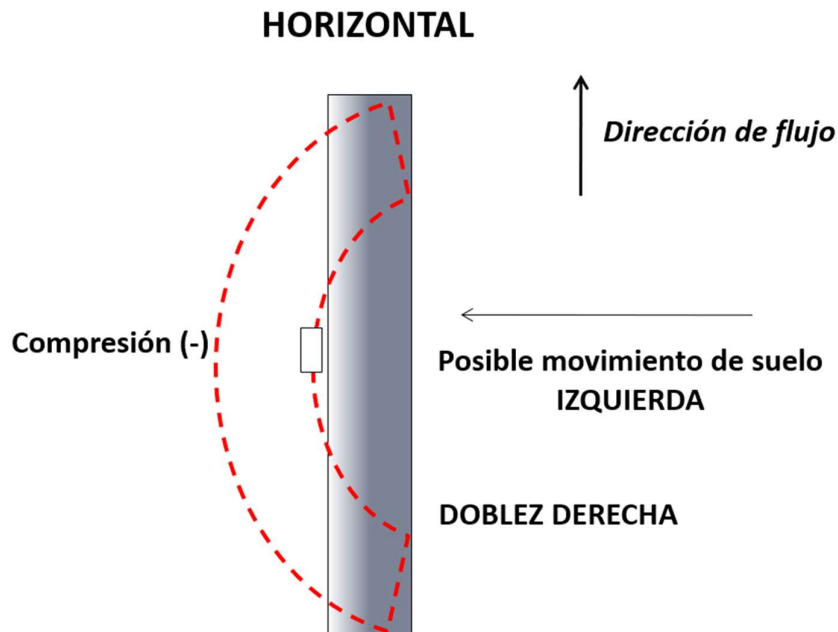


Figura 33

Dirección de movimiento horizontal del suelo a la izquierda (compresión)



De manera similar, las figuras 34 y figura 35, representan un movimiento vertical del suelo.

Figura 34

Dirección de movimiento vertical del suelo hacia abajo (tensión)

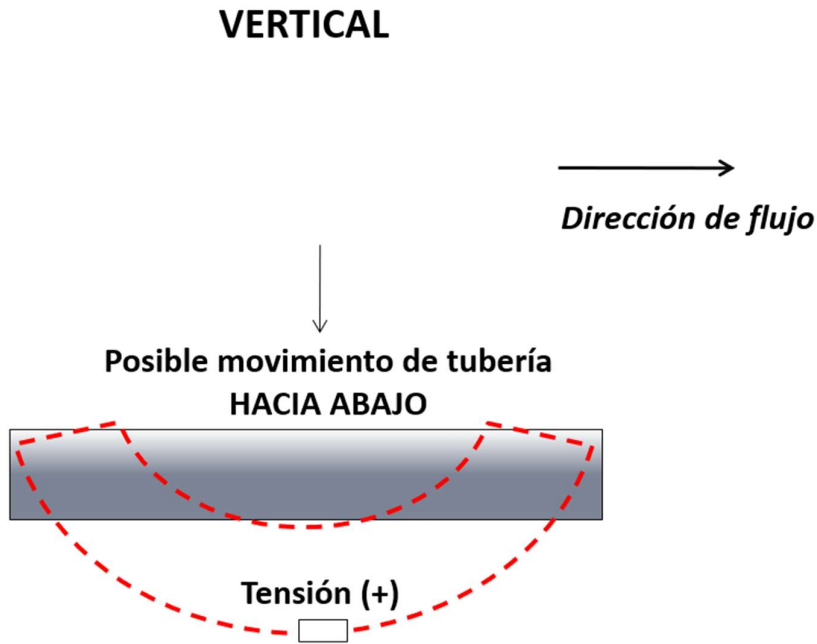
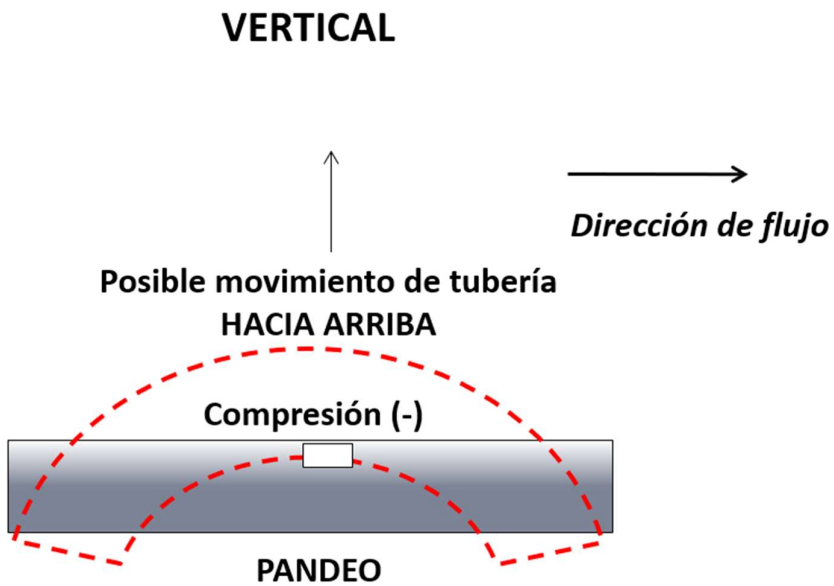


Figura 35

Dirección de movimiento vertical del suelo hacia arriba (compresión)



En la tabla 13, se muestra un extracto de las curvaturas y las deformaciones, calculadas del tramo EB1-EB2, correspondientes a la data de la inspección interna

realizada en setiembre del 2024. Para efectos del presente estudio, se consideró el valor de $\Delta s = 1.5 \text{ m}$ (de aprox 4 veces el diámetro).

