

**PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PARA LA ATENCIÓN DE TRAMOS DE
TUBERÍA, BENDING STRAIN (DEFORMACIÓN POR CURVADO), EN SISTEMAS DE
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

ADRIANA GALVIS FUENTES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PARA LA ATENCIÓN DE TRAMOS DE
TUBERÍA, BENDING STRAIN (DEFORMACIÓN POR CURVADO), EN SISTEMAS DE
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS**

ADRIANA GALVIS FUENTES

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de Especialista
en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director: CAMILO ELIECER TORRES CASTRO
Ingeniero Metalúrgico
Especialista en Gerencia de Proyectos
Especialista en Soldadura**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

**A Dios que ha bendecido mi vida en todos los aspectos y a mi familia por su
comprensión y apoyo incondicional**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	20
1 OBJETIVOS	26
1.1 Objetivo General	26
1.2 Objetivos Específicos	26
2 JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO	27
3 EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL S.A.)	28
3.1 UBICACIÓN DEL ESTUDIO A APLICAR LA ESTRATEGIA PARA LA ATENCIÓN DE TRAMOS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN)	30
3.1.1 Líneas, estaciones y terminales.....	31
4 MODELO PARA GERENCIAR LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS DE LA VIT.....	37
4.1 COMPONENTES DEL MODELO MGID	38
4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA)	39
4.2.1 Determinación de los segmentos de tubería que afectan HCAs.....	40
4.2.2 Criterios para realizar la segmentación de un ducto	40
4.2.3 Otros factores a tener en cuenta	41
5 MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS DE DUCTOS Y TANQUES.....	42
5.1 AMENAZA CORROSIÓN EXTERNA	42
5.2 AMENAZA CORROSIÓN INTERNA.....	43
5.3 AMENAZA DE CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS	44
5.4 INSPECCIONES DE INTEGRIDAD.....	46
5.4.1 Secuencia inspección ILI	48
5.4.2 Recopilación de los resultados de las diferentes técnicas de inspección en la valoración de las amenazas.....	49
6 METODOLOGÍA PARA LA ZONIFICACIÓN DE CORREDORES DE OLEODUCTOS	50

6.1 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS ZONIFICACIÓN DE CORREDORES DE OLEODUCTOS	51
6.2 SELECCIÓN DE FACTORES QUE DETERMINAN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA SUELO – TUBERÍA	53
7 ANALISIS DE DEFORMACIÓN POR CURVADO (Bending Strain) Y MOVIMIENTO EN LA TUBERIA (Pipeline Movement).....	61
7.1 ANALISIS DE ESFUERZOS EN DUCTOS ENTERRADOS	62
7.1.1 Concentración de esfuerzos.....	63
7.1.2 Esfuerzos en tuberías de acero	63
7.2 CAUSAS DE LA DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN) Y MOVIMIENTO EN LA TUBERÍA (PIPELINE MOVEMENT)	66
7.3 REGLAS DE LA DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN).....	69
7.3.1 Límite de deformación por curvado.....	69
7.3.2 Determinación del inicio y fin de un área de deformación por curvado	70
7.3.3 Curvas.....	70
7.3.4 Irregularidades de construcción.....	70
7.4 REGLAS DE MOVIMIENTO EN LA TUBERÍA (PIPELINE MOVEMENT).....	71
8 ANALISIS Y PRIORIZACIÓN DE ATENCIÓN DE ZONAS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN) EN TUBERIAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	72
8.1 GLOSARIO	74
8.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	76
8.3 EVOLUCIÓN DEL PROCESO BENDING STRAIN EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE (VIT) 77	
8.4 DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO PARA PRIORIZAR TIEMPOS DE ATENCIÓN ZONAS BENDING STRAIN.....	79
8.4.1 Análisis y priorización de atención para zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (Pipeline Movement).....	80
8.4.2 Recepción del reporte preliminar de zonas BS y/o PM, emitido por el proveedor de la corrida ILI	80

8.4.3	Visita preliminar	80
9	ANÁLISIS DE LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN TRAMOS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN).....	81
9.1	FACTOR GEOTÉCNICO.....	81
9.1.1	Susceptibilidad Baja.....	83
9.1.2	Susceptibilidad Media	84
9.1.3	Susceptibilidad Alta	84
9.1.4	Susceptibilidad Muy Alta.....	85
9.2	FACTOR MECÁNICO.....	85
9.2.1	Pérdidas de Espesor (corrosión).....	85
9.2.2	Distorsiones de diámetro	86
9.2.3	Porcentaje de deformación.....	87
9.2.4	Curvatura en juntas circunferenciales.....	89
9.2.5	Edad de la tubería.....	90
9.2.6	Interacción con curvas de construcción.....	90
9.2.7	Desalineamiento angular en juntas circunferenciales	90
9.3	FACTORES OPERATIVO Y CONSTRUCTIVO.....	92
9.3.1	Nivel de esfuerzo de anillo debido a la presión interna.....	92
9.3.2	Presencia de accesorios.....	95
9.3.3	Anomalías de construcción y manufactura	96
9.3.4	Zonas ubicadas en cruces de vías o férreas.....	97
9.3.5	Línea aérea o enterrada	98
10	CRITERIOS DE LA MATRIZ DE PRIORIZACIÓN	99
11	ATENCIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS ZONAS BENDING STRAIN (DEFORMACIÓN POR CURVADO) Y/O PIPELINE MOVEMENT (MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA)	103

11.1 ATENCIÓN INMEDIATA Y A 180 DÍAS	103
11.1.1 Localización de la tubería	103
11.1.2 Excavación de la zona a intervenir	104
11.1.3 Inspección visual de la tubería	106
11.1.4 Inspección con Técnicas NDT.	107
11.2 ATENCIÓN POR MONITOREO	108
11.3 SEGUIMIENTO DE LA ATENCIÓN DE ZONAS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO Y/O MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA.....	110
11.3.1 Cierre de la atención a zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería.	110
12 SELECCIÓN DE SITIOS EN LA APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN BENDING STRAIN	111
12.1 CASO DE ESTUDIO 1. ZONA BENDING STRAIN No. 2 EN OLEODUCTO DE Ø 20" CON ANTECEDENTES DE SUSCEPTIBILIDAD GEOTÉCNICA.....	111
12.1.1 Antecedentes	111
12.2 ANÁLISIS COMPLEMENTARIO.....	117
12.3 CASO DE ESTUDIO 2. ZONA BENDING STRAIN # 12 EN POLIDUCTO DE Ø 16".....	120
13 BENEFICIOS DE APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN ZONAS BENDING STRAIN	123
14 SINERGIA CON OTROS PROCESO DE LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE (VIT).....	126
15 ESTRATEGIA INTEGRAL.....	127
16 CONCLUSIONES	129
17 RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFIA.....	131

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Estructura de la matriz de prioridad de atención de zonas Bending Strain	24
Tabla 2 . Infraestructura líneas de transporte de la VIT ECOPEPETROL S.A	33
Tabla 3 Amenaza Corrosión Exterior y normatividad	43
Tabla 4. Amenaza Corrosión Interna y normatividad.....	44
Tabla 5. Amenaza Clima y Fuerzas Externas, normatividad	45
Tabla 6. Inspecciones en línea (ILI)	47
Tabla 7. Categorías de riesgo a rotura de un conducto.....	59
Tabla 8. Análisis de variables y pesos amenaza de clima y fuerzas externas.....	82
Tabla 9. Criterios de evaluación anomalías pérdidas de metal reportadas por ILI.....	85
Tabla 10. Criterios de calificación distorsiones de diámetro interno para su reparación...	87
Tabla 11. Valores del esfuerzo deformación para acero al carbono 5LX-65	88
Tabla 12. Valores de límite de fluencia para los aceros al carbonos de las líneas de la VIT	89
Tabla 13. Criterios de evaluación de la deformación por curvado reportado por ILI	89
Tabla 14. Criterios de evaluación edad de la tubería	90
Tabla 15. Criterios y calificación para los diferentes casos de curvas asociadas con zonas Bending Strain	90
Tabla 16. Calificaciones para desalineamientos angulares en juntas circunferenciales ...	91
Tabla 17. Criterios para calificar la presión interna esfuerzo de anillo relevante	92
Tabla 18. Criterios para calificar el esquema de operación	93
Tabla 19 Criterios para calificar la proximidad de la zona Bending Strain a la descarga .	93
Tabla 20 Zonas ubicadas en cruces subfluviales	95
Tabla 21. Criterios de análisis en la presencia de accesorios asociados a zonas Bending Strain	95
Tabla 22. Calificaciones y criterios para anomalías de construcción y manufactura.....	96

Tabla 23. Zonas ubicadas en Cruces de vías o férreas	97
Tabla 24. Criterio estado de disposición de la tubería aérea o enterrada.....	98
Tabla 25. Factores y componentes Matriz de Prioridad de Atención Bending Strain.....	100
Tabla 26. Información de anomalías reportadas en ILI 2009 en caso de estudio 1	112
Tabla 27. Resultados del análisis con Matriz de Prioridad de Atención caso de estudio 1	116
Tabla 28. Resultados del análisis con Matriz de Prioridad de Atención caso de estudio 2	122
Tabla 29. Inventario zonas Bending Strain y Pipeline Movement en líneas de la VIT a Julio 2014	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de un plan de acción inspección de tramos de tubería en zonas bajo cualquiera de las nueve (9) amenazas a la integridad mecánica de la tubería.....	21
Figura 2 Costos de reparación de rotura de la tubería provocada por deslizamiento del terreno.	22
Figura 3 Costos de reparación en tramo de tubería con deformación plástica. Información reportada por ILI.	23
Figura 4. Sociedades Filiales subordinadas ECOPETROL S.A.....	29
Figura 5. Elementos y componentes del MGID de la VIT.....	38
Figura 6. Evaluación de Integridad de Ductos y Normas Aplicables.....	46
Figura 7. Actividades en una inspección en línea ILI.....	49
Figura 8. Secuencia de fallas en ductos de transporte de hidrocarburos	50
Figura 9. Disposición Sistema Suelo - Tubería	56
Figura 10. Guía práctica en la aplicación de la metodología para la zonificación de corredores de oleoductos.	58
Figura 11. Contenedor presurizado de pared delgada con final cerrado hemisférico.	64
Figura 12. Tensión estándar para prueba de acero, mostrando diagrama de esfuerzo de formación con el límite elástico y fuerza final.	65
Figura 13. Tensión estándar para prueba sobre acero, mostrando el círculo de Mohr en límite elástico en tensión, en compresión (punteado), fuerza envolvente y planos de falla en corte (deslizamiento).....	65
Figura 14. Determinación del factor K (curvatura de la tubería) en el análisis de la deformación por curvado del acero líneas de transporte de hidrocarburos.	69
Figura 15 Simbología de irregularidades de construcción asociadas a una zona de deformación por curvado (Bending Strain).....	70
Figura 16. Calculo del diferencial de deformación (%) comparando dos inspecciones ILI a partir de la información XYZ Data, determinando el movimiento de la tubería	71
Figura 17. Desarrollo de visitas preliminares para evaluar el estado de estabilidad del terreno donde se reportan deformaciones por curvado.....	78

Figura 18. Línea de tiempo evolución del proceso de deformación por curvado (Bending Strain).....	79
Figura 19. Arruga detectada por inspección ILI la cual se formó por la fuerza externa en zona de muy alta susceptibilidad geotécnica.	86
Figura 20. Curva esfuerzo deformación típica para los aceros al carbono	88
Figura 21. Criterios de aceptación para los desalineamientos en soldaduras circunferenciales según API 1104.....	91
Figura 22. Análisis de desalineamiento angular en juntas circunferenciales, basados en la información de Mapeo Inercial de la inspección ILI.....	92
Figura 23. Procedimiento matriz de prioridad para la atención de zonas Bending Strain y Pipeline Movement	102

LISTA DE FOTOS

Foto 1. Procesos de la industria del petróleo, ECOPETROL S.A.	28
Foto 2 Franja derechos de vía por donde trascurren las líneas de transporte de hidrocarburos.....	32
Foto 3. Franja derechos de vía por donde trascurren las líneas aéreas de transporte de hidrocarburos.....	32
Foto 4. Triángulo Coveñas TLU1 - TLU3 de la VIT, ECOPETROL S.A.	33
Foto 5 Labores de Inspección en campo anomalías de pérdida de metal corrosión externa	43
Foto 6. Toma de muestras material de arrastre de raspadores en la evaluación de la pérdida de metal corrosión interna.....	44
Foto 7. Rotura del ducto por deslizamiento súbito, causando incendio afectando el entorno.	45
Foto 8. Trabajos de conformación de la ladera debido a deslizamiento del terreno cuyo detonante son las altas precipitaciones.....	46
Foto 9 . Entrampe de herramienta inteligente MFL para la valoración del estado de integridad del ducto.	48
Foto 10 . Detección de anomalías pérdidas de metal, corrosión interna y externa con herramienta MFL, durante la inspección ILI.	48
Foto 11. Cambios de uso del suelo de bosques a ganadería.....	54
Foto 12. Movimientos súbitos ocasionados por el detonante lluvias.	57
Foto 13. Diferentes casos de estudio de deformaciones por causas externas en tuberías enterradas.	62
Foto 14. Deformación de la tubería de un oleoducto.....	71
Foto 15. Actividades de reparación de la tubería en sitio de inestabilidad geotécnica.....	82
Foto 16. Localización de zonas Bending Strain en la vecindad de cruce de cuerpos de agua	94
Foto 17 Accesorios instalados en cambio de pendiente del terreno en HCAs.....	96

Foto 18. Estado de afectación de los ductos aéreos cuando se construyen estructuras de accesos sobre estos	98
Foto 19. Estado de alineamiento de la tubería al retirar la carga del terreno, caso de estudio 1	112
Foto 20. Estado del terreno en la influencia caso de estudio 1	113
Foto 21. Área de influencia zona Bending Strain caso de estudio 2.....	121

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Red de líneas de transporte de oleoductos en el territorio Colombiano	31
Ilustración 2. Alineamiento de la tubería en el cruce de la quebrada La Tamarota.....	114
Ilustración 3. Reporte de zona Bending Strain por el Proveedor ILI en Caso 1	115
Ilustración 4. Calificación de cada uno de los factores que componen la Matriz de Prioridad para definir el nivel de atención	116
Ilustración 5. Perfiles altimétricos de la tubería y de deformaciones resultantes con base en ILI 2009 y 2012	118
Ilustración 6. Perfiles altimétrico de la tubería y de deformaciones por curvado tramo de las curvas de construcción en la ladera	119
Ilustración 7. Reporte de zona Bending Strain por el Proveedor ILI en Caso 2	120
Ilustración 8. Resultado de la aplicación de la Matriz de Prioridad de Atención zonas Bending Strain. Caso de estudio 2.....	122

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A:.....	133
ANEXO B (Informativo)	137
ANEXO C (Informativo).....	151

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA DE UNA ESTRATEGIA PARA LA ATENCIÓN DE TRAMOS DE TUBERÍA, BENDING STRAIN (DEFORMACIÓN POR CURVADO), EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS¹.

AUTORA: ADRIANA GALVIS FUENTES

PALABRAS CLAVES: deformación por curvado, susceptibilidad, amenaza, mantenimiento preventivo, nivel de atención, costo-beneficio.

En los sistemas lineales de transporte de hidrocarburos en Colombia existen un gran número de tramos afectados por deformación por curvado debido a cargas por fuerzas externas o a causas inherentes por procesos constructivos y operación del ducto generando afectaciones mecánicas que han llevado a materializaciones de pérdidas de contención de los ductos ocasionando sobrecostos en la operación, afectación del medio ambiente y daños a la infraestructura petrolera.

La estrategia propuesta se basa en una metodología que permite verificar la vulnerabilidad en que se encuentra la tubería, tomando como base el análisis de correlación de factores geotécnicos, operativos, constructivos y la condición mecánica del ducto.

Dicha metodología permite priorizar las atenciones en tramos críticos, planear sistemáticamente los trabajos en los tramos que están en riesgo controlado (Tolerable-ALARP²) e implementar planes de monitoreo en las zonas que no presentan pérdidas de integridad de los ductos, reduciendo los costos de intervención y optimizando las futuras inversiones en mantenimientos de las líneas de transporte de hidrocarburos.

¹ Monografía

² ALARP: concepto utilizado en los análisis de riesgo que permite equilibrar las decisiones de mitigación con la tolerancia al riesgo. Por sus siglas en inglés corresponde a: As Low As Reasonable Practicable; tan bajo como sea razonablemente práctico.

*Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Director Camilo Eliecer Torres Castro.

SUMMARY

TITLE: STRATEGY FOR THE ATTENTION OF SECTIONS OF PIPELINE AFFECTED BY BENDING STRAIN IN PIPELINE TRANSPORTATION FOR HYDROCARBONS ¹

AUTHORS: ADRIANA GALVIS FUENTES

KEY WORDS: bending strain, susceptibility, threat, preventive maintenance, level of attention, cost-benefit.

In the hydrocarbons transport linear systems in Colombia there are a great number of sections affected by the mechanical effect of deformation by bending (BENDING STRAIN) and / or the movement effect in the pipeline (PIPELINE MOVEMENT) due to loads applied by the action of the threat of climate and external forces or inherent causes in the process of construction and operation of the pipeline also generate mechanical affectations, which has led to loss realization containment ducts causing overruns in the operation, neighboring communities affectation, the environment and damage to oil infrastructure.

A strategy that is based on a methodology to verify the vulnerability which is piping, based on correlation analysis of geotechnical factors, operational factors, construction factors and the mechanical condition of the pipeline is proposed.

This methodology allows for prioritization of care in critical sections, systematically plan the work in the sections that are controlled risk (ALARP² Tolerable-) and implement monitoring plans in areas that have no loss of pipeline integrity, thereby reducing the interventions costs and optimize future investments in maintenance of the hydrocarbons transport lines.

¹ *Monograph*

² *ALARP: Concept used in the analyses of risk that allows to balance the decisions of mitigation with the tolerance to the risk. For his initials in English it corresponds to: Ace Low Seize Reasonable Practicable; so down as be reasonably practical.*

**Faculty of Engineering's Physicist - Mechanics. Specialization in Management of Hydrocarbons, Director Camilo Eliecer Torres Castro.*

INTRODUCCION

Las fallas en ductos pueden ser atribuidas a una mala operación, tensiones debidas al desplazamiento del terreno, corrosión, abolladuras, fisuras, atentados, daños involuntarios por terceros, vandalismo, SCC, etc.; sin embargo es importante que el operador asegure y demuestre que la tubería está en condiciones aptas para la operación segura que no afecten la Integridad del activo, el medio ambiente y la imagen de la empresa proporcionando adecuados lineamientos de mantenimiento correctivo y/o preventivo.

Las líneas de transporte de hidrocarburos de la Vicepresidencia de Transporte (VIT) transcurren por diferentes ambientes predominando las zonas montañosas, de pie de monte llanero, por terrenos escarpados algunos con presencia de fallas geológicas y frecuentes depósitos coluviales, los cuales cubren áreas importantes del corredor o derecho de vía. Se identifican aspectos detonadores de eventos geotécnicos tales como las corrientes de agua, las cuales son de régimen torrencial en su mayoría, activación de fenómenos climáticos como son el fenómeno de la niña y el niño y de esta manera se identifican todos los ingredientes que catalizan la inestabilidad del terreno que pueden afectar los ductos.

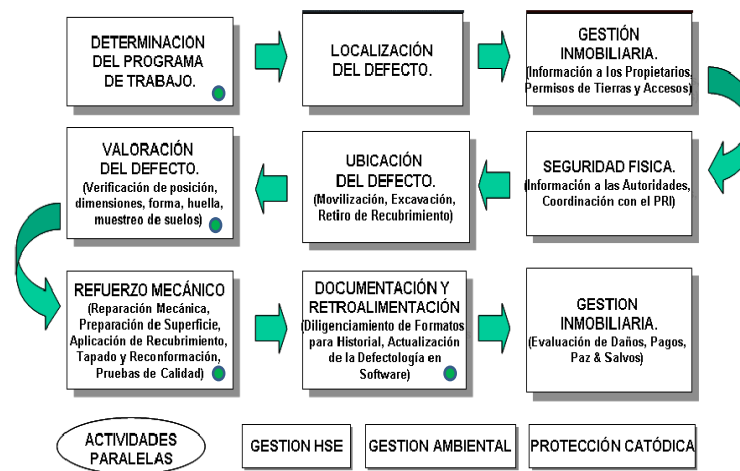
En terrenos de alta montaña es latente el riesgo de rotura; los componentes mecánicos presentan condiciones límites o casi límites que al superarse han ocasionado el colapso del sistema suelo-tubería, citando como ejemplo los casos presentados en el Oleoducto Caño Limón Coveñas y el Poliducto Medellín Cartago, donde los derechos de vía (DDV) por presentar áreas con mayores problemas de inestabilidad, pendiente y precipitaciones altas a muy altas, con riesgo potencial de rotura de las líneas. Corresponde a áreas de deslizamientos activos de alta densidad. En el perfil del Modelo de Procesos Geomorfológicos de J.B. Dalrymple corresponde a la ladera coluvial en proceso de transporte, muy inestable y con alto riesgo a deslizarse.

Los costos en la atención de una emergencia por Causa Natural (CN) en zonas de cordillera con riesgos VH y H³ son muy altos debido a la afectación de Áreas de Alta Consecuencia (HCA's) y la consecuente falta de disponibilidad de los activos ocasionando incumplimientos en las entregas de los volúmenes pactados con los clientes, deteriorándose la imagen empresarial y por los indicadores HSEQ.

Solo en el Oleoducto Caño Limón-Coveñas desde la construcción, que data del año 1984 hasta finales del año 2011, se han presentado 25 roturas por causa natural, ocasionando afectación al medio ambiente, las comunidades vecinas, la infraestructura petrolera e incrementado los costos de operación y mantenimiento.

La ejecución de los planes de acción para ingresar a zonas tan críticas para evaluar tramos de tubería deformada asociadas a defectología ILI, debe cumplir el esquema que a continuación se muestra en la figura 1.

Figura 1. Ejemplo de un plan de acción inspección de tramos de tubería en zonas bajo cualquiera de las nueve (9) amenazas a la integridad mecánica de la tubería.



Fuente: *Estrategia Gerenciamiento Inspección de ductos con herramienta inteligente (ILI)*. VIT- GDD – PCO año 2011.

En la figura 2 se presentan los costos de reparación por el método de corte y empalme, total \$ 4.885.229.860 donde uno de los rubros importantes es la actividad

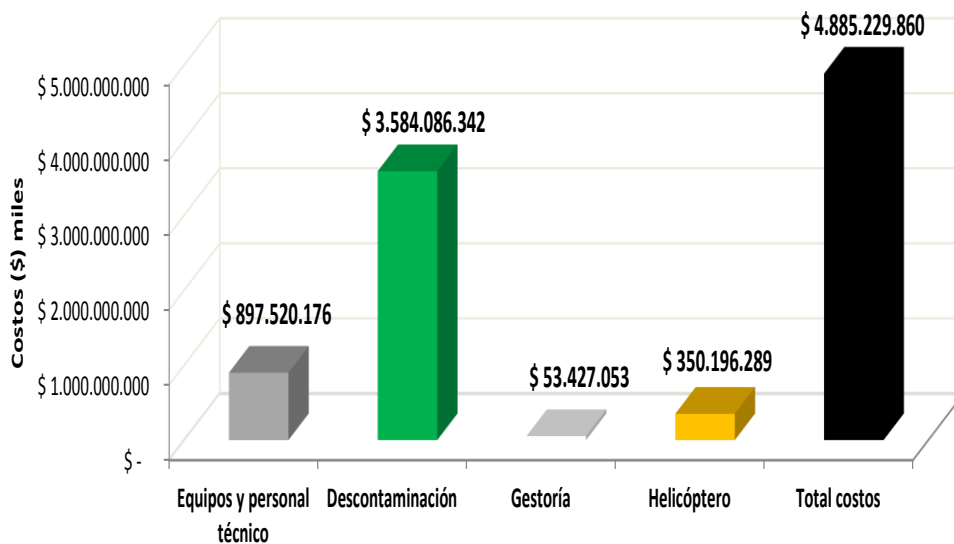
³ VH y H: categorización de riesgo en escala VH (muy alto) y H (alto).

de descontaminación de suelos y aguas por derrame. En la figura 3 ejemplo de una zona donde se encuentra una deformación plástica en la línea provocada por el movimiento del terreno. Se evalúa y se tiene el concepto del Departamento de Integridad de realizar reparación por el método de corte y empalme. Se realiza excavación para la liberación de esfuerzos en la tubería y evaluación de la integridad mecánica del ducto. Los dos ejemplos planteados de costos en sitios afectados por causa natural en zona de cordillera.

Derrame de 3.900 barriles de crudo lo cual produce afectación de cuerpos de agua y de suelos de cobertura agrícola cultivos.

Figura 2 Costos de reparación de rotura de la tubería provocada por deslizamiento del terreno.

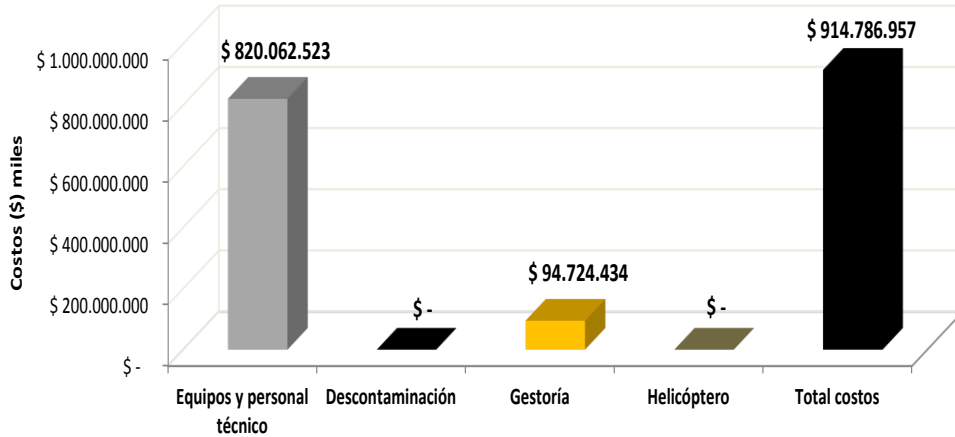
Costo de reparación tubería en zona de cordillera, contaminación de aguas o suelos cultivados



Fuente: Elaboración propia

Figura 3 Costos de reparación en tramo de tubería con deformación plástica. Información reportada por ILI.

Costo de reparación tubería en zona de cordillera, sin contaminación de aguas o suelos



Fuente: Elaboración propia

En este caso de estudio es evidente la optimización de recursos y afectación del entorno cuando se previene de manera acertada una posible falla en el tubo haciendo intervenciones a tiempo. La priorización en las atenciones se logra cuando se correlacionan los componentes geotécnicos, mecánicos, constructivos y operativos en una matriz de prioridad que permitirá a la estrategia para la atención de tramos de tubería con deformación por curvado (Bending Strain) o movimiento en la tubería (Pipeline Movement) tomar decisiones basados en condiciones reales de afectación del ducto.⁴

Desde el año 2012 se viene trabajando en estructurar el análisis donde se correlacionan los factores geotécnico, mecánico, constructivo y operativo reunidos en una Matriz de Prioridad cuyo resultado final es definir los tiempos en que se espera deban ser atendidos cada una de los tramos de tubería con posibles

⁴ *Mantenimiento de Líneas de la VIT*

deformaciones y movimiento, antes de la falla. En la tabla 1 se presenta la estructura básica de la matriz de prioridad de atención de zonas Bending Strain.