Tabla 12

Cálculo de curvaturas y deformaciones EB1-EB2

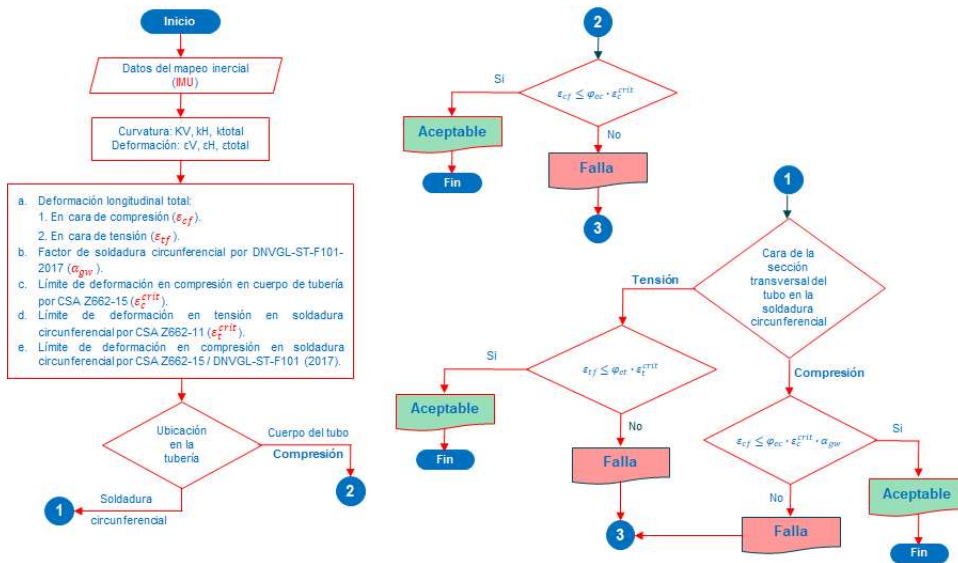
log dist. [m]	Azimuth (°)	Pitch (°)	$\Delta\psi$	$\Delta\theta$	Kh	Kv	Eh	Ev	Etotal
8794.5	-22.122	430.104	0.152	-0.56	0.002	0.007	0.030%	-0.116%	0.120%
8796	-22.043	429.546	0.079	-0.558	0.001	0.006	0.011%	-0.115%	0.116%
8797.5	-22.052	428.988	-0.009	-0.558	0.000	0.006	0.000%	-0.115%	0.115%
8799	-21.689	428.396	0.363	-0.592	-0.002	0.007	-0.031%	-0.122%	0.126%
8800.5	-21.286	427.852	0.403	-0.544	-0.004	0.006	-0.069%	-0.113%	0.132%
8802	-20.857	427.318	0.429	-0.534	-0.005	0.006	-0.089%	-0.110%	0.142%
8803.5	-20.531	426.794	0.326	-0.524	-0.003	0.006	-0.060%	-0.108%	0.124%
8805	-20.243	426.278	0.288	-0.516	-0.002	0.006	-0.033%	-0.107%	0.112%
8806.5	-20.391	425.771	-0.148	-0.507	0.000	0.006	0.003%	-0.105%	0.105%
8808	-19.801	425.24	0.59	-0.531	0.003	0.006	0.053%	-0.110%	0.122%
8809.5	-19.732	424.741	0.069	-0.499	0.001	0.006	0.012%	-0.103%	0.104%
8811	-17.884	424.261	1.848	-0.48	0.021	0.006	0.378%	-0.099%	0.391%
8812.5	-15.688	423.826	2.196	-0.435	0.024	0.005	0.435%	-0.090%	0.445%
8814	-13.067	423.454	2.621	-0.372	0.024	0.004	0.428%	-0.077%	0.435%
8815.5	-10.028	423.153	3.039	-0.301	0.020	0.004	0.360%	-0.062%	0.365%
8817	-7.906	422.923	2.122	-0.23	0.009	0.003	0.162%	-0.048%	0.169%
8818.5	-7.895	422.705	0.011	-0.218	0.000	0.003	0.000%	-0.045%	0.045%
8820	-7.987	422.502	-0.092	-0.203	0.000	0.002	0.001%	-0.042%	0.042%
8821.5	-8.13	422.296	-0.143	-0.206	0.000	0.002	0.007%	-0.043%	0.043%
8823	-8.313	422.086	-0.183	-0.21	0.001	0.002	0.017%	-0.043%	0.047%
8824.5	-8.526	421.854	-0.213	-0.232	0.002	0.003	0.028%	-0.048%	0.056%
8826	-8.771	421.631	-0.245	-0.223	0.002	0.003	0.040%	-0.046%	0.061%
8827.5	-9.036	421.401	-0.265	-0.23	0.003	0.003	0.050%	-0.048%	0.069%
8829	-9.275	421.163	-0.239	-0.238	0.003	0.003	0.049%	-0.049%	0.069%
8830.5	-9.341	420.923	-0.066	-0.24	0.001	0.003	0.014%	-0.050%	0.051%
8832	-9.241	420.682	0.1	-0.241	-0.001	0.003	-0.020%	-0.050%	0.054%
8833.5	-8.902	420.45	0.339	-0.232	-0.003	0.003	-0.061%	-0.048%	0.077%
8835	-7.839	420.235	1.063	-0.215	-0.009	0.003	-0.163%	-0.044%	0.169%
8836.5	-7.242	420.028	0.597	-0.207	-0.004	0.002	-0.072%	-0.043%	0.084%
8838	-6.596	419.849	0.646	-0.179	-0.003	0.002	-0.058%	-0.037%	0.069%
8839.5	-6.211	419.685	0.385	-0.164	-0.001	0.002	-0.022%	-0.034%	0.041%
8841	-4.966	419.543	1.245	-0.142	-0.002	0.002	-0.036%	-0.029%	0.046%
8842.5	-4.987	419.415	-0.021	-0.128	0.000	0.001	0.000%	-0.026%	0.026%
8844	-5.393	419.281	-0.406	-0.134	-0.001	0.002	-0.010%	-0.028%	0.030%
8845.5	-5.758	419.135	-0.365	-0.146	-0.001	0.002	-0.020%	-0.030%	0.036%
8847	-5.927	418.983	-0.169	-0.152	-0.001	0.002	-0.014%	-0.031%	0.035%
8848.5	-6.019	418.817	-0.092	-0.166	-0.001	0.002	-0.011%	-0.034%	0.036%
8850	-5.891	418.664	0.128	-0.153	0.001	0.002	0.018%	-0.032%	0.036%
8851.5	-5.649	418.517	0.242	-0.147	0.002	0.002	0.039%	-0.030%	0.049%

3.6.2 Diagrama de flujo del proceso de análisis

En las figuras 32 y figura 33, se muestra el diagrama de flujo del proceso de análisis para los segmentos con deformaciones por curvado (bending strain) por tensión y compresión, bajo los criterios de las normas antes señaladas.

Figura 36

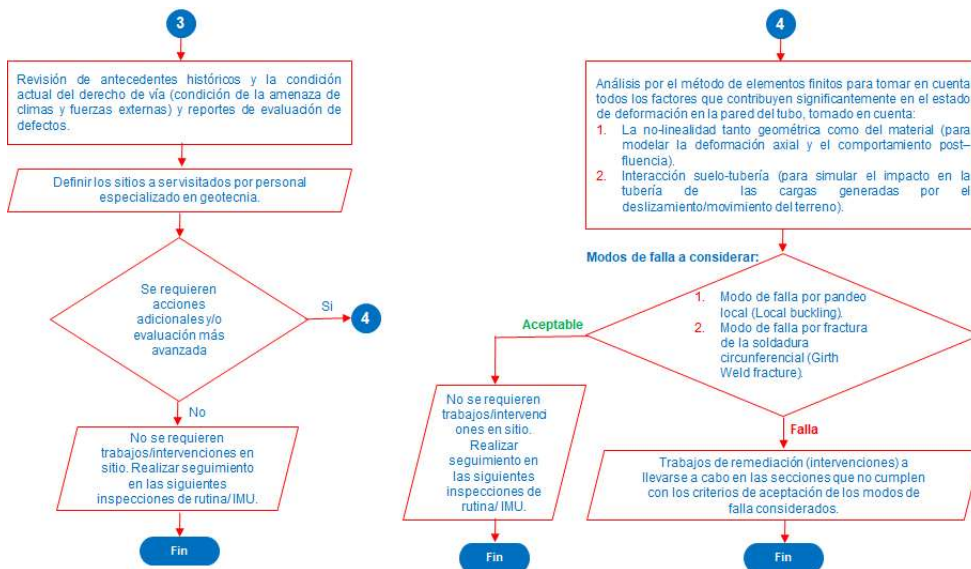
Etapas 1 - Cálculo de deformación por flexión en cuerpo de tubo y soldadura circunferencial.



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

Figura 37

Etapas 2 y 3, planes de acción para cada nivel de valoración



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

3.6.3 Identificación de áreas de deformación por flexión

El análisis de la deformación por flexión se realizó analizando los patrones de curvatura registrados mediante una IMU. Tras calcular las deformaciones por flexión utilizando una longitud de calibración de 1.5 m a lo largo de longitud de la tubería, se procede con la identificación de zonas con una deformación total por flexión superior al 0,1% (es decir, 1000 microstrain o un radio de curvatura de 500D). Hay que tener en cuenta que las características de la tubería, como las curvas en el terreno, las instalaciones de válvulas o las irregularidades de la construcción, también registran deformaciones por flexión superiores al 0,1%. Sin embargo, estas características se identifican adecuadamente durante la evaluación y no se notifican como zonas de deformación por flexión.

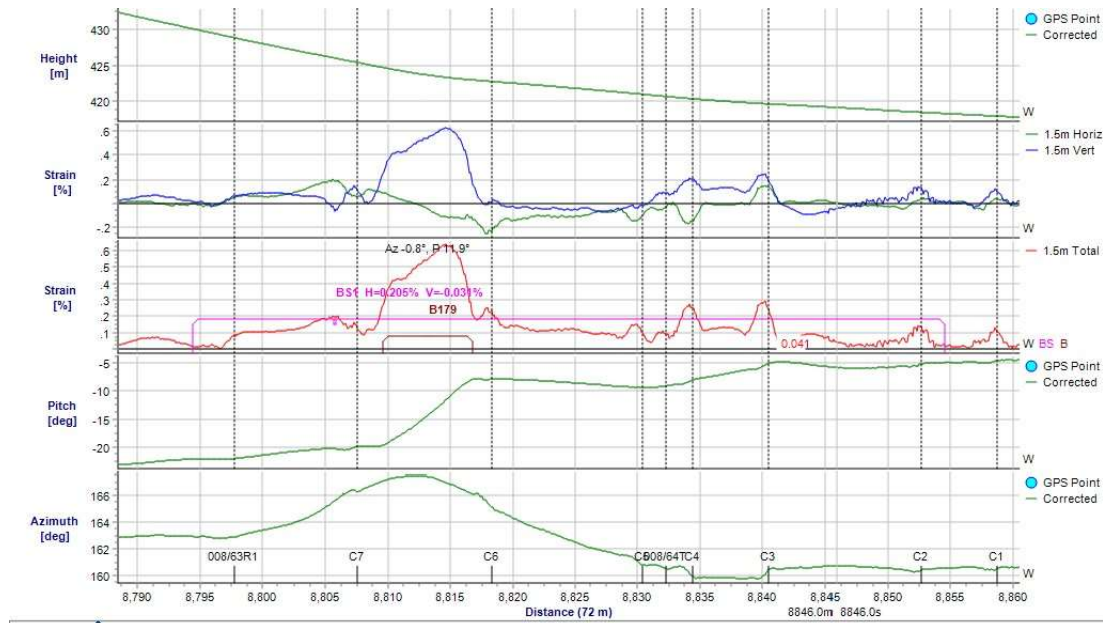
Las distancias inicial y final de una zona de deformación por flexión se definen como los lugares en los que la deformación vuelve a un nivel nominal o lo más cercano posible a cero. Las cargas externas afectan a una parte importante de una tubería y produce al mismo tiempo deformaciones por flexión superiores al umbral de reporte en una zona más pequeña. La intención de informar sobre la extensión de una zona de deformación por flexión es garantizar que se identifique toda la zona afectada en lugar de informar únicamente de la zona local en la que la deformación por flexión supera el umbral de reporte.