Tabla 1 Estructura de la matriz de prioridad de atención de zonas Bending Strain⁵

FACTOR	COMPONENTE	CLASIFICACION
Factor Geotécnico	Zona de susceptibilidad Geotécnica	Baja
		Media
		Alta
		Muy Alta
Factor Mecánico	Distorsión de diámetro	No
		Si identificadas por lo menos en dos corridas ILI y cuyas dimensiones se mantienen y están por debajo de los criterios VIT (no han evolucionado significativamente)
		Si, identificadas en la última inspección ILI y están fuera de los criterios de la VIT
	Perdidas de espesor	No
		Perdidas de espesor proyectado >50% y / o ERF>0.9
		Perdidas de espesor > 30% y cuyo cubrimiento circunferencial sea igual o superior al 25%
	Edad de la tubería (>20 años)	No
		Si
	Deformación por curvado porcentaje \geq del estado elástico del grado del acero en estudio	0.125-0.250
		0.26-0.38
		0.39-0.500
		0.51-0.625
		> 0.63
	Interacción con curvas	No
		Curvas verticales u horizontales
		Curvas de construcción reportas en los esquemas del informe proveedor
	Curvatura en juntas circunferenciales superior a 0.98°/m	No
Si		
Operativo y constructivo	Anomalías de construcción y manufactura	No
		Anomalías que están superiores a 2" de las juntas circunferenciales
	Zonas Ubicadas en Cruces Subfluviales	Defecto en soldadura
		No y corrientes menores
		Cruce de quebrada (corriente secundaria)
		Cruce subfluvial (corriente principal)
	Zonas Ubicadas en Cruces de vías o férreas	Zonas inundada la mayor parte del año (esteros, ciénagas y pantanos) con suelos blandos en el fondo
		No
		Vía secundaria (carreteras intermunicipales, vecinales y carreteras veredales con afirmado)
		Vías primarias / Urbanas (carreteras interdepartamentales e intermunicipales pavimentadas), tráfico continuo. Vías Nacionales o Férreas
	Linea Aérea o Enterrada	No
		Si
	Presencia de Accesorios	No
Válvulas y cheques		
Parches, camisas, taps (reportes de ILI)		

⁵ Proceso Bending Strain Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

FACTOR	COMPONENTE	CLASIFICACION
	Presión Interna generando Esfuerzo de anillo Relevante	<20% SMYS
		>20% SMYS y <40% SMYS
		>40% SMYS
	Esquema de Operación	Continuo
		Operación intermitente
	Zona Cercana < a 20Km de Descarga	No
Si		

Fuente: *Elaboración propia.*

La implementación de la matriz de prioridad de Atención, dentro del modelo de integridad de ductos, permite afianzar el mantenimiento preventivo, priorizando zonas que realmente deben ser intervenidas mediante procedimientos de liberación de tensiones basados en excavaciones.

El presente trabajo de monografía está basado en el modelo antes descrito siendo una estrategia de atención asertiva en campo lo cual permite priorizar los tiempos de atención, convirtiéndose en una buena práctica dentro del Mantenimiento Preventivo, usada en soluciones particulares, teniendo en cuenta las normas internacionales, los criterios de la gerencia técnica de activos, de los ductos de la VIT.

La metodología propuesta permite integrar parámetros donde interactúan los factores Mecánicos, Geotécnicos, Constructivos y Operativos; identificará los beneficios que se logran al conocer el tiempo de atención real sobre todo en sitios de reparaciones históricas por Causa Natural (CN), fallas recurrentes, evidenciados por personal experto encargado de evaluar las densidades de los hallazgos en los recorridos de línea y efectuar diagnósticos geotécnicos.

1 OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

Proponer una estrategia para optimizar el análisis y atención de zonas Bending Strain, por medio de una Matriz metodología de Prioridad de Atención.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar la revisión bibliográfica en cuanto a regulaciones, normas, procedimientos de la Vicepresidencia de Transporte (VIT), trabajos de grado, investigaciones y casos de estudio, relacionados con Bending Strain y describir los conceptos básicos del proceso de análisis.
- Proponer una estrategia para optimizar el análisis y atención en campo de zonas Bending Strain, mediante una matriz de prioridad de atención.
- Analizar las variables que intervienen en la matriz de prioridad de atención en zonas Bending Strain, tales como factores mecánicos, geotécnicos, operativos y constructivos.
- Seleccionar 2 sitios de alta susceptibilidad geotécnica, Área de alta consecuencia (HCA's) e históricos de falla, para aplicar la matriz de prioridad de atención Bending Strain.
- Proponer la aplicación práctica del resultado de la matriz de prioridad atención de zonas Bending Strain, determinando el tipo de mantenimiento a implementar en cada caso.

2 JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO

Motivados por las constantes intervenciones a zonas que presentan efectos de bending strain; intervenciones que muchas veces resultan inadecuadas debido al alto grado de incertidumbre debido a la baja predicción de activación de zonas susceptibles a eventos geotécnicos, historial constructivo y operativo de las tuberías, se da la necesidad de estructurar una metodología que permita inicialmente definir zonas realmente vulnerables a daño o falla mecánica, definir tiempos perentorios adecuados para la intervención de la condición y recomendar acciones que permitan disminuir el riesgo de una rotura.

Esta metodología permite integrar factores que sumados a las posibles susceptibilidades geotécnicas, permiten enfocar los recursos de mantenimiento de la mejor manera dando un enfoque de decisiones de mantenimiento basados en las condiciones costo-riesgo-beneficio.

3 EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL S.A.)

Es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

Dueños absolutos y con la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, reconocidos por la gestión ambiental y, tanto en el upstream como en el downstream, ha establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinерías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.500 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Foto 1. Procesos de la industria del petróleo, ECOPETROL S.A.



Fuente: Vicepresidencia de Transporte VIT

ECOPETROL S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al

Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

En cumplimiento de lo establecido en la legislación colombiana, ECOPETROL S.A. ha declarado su situación de Grupo Empresarial con las siguientes sociedades subordinadas. Ver figura 4.

Figura 4. Sociedades Filiales subordinadas ECOPETROL S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Tiene a disposición de los socios el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Desde 1997 ha marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. En 2003 se convirtió en una sociedad

pública por acciones y emprendimos una transformación que garantiza mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, con la posibilidad de establecer alianzas comerciales fuera del país.

Para garantizar la transparencia de las operaciones y fluidez e integridad en la información, ha adoptado un código de Buen Gobierno.

Gracias a nuestras fortalezas y competencias, ECOPETROL S.A. es líder en Colombia y el socio preferido para explorar y producir hidrocarburos.

3.1 UBICACIÓN DEL ESTUDIO A APLICAR LA ESTRATEGIA PARA LA ATENCIÓN DE TRAMOS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN)

La ubicación del estudio son todas las líneas de transporte de la VIT de **ECOPETROL S.A.**, esperando compartir la metodología de trabajo y lecciones aprendida con las diferentes empresas de transporte de hidrocarburos a nivel mundial.

Teniendo en cuenta la complejidad de la topografía de nuestro país, aunado a la amenaza de clima y fuerzas externas, daños por terceros, con la implementación de buenas prácticas de mantenimiento e integridad, se logra para el país y a los inversionistas el transporte y disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos para refinación, exportación o consumo a través de su red de 8.500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico. Cuenta con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento.

La Compañía asegura una capacidad de excedentes en los principales sistemas de transporte de petróleo, lo que se convierte en una ventaja económica en caso de un descubrimiento comercial de hidrocarburos.

3.1.1 Líneas, estaciones y terminales

El sistema de transporte cuenta con 8.500 kilómetros de redes principales de oleoductos y poliductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

Los principales oleoductos trabajan, en la actualidad, a un 60% de su capacidad operativa. Para los nuevos descubrimientos, ECOPETROL S.A. cuenta con una amplia experiencia en la oferta de servicios de transporte multimodal, a través de oleoductos, poliductos, buque tanques; ofreciendo soluciones integrales a sus clientes.

Para atender la operación de la red, la Vicepresidencia se encuentra organizada en cinco Gerencias Regionales, cuya distribución se encuentra en la tabla 2.

Ilustración 1. Red de líneas de transporte de oleoductos en el territorio Colombiano



Fuente: Empresa Colombiana de Transporte ECOPETROL S.A.

Foto 2 Franja derechos de vía por donde trascurren las líneas de transporte de hidrocarburos



Fuente:

Foto 3. Franja derechos de vía por donde trascurren las líneas aéreas de transporte de hidrocarburos



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A.

Foto 4. Triángulo Coveñas TLU1 - TLU3 de la VIT, ECOPETROL S.A.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A.

Tabla 2 . Infraestructura líneas de transporte de la VIT ECOPETROL S.A

tipo de ducto	Nombre sistema	Nombre Línea	Ø	Longitud (km)
POLIDUCTOS	Jet ducto Puente Aranda - El Dorado	Puente Aranda - El Dorado	6	9,51
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Neiva	Salgar – Gualanday	12	168,54
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Neiva	Gualanday – Neiva	8,6	162,50
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Salgar – Guaduro	10	41,12
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Guaduro – Villeta	10	31,17
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Villeta – Alban	10,12	20,22
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Alban – Mansilla	10	16,93
POLIDUCTOS	Poliducto Salgar - Mansilla	Mansilla - Puente Aranda	10	43,31
PROPANODUCTO	Propanoducto Salgar - Vista Hermosa	Salgar – Alban	8	91,39
PROPANODUCTO	Propanoducto Salgar - Vista Hermosa	Alban – Mansilla	6	16,28
PROPANODUCTO	Propanoducto Salgar - Vista Hermosa	Mansilla - Vista Hermosa	6	32,00
POLIDUCTOS	Poliducto Buenaventura - Yumbo	Buenaventura – Gallineros	8	13,66
POLIDUCTOS	Poliducto Buenaventura - Yumbo	Gallineros - Estación Dagua	12	52,24
POLIDUCTOS	Poliducto Buenaventura - Yumbo	Estación Dagua – Mulalo	12	32,16
POLIDUCTOS	Poliducto Buenaventura - Yumbo	Mulalo – Yumbo	6	4,66
POLIDUCTOS	Poliducto Medellín/Medellín - Cartago (PTQ y PEJ)	Medellín – Cartago	10,12	236,96

tipo de ducto	Nombre sistema	Nombre Línea	Ø	Longitud (km)
POLIDUCTOS	Poliducto Medellín/Cartago - Yumbo	Cartago – Yumbo	10	159,39
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Salgar – Mariquita	8	56,29
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA (PEJ)	Mariquita – Fresno	6,8	19,34
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Fresno – Herveo	6,8	24,41
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA (PEJ)	Herveo – Manizales	6,8	27,62
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA (PEJ)	Manizales – Cartago	6,8	84,87
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA (POC)	Cartago – Zarzal	10	46,82
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA (POC)	Zarzal – Lucerna	6	17,18
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Lucerna – Guacari	10,8	63,36
POLIDUCTOS	Poliducto ODECA	Guacari – Yumbo	6,8	32,73
POLIDUCTOS	Poliducto Sebastopol - Medellín	Sebastopol - San José del Nus	12	61,28
POLIDUCTOS	Poliducto Sebastopol - Medellín	San José del Nus - Estación Cisneros Nueva	16	29,42
POLIDUCTOS	Poliducto Sebastopol - Medellín	Estación Cisneros Nueva - Estación Cisneros Antigua	16	6,00
POLIDUCTOS	Poliducto Sebastopol - Medellín	Estación Cisneros Antigua – Medellín	12,10 ,12	66,71
POLIDUCTOS	Gasolinoducto Pozos Colorados - Ayacucho	Pozos Colorados – Ayacucho	14	321,05
POLIDUCTOS	Pozos - Ayacucho - Galán	Ayacucho - Galán	14	190,70
OLEODUCTO	Oleoducto Ayacucho - Galán	Ayacucho – Galán	8	190,54
POLIDUCTOS	Poliducto Cartagena - Baranoa	Cartagena – Baranoa	12	103,67
POLIDUCTOS	Poliducto de Oriente	Sebastopol - Santa Rosa	20	98,90
POLIDUCTOS	Poliducto de Oriente	Santa Rosa – Sutamarchan	16	74,90
POLIDUCTOS	Poliducto de Oriente	Sutamarchan – Tocancipa	16	102,47
POLIDUCTOS	Poliandino	Sutamarchan – Miraflores	12	79,66
POLIDUCTOS	Poliandino	Miraflores – Porvenir	12	52,29
POLIDUCTOS	Poliandino	Porvenir – Monterrey	12	7,26
POLIDUCTOS	Poliandino	Monterrey - Apiay	16	121,00
POLIDUCTOS	Salgar - La Dorada	Salgar - La Dorada	8,6	4,20
POLIDUCTOS	Salgar - Palanquero	Salgar – Palanquero	6	8,00
POLIDUCTOS	Poliducto EXAGOC	Ayacucho - Trampa Marquetalia	14	25,00
POLIDUCTOS	Poliducto EXAGOC	Km 41 - El Retiro	12	136,00
POLIDUCTOS	Poliducto EXAGOC	El Retiro - Terminal Coveñas	12	111,00
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Chimita	Galan – Lizama	12	40,10
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Chimita	Lizama - Trampa Radio Reloj	6	52,97
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Salgar de 16"	Galan - Sebastopol 16"	16	114,32
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Salgar de 16"	Sebastopol - Salgar 16"	16	

tipo de ducto	Nombre sistema	Nombre Línea	Ø	Longitud (km)
				134,77
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Salgar de 12"	Galan - Sebastopol 12"	12	115,50
POLIDUCTOS	Poliducto Galan - Salgar de 12"	Sebastopol - Salgar 12"	12	136,78
PROPANODUCTO	Propanoducto Galan - Salgar de 8"	Galan - Sebastopol 8"	8	114,03
PROPANODUCTO	Propanoducto Galan - Salgar de 8"	Sebastopol - Salgar 8"	8	142,49
	Linea Submarina Pozos Colorados	Terminal PLEM Monoboya	24	7,00
OLEODUCTO	OCHO - Churuyaco - Orito	Churuyaco – Orito	6	18,31
OLEODUCTO	OMO - Mansoya - Orito	Mansoya - Santa Ana	6	35,00
OLEODUCTO	OMO - Mansoya - Orito	Santa Ana – Orito	6	38,62
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	Orito – Guamuez	14	19,60
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	Guamuez – Alisales	18	46,47
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	Alisales - KM75 (Alisales - El Paramo)	14	8,97
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	KM75 - KM130 (El Paramo - Amarillo)	14	55,68
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	KM130 - KM141 (Amarillo - El Guabo)	10	10,63
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	KM141 - KM193 (El Guabo - Junín)	14	52,39
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	KM193 - KM228 (Junin - Guayacana)	14	34,77
OLEODUCTO	OTA - Orito - Tumaco	KM228 - KM304 (Guayacana - Tumaco)	14	76,38
OLEODUCTO	OSO - San Miguel - Orito	San Miguel – Colon	12	10,95
OLEODUCTO	OSO - San Miguel - Orito	Colon – Orito	12	60,55
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Caño Limón – Banadia	18	78,46
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Banadia – Samore	18	58,73
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Samore – Toledo	20	54,06
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Toledo - Rio Zulia	18	92,86
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Rio Zulia – Oru	24	91,94
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Oru – Ayacucho	24	95,05
OLEODUCTO	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	Ayacucho – Coveñas	24	299,46
OLEODUCTO	ODC - Vasconia - Coveñas	Vasconia – Caucasia	24	290,95
OLEODUCTO	ODC - Vasconia - Coveñas	Caucasia – Coveñas	24	189,35
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho - Coveñas	Ayacucho – Cicuco	16	156,62
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho - Coveñas	Cicuco - Caño Loba	12	12,47
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho – Coveñas	Caño Loba – Retiro	16	1,71
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho - Coveñas	Retiro – Since	12	45,80
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho -	Since - Coveñas 12"	12	

tipo de ducto	Nombre sistema	Nombre Línea	Ø	Longitud (km)
	Coveñas			64,91
OLEODUCTO	Combustoleoducto Ayacucho - Coveñas	Since - Coveñas 16"	16	65,05
OLEODUCTO	Combustoleoducto Coveñas - Cartagena	Coveñas – Cartagena	18	122,92
OLEODUCTO	Combustoleoducto Galan – Ayacucho	Galan – Ayacucho	18	187,00
OLEODUCTO	Oleoducto Ayacucho - Galan	Ayacucho – Galan	14	189,00
OLEODUCTO	Oleoducto Yariri - Comuneros	Yariri – Comuneros	18	21,00
OLEODUCTO	Tumaco - Plem	Tumaco – Plem	36	7,02
OLEODUCTO	Triángulo Coveñas	Coveñas TLU1	36	10,00
OLEODUCTO	Triángulo Coveñas	Coveñas TLU3	24	17,00
OLEODUCTO	Triángulo Coveñas	TLU1 - TLU3	36	7,02
OLEODUCTO	Apiay - El porvenir	Monterrey - El porvenir	12	4,50
OLEODUCTO	Araguaney - El Porvenir	Araguaney – Monterrey	14,12	100,40
OLEODUCTO	Araguaney - El Porvenir	Monterrey - El porvenir	12	3,40
OLEODUCTO	Tello - Dina - Tenay	Tello – Dina	12	15,80
OLEODUCTO	Tello - Dina - Tenay	Dina – Tenay	10	1,20
OLEODUCTO	Toldado - Gualanday	Toldado – Gualanday	10	61,00
OLEODUCTO	Vasconia - CIB	Vasconia – CIB	20,14	171,49
OLEODUCTO	Vasconia - Velasquez	Vasconia – Velasquez	12,8	16,67
OLEODUCTO	Castilla - Apiay - Chichimene	Castilla – Apiay	16	43,01
OLEODUCTO	Castilla - Apiay - Chichimene	Chichimene – Castilla	16	11,49
OLEODUCTO	Castilla - Apiay - Chichimene	Chichimene – Apiay	10	40,11
OLEODUCTO	Apiay - El porvenir	Apiay - Monterrey	20	120,00
OLEODUCTO	Apiay - El porvenir	Monterrey - Altos Porvenir – Porvenir	20,24	7,50
OLEODUCTO	San Fernando - Monterrey	San Fernando – Apiay	30	
OLEODUCTO	San Fernando - Monterrey	Apiay - Monterrey	30	122,00
OLEODUCTO	Santiago - Porvenir	Santiago – Porvenir	10	79,92
OLEODUCTO	Sur - Rio Ceibas	Sur - Rio Ceibas	6	6,00
OLEODUCTO	Rio Ceibas - Tello	Rio Ceibas – Tello	6	9,00
OLEODUCTO	Yaguará - Tenay	Yaguará – Tenay	8	68,00
OLEODUCTO	OAM	OAM	20	396,50
OLEODUCTO	ODL	ODL	24	235,00
OLEODUCTO	OCENSA	OCENSA	36	795,53

Fuente: Departamento de Integridad de Líneas y Offshore de la VIT

4 MODELO PARA GERENCIAR LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE DUCTOS DE LA VIT⁶

Aunque en Colombia aun no existen legislaciones que obliguen a los operadores de ductos a demostrar que disponen de programas para el gerenciamiento de la integridad de sus tuberías, ECOPETROL S.A debe prepararse para cuando esas legislaciones entren en vigencia. En Estados Unidos es requisito obligatorio para las compañías operadoras de ductos demostrar y tener implementados programas para el manejo de la integridad de sus tuberías para evitar cuando se produzca una falla y la afectación de las áreas excepcionalmente sensibles, las áreas pobladas y las vías acuáticas comercialmente navegables existentes cerca de los corredores de vías de las tuberías.

El poner en funcionamiento un programa de integridad de ductos permite a la organización ubicar los recursos económicos exclusivamente en el sitio donde realmente se necesitan de acuerdo con la distribución de las áreas de alta consecuencia en cada tubería.

Un programa estructurado de gerenciamiento de la integridad de ductos permite además:

- Identificar y analizar los actuales y potenciales eventos que pueden generar incidentes en las tuberías.
- Examinar la probabilidad y potencial severidad de la ocurrencia de incidentes.
- Comparar el espectro de riesgos y las actividades necesarias para reducirlos mediante una metodología y los medios integrados para examinarla.
- Seleccionar e implementar las actividades de reducción de riesgos con ayuda de los medios de comunicación adecuados.
- Establecer sistemas de seguimiento y evaluación de las actividades de reducción de riesgos, con el fin de mejorar el desempeño.

⁶ *Proyecto de desarrollo tecnológico: METODOLOGIA PARA DETERMINAR INTEGRIDAD MECANICA DE LINEAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS DE LA VIT*

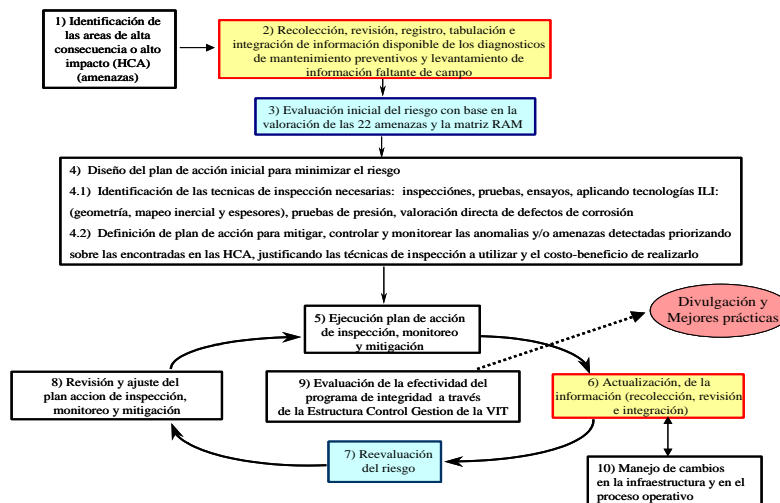
Los requerimientos funcionales para la administración o gerenciamiento de la integridad deben ser implementados en ductos existentes, ductos declarados de bajo uso y nuevos, en todas sus fases, desde la planeación inicial, el diseño, la selección de materiales, la construcción, la operación, la inspección, el monitoreo, los ensayos, el mantenimiento, las reparaciones, las modificaciones, la rehabilitación y el abandono.

Este MGID aplica a todos los ductos regulares, ductos submarinos, las tuberías de plantas y terminales operados por la VIT.

4.1 COMPONENTES DEL MODELO MGID

En la figura 5 se presenta los elementos y componentes básicos del Modelo de Gerenciamiento de Integridad de Ductos (MGID) a ser desarrollado por la VIT:

Figura 5. Elementos y componentes del MGID de la VIT



Identificación de las áreas de alta consecuencia o alto impacto (HCA): amenazas.

- Recolección, revisión, registro, tabulación e integración de información disponible de los diagnósticos de mantenimiento preventivos y levantamiento de información faltante de campo.

- Evaluación inicial del riesgo con base en la valoración de las 22 amenazas y la matriz RAM.

Diseño del plan de acción inicial para minimizar el riesgo:

- Identificación de las técnicas de inspección necesarias: inspecciones, pruebas, ensayos, aplicando tecnologías ILI: (geometría, mapeo inercial y espesores), pruebas de presión, valoración directa de defectos de corrosión.
 - Definición de plan de acción para mitigar, controlar y monitorear las anomalías y/o amenazas detectadas priorizando sobre las encontradas en las HCA, justificando las técnicas de inspección a utilizar y el costo-beneficio de realizarlo.
- Ejecución plan de acción de inspección, monitoreo y mitigación.
 - Actualización, de la información (recolección, revisión e integración)
 - Reevaluación del riesgo.
 - Revisión y ajuste del plan acción de inspección, monitoreo y mitigación.
 - Evaluación de la efectividad del programa de integridad a través de la Estructura Control Gestión de la VIT.
 - Manejo de cambios en la infraestructura y en el proceso operativo.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS ÁREAS DE ALTA CONSECUENCIA (HCA)

Las áreas de alta consecuencia son aquellos sitios donde una falla en la tubería pudiera causar efectos adversos en las áreas excepcionalmente sensibles, en las áreas pobladas y en las vías acuáticas comercialmente navegables.

4.2.1 Determinación de los segmentos de tubería que afectan HCAs

Segmento se define como una porción continua de tubería, en el que cuando ocurra una falla o derrame de hidrocarburo entre los dos extremos, este puede migrar y afectar una HCA.

Como parte de la recopilación, integración de datos y la valoración del riesgo, se debe determinar la probabilidad de falla de un segmento en particular de tubería y su afectación en las HCAs. Las zonas de impacto pueden variar en tamaño y complejidad, al evaluar las consecuencias de una falla dentro de la zona de impacto.

4.2.2 Criterios para realizar la segmentación de un ducto

Un criterio de aplicación apropiado y sugerido en el “Manual para el Gerenciamiento del Riesgo en Tuberías” de W. Kent Muhlbauer de Gulf Publishing Company, establece que para seccionar el sistema de tubería es recomendable colocar los puntos de corte donde ocurran cambios significativos.

Un cambio significativo puede ser determinado por el equipo evaluador del sistema de integridad en conjunto con el operador de la tubería, con la consideración dada de los costos de la recolección y manejo de los datos y con base en la precisión deseada en la determinación de los niveles de riesgo.

El equipo evaluador debe notar que esas condiciones sean las más variables del sistema de tubería estudiado y clasificar cada uno de esos puntos con respecto a la magnitud y frecuencia del cambio. Esto se realiza de forma adecuada, tomando en cuenta la información de los operadores de la tubería. La información del operador no solamente ayuda a asegurar lo completo de la valoración de la integridad, sino que también ayuda a construir la aceptación por parte del operador sobre la técnica de gerencia de riesgo. Esta clasificación será subjetiva y quizás incompleta, pero servirá como buen punto de partida para seccionar la línea.

El seccionamiento puede realizarse con base en:

- Densidad de población.
- Condiciones del suelo

- Condiciones del revestimiento
- Edad de la tubería.
- Espesor de la tubería.

Para esta selección, el equipo de trabajo evaluador-operador debe insertar los puntos de corte para las secciones basadas sobre los factores anteriormente mencionados, lo que permitirá elaborar una lista jerarquizada en base a la prioridad del riesgo por las condiciones cambiantes para ensayar el seccionamiento de la línea. Si el número de las secciones que resultan de este proceso se juzga como muy grande, el equipo evaluador necesita reducir simplemente la lista (eliminando condiciones desde el fondo de la lista priorizada), hasta que se haya obtenido un número apropiado de secciones. Se repite este proceso de ensayo y error hasta que un costo efectivo del seccionamiento haya sido completado.

4.2.3 Otros factores a tener en cuenta

Límites del equipo tales como estaciones de bombeo o válvulas de bloqueo.

Límites geográficos tales como fronteras departamentales o ríos.

Longitud deseada máxima y mínima de cualquier segmento (en kilómetros).

- De acuerdo a como las bases de datos del sistema son establecidas y organizadas; esto es importante ya que los datos serán transferidos de una o varias bases de datos al método de valoración de riesgo.
- Cambios de diseño (grado, espesor pared, tipo de recubrimiento, etc.)
- Cambios en densidad y tipo de población.
- La presencia de áreas sensibles ambientalmente o por población sensibles (escuelas, iglesias, etc.).

5 MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS DE DUCTOS Y TANQUES PRACTICAS OPERACIONALES⁷

Las actividades preventivas son la base para conservar la integridad de los ductos. Existen regulaciones, normas, procedimientos de la Vicepresidencia de Transporte (VIT) ECOPETROL S.A.

De las nueve amenazas que afectan la integridad de los ductos y tanques, las siguientes son tenidas en cuentas en el proceso de análisis Bending Strain:

- Corrosión externa
- Corrosión interna
- Clima y fuerzas externas

A continuación se describen las diferentes Normas internacionales aplicadas a los mantenimientos preventivos, por amenazas, en las líneas de transporte de la vicepresidencia de transporte (VIT) de ECOPETOL S.A.

5.1 AMENAZA CORROSIÓN EXTERNA

La protección de la tubería comienza con un buen diseño y construcción.

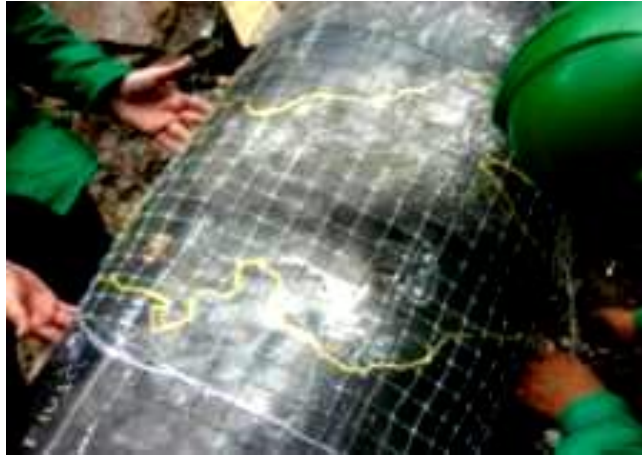
El cuanto a la corrosión externa, se necesita separar el acero del ambiente (suelo o agua) de lo contrario se corroen. Es necesario proteger la superficie externa mediante revestimiento el cual es la principal protección. Un sistema de protección catódica (CP) es la protección secundaria.

La protección catódica es una técnica para prevenir la corrosión de la una superficie de metal haciendo de esta el cátodo de una célula electroquímica.⁸

⁷ *Vicepresidencia de Transporte y Logística ECOPETROL S.A.*

⁸ *Mantenimiento de tuberías. Curso de evaluación de defectos en oleoductos y gasoductos. ELITE TRAINING, Bogotá 19 de agosto 2008*

Foto 5 Labores de Inspección en campo anomalías de pérdida de metal corrosión externa



Fuente: Departamento de O&M del Oleoducto Caño Limón Coveñas

En la Tabla 3 se presentan las normas o estándares para la evaluación de la corrosión externa.

Tabla 3 Amenaza Corrosión Exterior y normatividad

Actividades	NORMA	Frecuencia según Norma y/o referente en la industria
Evaluación periódica de las unidades rectificadoras de Protección Catódica (URPC)	NACE SP0169 DOT 192.465	60 Días 75 días
Evaluación de potenciales de protección catódica poste a poste (potenciales Instant On/Off)	NACE SP0169	360 Días
Inspecciones DCVG (estado del recubrimiento)	NACE SP0502	A criterio del operador (Práctica común en la industria se efectúa cada 1800 días)
Inspección de aislamiento eléctricos, incluye plantas, estructuras aéreas y casetas de válvulas o bunkers.	NACE SP0286	A criterio del operador (Práctica común en la industria se efectúa cada 360 días)
Estudio Resistividades	ASTM G-57	A criterio del operador (En la industria se efectúa como dato de diseño del SPC)
Estudio de Interferencias AC/DC	NACE SP0177	A criterio del operador (Práctica común en la industria se efectúa cada 360 días)

Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

5.2 AMENAZA CORROSIÓN INTERNA

Se puede considerar cierta corrosión admisible (“corrosión allowance”) por ejemplo un incremento en el espesor de pared del acero para involucrar la corrosión predecible en servicio, pero la corrosión interna se previene por medio de:

Tratamiento del producto previo a la entrada a la línea y revisión de la calidad, limpieza de la línea y mezcla de químicos para inhibir la corrosión.

Foto 6. Toma de muestras material de arrastre de raspadores en la evaluación de la pérdida de metal corrosión interna.



Fuente: Departamento O&M Oleoducto Caño Limón Coveñas

En la tabla 4 se presentan las normas o estándares para la evaluación de la corrosión interna.

Tabla 4. Amenaza Corrosión Interna y normatividad

Actividades	NORMA	Frecuencia según Norma y/o referente en la industria
Monitoreo de Corrosión Interior en líneas (gravimetría)	NACE RP0775 ASME B31.4	Cada 180 días
Programa de Limpieza Interior de tuberías	ASME B31.4	180 días
Toma de muestras líquidas y sólidas producto de la limpieza para análisis microbiológico y fisicoquímico	ASME B31.4	2 veces/año

Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

5.3 AMENAZA DE CLIMA Y FUERZAS EXTERNAS

En Colombia, a partir del año 2000 Se inician los estudios e investigaciones sobre la relación suelo-tubo y la modelación correspondiente. Se destacan Tesis de Grado en la Universidad Nacional de Colombia y la Universidad de Los Andes. Aquí se manifiesta la preocupación personal de Ingenieros de ECOPETROL y OCENSA

(Rafael Mora, Adriana Galvis, Carlos Nieves y José V. Amórtegui en IGL entre otros). Taller ARPEL. Por: Manuel García López, I.C., MSCE, 2012. ⁹

Se requiere intensificar los estudios de neotectónica, los cuales tratan del estudio geométrico, cinemático y dinámico de las deformaciones, todo ello inserto en una determinada cronología o sucesión de eventos, y sus efectos sobre la estabilidad de los derechos de la vía e incrementar el monitoreo de las áreas en reptación o muy susceptibles a estos movimientos lentos del terreno. Desarrollo o adaptación de nuevas soluciones geotécnicas.

En la Tabla 5 se relacionan las normas referentes de en la industria del petróleo aplicables en la amenaza de clima y fuerzas externas.

Tabla 5. Amenaza Clima y Fuerzas Externas, normatividad

Actividades	NORMA	Frecuencia según Norma y/o referente en la industria
Diagnóstico Geotécnico de Líneas	API 1160	Menciona la actividad, no define frecuencia (Al criterio del operador)
Diagnóstico de Cruces Subfluviales	API 1160	Menciona la actividad, no define frecuencia (Al criterio del operador)
Diagnóstico de Cruces aéreos	API 1160	Menciona la actividad, no define frecuencia (Al criterio del operador)
Rocería derecho vía	N/A	Criterio del operador

Fuente: Programa de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Foto 7. Rotura del ducto por deslizamiento súbito, causando incendio afectando el entorno.



Fuente: Departamento O&M Oleoducto Caño Limón Coveñas

⁹ *GEOTECNIA EN DERECHOS DE VÍA DE DUCTOS DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA (TALLER ARPEL, Manuel García López, I.C., MSCE, 2012)*

Foto 8. Trabajos de conformación de la ladera debido a deslizamiento del terreno cuyo detonante son las altas precipitaciones.

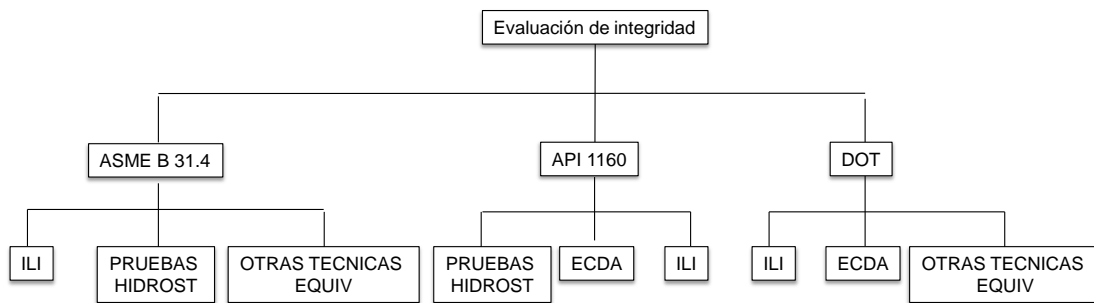


Fuente: Departamento O&M Oleoducto Caño Limón Coveñas

5.4 INSPECCIONES DE INTEGRIDAD

Inspecciones no destructivas realizadas al interior del ducto con herramientas inteligentes para detectar y medir anomalías tales como: corrosión, grietas, defectos de manufactura, anomalías de diámetro interno, entre otras. Para lo anterior se utilizan diferentes tecnologías de inspección en línea. En la Figura 6 se describen las normas internacionales que determinan los criterios aplicables a en las inspecciones indirectas en la tubería.

Figura 6. Evaluación de Integridad de Ductos y Normas Aplicables



Fuente: Programa de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Una inspección interna en línea con herramienta inteligente es un método para evaluar la integridad de una tubería. Existen varias tecnologías de inspección en línea para diferentes clases de anomalías. Para verificar la integridad de un segmento de tubería, la inspección se debe llevar a cabo usando la tecnología apropiada para detectar las anomalías que el operador cree que pueden existir en una tubería determinada. Es posible realizar múltiples corridas de inspección usando diferentes herramientas.

Las herramientas de inspección en línea con herramienta inteligente se encuentran disponibles solo en ciertos tamaños y algunos segmentos de tubería no permiten su utilización, en tal caso, se deben considerar técnicas alternas de inspección. La exactitud y confiabilidad de las herramientas de inspección en línea varían con cada herramienta, condiciones de la tubería y otros factores. El operador, al conducir un programa de inspección en línea con herramienta inteligente debe evaluar las capacidades de las herramientas de inspección disponibles para la aplicación deseada y formular un plan para validar los resultados. Se deberían hacer suficientes excavaciones de verificación para demostrar que la herramienta es exacta y confiable. Solo entonces el operador puede tener una confianza adecuada en que las anomalías críticas serán encontradas para que puedan ser removidas o reparadas, ver Tabla 6 las normas que rigen las diferentes inspecciones no intrusivas en las líneas de transporte de hidrocarburos.

Tabla 6. Inspecciones en línea (ILI)

Actividades	NORMA
Inspección Líneas con Vehículo Inteligente ILI	API 1163 NACE RP 0102 ASME B 31.G. (ERF- Rstreng modificado ASME B 31-g - 085-dL). API 579 Fitness for service requerido en casos especiales.
Inspección visual/patrullaje derecho vía (Línea regular) Inspección visual derecho vía (Puntos críticos)	ASME B 31.4
Mantenimiento Preventivo a Válvulas de Seccionamiento, Uniones Bridadas, Accesorios y Válvulas de Venteo	API 14H, API 594, API 598, API 621

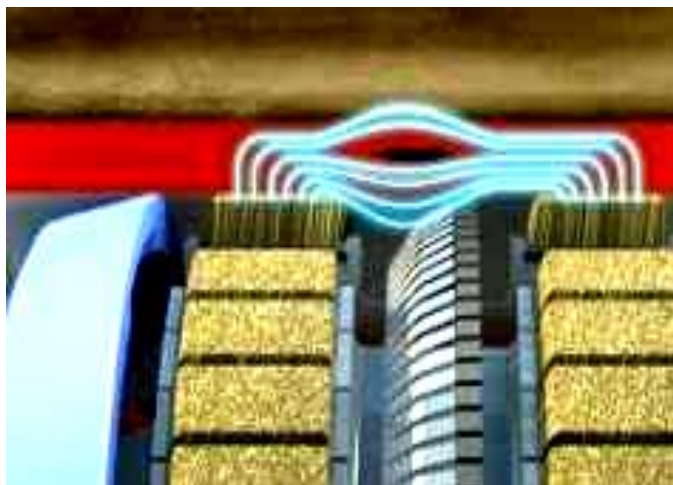
Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Foto 9 . Entrampe de herramienta inteligente MFL para la valoración del estado de integridad del ducto.



Fuente: Elaboración propia

Foto 10 . Detección de anomalías pérdidas de metal, corrosión interna y externa con herramienta MFL, durante la inspección ILI.




Fuente: Rosen Europe BV.

5.4.1 Secuencia inspección ILI

Para conocer el estado mecánico de los ductos se realiza la inspección ILI, la cual debe cumplir las siguientes actividades mostradas en la Figura 7.

Figura 7. Actividades en una inspección en línea ILI

Instalación de Marcadores Magnéticos y Georeferenciación	Calibración con Platina	Limpieza (Cepillos – magnetos)	Inspección Geométrica	Inspección MFL
				

Fuente: Elaboración propia

5.4.2 Recopilación de los resultados de las diferentes técnicas de inspección en la valoración de las amenazas

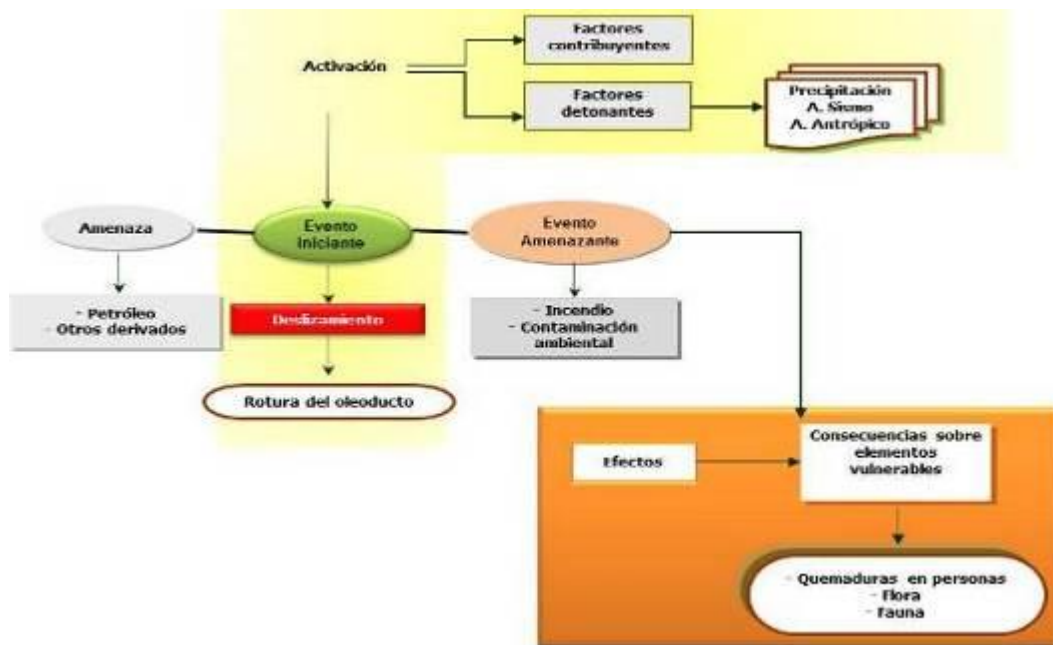
Hace referencia a las siguientes etapas:

- Información del sistema en estudio:
- Registros de diseño, material y construcción.
- Registros de derecho de vía.
- Registros de operación, mantenimiento, inspección y reparación.
- Registros para determinar las porciones de línea de transporte que pueden afectar áreas de alta consecuencia u otras áreas sensibles.
- Reportes de incidentes y riesgos.

6 METODOLOGÍA PARA LA ZONIFICACIÓN DE CORREDORES DE OLEODUCTOS¹⁰

La Metodología para la zonificación de corredores de oleoductos busca esencialmente orientar mejor los recursos de mantenimiento teniendo como base el enfoque preventivo y predictivo para mitigar el riesgo de falla. La metodología se basa en la premisa de detectar las áreas del corredor o derecho de vía donde se presentan los mayores problemas de inestabilidad, categorizando el posible impacto a la infraestructura y de esta manera poder centrar la atención del mantenimiento en dichas áreas, como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Secuencia de fallas en ductos de transporte de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia.

¹⁰ Tesis de grado. A. GALVIS FUENTES y D. GUERRERO CARRASCAL
“Metodología para la zonificación de corredores de oleoductos”

La Metodología básicamente comprende la evaluación de los siete factores siguientes: Material (M), Relieve (R), Drenaje (D), Fenómenos Antiguos (FA), Clima (C), Cobertura Vegetal (V) y Disposición del Oleoducto (DO) a los cuales les corresponde una Calificación según influyan favorable o desfavorablemente en la estabilidad del oleoducto. Estas Calificaciones están dadas según el grado de relación entre los factores y los eventos que causan daño y dejan fuera de servicio a la tubería.

6.1 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS ZONIFICACIÓN DE CORREDORES DE OLEODUCTOS

Se definen a continuación una serie de términos concernientes a la zonificación de corredores de oleoductos y que son de interés conocerlos antes de abordar el tema en estudio, basados en Varnes-Unesco (1984) y IUGS (1997). Son ellos:

- Amenaza Natural: Probabilidad de ocurrencia de un fenómeno potencialmente desastroso que afecte un área dada, para un periodo de retorno especificado.
- Riesgo: Número esperado de pérdidas de vidas, heridos, daños en propiedades ó interrupción de actividades económicas debidas a un fenómeno desastroso.
- Zonificación: División de un terreno en áreas homogéneas de acuerdo con un rango que indique el grado de amenaza real o potencial causada por movimientos en masa.
- Vulnerabilidad: Grado de pérdida de un elemento o grupo de elementos bajo riesgo, resultado de la ocurrencia de un fenómeno, de una magnitud dada.
- Elementos bajo riesgo: Población, edificaciones, actividades económicas y demás, expuestas a un riesgo en un área dada.
- Susceptibilidad: Aquello que está potencialmente dispuesto a modificarse o evolucionar ante eventuales circunstancias naturales o antrópicas.
- Peligro: El deslizamiento geoméricamente y mecánicamente caracterizado se le define como peligro.
- Amenaza: Una condición con el potencial de causar una consecuencia indeseable. Una descripción de amenaza a deslizamientos debe incluir las

características de los deslizamientos, incluyendo el volumen o áreas de los movimientos y su probabilidad de ocurrencia. También es importante describir las velocidades y las velocidades diferenciales de los deslizamientos.

- Probabilidad: La posibilidad de un resultado específico medido como la relación de los resultados específicos sobre el número total posible de resultados. La probabilidad se expresa como un número entre 0 y 1 indicando con 0 la imposibilidad de ocurrencia y con 1 la certeza.
- Análisis de riesgo: El uso de la información disponible para estimar el riesgo a individuos o población, propiedades o al ambiente debido a las amenazas. El análisis de riesgo generalmente, comprende tres pasos: definición del alcance, identificación de amenaza y la estimación del riesgo.
- Evaluación del riesgo: La etapa a la cual los juicios y valores entran en el proceso de decisiones, explícita o implícitamente, incluyendo consideraciones de la importancia de los riesgos estimados y las consecuencias sociales, ambientales y económicas asociadas, con el propósito de identificar un intervalo de alternativas para el manejo de los riesgos.
- Oleoducto: Es un sistema conformado por la tubería, las estaciones de bombeo, estaciones de medición y control de flujo, de despacho y recibo de raspadores, infraestructura de almacenamiento y demás componentes necesarios que permiten el traslado rápido y seguro de hidrocarburos desde los campos de producción hasta los sitios de refinación y/o comercialización o de un sitio a otro, dadas las necesidades de demanda.
- Corredor: Es el trazado finalmente seleccionado, resultado de los estudios técnicos.
- Derecho de Vía: Es la franja de terreno, con un ancho determinado, a todo lo largo del corredor, sobre la cual se tiene derecho de servidumbre y que sirve de vía para todos los efectos de mantenimiento.

- Sistema suelo – tubería: Sistema heterogéneo, en el cual interactúan dos elementos de naturaleza diferente: el suelo, como elemento activo y la tubería, como elemento pasivo, diferenciando y adicionando un grado de dificultad mayor, al análisis y entendimiento del mismo.

6.2 SELECCIÓN DE FACTORES QUE DETERMINAN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA SUELO – TUBERÍA

Teniendo en cuenta que la mayor amenaza natural que afecta la continuidad operativa de un oleoducto, por su daño a la estructura, lo constituyen los fenómenos de remoción en masa y con base en lo expuesto por Croizier, Ambalagan, el cual adelanta un análisis de los factores que más inciden en la estabilidad de un oleoducto, enterrado que es la condición más común.

Los factores para el estudio se seleccionaron según su naturaleza y relación con las condiciones geológicas, topográficas, climáticas, uso del suelo, hidrológicas, antrópicas, trazado (disposición del oleoducto), etc., y el Inventario General de Eventos ocurridos por causa natural.

Con base en lo anterior y la consulta a Ingenieros Geotecnistas, algunos de ellos asesores de La Empresa Colombiana de Petróleos en este tipo de problemas y a un buen número de estudios acerca del tema, se llegó a la definición de ocho grandes Factores a saber:

- Material (M)
- Relieve (R)
- Drenaje (D)
- Susceptibilidad a Procesos (SP)
- Clima (C)

- Cobertura vegetal (V)
- Sismicidad (S) y
- Disposición del Oleoducto (DO).

Algunos de estos factores dada la naturaleza o relación directa con las condiciones Geológicas, Climáticas, topográficas e hidrográficas, agrupan otros sub-factores a los cuales se les llamó componentes; es el caso por ejemplo, del factor Relieve que agrupa los componentes por pendiente y morfología, dada su estrecha relación en la conformación superficial de la ladera y la diferencia relativa de elevación de puntos, dentro de la misma.

El fenómeno de estabilidad de taludes está relacionado con una gama amplia de factores físico bióticos y antrópicos. Dentro de los factores definidos, existen los llamados intrínsecos, tales como material, drenaje, pendiente, etc. y los detonantes o de disparo como la lluvia, el sismo y la acción antrópica, los cuales pueden disparar problemas de remoción en masa.

Foto 11. Cambios de uso del suelo de bosques a ganadería



Fuente: Elaboración propia

Los cambios de uso del suelo de bosques a ganadería, ocasionan inestabilidad del sistema suelo-tubería, llevando a procesos de remoción de masa o socavaciones, llevando en muchas oportunidades a fallas de los ductos.

Los daños a un Sistema de Oleoducto por eventos naturales, además de los altos costos por suspensión del transporte y parada de la producción en algunos casos, generan daños inapreciables al medio ambiente, contaminando el suelo, fuentes de agua y, por consiguiente, daños a la flora y la fauna.

Un talud inestable a través del cual pasa o descansa un tramo de tubería, se constituye en amenaza permanente, ante la eventualidad de disparo, pudiendo causar daño y sacar de servicio todo el sistema, por cuanto la tubería se constituye en parte o componente crítico del mismo. Por ello, es fundamental la atención a la interacción del conjunto “suelo-tubería”.

En las líneas de transporte se han presentado casos de daños, por problemas de remoción en masa y socavación de cauces. Dentro de los daños por problemas de deslizamientos es notable, la disposición del elemento vulnerable (la tubería) con respecto a la dirección resultante en que se mueve la masa, sin desconocer el tipo de movimiento, la energía, la magnitud o volumen y la velocidad de desplazamiento.

Casos de deslizamientos en sitios donde un problema típico de reptación mediante acumulación de energía se acelera, muy seguramente por efecto de la lluvia, en un material limo-arcilloso (Tplc), húmedo, talud convexo, pendiente alta (36 a 45°) y cubierto por pasto, en el cual el oleoducto va casi paralelo al sentido en el que se desplaza el material, con alineamiento recto de la tubería y por efectos del empuje del material, se levanta en forma de arco, con un radio de curvatura grande y se desplazó de su eje cerca de 1 metro hacia el costado izquierdo en sentido del flujo, sin llegar a la falla; señalan la importancia de la posición o alineamiento de la misma, con respecto a la resultante direccional del movimiento.

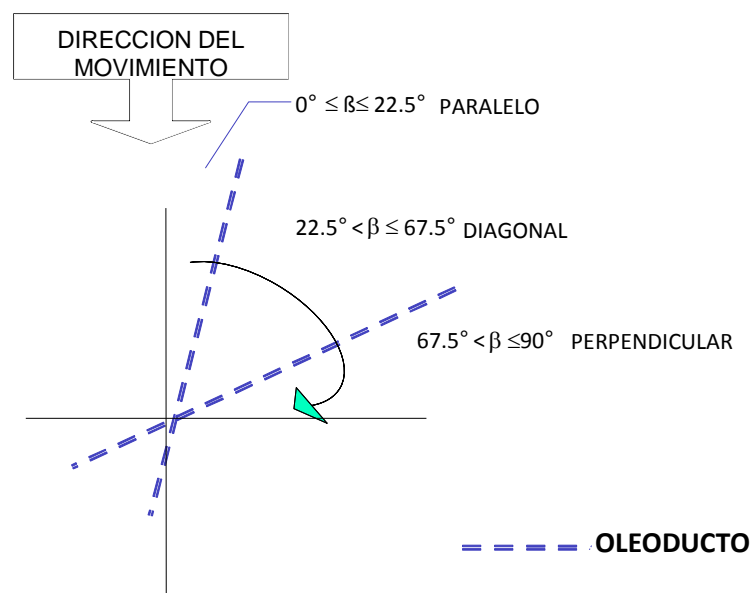
Otros casos de deslizamientos causan fisuras en la tubería, producidas por los esfuerzos de tracción y torsión, los cuales fatigan el material, en los cuales la tubería va diagonal al sentido como se mueve la masa y su deformación y tipo de falla, son

el producto de los esfuerzos acumulados a que ha estado sometida la tubería a través del tiempo.

Es claro que el material, el relieve, las condiciones de clima y demás factores determinantes en la ocurrencia de eventos, son diferentes e imponen condiciones especiales de comportamiento en cada caso. Pero es claro, también, que la vulnerabilidad del oleoducto está íntimamente relacionada con la posición o alineamiento de la tubería en relación a la dirección en que se desplaza el material. Esto lo sustenta el valor del Coeficiente de correlación del factor disposición del oleoducto obtenido entre las variables prioridad y el número de eventos cuyo valor de 0.98 indica un alto grado de asociación entre las mismas.

En consideración a lo anterior y teniendo en cuenta la experiencia que han dejado los eventos de remoción en masa en diferentes líneas de cordillera, se considera el Factor Disposición del Oleoducto para lo cual se establecieron tres clasificaciones teniendo en cuenta el ángulo (β) que forma la resultante del movimiento con el alineamiento del Oleoducto, ver figura 9, a saber:

Figura 9. Disposición Sistema Suelo - Tubería



Fuente: Elaboración propia

Foto 12. Movimientos súbitos ocasionados por el detonante lluvias.