Con los valores de curvatura y deformaciones obtenidos y mostrados en la tabla 13, se grafican los valores de deformación vertical, deformación horizontal y deformación total, además de los ángulos pitch y azimuth. En la figura 36, se muestran los perfiles de deformación y ángulos pitch y azimuth, de una sección del ducto identificado como área de deformación. Es posible discriminar una zona de deformación con una curva de campo (field bend). La zona o área de deformación por lo general abarca entre 1, 2 o más tuberías, mientras que la curva de campo, está limitada en una tubería y puntual entre dos juntas

circunferenciales. Una representación gráfica de una curva de campo, se aprecia en la figura 36, entre las juntas C6 y C7, cuya deformación por flexión máxima es de 0.630%.

Figura 38

Área de deformación por flexión EB1-EB2 (Software PigNavi)



En base a la figura 36, luego de la revisión de toda la longitud del ducto e identificación de todas las áreas de deformación evidenciadas, es factible exportar en formato tabular, los valores más representativos de las secciones, como lo son, las cuentas odométricas de inicio y fin, valor de la deformación máxima identificada entre otros, tal como se describe en la tabla

Tabla 13

Datos característicos de un área de deformación por flexión

N° Anomalía	Odómetro inicio	Odómetro fin	Max Deformación por Curvatura [%]	Dirección de Deformación	Límite de compresión a 1 bar [%]	Límite de compresión a MAOP [%]
BS4	8795.147	8850.789	0.207	Horizontal	0.456	0.665

En base a lo desarrollado, en los anexos 01 y 02, se listan el total de las áreas de deformación identificados para los tramos EB1-EB2 y EB2-EB3, respectivamente.

Capítulo IV. Análisis y discusión de Resultados

4.1 Análisis de resultados

En base a los resultados de la evaluación de datos de la Unidad de Medición Inercial y el cálculo de deformaciones por flexión, es factible evaluar la variación de deformación entre 2 inspecciones, con el fin de identificar patrones o eventos geotécnicos que causan estas variaciones sobre el derecho de vía del ducto. A continuación, se presentan 2 casos específicos donde se integra la evaluación mecánica y geotécnica, en sitios donde se evidenció una variación en los valores de deformación por flexión, los cuales estuvieron asociados, principalmente, por eventos geotécnicos: como movimientos de suelos, grietas sobre el terreno, escarpes, etc.

4.1.1 Análisis de deformaciones KP9+470

En la figura 39, se muestran los perfiles de deformación por flexión obtenidos en el software PigNavi, se aprecia una clara variación de las deformaciones entre dos inspecciones de años consecutivos (Año 1 y Año 2), principalmente en la componente horizontal. Respecto a la componente vertical, no se aprecia una variación significativa. Del análisis de los perfiles de deformación, se determina que la zona se categoriza como área de deformación, lo cual nos da indicios de un posible fenómeno geotécnico ocurriendo en la zona el cual afecta a su vez a la tubería. Además del área de deformación, se aprecia que, en base a la comparativa de la trayectoria entre ambas inspecciones, existe un desplazamiento lateral de 0.72 metros a 2 metros aguas abajo de la junta 009/34.

En la tabla 14, se muestran los valores calculados de las deformaciones, tanto en las componentes vertical, horizontal y total, identificados en un área de deformación en la progresiva del KP9+470. La deformación total calculada en la inspección del Año 2 cuyo valor es 0.615%, supera el límite de compresión a 1bar de 0.603% (espesor de tubería de 0.280", tabla 4).

Figura 39

Área de deformación por flexión KP9+470 (Año 1 vs Año 2)