Fuente: Elaboración propia

4.3 DEFINICIÓN DE CATEGORIAS DE RIESGO

La calificación por Categoría está dada por la suma de las calificaciones de cada uno de los factores así:

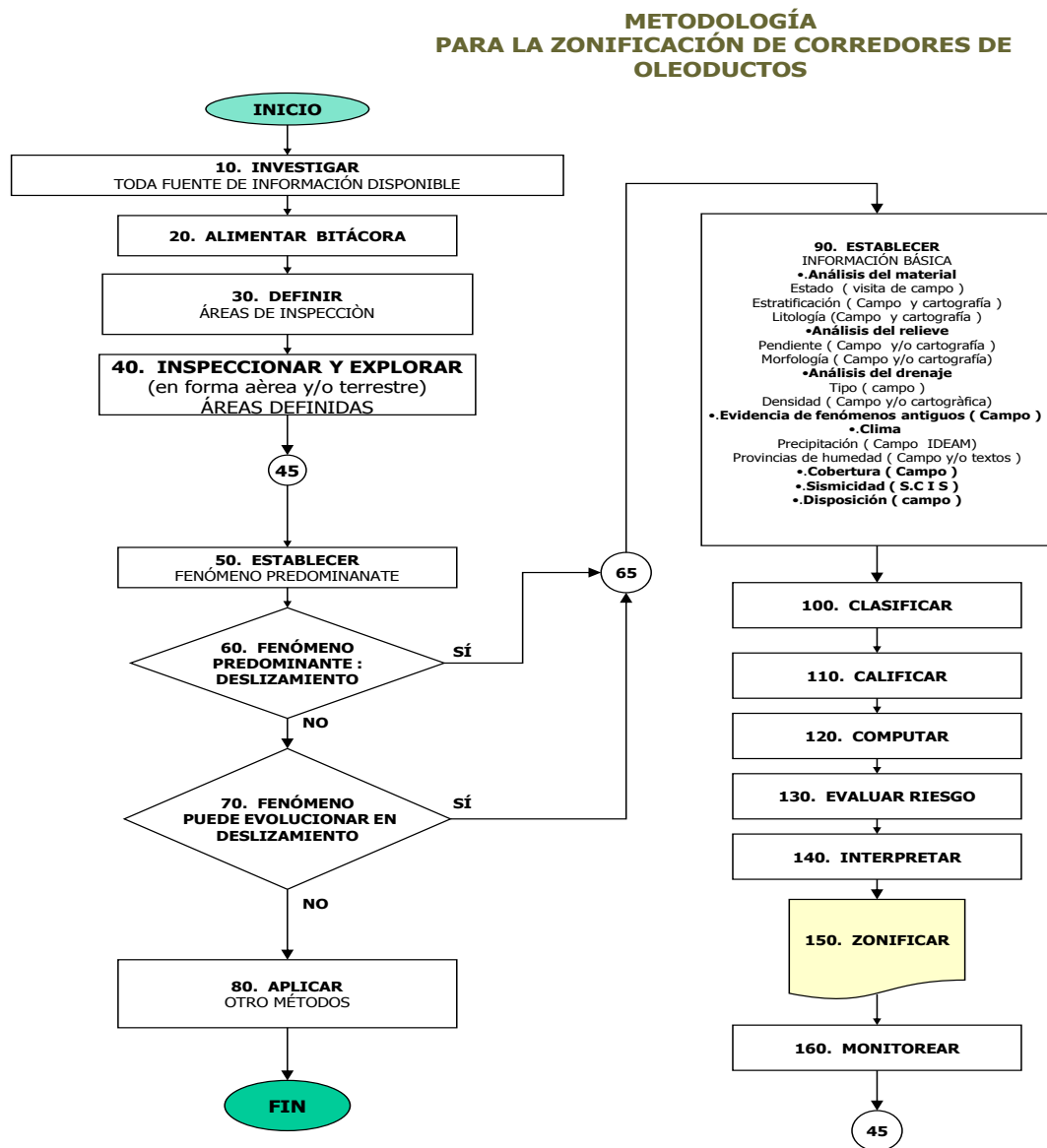
$$\text{Calificación del Riesgo} = \Sigma \text{Calificaciones } (M+R+D+FA+C+V+DO)$$

Es importante hacer énfasis en que la metodología está orientada esencialmente hacia el análisis de los procesos de remoción en masa, los cuales son los que más causan daño y generan suspensión de la operación por roturas y fisuras en la tubería. Están involucrados aquí los procesos erosivos, que por su acción continuada evolucionan hasta convertirse en deslizamientos o zonas potenciales a deslizarse. A partir de este momento el corredor o el sistema suelo-tubería puede ser evaluado con la presente metodología de zonificación.

El siguiente diagrama de flujo orientará y ayudará a facilitar la aplicación de la presente Metodología de Zonificación de Corredores de ductos. El diagrama finaliza con la actividad monitorear, debido a que los problemas de inestabilidad del sistema suelo-tubería al igual que los problemas de inestabilidad de taludes, son procesos

dinámicos, a los cuales se les debe hacer seguimiento para valorarlos, entenderlos y tratarlos. Ver figura 10.

Figura 10. Guía práctica en la aplicación de la metodología para la zonificación de corredores de oleoductos.



Fuente: elaboración propia

En la tabla 7 a continuación, se describe cada una de las categorías de riesgo a rotura de un ducto:

Tabla 7. Categorías de riesgo a rotura de un conducto

Categorías de riesgo	Clasificación potencial del riesgo a rotura de oleoductos	Descripción
I	MUY BAJO	Corresponde a la categoría en la cual la posibilidad de rotura del oleoducto por deslizamiento es nula o casi nula. En estas áreas del corredor o del derecho de vía, predominan las pendientes muy bajas a bajas, sin problemas de remoción en masa, taludes rectilíneos, donde la estratificación y el estado de la roca, al igual que el alineamiento de la tubería es indiferente y no representan riesgo para la estabilidad del oleoducto, aun presentándose problemas de erosión.
II	BAJO	El riesgo a rotura, en esta categoría es mínimo; en términos generales, las variaciones que se sucedan en cualquiera de los componentes no afectan de manera significativa la clasificación final. Frecuentemente, el derecho de vía transcurre por zonas de pendientes desde muy bajas hasta alcanzar en algunos casos, pendientes medias. Se desarrollan procesos de erosión que no revisten riesgo para la estabilidad del oleoducto. Los taludes aunque en su mayoría rectilíneos, pueden en algunos casos, aparecer como cóncavos o convexos, en pendientes medias. El derecho de vía transcurre a través de zonas de precipitación media a muy alta y se pueden presentar problemas muy localizados de socavación por cauces.
III	MEDIO	En esta categoría el riesgo a rotura empieza a ser tenido en cuenta; la variación significativa en alguno de los componentes puede incrementar la calificación final del riesgo y por consiguiente, escalar al nivel de riesgo alto. El derecho de vía transcurre por zonas de pendiente media a alta, empieza a revestir importancia la estratificación, el estado del material y el alineamiento de la tubería. Los problemas de erosión, además de hacerseles seguimiento, en algunos casos deben ser tratados, para evitar evolucionen a procesos de deslizamientos, debido a que se tiene precipitación desde la media a muy alta.
IV	ALTO	Aumentan considerablemente en esta categoría, las condiciones de riesgo a rotura, sin embargo, los componentes presentan calificaciones aún admisibles y tolerables, que deben mantenerse y/o disminuirse mediante trabajos de mantenimiento. Es fundamental adelantar un plan de observación que permita la detección de señales que evidencien un posible colapso del sistema suelo-tubería. Corresponde a aquellas áreas del derecho de vía con algunas evidencias de deslizamientos y procesos de inestabilidad, con pendientes medias a muy altas. Los problemas de erosión además de ser monitoreados deben ser tratados para evitar desencadenen en procesos de remoción en masa. Se requieren adelantar trabajos de estabilización de taludes, de seguimiento mediante recorridos

Categorías de riesgo	Clasificación potencial del riesgo a rotura de oleoductos	Descripción
		periódicos de inspección y trabajos de monitoreo.
V	MUY ALTO	Es latente el riesgo a rotura en esta categoría; los componentes presentan condiciones límites o casi límites, de ser superados éstos muy seguramente colapsa el sistema suelo-tubería. Se caracteriza el derecho de vía por presentar áreas con los mayores problemas de inestabilidad, pendiente y precipitación altas a muy altas, con riesgo potencial de rotura del oleoducto. Corresponde a áreas de deslizamientos activos de alta densidad. En el perfil del Modelo de Procesos Geomorfológicos de J.B. Dalrymple corresponde a la ladera coluvial en proceso de transporte, muy inestable y con alto riesgo a deslizarse.

Fuente: Elaboración propia

7 ANALISIS DE DEFORMACIÓN POR CURVADO (Bending Strain) Y MOVIMIENTO EN LA TUBERIA (Pipeline Movement)

Los ductos son una vía de transporte de fluidos muy importante facilitando el transporte de un lugar a otro que van desde hidrocarburos, gas natural, gasolina, diesel y otra gran variedad de fluidos existentes.

Los ductos, según el producto que transportan se denominan oleoductos y gasoductos, ambos tipos de ductos tienen mucha similitud en sus métodos de construcción y mantenimiento, aunque el sistema de impulsión es diferente. Los gasoductos emplean estaciones de compresores para mover el gas, mientras que los oleoductos utilizan bombas y estaciones de bombeo. Los controles en cada sistema son también diferentes, los ductos de gas utilizan controles de presión, mientras que los oleoductos trabajan controlando las tasas de flujo del fluido.

Algunas de las normas, como la API (American Petroleum Institute) aplicables para los ductos son también relacionados en las tuberías de acero , protección con recubrimientos anticorrosivos, protección interior de ductos, identificación de productos transportados, tubería de resina reforzada con fibra de vidrio, evaluación de líneas submarinas , protección con recubrimientos anticorrosivos y diseño de construcción, etc.

En general las tuberías o ductos son importantes para la industria, ya que son una vía de transporte segura y más económica.

El análisis de esfuerzos en ductos enterrados son de vital importancia en la industria petrolera o en cualquier otro ramo en el cual se utilicen tubos o ductos; el avance tecnológico y de desarrollo de la industria ha generado nuevas necesidades las cuales han llevado a retos y nuevas exigencias en el estudio de los materiales de los tubos o ductos.

Los ductos enterrados proporcionan mayor funcionalidad, rapidez y seguridad en el transporte de hidrocarburos, por tal motivo se analizan cuidadosamente todos los detalles y componentes del material con el cual está elaborado, medidas, resistencia mecánica, deformaciones, etc. Llegando a la conclusión de que el análisis de esfuerzos en los ductos enterrados son de manera importante para un funcionamiento seguro del ducto.

El diseño de tuberías enterradas se va enfrentando a una serie de retos, entre los cuales esta diseñar un sistema que permanezca en funcionamiento por muchos años y que sea capaz de soportar las cargas y condiciones ambientales que se imponen sobre el menor costo.

Foto 13. Diferentes casos de estudio de deformaciones por causas externas en tuberías enterradas.



Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

7.1 ANALISIS DE ESFUERZOS EN DUCTOS ENTERRADOS ¹¹

Ocasionalmente el estado de esfuerzos en un punto es tan complejo de modo que la simple combinación de esfuerzos en la misma dirección es inadecuada, el análisis compuesto investiga el esfuerzo crítico resultante desde esfuerzos multidireccionales ambos normal y cortante. Para esfuerzo plano (biaxial) no son necesarios nuevos conceptos. Para esfuerzos triaxiales, en esto es usualmente precisar suficiente separación para considerar cada una de las tres opiniones de la unidad infinitesimal cubo, ya que un caso biaxial en orden de determinar que vista resultara en el más largo circulo de esfuerzo más cercano a la tangencia con fuerza

¹¹ “ANALISIS DE ESFUERZOS EN DUCTOS ENTERRADOS”. J.C. ANGELES AGUILAR. UNIVERSIDAD VERACRUZANA – ABRIL 2010

envolvente. Esto convierte al caso crítico para análisis y diseño. En general, el análisis de esfuerzo compuesto es necesario para casos específicos.

7.1.1 Concentración de esfuerzos.

Son discontinuidades donde el esfuerzo concentrado algunas veces excede el máximo admisible en recursos incluidos, anillos de refuerzo y placas de bragadura. Sin embargo, puede ser suficiente para simplemente hacer densa la pared, es decir por medio de una placa o copa. Análisis de falla debida a la concentración de esfuerzos comienza con el análisis básico de esfuerzos.

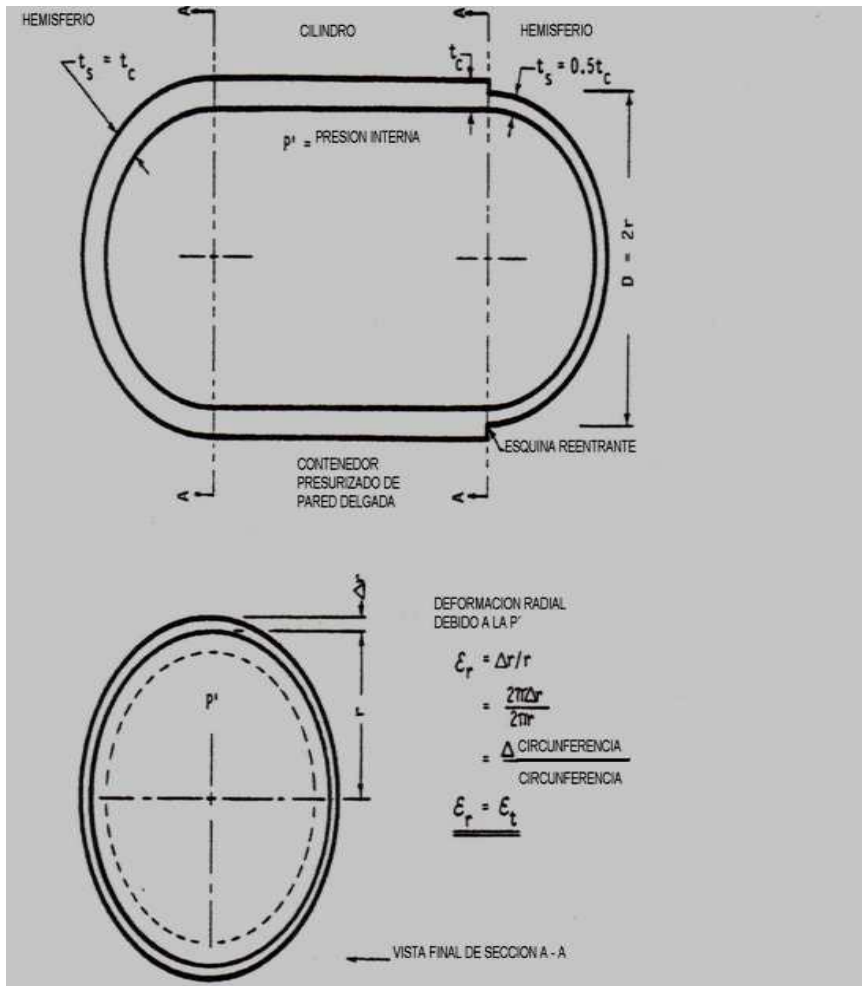
7.1.2 Esfuerzos en tuberías de acero

En tuberías de acero se dibuja una cantidad desproporcionada de análisis de esfuerzos, porque los avances en el análisis de estructuras de acero para el cual el límite de rendimiento es rendimiento de esfuerzos para la teoría de elasticidad. Para tuberías de acero, el límite de rendimiento es deformación (tensión) - no limite elástico (rendimiento). De hecho, algunas tuberías de acero son muy tensas por encima del límite elástico durante el proceso de fabricación. No obstante, persisten las teorías de esfuerzo.

Algunos análisis comunes de esfuerzos son límite de rendimiento, fuerza, esfuerzo compuesto, esfuerzos en el círculo de Mohr, análisis de esfuerzo elástico-esfuerzos combinados, análisis de esfuerzo elástico-esfuerzos compuestos, ecuaciones de Huber, Hencky y Von Mises, análisis de colapso y esfuerzos en tuberías de concreto. Las cuales se mencionan a continuación.

También obsérvese las Figuras 11, 12 y 13 las cuales hacen referencia a análisis de esfuerzos.

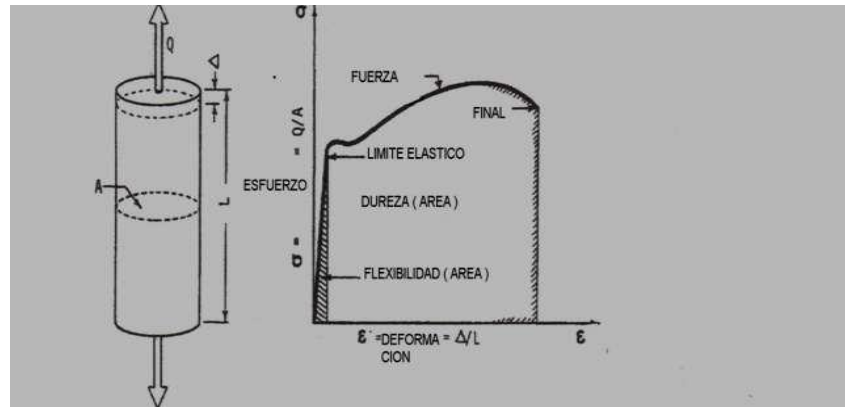
Figura 11. Contenedor presurizado de pared delgada con final cerrado hemisférico.



Fuente: Análisis de esfuerzos en ductos enterrados". J.C. Angeles Aguilar. Universidad Veracruzana – Abril 2010

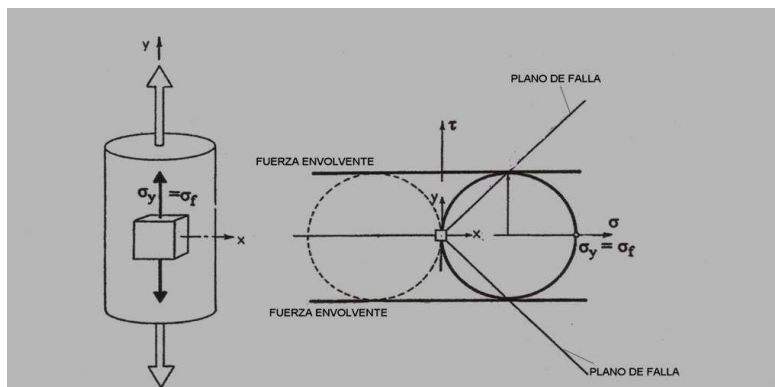
En esta Figura 12, el contenedor presurizado de pared delgada con final cerrado hemisférico, muestra: (inferior) como presión interna, P_i , incremento del radio en un porcentaje igual para la fuerza tangencial; y (superior) como cortante discontinua en la sección A-A puede ser eliminada en la reducción del grosor del hemisferio, pero dejando en lugar una esquina reentrante cual por sí misma es un esfuerzo concentrado.

Figura 12. Tensión estándar para prueba de acero, mostrando diagrama de esfuerzo de formación con el límite elástico y fuerza final.



Fuente: "Análisis de esfuerzos en ductos enterrados". J.C. Ángeles Aguilar. Universidad Veracruzana – Abril 2010

Figura 13. Tensión estándar para prueba sobre acero, mostrando el círculo de Mohr en límite elástico en tensión, en compresión (punteado), fuerza envolvente y planos de falla en corte (deslizamiento).



Fuente: "Análisis de esfuerzos en ductos enterrados". J.C. Ángeles Aguilar. Universidad Veracruzana – Abril 2010

7.2 CAUSAS DE LA DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN) Y MOVIMIENTO EN LA TUBERÍA (PIPELINE MOVEMENT)¹²

El Bending Strain es la deformación en la fibra externa de la tubería inducida por un proceso de curvado (flexión, tensión, compresión torsión o esfuerzos combinados).

En el proceso de análisis Deformación por curvado (Bending Strain), los datos de análisis provienen de la información de mapeos inerciales, los cuales son métodos de inspección continua que se realiza con una herramienta inteligente que indica la posición del ducto a través de coordenadas. El sistema de coordenadas indica la posición Norte-sur, oriente-occidente y altura respecto del nivel del mar de un elemento.

El análisis Bending Strain se basa en el crecimiento de posibles curvas (de construcción, por carga externa aplicada y distorsiones de diámetro), más NO para identificar tramos de tubería rectos sometidos a tracción.

La deformación por curvatura puede ser causada por las cargas externas aplicadas sobre la tubería, las cuales inducen deformaciones que pueden afectar la integridad de las tuberías. Ejemplos de cargas externas causadas por la amenaza de clima y Fuerza externa son:

- Tubería sin apoyo a través de un terreno
- Deslizamientos de tierra
- Terremotos
- Movimiento de fondos marinos
- Daños por impacto de anclas
- Levantamiento por heladas
- Movimiento de dunas de arena
- Irregularidades de construcción

¹² *Informes ROSEN EUROPE BV. Año 2014*

Estas influencias externas causan que la tubería se deforme en un plano horizontal y/o vertical. Esta flexión puede detectarse analizando los patrones de curvatura registrados por una Unidad de Mapeo Inercial (IMU por sus siglas en Ingles) en una sola inspección. Aquellas áreas con una curvatura anómala o poco realista serán reportadas. Para identificar estas áreas de deformación por curvatura, se aplican algoritmos especializados a los datos registrados en orden de calcular la curvatura de la tubería para identificar áreas y calcular el porcentaje de deformación.

Las expresiones deformación y deformación por curvado son utilizadas e intercambiables a través de este trabajo de grado y se refieren a la deformación por curvado.

Otros tipos de deformación, como deformación causada por variaciones de temperatura, presión o elongación, no se toman en consideración y no forman parte de los valores de deformación de curvatura.

De acuerdo a la anterior explicación, el análisis de deformación por curvado (Bending Strain) establece las zonas que por construcción o por aplicación de una carga lateral, son susceptibles a un esfuerzo fuera de lo especificado por el diseño del ducto. Cabe aclarar que el esfuerzo que se determina de este análisis es netamente relacionado el movimiento del terreno o carga externa, mas no es un efecto por tensión o tracción del ducto, debido a que el análisis se basa en la inferencia de deformaciones atípicas debidas a curvas (bending) que son descritas por los datos IMU.

Existen sitios donde la interacción sistema suelo-tubería es diagonal ($22,5 < \beta \leq 67,5$), induciendo a patrones de flexión causando abolladuras, ovalidades, arrugas lo cual produce deformaciones permanentes a lo largo de la tubería y en la sección transversal.

El análisis de Bending Strain establece la línea Central del Tubo (CenterLine) asumiendo la fibra neutra del tubo (I_o), el cual tiene una longitud constante.

Se determina o calcula con base en el procesamiento de la Información XYZ (herramienta IMU, utilizando parámetros especializados en la búsqueda de deformaciones a lo largo de la tubería en estudio.

El límite inicial de deformación por curvado es 0,125%, equivalente a una curva con radio 400D.

Después de deformarse el tubo tiene una longitud l_r , que está dada por la siguiente relación:

$$l_r = \phi * \left(R + \frac{D}{2} \right)$$

Donde,

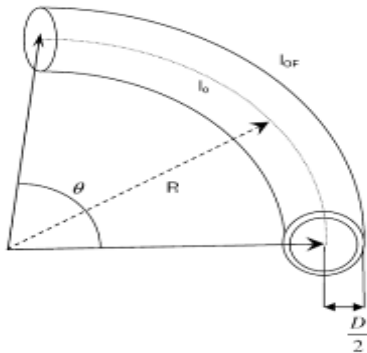
l_r = longitud después de la deformación

Θ = es el ángulo formado por el tubo doblado.

R = es el radio de curvatura del tubo, y

D = diámetro Nominal de la tubería.

El siguiente esquema muestra la relación plasmada en las ecuaciones anteriores:



$$l_r = \phi * \left(R + \frac{D}{2} \right)$$

$$l_r - l_o = \phi * \left(R + \frac{D}{2} \right) - \phi * R = \phi * \frac{D}{2}$$

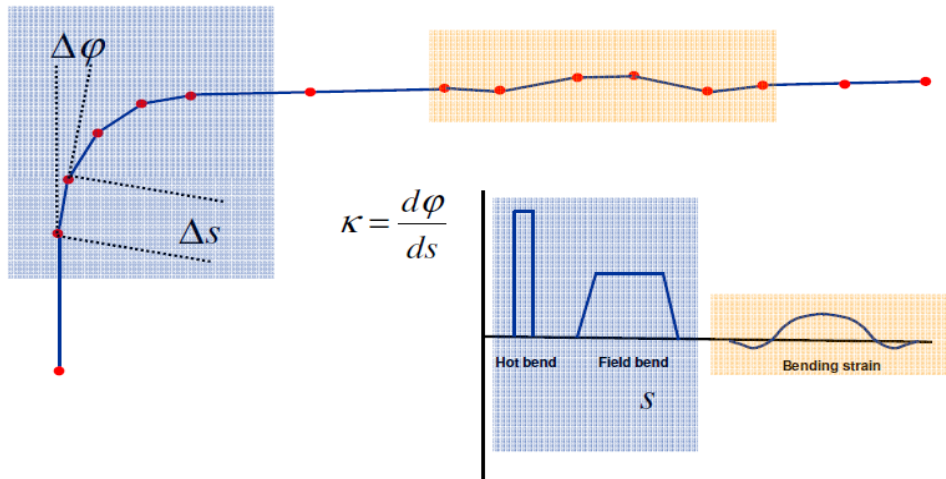
$$\therefore \varepsilon = \frac{l_r - l_o}{l_o} = \phi * \frac{D}{2} \Rightarrow \varepsilon = \frac{D}{2 * R}$$

Los resultados del Bending Strain, porcentaje de deformaciones unitarias, se deben llevar a la curva esfuerzo/deformación con el fin de saber en qué estado de deformación se encuentra el acero. En caso de no tener estas gráficas se recomienda obtenerlas de ensayos en laboratorio.

Figura 14. Determinación del factor K (curvatura de la tubería) en el análisis de la deformación por curvado del acero líneas de transporte de hidrocarburos.

- How to detect and determine it? Analyzing curvature patterns

$$\varepsilon_{bending} = \frac{D}{R_{curv}} = \frac{\kappa D}{2}$$



Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

7.3 REGLAS DE LA DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN)

Para la determinación de las áreas de esfuerzo de curvatura se utilizan las siguientes reglas:

7.3.1 Límite de deformación por curvado

Para la evaluación de Deformación por curvado, en las zonas donde el valor de deformación total excede el valor límite de 0.125 % (equivalente a una curva con radio 400 D) son evaluadas. Este umbral de reporte se determinó mediante ensayos de gran escala (Full scale tests).

Los esfuerzos pueden ser generados por varias causas:

- Esfuerzo debido a presión (esfuerzo de anillo)
- Temperatura
- Bending Strain

- Esfuerzo por elongación (movimiento de la tubería)

7.3.2 Determinación del inicio y fin de un área de deformación por curvado

La distancia inicial y final de un área de deformación por curvado se define como los lugares donde la trayectoria se desvía de una ruta verosímil. En esta forma, el área completa afectada es tomada en cuenta y no solamente la parte donde el esfuerzo excede el límite de 0.125 %.

7.3.3 Curvas

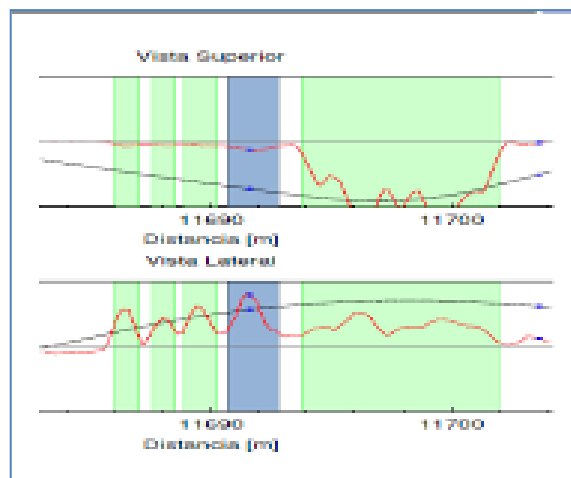
Un área de deformación se clasifica como “curva” en los siguientes casos:

- Ubicaciones de curvas generadas en la construcción (libro de tubería).
- Áreas de esfuerzo restringidas a un tubo individual.
- Señales de curvas localizadas dentro de un área de esfuerzo de curvatura.

7.3.4 Irregularidades de construcción

De acuerdo al código ANSI/ASME B31.4-2014 es preferible tener 2.00 m de tubería recta entre una curva y la soldadura circunferencial. Por lo tanto, si una soldadura circunferencial se encuentra en un área clasificada como curva, esas curvas se listan como “posible irregularidad de construcción”.

Figura 15 Simbología de irregularidades de construcción asociadas a una zona de deformación por curvado (Bending Strain)

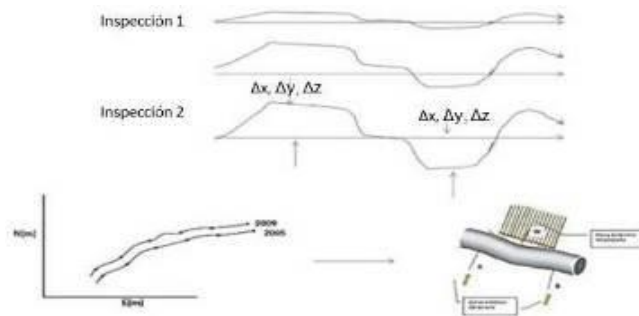


Fuente: Informe Bending Strain ROSEN EUROPE BV

7.4 REGLAS DE MOVIMIENTO EN LA TUBERÍA (PIPELINE MOVEMENT)

Durante el procesamiento de datos se utilizan parámetros de búsqueda especializados sobre los datos de trayectoria de la tubería. El movimiento de tubería fue calculado para todas las áreas donde la deformación por curvado entre las corridas que están bajo investigación es 0.04 %.

Figura 16. Calculo del diferencial de deformación (%) comparando dos inspecciones ILI a partir de la información XYZ Data, determinando el movimiento de la tubería



Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Casos frecuentes de deformación de la tubería de un oleoducto son debidos a empujes por deslizamiento del terreno de grandes magnitudes, lo cual ocasiona estados de concentración de esfuerzos como se muestra en la Foto 15.

Foto 14. Deformación de la tubería de un oleoducto



Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

8 ANALISIS Y PRIORIZACIÓN DE ATENCIÓN DE ZONAS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN) EN TUBERIAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

¹³La integridad debe ser considerada en sistemas de tuberías desde el planeamiento inicial, diseño y construcción. La gestión de la integridad de un sistema de tuberías empieza con el adecuado diseño y construcción del sistema. En varias normas de acuerdo general se puede encontrar una guía para nuevas construcciones, incluyendo la norma ASME B31.4 y sus referentes. Como estas normas y pautas se aplican para el diseño de una tubería, el diseñador debería tener en cuenta el área que atraviesa la tubería y los posibles impactos que pueda tener la tubería sobre esa área y las personas que viven en cercanías a ella. Las especificaciones de diseño, las condiciones de construcción de la tubería y registros proveen una información de línea base importante para un programa de gestión de integridad.

La gestión de integridad está soportada por personal competente, que usa procesos definidos para operar el sistema de tubería. La integridad física de las facilidades es solo una parte de la gestión de integridad que permite al operador reducir el número de incidentes y errores y sus efectos adversos. El sistema de integridad también incluye el personal que opera la facilidad y los procedimientos de trabajo adoptados. Un programa de gestión de integridad debe estar dirigido hacia personas, procesos y facilidades.

Un programa de gestión de integridad puede ser flexible. Un programa de gestión de integridad debe ser específico para apoyar las condiciones particulares de cada operador. El programa se debe evaluar y actualizar continuamente según los cambios en el diseño y operación de la tubería, cambios en el ambiente en el que opera el sistema y nuevos datos de operación y otra información relacionada con la integridad. La evaluación continua se requiere para asegurar que el programa aprovecha adecuadamente las mejoras en tecnología y que el programa sigue

¹³ *Proyecto de Norma Técnica Colombia NTC*

integrado a las prácticas de negocios del operador y apoya efectivamente las metas de integridad del operador.

La preparación y desarrollo de una valoración de riesgos son elementos claves en la gestión del sistema de integridad de tuberías. La valoración de riesgos es un proceso analítico a través del cual un operador determina los tipos de eventos adversos o condiciones que puedan impactar la integridad de la tubería, la probabilidad que esos eventos o condiciones lleven a la pérdida de integridad y la naturaleza y severidad de las consecuencias que se podrían ocasionar después de una falla. Este proceso analítico involucra la integración y análisis del diseño, construcción, operación, mantenimiento, ensayo y otra información acerca del sistema de tuberías. La valoración de riesgos puede tener varios alcances, varios niveles de detalle y usar métodos diferentes. Sin embargo, el objetivo final de la valoración de riesgos es identificar y priorizar los riesgos más significativos para que el operador pueda tomar decisiones fundamentadas sobre estos aspectos.

La integridad del sistema de tuberías y los programas de gestión de integridad se deben evaluar periódicamente. Los operadores deben realizar revisiones internas para asegurar la efectividad del programa de gestión de integridad para lograr las metas del mismo. El operador puede optar por el servicio de terceros como ayuda en tales evaluaciones.

Trata del establecimiento de las directrices de atención de las zonas con indicaciones de Deformación por curvado (Bending Strain) y Movimiento de la Tubería (PM), para definir el plan de acción que contribuya a asegurar la integridad mecánica de las líneas de transporte.

El análisis de los resultados de la inspección geométrica de ILI, permite conocer los estados de deformaciones en los ductos de transporte de hidrocarburos.

Los resultados de Bending Strain enmarcados en la curva esfuerzo deformación de la tubería en estudio da un aproximado del estado en que se encuentra el material (elástico, fluencia, endurecimiento por la deformación o próximo a la falla).

Lo anterior y la correlación con otras técnicas de inspección como ECDA, susceptibilidad de la zonificación geotécnica, históricos de fallas, densidades de hallazgos en recorridos de línea, pérdidas de metal y anomalías de diámetro interno reportados por las inspecciones ILI, aspectos constructivos y operacionales son la base para la predicción y priorización de tiempos de atención de los tramos de tubería deformados y posibles fallas.

Cabe anotar que la experticia que se tenga en la evaluación del estado en que se reciben las herramientas de limpieza, permite llevar trazabilidad del estado mecánico del ducto entre dos inspecciones inteligentes ILI.

El proceso Bending Strain no es solo informar a las Áreas de O&M que conforman la Vicepresidencia de Transporte (VIT), acerca de las zonas que son susceptibles a deformaciones y movimiento de los ductos debido a fuerzas externas u otras causas. Es prestar el servicio de análisis cuyo resultado le apunte a conocer el estado mecánicos de las líneas de transporte y contribuir en la optimización de recursos económicos, humano pero evitando la afectación del medio ambiente, infraestructura petrolera dentro de la Responsabilidad Social Empresarial (RSE) de ECOPETROL S.A.

Desde el año 2010 se viene trabajando en estructurar el análisis donde se correlacionan los factores geotécnico, mecánico, constructivo y operativo reunidos en una matriz de prioridad cuyo resultado final es definir los tiempos en que se espera deban ser atendidos cada una de los tramos de tubería con posibles deformaciones y movimiento.

Lo anterior ha ido en evolución contando con el aporte de los profesionales del proceso ILI, especialistas de la Gerencia Técnica de Activos (GTA), de la receptividad de los profesionales de los Departamentos O&M y sobre todo con el equipo de trabajo del Proceso Bending Strain en cabeza de su Líder Ingeniero Camilo Eliecer Torres.

8.1 GLOSARIO

- AAC (HCA's): Áreas de alta consecuencia. Las áreas de alta consecuencia (AACs), son aquellos lugares donde un escape del fluido contenido en el

sistema de transporte podría tener un efecto adverso significativo sobre un área sensible ambientalmente, un área altamente poblada u otro tipo de área poblada. Los operadores deben estar familiarizados con las regulaciones nacionales vigentes para la gestión del sistema de integridad en sistemas de tuberías y con las definiciones de las AACs. Los ríos comercialmente navegables, vías férreas, autopistas y carreteras principales se incluirán en razón del efecto adverso significativo determinado por el operador, para establecer si es un área de alta consecuencia.

- Anomalía: Desviación en el material base de la tubería, revestimiento o la soldadura detectada por el análisis de una indicación obtenida mediante una inspección con una técnica no destructiva que no ha sido directamente examinada
- Curva con pliegues: Configuración física que cambia la dirección de la tubería y contiene protuberancias lisas, localizadas en el radio interno de la curvatura del tubo.
- Grieta (CRACK): Separación en el metal inducido por un esfuerzo, el cual, sin otra influencia, es insuficiente en magnitud para causar ruptura completa del material.
- Herramienta de inspección en línea: Cualquier dispositivo o vehículo instrumentado que registra los datos y usa los métodos de ensayo no destructivos u otras técnicas para inspeccionar la tubería desde el interior. También conocido como Marrano inteligente.
- HIGH LOW: Escalonamientos irregulares entre las superficies a lado y lado de las soldaduras.
- Indicación: Hallazgo de una prueba no destructiva o técnica de inspección. Una indicación posterior a un análisis puede ser clasificada o caracterizada como anomalía, imperfección u otra característica.

- Presión de operación segura: Presión determinada usando modelos de cálculo de esfuerzo remanente en tuberías que han sido afectados mecánicamente (corrosión, deformaciones geométricas, daños mecánicos, etc.). Para considerar que un sistema de tubería es seguro, todas las regiones afectadas mecánicamente deben soportar una presión igual a un nivel de esfuerzo de 1,39 veces la máxima presión de operación (MOP).
- Radio de curvatura: Está en función de la longitud axial, del diámetro del ducto y del ángulo de la curva sea vertical (inclinación) u horizontal (acimut) los cuales son medidos por la herramienta de inspección geométrica.
- SMYS: Specified Minimum Yield Strength. Mínimo esfuerzo de fluencia especificado.
- Valor máximo de esfuerzo límite de fluencia: Se calcula a partir de la curva esfuerzo – deformación del grado del acero de la tubería en estudio. Corresponde al valor donde finaliza el estado elástico e inicia la fluencia del material.

8.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- API 1160: Managing system integrity for hazardous liquid pipelines
- API 1163: In-line Inspection of pipelines
- ASME B31.G: Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines
- ASME B 31.4: Liquid Transportation Systems For Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols, 2006.
- Programas de trabajo, informes y registros de reuniones de evaluación de trabajos anteriores.
- ASME Sección IX: Welding and Brazing Qualifications
- API 1104: Welding of pipelines and related facilities
- NTC 4991 /2001: Soldadura en líneas de tuberías para transporte de gases, petróleo y de instalaciones relacionadas
- NIO: Normas de Ingeniería de Oleoductos.
- VIT-GTT-P-MET-ET-021 V01: Piping Class VIT.

- VIT-GDD-G-015 Excavaciones en trabajos de Mantenimiento
- VIT-GTT-G-010 Guía de entrenamiento para la guía de evaluación y valoración de defectos en líneas de transporte de hidrocarburos
- VIT-GTT-I-017 Inspección Visual del derecho de vía
- VIT-GTT-I-026 Selección del método de reparación.
- VIT-GTT-I-028 Corte y Empalme de líneas de transporte de hidrocarburos
- VIT-GTT-F-198 Registro de atención de zonas con deformación por curvado (Bending Strain) en ductos
- VIT-GTT-F-197 Formato para informe de atención de zonas con deformación por curvado (BS) y/o movimiento de tubería (PM)
- VIT-GTT-F-195 plantilla atención de zonas con deformación por curvado (BS) en ductos
- VIT-GTT-F- 196 Formato visita preliminar para atención de anomalías reportadas por ILI de zonas con deformación por curvado (BS) y movimiento de tubería (PM)
- Normas construcción de oleoductos NIO. Vicepresidencia de Transporte ECOPETROL S.A.

8.3 EVOLUCIÓN DEL PROCESO BENDING STRAIN EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE (VIT)

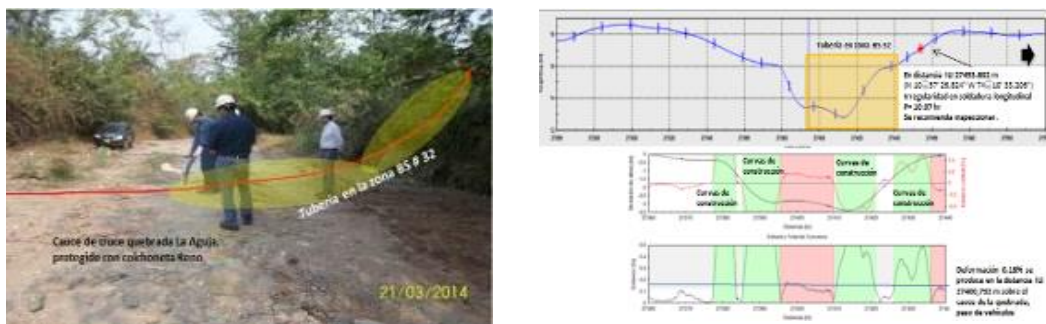
A continuación se presenta de forma cronológica la evolución del proceso:

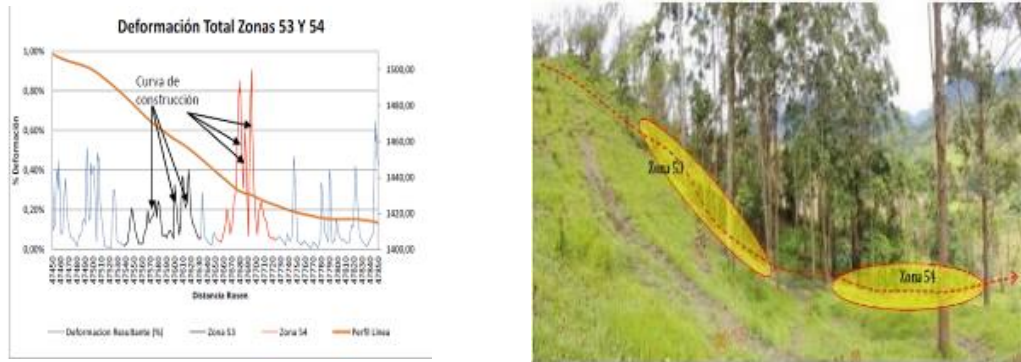
- Año 2010: Se da inicio de análisis y determinación de componentes geotécnicos, mecánicos y constructivos relevantes que puedan llevar a hacer crítica una zona reportada como Bending Strain. El resultado de los análisis se presentaron en la sexta jornada andina de ductos de ACIEM en noviembre de 2011.
- Año 2012: Se estructura la primera matriz de prioridad, con la participación de los profesionales del Proceso ILI y de la amenaza de clima y fuerzas externas de la GTA. Se fortalece el subproceso Bending Strain. En este año se da inicio a los talleres con los departamentos O&M donde se definen los tiempos finales de atención por medio de la utilización de la matriz de

prioridad ajustada con el conocimiento de los profesionales de las áreas. Se da inicio al acompañamiento de visitas de diagnóstico geotécnico solicitadas por las áreas, a cargo del profesional en geotecnia del proceso ILI

- Año 2013: Se realiza sensibilidad a la matriz de prioridad existente y se concluye que es necesario realizar ajustes incluyendo nuevos componentes y los respectivos pesos. El resultado es una matriz interactiva lo cual permite disminuir el tiempo de integración de datos. Se oficializa el “PROCEDIMIENTO PARA LA PRIORIZACIÓN DE ATENCIÓN DE ZONAS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN) Y MOVIMIENTO DE LA TUBERIA (PM) REPORTADAS POR ILI PARA LAS LÍNEAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN ECOPETROL S.A.” VIT-GTT-P-302 y documentos anexos. Se continua con la sinergia con los departamentos O&M, logrando receptividad a realizar las visitas preliminares, información importante insumo para el análisis. Se establece sinergia con SIGVIT, RBI y se fortalece con la amenaza de clima y fuerzas externas. Se fortalecen las visitas de diagnósticos geotécnicos a zonas BS y PM relevante solicitadas por las Áreas, con el acompañamiento del profesional geotecnista del proceso BS, como se muestra en la Figura 20.
- Año 2014: Se trabaja en el software matriz de prioridad interactivo, herramienta que permitirá agilizar el tiempo de análisis, siendo un producto propio del Proceso BS/ILI. Se continúa con las actividades del año 2013. Ver Figura 18.

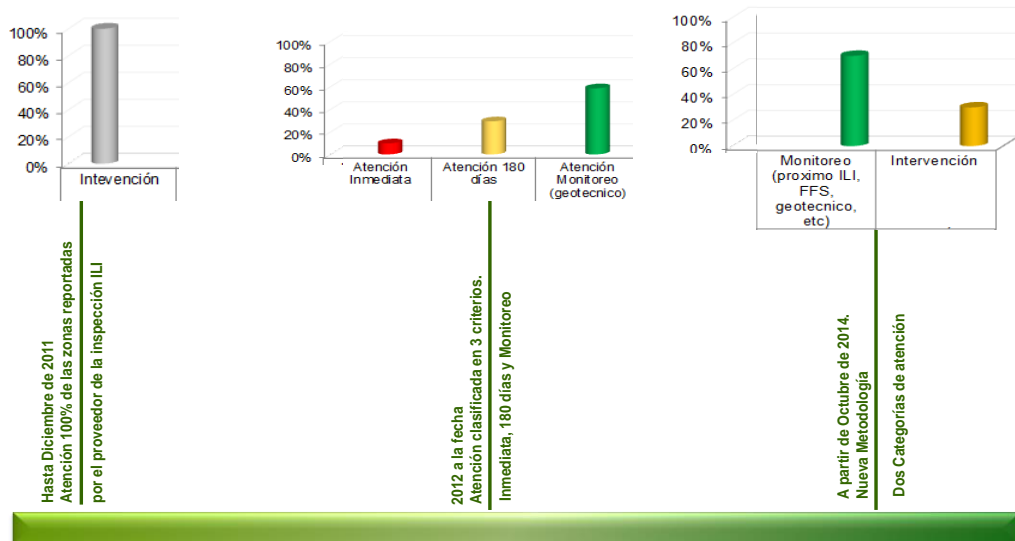
Figura 17. Desarrollo de visitas preliminares para evaluar el estado de estabilidad del terreno donde se reportan deformaciones por curvado.





Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Figura 18. Línea de tiempo evolución del proceso de deformación por curvado (Bending Strain)



Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

8.4 DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO PARA PRIORIZAR TIEMPOS DE ATENCIÓN ZONAS BENDING STRAIN

El proceso de priorización de atención de zonas con deformación por curvado (BS) y movimiento de la tubería (PM) se describe en los siguientes tres (3) subcapítulos.

8.4.1 Análisis y priorización de atención para zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (Pipeline Movement).

El análisis y priorización de las zonas comprende:

- Recepción del reporte preliminar de zonas BS y/o PM, emitido por el proveedor de la corrida ILI
- Visita preliminar,
- Análisis de las zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería,
- Taller de priorización de atención de zonas BS y/o PM
- Validación del nivel de atención.

8.4.2 Recepción del reporte preliminar de zonas BS y/o PM, emitido por el proveedor de la corrida ILI

Este informe es la base para dar inicio al análisis de la priorización de atención de zonas con Deformación por Curvado (Bending Strain) y Movimiento de la Tubería (PM), en esta etapa se permite validar la calidad de la información recibida (Data ILI).

En resumen el informe Bending strain calcula las posibles deformaciones unitarias en las tuberías tomando como base la geonavegación registrada por la herramienta ILI en todo el trayecto inspeccionado.

8.4.3 Visita preliminar

Una vez es recibido el informe final del proveedor este se envía al departamento O&M correspondiente para que este realice la visita preliminar con base en las zonas referidas en el informe.

La visita preliminar tiene como objeto verificar y tener conocimiento de cada uno de los parámetros que están incidiendo en la condición reportada (importante disposición suelo – tubería, cuerpos de aguas, cruces con vías, entre otros) en el punto específico y en el área de influencia del derecho de vía, antes de hacer cualquier tipo de intervención.

9 ANALISIS DE LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN TRAMOS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO (BENDING STRAIN)

La aplicación de la metodología se rige de acuerdo a las directrices definidas en el procedimiento VIT-GTA-P-302 "Procedimiento para la priorización de atención de zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (PM) reportados por ILI para las líneas de transporte de hidrocarburos en Ecopetrol S.A." teniendo en cuenta la incidencia de varios factores sobre el ducto y que se mencionan a continuación:

- Factor Geotécnico.
- Factor Mecánico.
- Factor Operativo y Constructivo.

A continuación se presenta la definición de cada uno de los factores y parámetros empleados por la matriz de priorización de atención de zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (PM) reportados por ILI y así mismo el origen de la información contenida

9.1 FACTOR GEOTÉCNICO

Este factor se basa en la definición del nivel de susceptibilidad geotécnico, para cada sitio o zona con deformación por curvado (BS) y/o movimiento de la tubería (PM), teniendo en cuenta las siguientes variables:

- Topografía.
- Litología.
- Amenaza Sísmica.
- Régimen Hidrológico.
- Presencia de mecanismos de falla activos e inactivos.
- Afectación del derecho de vía (DDV).
- Reporte de hallazgos en recorrido de línea.
- Ejecución de programas de mantenimiento y monitoreo.

Foto 15. Actividades de reparación de la tubería en sitio de inestabilidad geotécnica



Fuente: Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

La fuente primaria de esta información es suministrada por la Coordinación de Aseguramiento de Activos Basados en Riesgo (CRI). Esta información es corroborada directamente con los profesionales de mantenimiento e integridad de líneas durante la ejecución del taller de priorización de la atención de zonas BS y/o PM, en el área o departamento correspondiente. Las variables se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Análisis de variables y pesos amenaza de clima y fuerzas externas

Variable	Peso	Parámetro	Peso	Línea de PSA	
				Km. 0+000 - 4+000	Peso
TOPOGRAFIA Y DISPOSICIÓN DE TUBO	15%	Pendiente Media	60%	<10°	25%
		Tramo aéreo o enterrado	40%	Aéreo	43%
LITOLOGÍA Y GEOLOGÍA	10%	Tipo de litología o Geología	100%	Aluvial	50%
PARAMETROS REGIONALES	4%	Aceleración horizontal sísmica	100%	Media	43%
AGUA SUPERFICIAL	20%	Tipo de corriente (Clasificación de acuerdo a cuencas hidrográficas)	40%	Principal (Río)	100%
		Forma	20%	Semi recto	40%
		Dirección	40%	Paralelo (Dist. Max. 500 m.)	100%
INDICADORES DE MOVIMIENTO	25%	Deterioro	15%	Ninguna	0%
		Movimientos	35%	Ninguna	0%
		Anomalías ILI (Bending Strain)	50%	No	0%
PARTICULARIDADES DE LA TUBERIA	6%	Resistencia/ Grado del acero de la tubería	20%	<API 5L X50	100%
		Deterioro/Corrosión exterior	18%	INGRESE SUSCEPTIBILIDAD SAIT	10%

Variable	Peso	Parámetro	Peso	Línea de PSA	
				Km. 0+000 - 4+000	Peso
		Deterioro/Corrosión interior	18%	INGRESE SUSCEPTIBILIDAD SAIT	10%
		Deterioro/Defectos mecánicos de la tubería identificados no atendidos abolladuras, arrugas y otros	24%	NO	0%
		Uso de la línea /Edad de la tubería	20%	Vr>30 años	100%
MANTENIMIENTO Y MONITOREO	20%	Existe Programa de mantenimiento para obras de geotecnia?	12%	NO	100%
		Se han construido obras previstas de geotecnia?	24%	No requiere	0%
		Las obras han sido efectivas?	24%	No hay obras	0%
		Se hace recorrido periódico del DDV?	6%	SI	0%
		El personal que realiza el Recorrido al DDV ha sido capacitado para identificar procesos de inestabilidad geotécnica?	6%	SI	0%
		Se tiene registro del Recorrido?	6%	SI	0%
		Se cumple con la frecuencia recomendada para los recorridos?	4%	SI	0%
		Se cuenta con diagnostico geotécnico?	6%	No	100%
		Recorrido aéreo anual de Especialista?	6%	No	100%
		Utilización de técnicas de monitoreo	6%	No existe	100%
SUSCEPTIBILIDAD GLOBAL				0,4	

Fuente: Aseguramiento de los activos (CRI) de la VIT

La definición del nivel de susceptibilidad fue adoptada de *la tesis de grado "Metodología para la zonificación de corredores de oleoductos". Autora: Adriana Galvis Fuentes, que se definen a continuación:*

9.1.1 Susceptibilidad Baja

El riesgo a rotura, en esta categoría es mínimo; en términos generales, las variaciones que se sucedan en cualquiera de los componentes no afectan de manera significativa la clasificación final. Frecuentemente, el derecho de vía transcurre por zonas de pendientes desde muy bajas hasta alcanzar en algunos casos, pendientes medias. Se desarrollan procesos de erosión que no revisten

riesgo para la estabilidad del oleoducto. Los taludes aunque en su mayoría rectilíneos, pueden en algunos casos, aparecer como cóncavos o convexos, en pendientes medias. El derecho de vía transcurre a través de zonas de precipitación media a muy alta y se pueden presentar problemas muy localizados de socavación por cauces.

9.1.2 Susceptibilidad Media

En esta categoría el riesgo a rotura empieza a ser tenido en cuenta; la variación significativa en alguno de los componentes puede incrementar la calificación final de la susceptibilidad y por consiguiente, escalar al nivel de susceptibilidad alta. El derecho de vía transcurre por zonas de pendiente media a alta, empieza a revestir importancia la estratificación, el estado del material y el alineamiento de la tubería. Los problemas de erosión, además de hacérseles seguimiento, en algunos casos deben ser tratados, para evitar evolucionen a procesos de deslizamientos, debido a que se tiene precipitación desde la media a muy alta.

9.1.3 Susceptibilidad Alta

Aumentan considerablemente en esta categoría las condiciones de riesgo a rotura, sin embargo, los componentes presentan calificaciones aún admisibles y tolerables, que deben mantenerse y/o disminuirse mediante trabajos de mantenimiento. Es fundamental adelantar un plan de observación que permita la detección de señales que evidencien un posible colapso del sistema suelo-tubería. Corresponde a aquellas áreas del derecho de vía con algunas evidencias de deslizamientos y procesos de inestabilidad, con pendientes medias a muy altas. Los problemas de erosión además de ser monitoreados deben ser tratados para evitar desencadenen en procesos de remoción en masa. Se requieren adelantar trabajos de estabilización de taludes, de seguimiento mediante recorridos periódicos de inspección y trabajos de monitoreo.

9.1.4 Susceptibilidad Muy Alta

Es latente el riesgo a rotura en esta categoría; los componentes presentan condiciones límites o casi límites, de ser superados éstos muy seguramente colapsa el sistema suelo-tubería. Se caracteriza el derecho de vía por presentar áreas con los mayores problemas de inestabilidad, pendiente y precipitación altas a muy altas, con riesgo potencial de rotura del oleoducto. Corresponde a áreas de deslizamientos activos de alta densidad. En el perfil del Modelo de Procesos Geomorfológicos de J.B. Dalrymple corresponde a la ladera coluvial en proceso de transporte, muy inestable y con alto riesgo a deslizarse.

Para determinar los niveles finales de atención, se ajusta el factor tomando la información de diagnósticos geotécnicos, información capturada en las visitas preliminares y la socialización en los talleres con el área donde participan los profesionales concedores del DDV y de antecedentes.