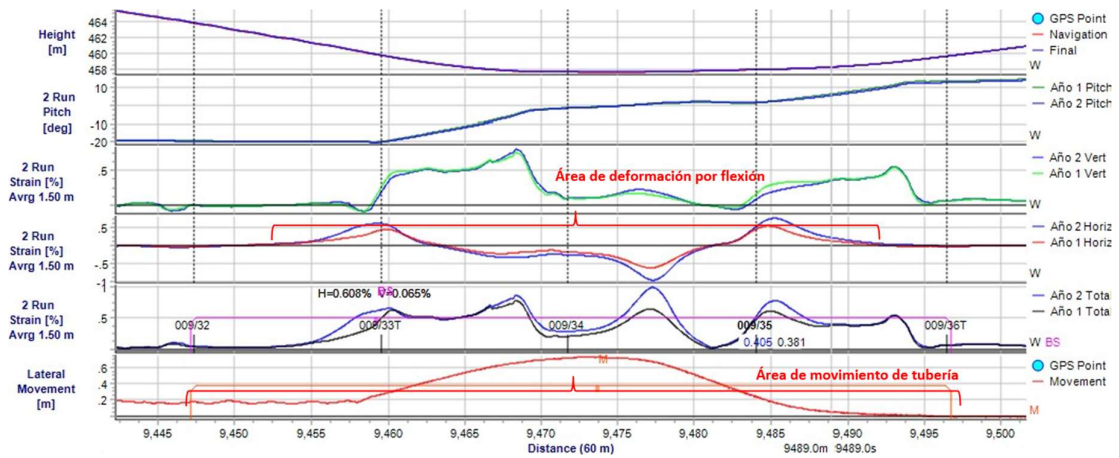


Tabla 14

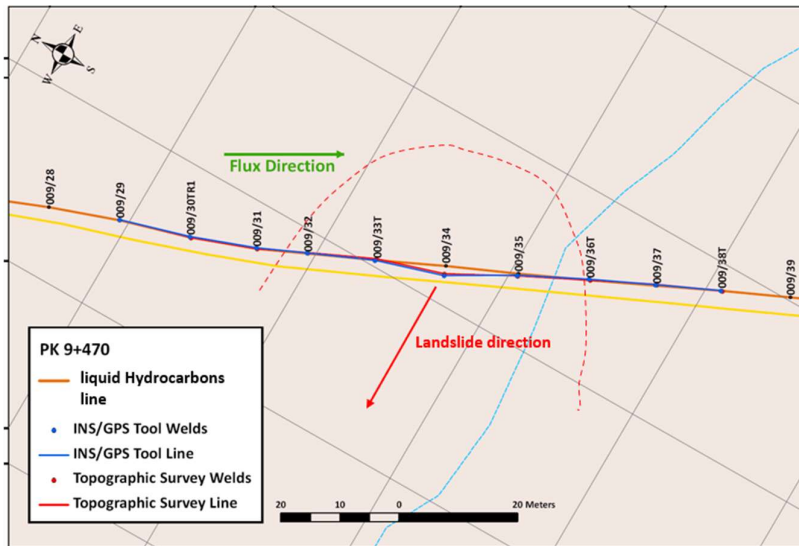
Análisis de deformaciones Año1 vs Año2 KP9+470

	Año 1	Año 2	Variación	Límite de deformación a 1 bar
Horizontal	0.389	0.608	0.219	
Vertical	0.092	0.057	-0.035	0.603%
Total	0.424	0.615	0.191	

Para preservar la integridad del ducto y que se superó el límite establecido, se programó la inspección en sitio, con el fin de determinar si se presenta alguna irregularidad en el terreno que validen el hallazgo de la IMU. En la figura 40, se muestra el relevamiento topográfico de la zona, en donde se evidencia que el ducto, a la altura de la junta 009/34, sufrió un desplazamiento debido a un deslizamiento de tierra, cuyo sentido fue transversal a la tubería. Lo anterior corrobora los valores reportados por la IMU, donde la mayor variación de deformación por flexión y desplazamiento de la tubería, se evidencia en la componente horizontal (dirección del movimiento de terreno).

Figura 40

Relevamiento topográfico KP9+470



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

A consecuencia del hallazgo identificado en el software y corroborado durante la inspección en campo, con el objetivo de mantener la integridad de la tubería en la progresiva KP9+470, se procede con las excavaciones para liberar las tensiones actuantes en este. En la figura 41, se aprecia el proceso de liberación de tensiones, de todo el tramo afectado por el deslizamiento de terreno.

Figura 41

Proceso de liberación de tensiones progresiva KP9+470.



Nota. Fuente: Empresa de transporte de hidrocarburos Líquidos

Una vez que se implementan las acciones correctivas y de mitigación (liberación de tensiones), su efectividad se comprueba mediante la evaluación de los datos del IMU, de una inspección posterior a la actividad, para ello se evaluaron los resultados obtenidos en la inspección del Año 3. Se aprecia en la figura 42, que los valores de la deformación en la componente horizontal, disminuyeron en relación con la inspección previa del Año 2. En la tabla 15 se muestran los valores de deformación por flexión obtenidos.

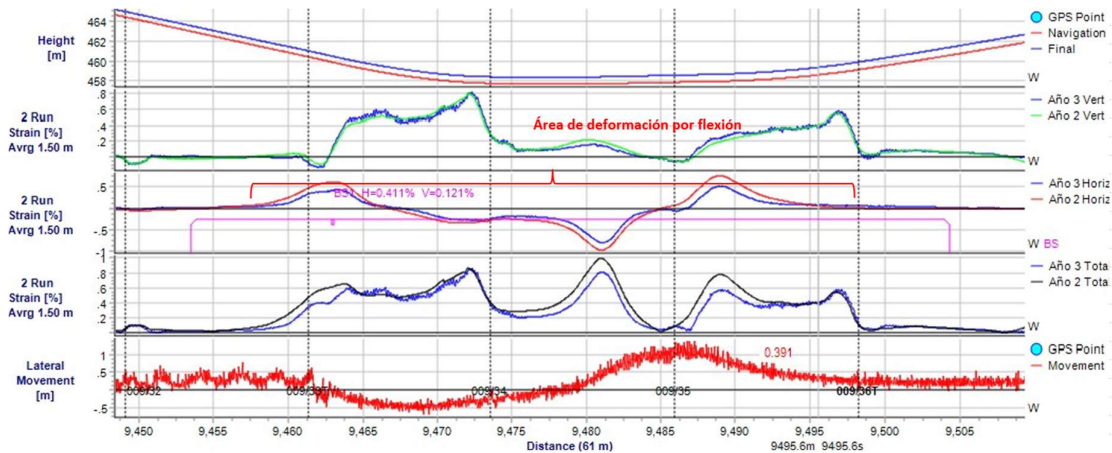
Tabla 15

Análisis de deformaciones Año 2 vs Año 3 KP9+470

	Año 2	Año 3	Variación	Límite de deformación a 1 bar
Horizontal	0.608	0.427	-0.181	
Vertical	0.057	0.09	0.033	0.603%
Total	0.615	0.428	-0.187	

Figura 42

Área de deformación por flexión KP9+470 (Año 2vs Año 3)



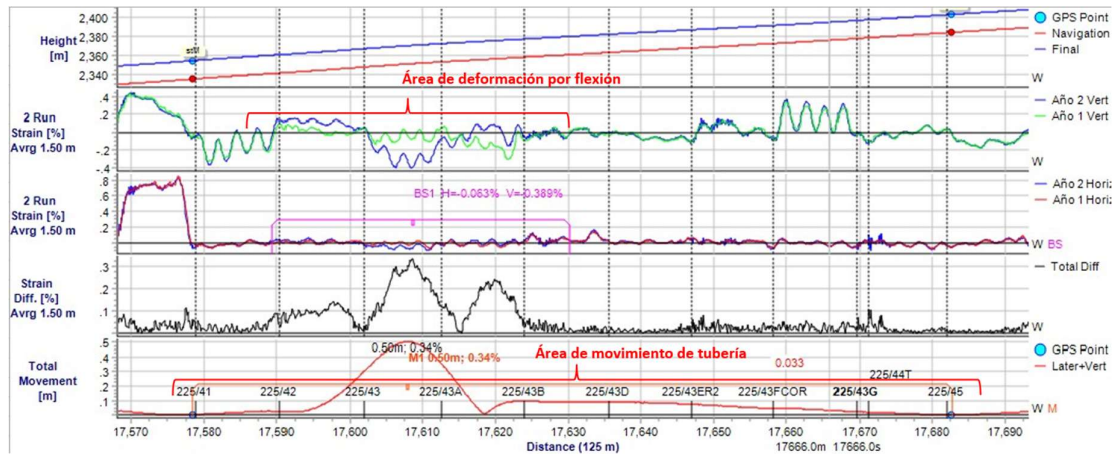
4.1.2 Análisis de deformaciones KP243+500