9.2 FACTOR MECÁNICO

Este factor tiene en cuenta los componentes:

9.2.1 Pérdidas de Espesor (corrosión)

Es el deterioro del material (metal) por una reacción electroquímica con su medio ambiente, la fuente de esta información es proviene del proceso ILI / Sub-Proceso de Optimización.

Tabla 9. Criterios de evaluación anomalías pérdidas de metal reportadas por ILI

Perdidas de espesor	Calificación	Observaciones
No	0	No hay reporte en la inspección ILI, asociadas a la zona BS o PM.
Si >50% y/o ERF 0.9	0,20	Pérdida de rigidez y resistencia en el sector de la tubería. Documento soporte The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM), sección 20.14, página 131. Las restricciones de aplicación están en la página 167, sin embargo la definición de los parámetros se realizó al interior del P. ILI.
Si $\geq 30\%$ y cuyo cubrimiento circunferencial es $\geq 25\%$	1,00	Acción de mejora: en la anterior matriz: < 0.50% tenía peso de 0.15 y ahora es de 0.20- Las Anomalías relevantes en la anterior matriz el peso eran de 0.75, el cual escala a 1.00. Al tener presencia en zonas BS /PM la tubería puede estar susceptible a fatiga.

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

9.2.2 Distorsiones de diámetro

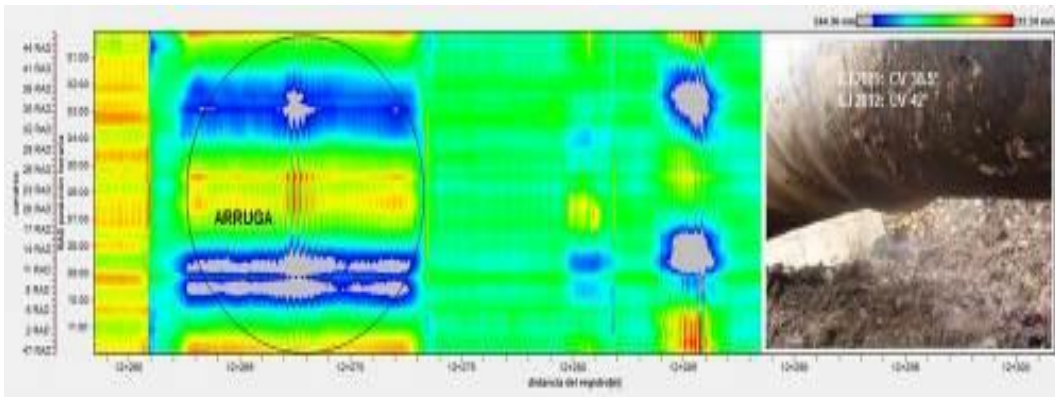
Entiéndase abolladuras, ovalidades y posibles arrugas, la fuente de esta información proviene del proceso ILI / Sub-proceso Análisis de la Información ILI.

Las abolladuras en general se constituyen en puntos de inicio de roturas o fisuras, principalmente si están acompañadas de un concentrador de esfuerzo, como rayones o muescas. Las abolladuras se pueden clasificar en dos tipos básicos: abolladuras planas y abolladuras que incluyen un concentrador de esfuerzo.

9.2.2.1 Abolladuras planas

Las abolladuras planas son cambios locales en el contorno de la superficie, pero no están acompañadas por un concentrador de esfuerzos, producido por rocas en el tapado o impacto mecánico. Las abolladuras planas se pueden analizar por técnicas de análisis de fatiga.

Figura 19. Arruga detectada por inspección ILI la cual se formó por la fuerza externa en zona de muy alta susceptibilidad geotécnica.



9.2.2.2 Abolladuras con un concentrador de esfuerzos

Este tipo de defecto es una abolladura con un concentrador de esfuerzos, como grietas, rasguños, ranuras o abertura de arco localizados dentro de la misma abolladura. Estas abolladuras pueden proveer el punto de inicio para la falla en una tubería, de modo que pueden constituir un problema potencialmente serio a la integridad de una tubería, por lo cual deben ser reparadas de inmediato.

9.2.2.3 Abolladuras dobles

Las abolladuras dobles consisten en dos abolladuras que se superponen a lo largo del eje de la tubería, creando un área central de curvatura inversa en la dirección longitudinal. Las grietas de fatiga se desarrollan en la interface entre las dos abolladuras, y a menudo se desarrollan hasta proporciones críticas, más rápido que las grietas de fatiga en abolladuras sencillas.

9.2.2.4 Abolladuras que afectan soldaduras

Son las abolladuras que afectan soldaduras de costuras de tuberías longitudinales o soldaduras circunferenciales. Se pueden analizar por técnicas de fatiga existentes, como la PRCI Report PR-218-9822 “Guidelines for the Assessment of Dents on Welds” para fines de valoración de riesgos y prioridad de reparación.

Tabla 10. Criterios de calificación distorsiones de diámetro interno para su reparación

Distorsión de diámetro	Calificación	Observaciones
No	0	Se incluye esta calificación teniendo en cuenta que no se debe castigar zonas donde ILI no reporta anomalías de diámetro interno tales como abolladuras, ovalidades o posibles arrugas.
Si identificadas por lo menos en dos corridas ILI y cuyas dimensiones se mantienen y están por debajo de los criterios VIT.	0,20	Anomalías de reducción inferior al 2% y cuya posición horaria es entre las 04:00 hr y las 08:00 hr. Su evolución no es significativa y están por debajo de los criterios VIT Acción de mejora: En la anterior matriz tiene un peso del 15 y se incrementa a 20 restando peso al componentes “curvatura en juntas”
Si, identificadas en la última inspección ILI	1,00	Están fuera de los criterios VIT. Aquellas anomalías de diámetro interno superiores a 2% de la reducción, sin importar la posición horaria. Incluye programadas por memorando a 30 y 180 días. Acción de mejora: en la anterior matriz tiene un peso de 0.75. Se incrementa por la relevancia cuando restando peso al componentes “curvatura en juntas”

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

9.2.3 Porcentaje de deformación

Corresponde al porcentaje de deformación en la fibra externa de la tubería inducida por un proceso de curvado (flexión, tensión, compresión torsión o esfuerzos combinados). La fuente de esta información es suministrada por el proveedor de la

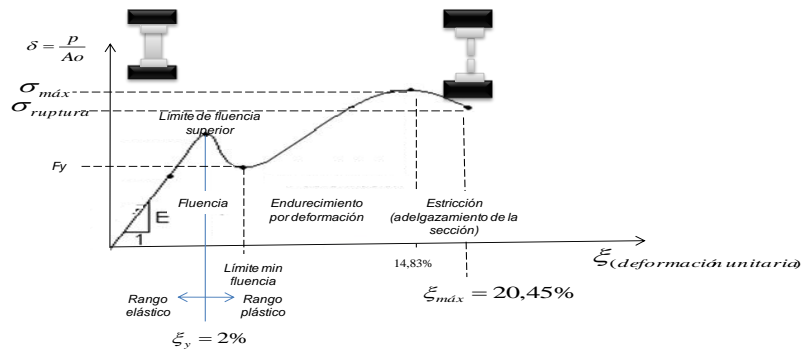
inspección ILI en los informes de identificación de zonas con deformación por curvado.

Deformación en la fibra externa de la tubería inducida por un proceso de curvado (flexión, tensión, compresión torsión o esfuerzos combinados).

$$\text{Límite de Fluencia} = \frac{\text{Resistencia o grado del acero}}{\text{Modulo de de Elasticidad}} \times 100\%$$

Ejemplo: Para el acero 5L-X65, tenemos la siguiente curva lo los valores correspondientes a los diferentes estados por los que pasa el material dependiendo del esfuerzo a que esté sometido.

Figura 20. Curva esfuerzo deformación típica para los aceros al carbono



$$\text{Límite de Fluencia} = \frac{\text{Resistencia o grado del acero}}{\text{Modulo de de Elasticidad}} \times 100\%$$

$$\text{Fluencia} = \frac{65000}{2.9 \times 10^7} \times 100\% = 0,224\%$$

Tabla 11. Valores del esfuerzo deformación para acero al carbono 5LX-65

Esfuerzo Deformación dirección Longitudinal	
Estado del Acero	Deformación
Elástico	< 0,224%
Fluencia límite superior	2%
Deformación a máximo esfuerzo real (Estricción)	14,83%
Máxima deformación real (Ruptura)	20.45%
Esfuerzo Deformación dirección Transversal	
Elástico	< 0,224%
Fluencia límite superior	2%
Deformación a máximo esfuerzo real (Estricción)	16.44%
Máxima deformación real (Ruptura)	21.54%

Fuente: NIEVES CARLOS HUMBERTO. Magister Ingeniero Mecánico (UIS). Proyecto “Evaluación experimental y computacional de abolladuras generadas por cargas explosivas en oleoductos”.

Teóricamente se obtienen los siguientes valores de límite de fluencia (%) para cada uno de los aceros al carbono utilizados en las líneas de transporte de la VIT.¹⁴

Tabla 12. Valores de límite de fluencia para los aceros al carbonos de las líneas de la VIT

Grado del acero al carbono 5L	Límite de fluencia (%)
42	0,145%
52	0,179%
60	0,207%
65	0,224%
70	0,241%

Fuente: Elaboración propia

Umbral es de 0.125% dado por el proveedor ILI, correspondiente al límite inicial de deformación por curvado, equivalente a una curva con radio 400D

Tabla 13. Criterios de evaluación de la deformación por curvado reportado por ILI

Deformación por curvado	Calificación	Observaciones
0.125-0.200	0,30	Priorización de la deformación en función del material de la tubería. No presenta cambios. Incluir la ecuación lineal ($y = 0,9937x + 0,0614$).
0.201-0.300	0,60	
0.301-0.500	0,90	
0.501-0.750	1,20	
>0.751	1,50	

Fuente: elaboración propia

9.2.4 Curvatura en juntas circunferenciales

Está orientada a la medición de posibles desalineamientos angulares que en algunos casos podría coincidir con un Hi-Low.

La fuente de esta información es suministrado por el proceso ILI / proceso de deformación por curvado, en base a la información entregada por el proveedor de la inspección ILI.

¹⁴ ADRIANA GALVIS F. "Evaluación concentración de esfuerzos en la tubería como respuesta al movimiento del terreno aplicado al sector Samoré Toledo del Oleoducto Caño Limón Coveñas". ACIEM Noviembre 2011.

9.2.5 Edad de la tubería

Se asocia con la reducción de las propiedades mecánicas del material de la tubería, la fuente de esta información es adquirida de la ficha técnica de la línea y corroborada con los profesionales de mantenimiento e integridad de líneas de cada área o departamento con el objeto de tener en cuenta realineamientos o variantes recientes.

Tabla 14. Criterios de evaluación edad de la tubería

Edad de la tubería (>20 años)	Calificación	Observaciones
NO	0,10	Reducción de propiedades mecánicas del material de la tubería.
SI	0,50	No presenta ajuste de pesos comparado con anterior matriz de prioridad.

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

9.2.6 Interacción con curvas de construcción

Componente tenido en cuenta por ser curvas que se forman a un nivel de deformación, que genera micro-strain tolerables de acuerdo con CSA Z662-2012, interactuando con zonas con deformación por curvado. La fuente de esta información son los informes del proveedor de la inspección ILI para las zonas con deformación por curvado (BS) y /o Movimiento de la tubería (PM). Ver Tabla 15 los criterios para la calificación.

Tabla 15. Criterios y calificación para los diferentes casos de curvas asociadas con zonas Bending Strain

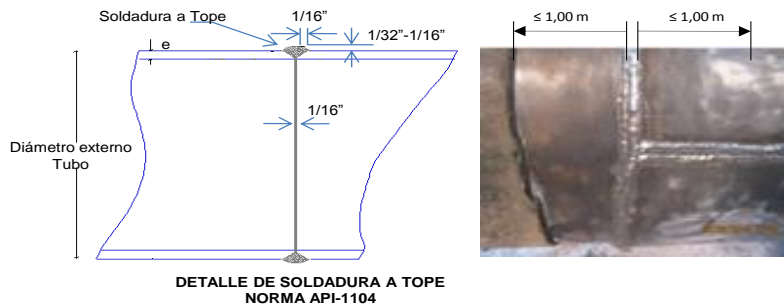
Interacción de curvas	Calificación	Observaciones
NO	0,00	Por ser curvas que se conforman a un nivel de deformación que genera microstrain tolerables de acuerdo con CSA Z662-2012, interactuando con deformaciones por curvado en la zona de análisis.
Curvas horizontales o verticales	0,10	
curvas de construcción reportas en los esquemas del informe del proveedor	0,50	Acción de mejora: Con respecto a la anterior matriz de prioridad, se baja el peso de grupo para fortalecer los pesos de anomalías de diámetro interno y pérdidas de metal.

Fuente: Elaboración propia

9.2.7 Desalineamiento angular en juntas circunferenciales

La distorsión de la tolerancia se puede dar en la misma construcción pero en este análisis se están midiendo desviaciones superiores a la tolerancia constructiva que pueden ser resultado de situaciones post-construcción.

Figura 21. Criterios de aceptación para los desalineamientos en soldaduras circunferenciales según API 1104



La tolerancia se da en los bordes del ducto, positiva o negativamente según el ángulo de giro (XYZ) del Mapeo Inercial de la herramienta geométrica, con lo cual se calcula la diferencia de apertura máxima de dos veces la tolerancia como se muestra en la Figura 22 . El análisis permite determinar la existencia o no de estos desalineamientos y adjudicar calificaciones como se cita en la Tabla 16.

Tabla 16. Calificaciones para desalineamientos angulares en juntas circunferenciales

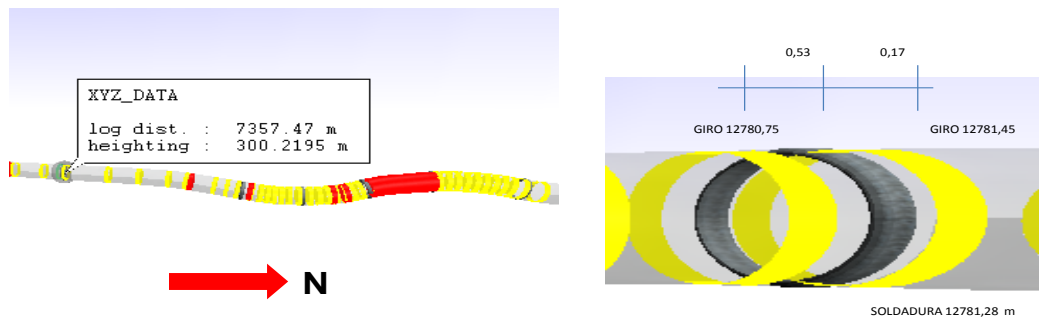
Curvatura en juntas circunferenciales superior a 0,98°/m	Calificación	Observaciones
NO	0,10	La metodología está orientada a medir posibles desalineamientos angulares, en algunos casos podría coincidir con Hi-low
SI	0,50	Acción de mejora: comparando con la anterior matriz de prioridad, se resta el peso de grupo de 0.20% a 0.10% para fortalecer a anomalías ILI pérdidas de metal. Como en el anterior componente, aproximadamente el 95% de las zonas BS reportadas por el Proveedor ILI presentan esta condición de curvado en soldaduras circunferenciales.

Fuente: Elaboración propia

En el presente análisis se tienen en cuenta los desvíos a lado de la soldadura calculados con los radios de giro (XYZ) producidos a 1,00 metro aguas arriba y aguas abajo de la junta, como se muestra en la Figura 22.

Si la información generada por la herramienta, primeros giros, se dan a distancia mayor a 1.00 metro no cumple para aplicar el criterio cuando se trata de campos de curvas.¹⁵

Figura 22. Análisis de desalineamiento angular en juntas circunferenciales, basados en la información de Mapeo Inercial de la inspección ILI



Fuente: 3D Pipe Rosen Europe BV

9.3 FACTORES OPERATIVO Y CONSTRUCTIVO

Estos factores tienen en cuenta:

9.3.1 Nivel de esfuerzo de anillo debido a la presión interna

Es el esfuerzo circunferencial que intenta expandir la pared de la tubería debido a la presión interna. La fuente de esta información es suministrada por el Proceso ILI / Sub-proceso Análisis de la Información ILI.

Tabla 17. Criterios para calificar la presión interna esfuerzo de anillo relevante

Presión Interna generando Esfuerzo de anillo Relevante	Calificación	Observaciones
<20% SMYS	0,20	Determina el nivel de tensionamiento en el cual se está operando el sistema
>20% SMYS y <40% SMYS	0,60	
>40% SMYS	1,00	

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

¹⁵ ADRIANA GALVIS F. "Evaluación concentración de esfuerzos en la tubería como respuesta al movimiento del terreno aplicado al sector Samoré Toledo del Oleoducto Caño Limón Coveñas". ACIEM Noviembre 2011.

9.3.2 Esquema de bacheo

Es tomada de acuerdo a las condiciones de operación de cada sistema y la fuente de esta información es suministrada por el Proceso ILI / Sub-proceso Análisis de la Información ILI.

Tabla 18. Criterios para calificar el esquema de operación

Esquema de operación	Calificación	Observación
Continuo	0,15	Línea diseñada para flujo regular y se pasa a bombeo intermitente
Intermitente	0,75	Esta condición de intermitencia puede estar llevando a fatiga). Dato que debe ser suministrado por el proceso de fatiga o daño acumulado. Sinergia con proceso fatiga.

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

9.3.4 Proximidad a la descarga

La vibración causada por las paradas súbitas en los sistemas de transporte, produce la degradación en forma mecánica causando el agrietamiento por fatiga, cuando los esfuerzos cíclicos durante un tiempo prolongado, usualmente resulta en la falla súbita e inesperada.

Estos esfuerzos se originan por las cargas mecánicas o ciclos térmicos que normalmente están por debajo de los esfuerzos de fluencia del material.

Tabla 19 Criterios para calificar la proximidad de la zona Bending Strain a la descarga

Zona Cercana < a 20Km de Descarga	Calificación	Observación
No	0,15	Susceptibilidad a Fatiga. Dato suministrado por fatiga. Sinergia con el proceso Daño Acumulado.
Si	0,75	

Fuente: Proceso ILI Departamentos de Integridad de ductos y Offshore de la VIT

9.3.5 Zona ubicada en cruces subfluviales

Corrientes principales: Son aquéllas que presentan un ancho de cauce permanente superior a 30 m, caudal medio superior a 20 m³/seg. o que por sus características se han definido así durante la etapa de estudio. ¹⁶

¹⁶ Normas NIO de construcción ECOPETROL S.A.

Corrientes secundarias: Son aquellas que cumplan con alguna de las siguientes características, ver Foto16:

Ancho de cauce entre 10 y 30 m. Caudal permanente mayor de 5 m³ por segundo. Ancho entre hombros mayores que 30 m y altura de éstos superior a 6 m., otras circunstancias de tipo y estabilidad de los materiales naturales de sus márgenes, según lo establecido en la etapa de diseño.

Corrientes menores: En las corrientes de agua diferentes de los ríos y quebradas ya contemplados, donde la tubería fue enterrada a la profundidad de línea regular.

Se consideran dos tipos de zonas inundables; aquellas áreas que se mantienen cubiertas por agua durante la mayor parte del año (pantanos, ciénagas o esteros) que generalmente presentan vegetación flotante y suelos blandos en el fondo y las que al momento de la construcción se encuentran cubiertas por una lámina agua de más de 30 centímetros y que vaya a permanecer por un tiempo significativo.¹⁷

Foto 16. Localización de zonas Bending Strain en la vecindad de cruce de cuerpos de agua



Fuente: Departamento O&M Oleoducto Caño Limón Coveñas

¹⁷ Norma de construcción de oleoductos NIO-0904 Pasos por zonas inundadas

Tabla 20 Zonas ubicadas en cruces subfluviales

Zonas Ubicadas en Cruces Subfluviales	Calificación	Observaciones
No y corrientes menores	0,00	Cambios súbitos de entorno los cuales incrementan la susceptibilidad de inducción de cargas externas adicionales en la tubería.
Quebrada, corrientes secundarias	0,13	
Cruce subfluvial, corriente principal	0,38	
Zonas inundada la mayor parte del año, (esteros, ciénagas y pantanos) con suelos blandos en el fondo	0,63	Acción de mejora: Se Incrementa el peso de grupo por la importancia que revista cuando la zona BS/PM está bajo un río, quebrada o zona inundada la mayor parte del año. Esta inclusión se hará en la versión 2 del Procedimiento BS, con base en las normas NIO de ingeniería de oleoductos actuales. NIO-0903 /0904

Fuente: Normas NIO de ECOPEPETROL S.A.

9.3.2 Presencia de accesorios

Asociado a que la eficiencia de las juntas en los accesorios (Válvulas, Cheques, Parches, Camisas, Taps, etc.) unidos a la tubería se ve reducida, por lo cual se producen sobre esfuerzos relevantes. La fuente de esta información es extraída de los resultados de la inspección ILI, por el proceso ILI / Sub-proceso de deformación por curvado.

¹⁸Un accesorio soldado a la tubería es cualquier estructura metálica incorporada a la línea, por accesorios de bloqueo, conexiones de ramal, cierres, entre otros. Estos pueden causar concentradores de esfuerzos en el lugar donde se ubican.

Tabla 21. Criterios de análisis en la presencia de accesorios asociados a zonas Bending Strain

Presencia de accesorios	Calificación	Observaciones
No	0,00	La eficiencia de junta en accesorios unidos a la tubería es reducida por lo cual se producen sobre esfuerzos relevantes.
Válvulas y cheques	0,1	
Parches, camisas, taps (reportes de ILI)	0,50	Comparado con matriz de prioridad anterior, permanecen los pesos pero se divide la clasificación. Cobra relevancia la relación de BS con accesorios reportados por ILI producto de reparaciones como parches, encamisados, etc.

Fuente: Proceso ILI Departamentos de Integridad de ductos y Offshore de la VIT

¹⁸ Proyecto de Normal Técnica Colombiana NTC

Foto 17 Accesorios instalados en cambio de pendiente del terreno en HCAs



Fuente: Departamento O&M Oleoductos Caño Limón Coveñas

9.3.3 Anomalías de construcción y manufactura

¹⁹Los defectos en las tuberías pueden ocurrir durante el proceso de fabricación. Estos defectos incluyen pero no están limitados a los nombrados a continuación: Ampollas. Un punto elevado sobre la superficie del tubo causado por expansión de gas en una cavidad dentro de la pared del tubo.

Marcas de Expansor. Las marcas de expansores se producen debido al trabajo en frío del acero en el proceso de fabricación. Estas marcas son usualmente menores que 1/8 de pulgada y normalmente no afectan la vida útil del tubo en servicio.

Ovalidad, Tubo con forma ovalada o con forma de huevo y en el cual los ejes mayor y/o menor respectivamente están por encima o por debajo de las tolerancias permitidas en la norma del tubo designada en las especificaciones técnicas de la orden de compra.

Tabla 22. Calificaciones y criterios para anomalías de construcción y manufactura

Anomalías de construcción y manufactura	Calificación	Observaciones
No	0,00	Identificación de concentradores de esfuerzo.
No relevante	0,08	Se crea la opción de NO para no castigar aquellas zonas donde ILI no reporta este tipo de anomalía.
Si relevante	0,375	Acción de mejora: comparado con la anterior matriz de prioridad, se reduce el peso de grupo de 20% a 15% para fortalecer otros componentes del factor constructivo (como zonas en cruces de cuerpos de aguas).

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

¹⁹ Proyecto de Normal Técnica Colombiana NTC

9.3.4 Zonas ubicadas en cruces de vías o férreas

²⁰Referencias:

- Del *American Petroleum Institute (API)*: API RP 1102, Recommended Practice for Liquid Petroleum Pipelines Crossing Railroads and Highways.
- De la *Empresa Colombiana de Vías Férreas (Ferrovías)*: FERROVIAS-NT-001 de abr-92, Normas para instalación de tuberías que crucen o afecten el corredor férreo.
- Del *Instituto Nacional de Vías*: Resolución 001937 de marzo 30 de 1994 o aquella que la derogue o modifique
- De Ecopetrol: Plan de Uso de Vías

Los tipos de cruces dependiendo del servicio que presten las vías, estas se clasifican como principales, secundarias y férreas.

Vías principales: Son las carreteras interdepartamentales e intermunicipales pavimentadas y aquellas que por sus características de tráfico no deben ser interrumpidas.

Vías secundarias: Son las carreteras intermunicipales, caminos vecinales y carreteras veredales con afirmado; no se incluyen los caminos "reales" ni de herradura.

Vías férreas: siguiendo las indicaciones de las normas FERROVIAS-NT-001 y el API RP 1102.

Tabla 23. Zonas ubicadas en Cruces de vías o férreas

Zonas Ubicadas en Cruces de vías o férreas	Calificación	Observaciones
No	0,00	Influencia de cargas cíclicas a la tubería.
Vía secundaria (carreteras intermunicipales, vecinales y carreteras veredales con afirmado)	0,10	Se dividen para definir los cruces de vías primarias y urbanas ya que esto tiene impacto en las HCAs.
Vías primarias / Urbanas (carreteras interdepartamentales e intermunicipales pavimentadas), tráfico continuo.	0,30	Comparado con la anterior matriz de prioridad, conserva los pesos de cada componente
Vías Nacionales o Férreas	0,50	

Fuente: Normas NIO de construcción de oleoductos ECOPETROL S.A.

²⁰ Norma de construcción de oleoductos NIO-0901 Cruce de vías

9.3.5 Línea aérea o enterrada

En líneas enterradas la interacción suelo-tubería cobra mayor relevancia.

Tabla 24. Criterio estado de disposición de la tubería aérea o enterrada

Línea Enterrada	Calificación	Observaciones
NO	0,10	Líneas aéreas presentan un mayor grado de liberación de esfuerzos inducidos por cargas axiales y laterales. En líneas enterradas la consideración de interacción suelo-tubo son de mayor importancia.
SI	0,50	

Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Foto 18. Estado de afectación de los ductos aéreos cuando se construyen estructuras de accesos sobre estos



Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

10 CRITERIOS DE LA MATRIZ DE PRIORIZACIÓN

Los factores y componentes que se analizan en la matriz de prioridad se describen en la Tabla 25. La secuencia lógica que utiliza para la priorización de zonas con deformación por curvado y movimiento de la tubería dentro de la aplicación de la matriz, se describe en la Figura 23.

Se inicia con la evaluación del factor mecánico, debido a la alta probabilidad de falla asociada a los componentes involucrados, la sumatoria de sus componentes puede generar tres rutas así:

Ruta 1: Cuando la sumatoria de los componentes del factor mecánico es mayor o igual a 3.4 (≥ 3.4), el nivel de atención de la zona es de manera Inmediata.

Ruta 2: Cuando la sumatoria de los componentes del factor mecánico se encuentra entre 2.1 (incluido) y menor a 3.4 ($2.1 \leq X < 3.4$) se debe evaluar el factor geotécnico y si la sumatoria del factor geotécnico es mayor que 4 (>4) el nivel de atención de la zona es inmediata, pero, si la sumatoria del factor geotécnico es menor o igual que 4 (≤ 4) se deben evaluar los componentes del factor operativo y constructivo; si la sumatoria de sus componentes es mayor o igual que 4.25 (≥ 4.25) la atención de la zona es de manera Inmediata; pero, si la sumatoria de sus componentes es menor que 4.25 (< 4.25), la atención de la zona deberá iniciar y culminar en un plazo de 180 días.

Ruta 3: Cuando la sumatoria de los componentes del factor mecánico es menor que 2.1 (< 2.1) se debe evaluar el factor geotécnico, y si la sumatoria de sus componentes es mayor que 4 (>4) se deben evaluar los componentes del factor operativo y constructivo y si la sumatoria de sus componentes es mayor o igual que 4.25 (≥ 4.25) la atención de la zona es de manera Inmediata; pero, si la sumatoria de sus componentes es menor que 4.25 (< 4.25) la atención de la zona deberá iniciar y culminar en un plazo de 180 días; pero, si la sumatoria del factor geotécnico es menor o igual que 4 (≤ 4) se deben evaluar los componentes del factor operativo y constructivo y si la sumatoria de sus componentes es mayor o igual a 4.25 (≥ 4.25) la

atención de la zona deberá iniciar y culminar en un plazo de 180 días, pero si es menor que 4.25 (<4.25) la atención de la zona deberá realizarse a través de la implementación inmediata de un sistema de monitoreo.

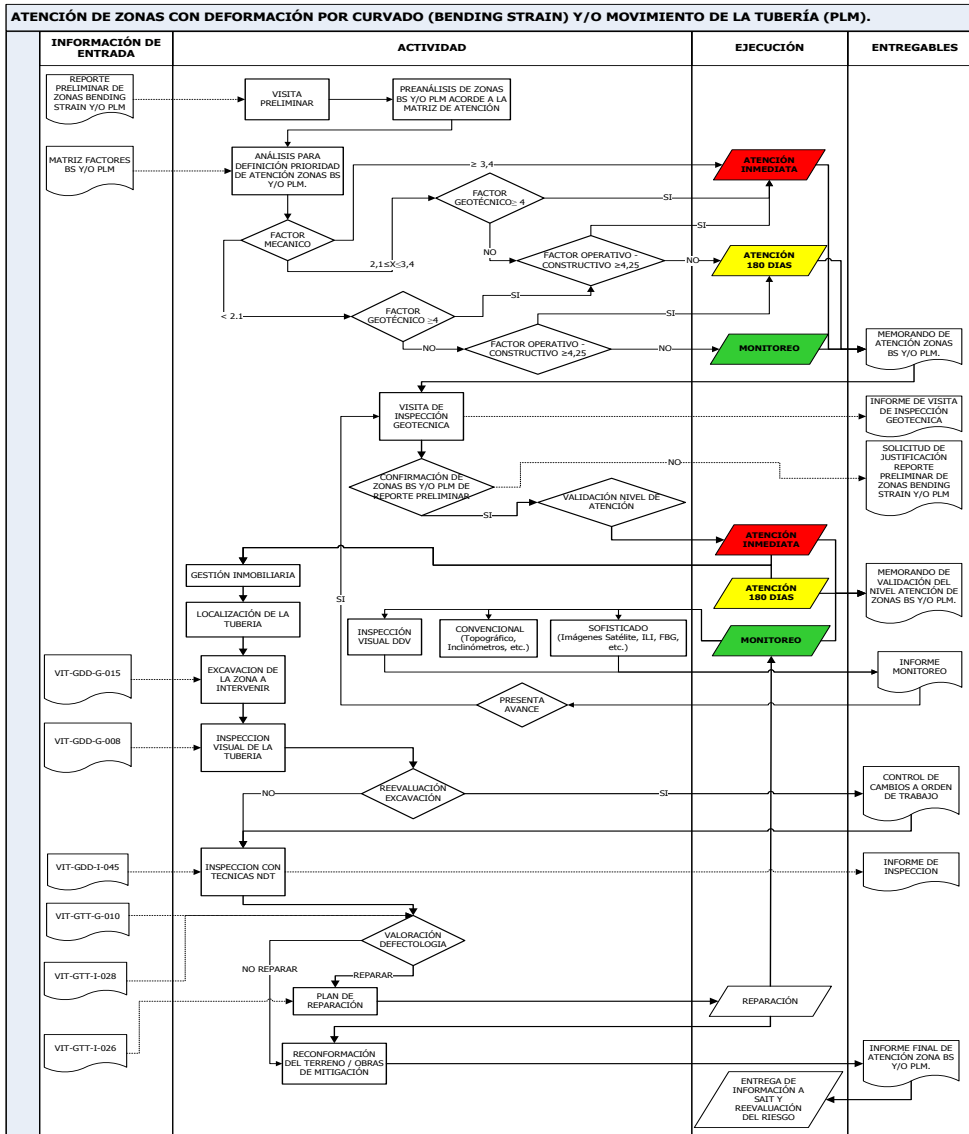
Tabla 25. Factores y componentes Matriz de Prioridad de Atención Bending Strain

Factor	Componente	Peso Ponderado	Peso de grupo	Clasificación	Prioridad de clasificación	Calificación
Geotécnico	Zona de susceptibilidad Geotécnica	100%	100%	Baja	1	1,00
				Media	2	2,00
				Alta	3	3,00
				Muy Alta	5	5,00
				NO	0	0,00
Mecánico	Distorsión de diámetro	100%	20%	Si identificadas por lo menos en dos corridas ILI y cuyas dimensiones se mantienen y están por debajo de los criterios VIT (no han evolucionado significativamente)	1	0,20
				Si, identificadas en la última inspección ILI y están fuera de los criterios de la VIT	5	1,00
	Perdidas de espesor		20%	NO	0	0,00
				Perdidas de espesor proyectado >50% y / o ERF>0.9	1	0,20
				Perdidas de espesor > 30% y cuyo cubrimiento circunferencial sea igual o superior al 25%	5	1,00
	Edad de la tubería (>20 años)		10%	NO	1	0,10
				SI	5	0,50
	Deformación por curvado		30%	0.125-0.250	1	0,30
				0.26-0.38	2	0,60
				0.39-0.500	3	0,90
				0.51-0.625	4	1,20
				> 0.63	5	1,50
	Interacción con curvas		10%	NO	0	0,00
				Curvas verticales u horizontales	1	0,10
				Curvas de construcción reportas en los esquemas del informe proveedor	5	0,50
	Curvatura en juntas		10%	NO	1	0,10
				SI	5	

Factor	Componente	Peso Ponderado	Peso de grupo	Clasificación	Prioridad de clasificación	Calificación
	circunferenciales					0,50
Operativo y constructivo	Anomalías de construcción y manufactura	50%	15%	NO	0	0,00
				Anomalías que están superiores a 2" de las juntas circunferenciales	1	0,08
				Defecto en soldadura	5	0,38
	Zonas Ubicadas en Cruces Subfluviales		25%	NO y corrientes menores	0	0,00
				Cruce de quebrada (corriente secundaria)	1	0,13
				Cruce subfluvial (corriente principal)	3	0,38
				Zonas inundada la mayor parte del año (esteros, ciénagas y pantanos) con suelos blandos en el fondo	5	0,63
	Zonas Ubicadas en Cruces de vías o férreas		20%	NO	0	0,00
				Vía secundaria (carreteras intermunicipales, vecinales y carreteras veredales con afirmado)	1	0,10
				Vías primarias / Urbanas (carreteras interdepartamentales e intermunicipales pavimentadas), tráfico continuo.	3	0,30
				Vías Nacionales o Férreas	5	0,50
	Línea Aérea o Enterrada		20%	NO	1	0,10
				SI	5	0,50
	Presencia de Accesorios		20%	NO	0	0,00
				válvulas y cheques	1	0,10
				parches, camisas, taps (reportes de ILI)	5	0,50
	Presión Interna generando Esfuerzo de anillo		40%	<20% SMYS	1	0,20
				>20% SMYS y <40% SMYS	3	0,60
				>40% SMYS	5	2,50
	Esquema de Operación		30%	continuo	1	0,15
operación intermitente		5		0,75		
Zona Cercana < a 20Km de Descarga	30%	NO	1	0,15		
		SI	5	0,75		

Fuente: elaboración propia

Figura 23. Procedimiento matriz de prioridad para la atención de zonas Bending Strain y Pipeline Movement



Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

11 ATENCIÓN Y SEGUIMIENTO DE LAS ZONAS BENDING STRAIN (DEFORMACIÓN POR CURVADO) Y/O PIPELINE MOVEMENT (MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA)

La atención de las zonas se divide en tres instancias: atención inmediata, atención a 180 días y monitoreo. La atención inmediata y a 180 días se realiza con una misma secuencia de pasos durante la atención, la única diferencia es el tiempo en el que se debe atender; por este motivo se tratara la atención y el seguimiento para atención inmediata y atención a 180 días de una misma manera.

El departamento O&M es el encargado de gestionar las atenciones de las zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería en las fechas establecidas según corresponda (Atención Inmediata, Atención a 180 días y monitoreo) en los memorandos de atención.

11.1 ATENCIÓN INMEDIATA Y A 180 DÍAS

Los siguientes son los principales pasos para realizar las intervenciones en de la forma adecuada.

11.1.1 Localización de la tubería

La localización de la tubería deberá tener en cuenta:

(1) realizar la localización de la zona con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería sobre el terreno, con localizador de tubería y equipos de posicionamiento global (GPS) preferiblemente de precisión submétrica; para ello se deben tener en cuenta las coordenadas reportadas en el informe del proveedor de la inspección ILI,

(2) una vez localizada la zona de atención reportada en el informe del proveedor de la inspección ILI, se debe adicionar como mínimo en longitud lo correspondiente a tres tubos (o 36 metros, la mayor longitud) aguas arriba y aguas abajo de la longitud reportada en el informe.

(3) Se deberá señalar el trazado de la tubería sobre el terreno con estacas o similares referenciadas (con estación de topografía) indicando en ellas la profundidad a la cual se encuentra la tubería, y

(4) Documentar lo anterior para poder generar planos comparativos de los vectores de desplazamiento de la tubería una vez finalizada la intervención.

11.1.2 Excavación de la zona a intervenir

La excavación debe realizarse progresivamente en segmentos de 6 metros de longitud, colocando testigos a lado y lado de la tubería. Se debe procurar que en cada junta quede un testigo que la señale.

Para el caso en el que la protección de las juntas soldadas sea a través de mangas termoencogibles, se debe verificar su posición final identificando si estas se encuentran desplazadas de su posición original y el revestimiento en mal estado (rayones, desprendimientos, etc.), amplíe la excavación propuesta hasta encontrar la tubería sin tensiones o indicaciones de movimiento.

Para el caso donde la protección de las juntas soldadas sea con productos diferentes a las mangas termoencogibles como revestimientos tipo ICAT, se hace necesario realizar una inspección visual identificando rayones o daños al revestimiento producto de la fricción entre el suelo y el tubo; de existir esta condición se debe considerar la opción de ampliar la excavación teniendo en cuenta otros factores como desplazamientos de la tubería al momento de retirar el suelo, indicadores de movimiento del terreno, entre otros.

En zonas potencialmente inestables donde la apertura de la zanja para la liberación de esfuerzos pueda activar y/o reactivar los movimientos del terreno, es necesario mitigar la amenaza en el área con obras de drenaje superficial y subsuperficial, y verificar con base en un análisis de empujes la pertinencia o no de alternativas de contención de la zona y/o de la zanja (entibados).

Una vez se tenga la tubería totalmente expuesta, se debe enumerar y contar cada soldadura circunferencial de acuerdo al sentido del flujo, la información mínima a

recopilar para cada soldadura circunferencial es: (1) abscisa, (2) coordenada de campo y (3) distancia de registro ILI. Así mismo, se deberá trazar el alineamiento final de la tubería después de liberar esfuerzos sobre el esquema de localización inicial referenciado (topografía), consignando los valores de vectores de desplazamiento del tubo al retirar la carga de suelo así: Se debe medir la longitud de cada tubo, los grados de las curvas y comparar esta información con las hojas de excavación extraídas el software del proveedor de la inspección ILI (tubo a tubo), con el objeto de definir si existe o no elongación de la tubería. Esta actividad también debe ser registrada mediante el apoyo de la topografía. Se deben llevar registros fotográficos del comportamiento de la tubería identificados durante el proceso de excavación y registros panorámicos de la intervención total.

Es necesario tener en cuenta que la recuperación del alineamiento o liberación de esfuerzos este considerado únicamente en el rango elástico, sin inducir esfuerzos adicionales a la tubería que alteren su capacidad para soportar deformaciones

Reducción de la presión de operación para la intervención de tramos Bending Strain y Pipeline Movement, con anomalías ILI (pérdidas de metal o/y distorsiones de diámetro interno) relevantes asociadas.

La reducción en la presión de operación se usa tanto como una medida temporal o en algunos casos permanente para reducir el riesgo. La reducción en la presión de operación es una acción mitigativa temporal, pero inmediata para reducir el riesgo hasta que un defecto sea evaluado después de la excavación, reparado o removido.

En algunos casos, el operador puede determinar que las consecuencias de una falla son lo suficientemente significativas para diseñar un nivel más alto de seguridad que el normalmente establecido por la norma ASME B31.4. Una reducción hasta el 80% en la presión de operación en el momento en que se identifica la anomalía puede proporcionar un beneficio similar a la prueba hidrostática, pero puede ser necesario un margen de reducción de presión más grande.

En la decisión de la magnitud en la reducción de la presión y el tiempo en que ésta aplica, el operador debería considerar entre otros los siguientes aspectos:

- a) Seguridad para el personal que va a intervenir la línea

- b) Presión hidráulica y condiciones de bombeo o de parada en el sitio de la anomalía
- c) Condiciones operativas (picos de presión en los últimos seis meses)
- d) Tipo de defecto (dependiente o no del tiempo)
- e) Validación de los resultados de la inspección
- f) Método de identificación de anomalías
- g) Posibles consecuencias ocasionadas por la falla de la anomalía
- h) Relación entre la presión calculada de falla en una anomalía y la presión operativa en el sitio de la anomalía

En cualquier caso el operador debe establecer un protocolo para la toma de decisiones en la reducción de presión.

11.1.3 Inspección visual de la tubería

Previo a la inspección visual, es necesario que el profesional de campo conozca el análisis de las correlaciones entre las zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería Vs anomalías ILI y las cartas de excavación tubo a tubo.

Se debe inspeccionar visualmente toda la tubería descubierta, midiendo las longitudes de tubería, los grados de las curvas, coordenadas GPS de cada junta y documentarlo; posteriormente se deben buscar las siguientes discontinuidades para valorar y reparar según corresponda:

- Presencia de distorsiones de diámetro (Abolladuras, Arrugas, ovalidades)
- Curvatura en juntas (High Low)
- Presencia de grietas o fisuras

En el Anexo B se describen los tipos de anomalías y sus causas, algunas de las cuales pueden estar asociadas a las zonas Bending Strain o Pipeline Movement.

Se deberá evaluar también el estado del recubrimiento por inspección visual a lo largo de la tubería expuesta y se debe llevar registro fotográfico de cada punto inspeccionado y de todas las anomalías encontradas.

11.1.4 Inspección con Técnicas NDT²¹.

En el Anexo C se describen las diferentes técnicas de inspecciones y reparaciones contempladas en el plan de gestión de integridad del operador.

La identificación de anomalías que deben ser evaluadas, para determinar si requieren reparación u otro tratamiento. En este anexo, se proporciona una guía para desarrollar estrategias de reparación, la cual no debería ser considerada como un resumen completo de todos los tipos de reparación, sino como una revisión de algunas de las técnicas usadas más frecuentemente en la industria, hoy día.

Se deben inspeccionar las soldaduras circunferenciales y longitudinales (Las soldaduras longitudinales se inspeccionaran a criterio del profesional de líneas) por medio de ensayos no destructivos de partículas magnéticas húmedas fluorescentes y ultrasonido para el cual se debe aplicar técnicas de adquisición de datos que dejen registro digital completo de toda la longitud de soldadura inspeccionada e incluyan software de visualización (TOFD, PHASED ARRAY). Esta inspección se debe realizar en todas las juntas expuestas (tramo enterrado), en el caso de las tuberías aéreas se inspeccionaran las juntas que a criterio del Profesional de líneas del departamento (O&M) sean seleccionadas.

Para la evaluación y valoración de las indicaciones halladas en la inspección visual del tramo examinado se debe emplear el documento VIT-GTT-G-010. Los resultados de la inspección de las anomalías de pérdida de metal o distorsiones de diámetro asociadas con las zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería, deben ser documentados por los Inspectores de UT y entregados al responsable de Mantenimiento de Línea al final de la jornada.

²¹ NDT: Nondestructive Testing (Ensayos no destructivos)

Anomalías originadas en los procesos de fabricación del acero o de la tubería que hubiesen sido sometidos a una prueba hidrostática a un nivel mínimo de 1,25 veces su presión de trabajo máxima no se considerará un defecto, a menos que el operador tenga razones para sospechar que la anomalía ha incrementado su tamaño por fatiga inducida por ciclos de presión o que por esta misma razón tienda a crecer, se debe remover o reparar.

11.2 ATENCIÓN POR MONITOREO

Dentro del proceso BS, se establecen las siguientes recomendaciones para zonas Bending Strain y Pipeline Movement cuyo nivel de atención es monitoreo:

- Zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y/o movimiento de la tubería PLM, que tienen un nivel de atención de Monitoreo, salvo que se indique lo contrario, se deberá generar inicialmente, por zona, un hallazgo geotécnico e incluirlo en la inspección visual del derecho de vía siguiendo las directrices del instructivo VIT-GTT-I-017. Adicionalmente a la información contenida en el formato de inspección visual al derecho de vía, se incluirá como mínimo la siguiente información básica: (1) Numero de la zona con deformación por curvado (BS) y/o movimiento de la tubería (PM), (2) Fecha de reporte por parte del contratista proveedor de la inspección ILI, (3) Coordenadas de inicio y fin incluyendo los tres tubos adicionales en ambos sentidos, (4) Hallazgo geotécnico identificado (deslizamiento, cárcava, grietas, etc.) si lo hay, (5) registro fotográfico.
- Adicional a la información básica el inspector línea o responsable del monitoreo deberá observar y documentar los cambios en (si los hay): (a) tensionamiento en: cuerdas de las cercas de alambre de púas, cuerdas de redes eléctricas, (b) inclinación de: árboles, postes de abscisado, postes de redes eléctricas, marcos H, soportes, barreras o pantallas piloteadas, (c) grietas o fisuras en: viviendas aledañas al DDV, terreno, canales, cunetas, vías, muros de contención, (d) abultamientos, asentamientos del terreno, cárcavas, (e) excesos de humedad, afloramientos de agua, lagos artificiales o naturales, cauces de quebradas, ríos, entre otros.

- Cuando se identifiquen grietas o indicaciones adicionales que se relacionen con procesos de inestabilidad geotécnica, se debe solicitar a PDI (P.ILI o P. GEOTECNIA) la visita de un especialista en geotecnia quien evaluara y definirá el nuevo nivel de atención o recomendaciones, para la zona de interés.
- Si la zona con deformación por curvado cuenta con visita de inspección geotécnica en el informe de dicha visita se expresara el tipo de monitoreo adicional (sensores FBG, inclinómetros, piezómetros, extensómetros, etc.), al de inspección visual al derecho de vía si se requiere.
- Los monitoreos deberán realizarse como mínimo por el periodo de un año, debidamente documentados con el objeto de tener trazabilidad completa y poder definir si el hallazgo se cierra o por el contrario continua en monitoreo o cambia de nivel de atención, esto de acuerdo con el resultado de dicho monitoreo. Al cumplir el año y después de haber reportado mes a mes el seguimiento, el profesional en geotecnia del Área deberá elaborar un informe final donde se incluya una línea de tiempo del estado de la zona BS/PM, enviándolo a los especialistas en geotecnia de GTA para su revisión y aprobación. El informe validado se cargará en ellipse para el respectivo cierre de la atención.
- Para las zonas con nivel de atención inmediata y 180 días, mientras se lleven a cabo la diligencia de permisos de predios y posibles ocupaciones de cruces para su intervención, se deben monitorear creando por zona un hallazgo geotécnico e incluirlo en la inspección visual recorrido de línea de sitios críticos y teniendo en cuenta las recomendaciones antes descritas.

Si en la zona con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería como resultado o recomendación de un profesional en geotecnia o un diagnóstico geotécnico, se indica que es necesario un monitoreo adicional al de inspección visual del derecho de vía, este deberá ser puesto en marcha de manera inmediata.

Este monitoreo pueden ser del tipo convencional (Topográfico, Inclinómetro, Piezómetro, etc.) o avanzado (Imágenes de Satélite, ILI, Sensores de fibra óptica, etc.); la frecuencia y duración del monitoreo estará sujeta a las recomendaciones del profesional que indicó dicho monitoreo o del resultado del análisis de los datos arrojados en cada inspección, sin embargo se considera como mínimo que el tiempo de monitoreo será de una año, si no se presentan avances significativos que afecten la integridad del ducto.

11.3 SEGUIMIENTO DE LA ATENCIÓN DE ZONAS CON DEFORMACIÓN POR CURVADO Y/O MOVIMIENTO DE LA TUBERÍA

El proceso ILI elabora la plantilla de seguimiento que es enviada a cada departamento para que en ella se consigne el avance de atención de cada zona. La información a reportar se encuentra en el formato VIT-GTT-F-195 “Formato-Plantilla atención de zonas con deformación por curvado (BS) en ductos”.

Una vez sea completada la información de la plantilla de seguimiento semanal, esta se debe hacer llegar al proceso ILI, para generar los reportes de correspondientes al indicador de la gerencia de activos.

11.3.1 Cierre de la atención a zonas con deformación por curvado y/o movimiento de la tubería.

La zona se considera 100% atendida cuando el departamento O&M haga entrega del informe final (VIT-GTT-F-197 “Formato para informe de atención de zonas con deformación por curvado (BS) y/o movimiento de tubería (PM)”) y sus anexos debidamente revisados y firmados al proceso ILI, quien revisara y avalara la debida atención e indicará las acciones a seguir.

12 SELECCIÓN DE SITIOS EN LA APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN BENDING STRAIN

Se seleccionan en primera instancia zonas Bending Strain donde la tubería transcurre por terrenos de nivel H o VH de susceptibilidad geotécnica.

12.1 CASO DE ESTUDIO 1. ZONA BENDING STRAIN No. 2 EN OLEODUCTO DE Ø 20" CON ANTECEDENTES DE SUSCEPTIBILIDAD GEOTÉCNICA

El presente informe corresponde a los resultados de los análisis complementarios de deformación por curvado realizado al interior del Proceso BS de la VIT, en la zona Bending Strain No. 2 vereda La Tamarana, sector Samoré Toledo del Oleoducto Caño Limón Coveñas (PCL)

La complementación del análisis se sustenta por los antecedentes y la evolución de la anomalía de distorsión de diámetro, reporte del proveedor de inspección ILI de los años 2009 y 2012. La anomalía en referencia en ILI 2009 se reportó de 2.4% y en ILI 2012 del 3.3%, posterior inclusión en los memorandos enviados a PCL.

Durante la atención de la zona Bending Strain en agosto de 2013, se inspecciona la ovalidad encontrando que la distorsión real es $> 6\%$ y aunada a otra de menor porcentaje. Buscando la causa de la formación de estas anomalías se procede a ampliar el análisis de deformación por curvado, con base en la Data XYZ de ILI 2009 y 2012 con el fin de evidenciar cambios en el alineamiento y deformaciones en la tubería en la ladera aguas abajo (sentido norte). Efectivamente, el análisis confirma movimiento horizontal / vertical en este tramo de tubería adicional.

12.1.1 Antecedentes

- **Inspección anomalía diámetro interno reportada por ILI 2009**

En el año 2009 se inspeccionó anomalía de diámetro interno ovalidad del 2.4% posible arruga reportada por el proveedor ILI:

Tabla 26. Información de anomalías reportadas en ILI 2009 en caso de estudio 1

Distancia ILI (m)	Coordenadas	Descripción evento y resultados inspección
2500,84 m	N 07° 04' 16.933" W 72° 15' 31.829"	Reporte: ovalidad 2.4%. Posible arruga (L= 2026 mm). Resultado de la inspección: Se encontró anomalía no relevante, dentro de norma. Se liberaron esfuerzos y se construyeron obras de mitigación

Fuente: Departamento O&M del Oleoducto Caño Limón Coveñas

Foto 19. Estado de alineamiento de la tubería al retirar la carga del terreno, caso de estudio 1



Fuente: Departamento O&M del Oleoducto Caño Limón Coveñas

- Desarrollo de las actividades de inspección

Se efectuó el dimensionamiento de la anomalía geométrica tipo ovalidad presente en la curva de la tubería del oleoducto Caño Limón-Coveña en el KP 139+910 con los siguientes resultados:

Diámetro nominal de tubería: 508 mm (20")

Perímetro nominal: 1595.92 mm

Perímetro medido: 1610 mm

Diámetro máximo: 512 mm

Diámetro mínimo: 503 mm

Porcentaje de ovalidad: 1.76 %

De acuerdo con ASME B 31.4 en el numeral 451.6.2.8 para el porcentaje de ovalidad calculado no se requiere reparación de la tubería. (Fuente: Informe de inspección Tecnicontrol S.A. Febrero 2010)

- **Inspección visual en recorridos de línea:**

Enero 24 de 2011. Descripción del problema: KP 139+900 “Obra destruida, formación de grietas en la corona de antiguo deslizamiento”

Foto 20. Estado del terreno en la influencia caso de estudio 1



Fuente: Departamento O&M del Oleoducto Caño Limón Coveñas

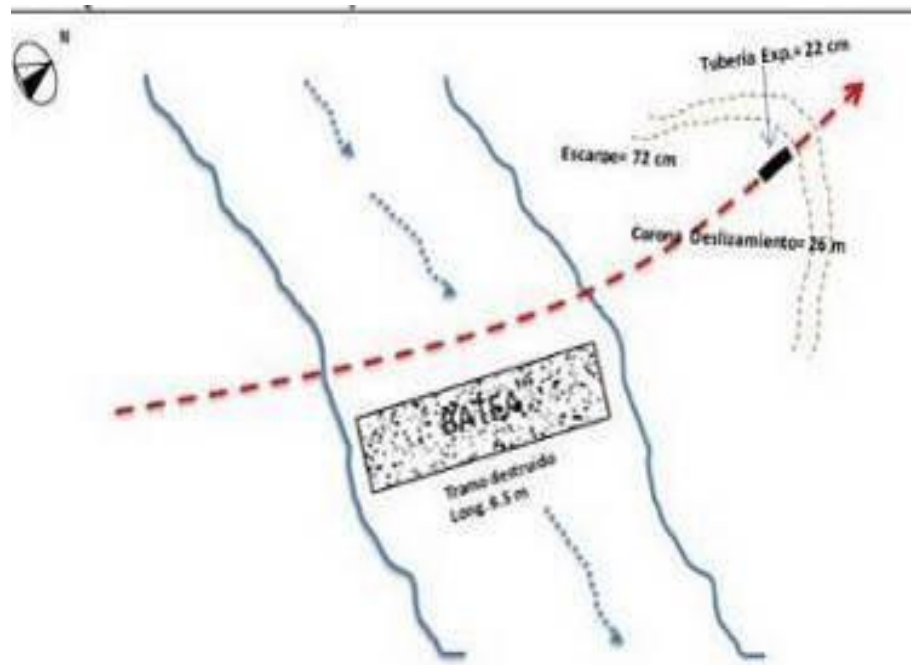
16 enero 2013: “Cruce de la quebrada La Tamarota KP 139+850: “Socavación del fondo en el cruce de la Quebrada Tamarota sobre la margen Izquierda. Este problema ha dado origen a la destrucción de parte de la batea que sirve de sedimentador aguas abajo del eje del tubo. Long: 6.5 m Ancho: 1.50 m H: 1.40 m.