De manera similar que el caso anterior, en la figura 43, se muestran los perfiles de deformación por flexión obtenidos en el software PigNavi, en este punto se evidencia una variación entre los datos de dos inspecciones (Año 1 y Año 2), la variación se representa

principalmente en la componente vertical de los perfiles de deformación, entre las juntas 225/43 y 225/43A. Además del área de deformación, se aprecia la base a la comparativa de la trayectoria entre ambas inspecciones, existe un desplazamiento máximo vertical de 0.50 metros a 6.5 metros aguas abajo de la junta 225/43A.

Figura 43

Área de deformación por flexión KP243+500 (Año 1 vs Año 2)



Por otro lado, en la tabla 16, se muestran los valores calculados de las deformaciones, tanto en las componentes vertical y horizontal, identificados en un área de deformación en la progresiva del KP243+500.

Tabla 16

Análisis de deformaciones Año 1 vs Año 2 KP243+500

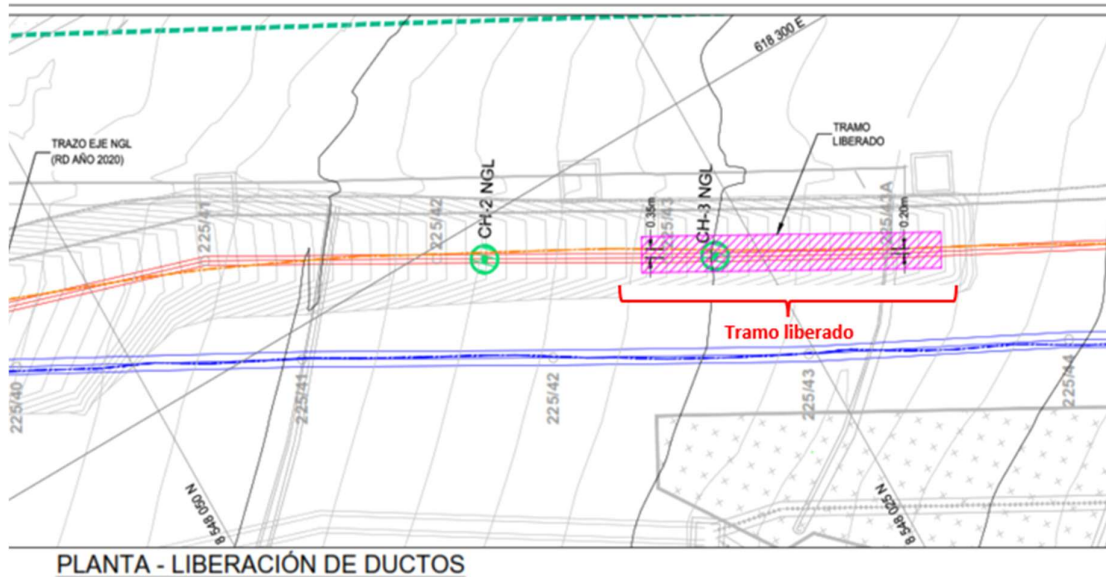
	Año 1	Año 2	Variación	Límite de deformación a 1 bar
Horizontal	0.011	0.063	+0.052	1.110%
Vertical	0.066	0.378	+0.312	
Total	0.067	0.383	+0.316	

Una vez identificado el área de deformación y en base a los criterios de atención establecidos por la compañía, se programa y ejecuta una inspección en campo, con el fin de identificar algún indicio en el terreno que cause movimiento evidenciado por los datos del IMU. Para ello, también se programa el relevamiento topográfico de alineación de la tubería y liberación del ducto para verificación metro a metro. En la figura 44, se muestra

relevamiento topográfico de la sección de tubería que presentó la deformación por flexión entre las juntas 255/43 y 255/43A.

Figura 44

Relevamiento topográfico KP243+500



Por otro lado, en la figura 41, se muestra una imagen donde se aprecia el desplazamiento vertical hacia arriba (levantamiento), posiblemente debido a un deslizamiento de tierra en sentido axial a la tubería, en la parte superior de la ladera dada la complejidad de la zona, lo que ocasionó una compresión en la parte baja, por ende, la deformación por flexión de la tubería. Lo anterior corrobora los valores reportados por la IMU, donde la mayor variación de deformación por flexión y desplazamiento de la tubería se evidencia en la componente horizontal (dirección del movimiento de terreno).

Figura 45

Proceso de liberación de tensiones progresiva KP243+500



4.2 Contrastación de la hipótesis

Hipótesis nula H_0 : La evaluación de los datos de una IMU no permite identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú.

Hipótesis investigación H_i : La evaluación de los datos de una IMU permite identificar deformaciones por flexión en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la Selva del Perú.

Decisión: Debido a que con los datos obtenidos de la IMU y mediante la evaluación de las deformaciones por flexión en los sitios evaluados y atendidos en el punto anterior (KP9+470), se logra identificar irregularidades sobre el derecho de vía. En base a esto y a que el valor de deformación total calculado se incrementó de 0.424% a 0.615%, además que superó el límite de deformación establecido de 0.603%, se procede con la atención y posterior reparación, mediante la liberación de tensiones del ducto, con la finalidad de recuperar la integridad del ducto. Posterior a la actividad de mitificación, se volvió a analizar los datos de una inspección posterior, resultando que el valor de deformación total se redujo a 0.428%, tal como se ha presentado en el análisis de resultados. Por lo tanto, se rechaza la hipótesis nula (H_0) y se acepta la hipótesis de investigación (H_i).

4.3 Discusión de resultados

Con los resultados presentados, se determina que los resultados de la evaluación de los datos de una IMU son confiables, los mismos que se corroboran mediante las inspecciones en campo, las áreas de deformación identificadas coinciden con la longitud y dirección del deslizamiento de tierra.

La limitación de una inspección de campo es que si bien se visualiza con facilidad los fenómenos que ocurren sobre el derecho de vía del ducto, no es factible determinar, en ninguna circunstancia, la integridad o el estado de la tubería enterrada. Esto último solo se logra haciendo una inspección directa que conllevan trabajos de excavación y liberación

del ducto. Por lo anterior, los tiempos para evaluación de la integridad del ducto, se reducen mediante la IMU. Por otro lado, se incrementa el grado de confianza en la identificación de una amenaza externa. Lo mencionado anteriormente, guarda relación con lo planteado en los trabajos de investigación de Li et al, (2017)⁵ y Dowling et al, (2024)⁶, donde se concluyen que el uso de IMU para la evaluación e identificación de áreas de deformaciones o movimientos en ductos que transportan hidrocarburos, es una de las herramientas más versátiles y útiles para gestionar de manera efectiva de la integridad de una tubería.

⁵ Li et al, 2017. Technologies and application of pipeline centerline and bending strain of In-line inspection based on inertial [Artículo científico, Transactions of the Institute of Measurement and Control]

⁶ Dowling, 2024. Ground Movement or Construction? How to Identify Clear Ground Movement Signatures in Inertial [Artículo científico, Pipeline Pigging and Integrity Management Conference]

Conclusiones

La evaluación de datos y el uso de Unidades de Medición Inercial para la identificación de áreas de deformación por flexión, es un método comprobado en la operación del ducto que transporta hidrocarburos líquidos en la selva del Perú, se han identificado amenazas geotécnicas (como deslizamientos) sobre el derecho de vía del ducto. Los deslizamientos representan uno de los eventos más comunes que provocan fallas en las tuberías, al inducir desplazamientos tanto transversales como longitudinales (incluye flexión) del terreno en relación con el eje de la tubería, lo que lleva a su inestabilidad o incluso colapso. La tubería está constantemente expuesta a esfuerzos tanto longitudinales (flexión) y transversales generados por el suelo que la rodea, y su capacidad para resistirlos depende en gran medida de sus propiedades mecánicas, del material con el que está fabricada, su grado y el espesor de sus paredes.

Un adecuado programa de gestión de inspecciones internas mediante herramientas inteligentes permite identificar de manera temprana posibles fallas que a su vez ocasiona la pérdida de contención del fluido transportado, así como también evita todas las consecuencias asociadas a esta: pérdidas de personas, socioambientales y económicas. Uno de los puntos clave para la identificación temprana de áreas de formación es la optimización de la frecuencia de inspección, que para el caso de presente estudio, se tiene implementada la frecuencia semestral, previo y posterior al periodo de lluvias en la región de la selva del Perú.

Recomendaciones

1. Con el fin de asegurar una correcta recolección de datos, se recomienda que el IMU esté instalado sobre un cuerpo instrumentado con ruedas, para así evitar errores en los datos producto de las vibraciones durante su recorrido.
2. Se recomienda utilizar un valor de Δs , no menor a 3 veces el diámetro y no mayor a 5 veces el diámetro del ducto, para valores menores, se incrementa la probabilidad del ruido o perturbaciones en los datos. Por lo contrario, valores altos podrían apantallar los valores máximos de las deformaciones calculadas.
3. Si bien el cálculo de las deformaciones vertical, horizontal y total, se puede desarrollar a través de planillas Excel, se recomienda el uso de softwares especializados, por la gran cantidad de datos que son procesados y así agilizar o recortar los tiempos de análisis.
4. Se recomienda tener un criterio conservador a la hora de identificar o discriminar áreas de deformación. La identificación de áreas de deformación por flexión, en base a los perfiles de deformación vertical y horizontal, requiere de capacitación y entrenamiento previo.
5. Se recomienda complementar el análisis con la información de la construcción del ducto y trazabilidad de la línea, especialmente del registro de curvas de campo instalados durante el montaje de los ductos. Esto facilita la discriminación de aparentes áreas de deformación.
6. Se recomienda seguir los criterios de atención en base a normativas o estándares internacionales, con el fin de establecer planes de acción ante la identificación de áreas de deformación o áreas de movimiento, para prevenir de manera temprana, fallas en el sistema.

Referencias

- Bowditch (2019), *American Practical Navigator*. National Geospatial-Intelligence Agency.
https://www.dco.uscg.mil/Portals/9/NMC/pdfs/examinations/bowditch_Vol_2_2019.pdf
- Cabeza, E. (2009). *Análisis del comportamiento geotécnico de oleoductos y gasoductos en deslizamientos de tierra*. [Tesis de licenciatura, Universidad Industrial De Santander]. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:160129662>
- CSA-Z662, (2015). *Oil and gas pipeline systems*. CSA Group
- CSA-Z662, (2011). *Oil and gas pipeline systems*. CSA Group
- Cuenca, L. y León, J. (2017), *Implementación De Un Sistema De Navegación Inercial, Para Mejorar La Precisión De Posicionamiento De Un Prototipo Gps En Una Trayectoria Dentro De La Epoch*. [Tesis de licenciatura, Escuela Superior Politécnica De Chimborazo].
<http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/7959/1/98T00176.pdf>
- Czyz, J. (1994). *Computation of pipeline bending strains based on Geopig measurements*. [Artículo científico, ResearchGate].
https://www.researchgate.net/publication/335689656_Computation_of_pipeline_bending_strains_based_on_Geopig_measurements
- DNVGL-ST-F101, (2021). *Standar Submarine Pipeline Systems*
- Dowling, C. Barlow, P. Van Hove, J., Hanvi, T. y Hart, J. (2024). *Ground Movement or Construction? How to Identify Clear Ground Movement Signatures in Inertial*. [Artículo científico, Pipeline Pigging and Integrity Management Conference].
<https://doi.org/10.52202/072781-0075>
- Groves, P. (2013). *Principles of GNSS, Inertial, and Multisensor Integrated Navigation Systems, Second Edition*. <https://doi.org/10.1017/S0373463313000672>

- Guía Arpel, (2019). Manual de referencia ARPEL para la gestión de integridad de Ductos, 2da Edición. <https://www.arpel.org/publicaciones/manual-de-referencia-arpel-para-la-gestion-de-integridad-de-ductos-2a-ed-2015>
- Li, R., Cai, M., Shi, Y., Feng, Q. y Chen, P. (2017). *Technologies and application of pipeline centerline and bending strain of In-line inspection based on inertial* [Artículo científico, Transactions of the Institute of Measurement and Control]. <https://doi.org/10.1177/0142331216685392>
- Ma, L. y Wang, L. (2023). *IMU Measurement-based Bending and Deformation Identification Method for Oil and Gas Pipelines inertial* [Artículo científico, Crpase: Transactions of Mechanical Engineering]. <https://crpase.com/archive/CRPASE-Vol-09-issue-01-48979134.pdf>
- Pujos, M. (2016). *Diseño e implementación de una unidad de medición inercial "IMU" embebida en base a un sistema microcontrolado*. [Tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/15102>
- Titterton, D. y Weston, J. (2004). *Strapdown Inertial Navigation Technology*. IET, 2004. American Institute of Aeronautics and Astronautics.

Anexos

- Anexo 01: Listado de áreas de deformación por flexión identificados en el tramo EB1-EB2.
- Anexo 02: Listado de áreas de deformación por flexión identificados en el tramo EB2-EB3.

**Anexo 01. Listado de áreas de deformación por flexión
identificados en el tramo EB1-EB2.**

N° Anomalía	Odómetro inicio	Odómetro fin	Max Deformación por Curvatura [%]	Dirección de Deformación	Límite de compresión a 1 bar [%]	Límite de compresión a MAOP [%]
BS1	6670.07	6760.114	0.249	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS2	6972.22	7020.644	0.501	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS3	7838.725	7918.786	0.205	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS4	8795.147	8850.789	0.221	Horizontal	0.456	0.665
BS5	9445.151	9478.688	0.352	Vertical	0.456	0.665
BS6	9528.157	9578.458	0.354	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS7	11721.038	11793.451	0.282	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS8	12204.386	12271.708	0.212	Vertical y Horizontal	0.994	1.196
BS9	15291.91	15333.82	0.204	Vertical	0.456	0.665
BS10	16651.872	16672.556	0.253	Vertical	0.456	0.665
BS11	17655.039	17721.63	0.383	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS12	18957.632	19070.826	0.263	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS13	25960.404	26166.253	0.307	Vertical	0.367	0.577
BS14	35903.47	35937.94	0.214	Vertical y Horizontal	0.367	0.577
BS15	49087.121	49135.106	0.654	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS16	50634.448	50666.041	0.205	Horizontal	0.367	0.577
BS17	53372.621	53400.263	0.377	Vertical y Horizontal	0.367	0.577
BS18	55303.417	55444.641	0.242	Vertical y Horizontal	0.456	0.665
BS19	66515.106	66560.316	0.244	Vertical y Horizontal	0.633	0.842
BS20	70378.497	70538.416	0.215	Vertical y Horizontal	0.994	1.196
BS21	72719.25	72796.419	0.272	Vertical y Horizontal	0.814	1.023
BS22	83636.498	83662.484	0.261	Vertical	0.725	0.934
BS23	89589.711	89675.4	0.21	Vertical y Horizontal	0.725	0.934
BS24	95683.774	95757.258	0.203	Vertical y Horizontal	0.545	0.754
BS25	96200.597	96246.871	0.213	Vertical y Horizontal	0.545	0.754

**Anexo 02. Listado de áreas de deformación por flexión
identificados en el tramo EB2-EB3.**

N° Anomalía	Odómetro inicio	Odómetro fin	Max Deformación por Curvatura [%]	Dirección de Deformación	Límite de compresión a 1 bar [%]	Límite de compresión a MAOP [%]
BS1	18526.027	18580.214	0.222	Vertical y Horizontal	0.831	1.04
BS2	18725.481	18797.989	0.201	Vertical	0.831	1.04
BS3	19294.984	19418.629	0.453	Vertical y Horizontal	0.831	1.04
BS4	22812.37	22891.178	0.459	Vertical y Horizontal	0.743	0.952
BS5	39498.611	39570.701	0.496	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS6	43802.058	43872.573	0.276	Vertical	0.831	1.04
BS7	62672.729	62696.798	0.241	Vertical	0.831	1.04
BS8	72932.674	72999.266	0.397	Vertical y Horizontal	0.831	1.04
BS9	73378.15	73446.6	0.216	Vertical	0.831	1.04
BS10	73859.574	73889.485	0.263	Vertical y Horizontal	0.831	1.04
BS11	75188.715	75328.862	0.551	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS12	75451.185	75502.386	0.218	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS13	75591.362	75651.506	0.211	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS14	76806.856	76836.457	0.222	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS15	78628.93	78717.623	0.256	Horizontal	0.474	0.683
BS16	80389.253	80414.97	0.205	Vertical	0.474	0.683
BS17	83447.213	83470.781	0.211	Vertical y Horizontal	0.474	0.683
BS18	87513.49	87528.529	0.372	Horizontal	0.563	0.772
BS19	87812.559	87836.25	0.478	Vertical y Horizontal	0.563	0.772
BS20	89595.676	89688.352	0.698	Vertical y Horizontal	0.563	0.772