Sobre la margen norte, a 45 m la quebrada se encuentra una corona de deslizamiento transversal al eje de la línea cuya longitud es de 24m, escarpe de 72 cm y presenta una longitud de 22 cm de tubería expuesta; se observan algún saco-suelo deteriorado. Sin novedad con respecto a la inspección anterior”.

21 de mayo de 2013: “Socavación del fondo en el cruce de la Quebrada Tamarita sobre la margen Izquierda. Este problema ha dado origen a la destrucción de parte de la batea que sirve de Sedimentador Aguas abajo del eje del tubo. Long: 6.5 m Ancho: 1.50 m H: 1.40 m.

Sobre la margen norte, a 45 m la quebrada se encuentra una corona de deslizamiento transversal al eje de la línea cuya longitud es de 24m, escarpe de 72 cm y presenta una longitud de 22 cm de tubería expuesta; se observan algunos saco-suelo deteriorados. Se colocaron 6 estacas en la parte superior del deslizamiento, ubicadas a una distancia de 1m para su respectivo monitoreo”.

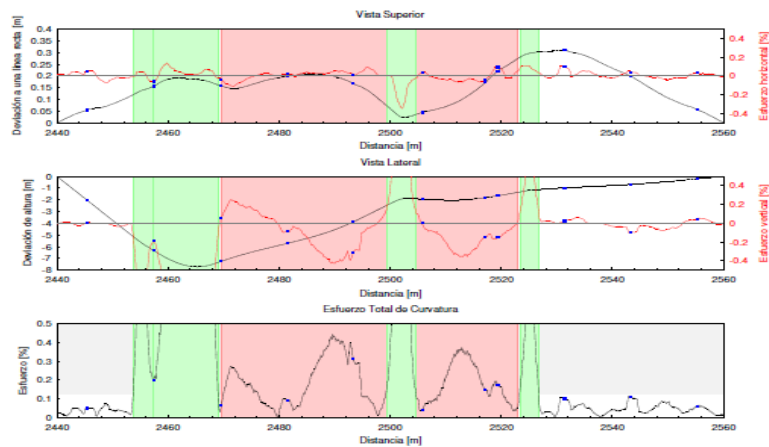
Ilustración 2. Alineamiento de la tubería en el cruce de la quebrada La Tamarota.



Fuente: Departamento O&M del Oleoducto Caño Limón Coveñas

Ilustración 3. Reporte de zona Bending Strain por el Proveedor ILI en Caso 1

Anomalia No.	2		
Anomalia	esfuerzo de curvatura		
Distancia inicial	2469.500 m		
Distancia final	2523.000 m		
Longitud (redondeada)	54 m		
Valor Max. del esfuerzo	0.44 %		
Direcci3n del esfuerzo	variada		
Coordenadas iniciales	W 72° 15' 31.534"	N 7° 4' 16.099"	H 994
Coordenadas finales	W 72° 15' 32.076"	N 7° 4' 17.532"	H 1019
Comentario	esfuerzo vertical entre curvas, combinado con curva		

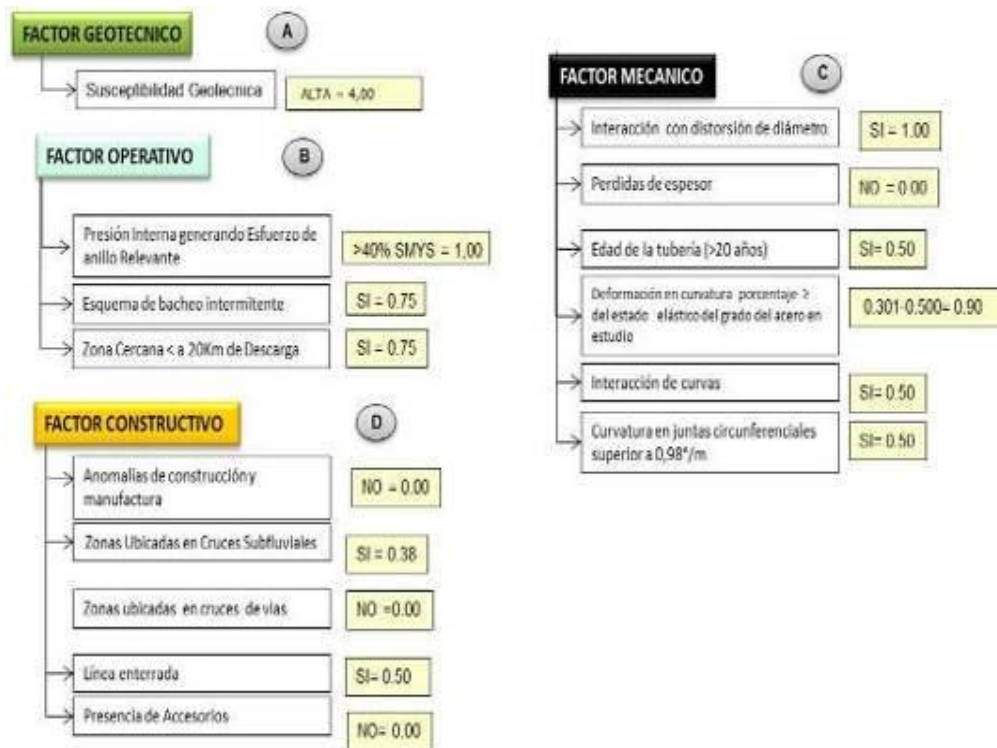


Fuente: Rosen Europe BV

- **Resultado de la aplicaci3n Matriz de Prioridad de Atenci3n zonas Bending Strain:**

Nivel de atenci3n zonas Bending Strain, resultado de evaluaci3n taller con la participaci3n de los profesionales Proceso ILI y del Departamento de O&M de Caño Lim3n Coveñas (PCL).

Ilustración 4. Calificación de cada uno de los factores que componen la Matriz de Prioridad para definir el nivel de atención



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 27. Resultados del análisis con Matriz de Prioridad de Atención caso de estudio 1

Σ FACTOR MECÁNICO	≥ 3.4 ∴ ATENCIÓN INMEDIATA	
FACTOR GEOTECNICO	≥ 4.0 ALTO (SUSCEPTIBILIDAD) ∴ ATENCIÓN INMEDIATA	
Σ FACTOR OPERATIVO + CONSTRUCTIVO	< 4.25 ∴ CONSERVA EL NIVEL DE ATENCIÓN INMEDIATA	
NIVEL DE ATENCIÓN FINAL	INMEDIATA. LAS CONDICIONES MECÁNICAS Y DE SOSCEPTIBILIDAD GEOTECNICA DEFINEN LA ATENCIÓN, LO CUAL ES CONGRUENTE CON LOS ANTECEDENTES DE FUERZA EXTERNA QUE HA PRODUCIDO ANOMALÍAS DE DIÁMETRO INTERNO REPORTADAS POR LAS DONS INSPECCIONES ILI.	

Fuente: Elaboración propia

12.2 ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

En la visita preliminar en el mes de abril de 2013 se determinó no incluir el cruce en la atención de la zona BS, hasta obtener los resultados del estado mecánico de la tubería durante la intervención de la zona BS # 2.

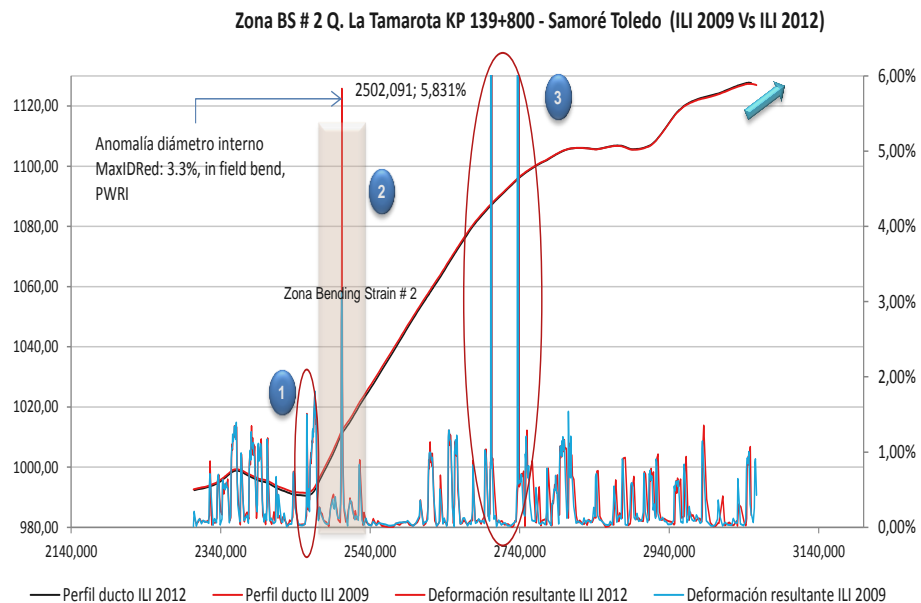
Teniendo en cuenta del incremento de la arruga ILI y la presencia de otra, se acordó ampliar el análisis de deformación por curvado en la ladera sentido norte.

El resultado del análisis: en la ladera existen dos curvas combinadas de construcción, a 230 metros de la margen de la quebrada, donde una de ellas ha sufrido un ligero cambio en su desarrollo horizontal como se muestra en las gráficas 3 y 4.

Donde:

- Punto 1: Tubería cruce Q. Tamarota KP 139+800 Distancia ILI 2459,51 m (N 07° 04' 15.833"; W 72° 15' 31.418")
- Punto 2: Zona Bending Strain # 2, con 0.44% de deformación por curvado, longitud recomendada por el contratista ILI a atender 54 m. El proceso ILI recomienda adicionar en la atención 3 tubos aguas arriba y abajo.
- Punto 3: Curvas horizontales de construcción. En la segunda se observa cambio en su desarrollo grados horizontales, al comparar la información XYZ Data de las dos inspecciones ILI. A 230 metros de la margen de la quebrada, cubriendo la zona Bending Strain
- En ILI 2009 se reporta en las distancias 2734,26 m y 2738,99 m -anomalías de manufactura 10% y 11% anomalía de soldadura longitudinal /indic.adic., en el cuerpo de la segunda curva de construcción referenciada.

Ilustración 5. Perfiles altimétricos de la tubería y de deformaciones resultantes con base en ILI 2009 y 2012



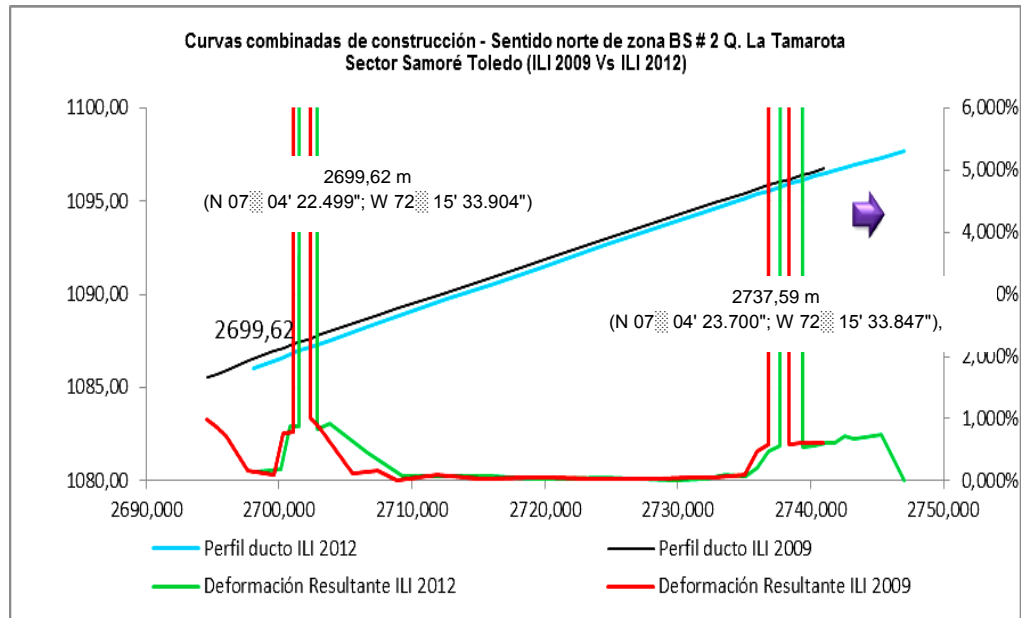
Fuente: Elaboración propia

En la Ilustración 5 se presenta el detalle, perfil altimétrico de la tubería ILI 2009 y 2012 y los perfiles de deformaciones resultantes tramo de las curvas de construcción horizontales.

Por ser curvas de construcción horizontales, el valor de las deformaciones es muy altas, propias de la curvatura, y por lo tanto se sale de la escala establecida hasta + 6%. Estas curvas actúan como concentradores de esfuerzos en altas pendientes (especie de llaves).

Se observa ligero movimiento de la tubería al comparar los perfiles altimétricos ILI 2009 y 2012, correspondientes a la ladera norte donde se localizan las dos curvas de construcción.

Ilustración 6. Perfiles altimétrico de la tubería y de deformaciones por curvado tramo de las curvas de construcción en la ladera



Fuente: Elaboración propia

- **Observación:**

Por la posición de las arrugas, es posible que sean el resultado de movimientos geotécnicos lentos en la ladera en sentido norte llegando a la corona, donde se localizan las dos curvas de construcción horizontales referenciadas en la Ilustración 6.

- **Recomendación:**

Realizar visita e inspección visual en la zona de la ladera. Tomar como referencia, la primera curva se ubica en la distancia ILI 2699,62 m (N 07° 04' 22.499\"; W 72° 15' 33.904\""); la segunda curva se ubica en la distancia ILI 2737,59 m (N 07° 04' 23.700\"; W 72° 15' 33.847\"), la cual presenta ligero cambio en su alineamiento, comparando las dos inspecciones ILI y anomalías de manufactura no relevantes en soldadura longitudinal.

La longitud de la tubería analizada es de 230 metros, tomando punto de inicio la margen de la quebrada y cubriendo la longitud de la zona BS # 2 (L= 60 m)-

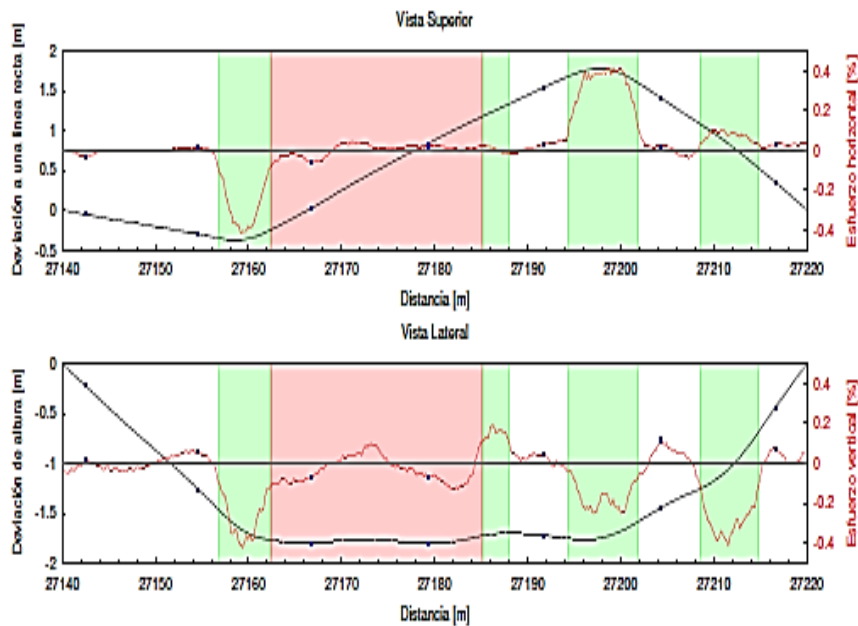
Las acciones a implementar deben realizarse con base en las directrices o recomendaciones de los Especialistas de Geotecnia del Departamento de Integridad VIT.

12.3 CASO DE ESTUDIO 2. ZONA BENDING STRAIN # 12 EN POLIDUCTO DE Ø 16”.

La evaluación a la tubería en este tramo, mostraba una indicación de deformación por curvado, en una zona de alta susceptibilidad geotécnica (H).

Ilustración 7. Reporte de zona Bending Strain por el Proveedor ILI en Caso 2

Anomalia No.	12		
Anomalia	esfuerzo de curvatura		
Distancia inicial	27162.401 m		
Distancia final	27185.000 m		
Longitud (redondeada)	23 m		
Valor Máx. del esfuerzo	0.14 %		
Dirección del esfuerzo	vanada		
Coordenada inicial	W 73.71968186	N 6.00011763	H 2149
Coordenada final	W 73.71948652	N 6.00017556	H 2151
Comentario	esfuerzo vertical entre curvas		



Fuente: Rosen Europe BV

Foto 21. Área de influencia zona Bending Strain caso de estudio 2



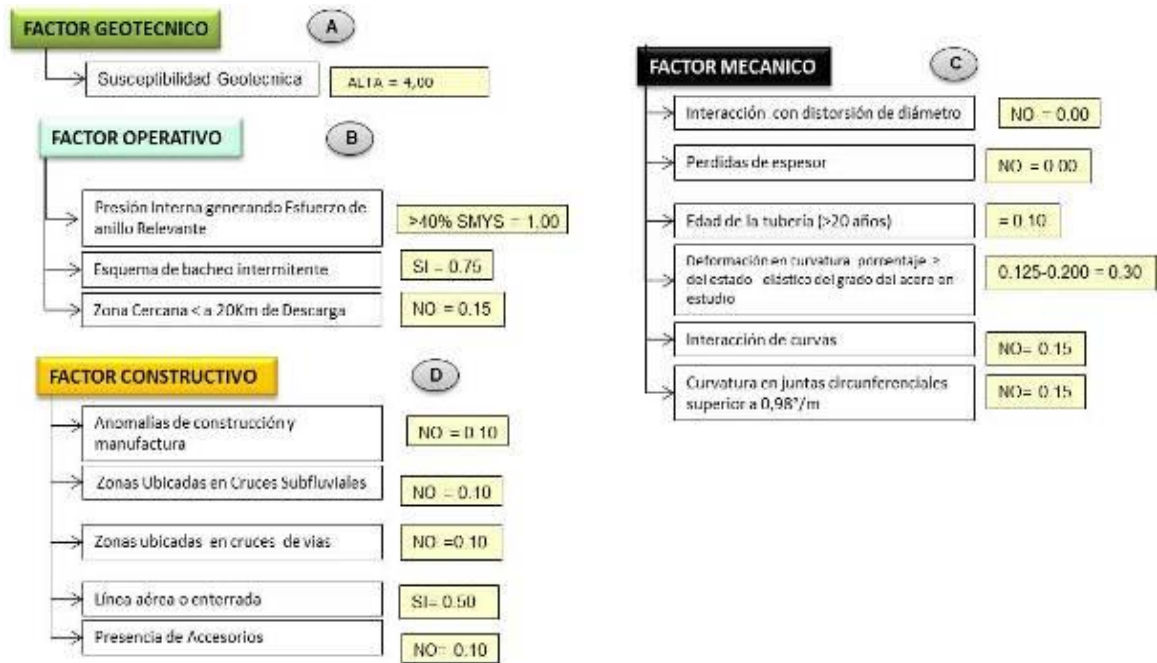
Fuente: Proceso ILI Departamento de Integridad de Ductos y Offshore de la VIT

Registro fotográfico, zona de influencia donde al liberar la tubería el material se deforma llegando al estado de estricción, es decir, no recupera su alineamiento.

El porcentaje de deformación era “bajo”, razón por la cual fue necesario correlacionar los demás componentes de los factores geotécnico, mecánico y operativo + constructivo, con el fin de definir la necesidad de intervención.

La visita al sitio con el experto, permitió establecer la procedencia de la deformación del ducto y también definir los límites reales de excavación, recomendación a los profesionales del área de la metodología para la intervención, con miras a evitar la falla por pandeo del ducto.

Ilustración 8. Resultado de la aplicación de la Matriz de Prioridad de Atención zonas Bending Strain. Caso de estudio 2



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 28. Resultados del análisis con Matriz de Prioridad de Atención caso de estudio 2

Σ FACTOR MECÁNICO	0.70 < 2.95 ∴ ATENCIÓN MONITOREO	
FACTOR GEOTECNICO	4.0 ALTO (SUSCEPTIBILIDAD) ∴ ESCALA A ATENCIÓN A 180 DÍAS	
Σ FACTOR OPERATIVO + CONSTRUCTIVO	2.7 < 3.1 ∴ CONSERVA EL NIVEL DE ATENCIÓN 180 DÍAS.	
NIVEL DE ATENCIÓN FINAL	180 DIAS. LAS CONDICIONES MECÁNICAS DEFINIRÍA ATENCIÓN CON MONITOREO (INSPECCIÓN VISUAL EN RECORRIDO DE LÍNEA, TOPOGRÁFICO, CON INSTRUMENTOS) SIN EMBARGO LA SUSCEPTIBILIDAD GEOTÉCNICA ALTA PERMITE ESCALAR LA ATENCIÓN E INTERVENIR PARA EVALUAR LAS CONDICIONES DEL DUCTO	

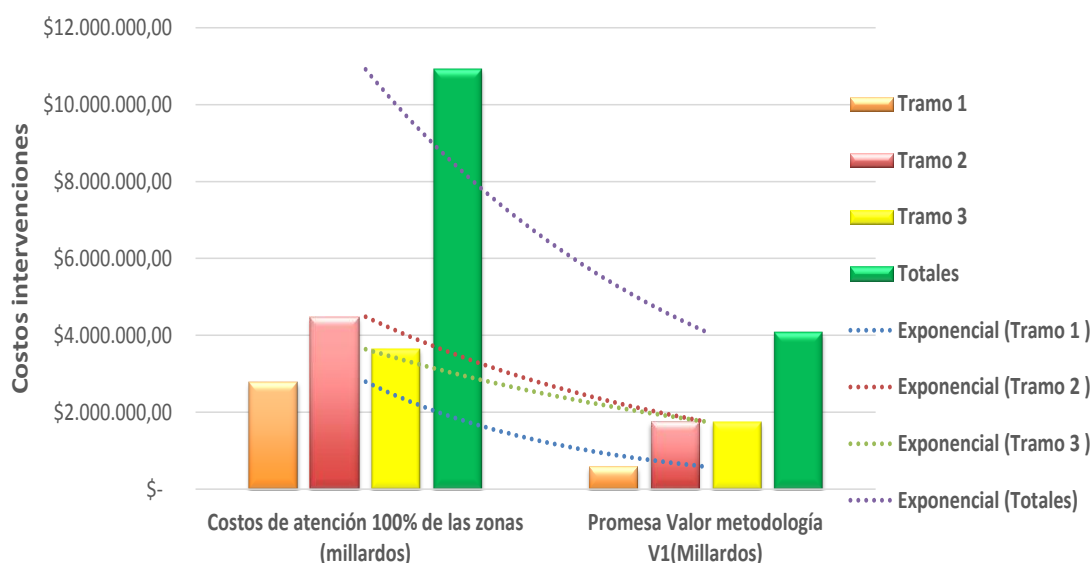
Fuente: Elaboración Propia

13 BENEFICIOS DE APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDAD DE ATENCIÓN ZONAS BENDING STRAIN

- Permite evaluar la condición mecánica de la tubería y programar las actividades de mitigación para las áreas con deformación considerable o movimiento significativo.
- Permite a través de la combinación de varios parámetros geológico-geotécnicos la identificación de procesos de remoción en masa con la capacidad de afectación del ducto que a simple vista no son evidentes.
- Prolongar la vida útil de los activos.
- Aseguramiento de la operación limpia (Barriles limpios transportados), obteniendo sistemas confiables.
- Mejora continua basados en la relación costo beneficio, aportando a la meta 1.300.000 barriles limpios transportados.

Estímulo a las políticas del buen vecino y medioambiental.

Grafica 1. Costos promedio de atenciones zonas Bending Strain en sitios de muy alta (VH) inestabilidad geotécnica

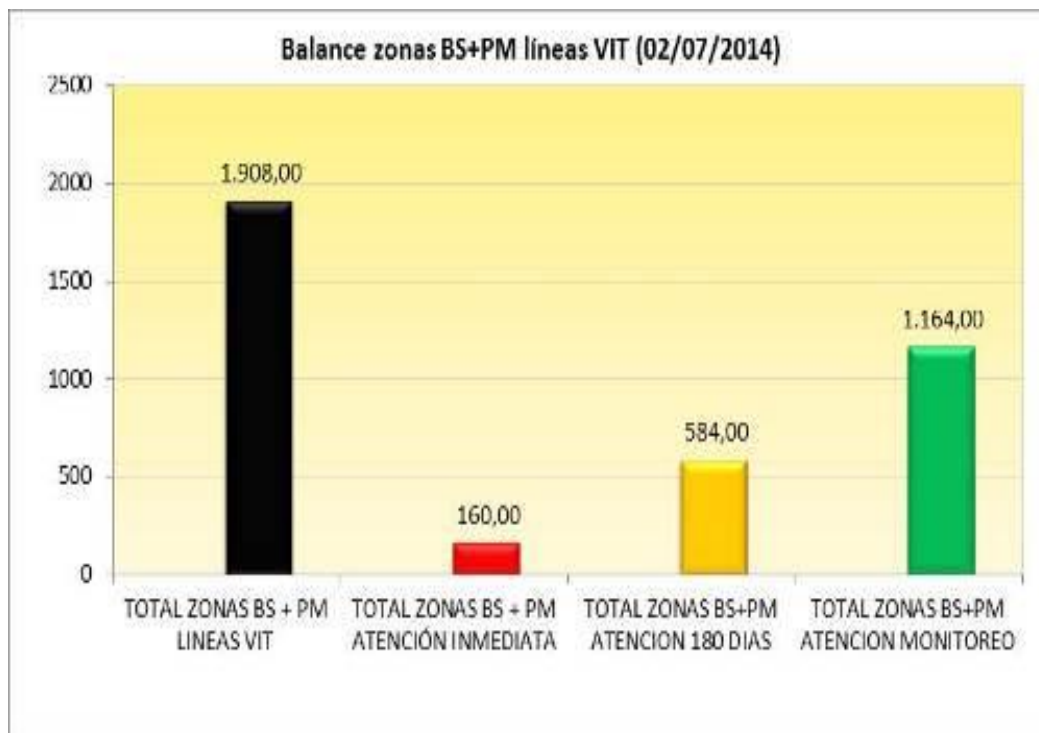


Tramo	Costos de atención 100% de las zonas (millardos)	Promesa Valor metodología V1(Millardos)	Disminución de costos (Millardos)	%
Tramo 1 (Ø 18") L= 54.00 km	\$ 2.795.000,00	\$ 585.000,00	\$ 2.210.000.00	20.93
Tramo 2 (Ø 20") L= 53.00 km	\$ 4.485.000,00	\$ 1.755.000,00	\$ 2.730.000.00	39.13
Tramo 3 (Ø 18"/20") L= 94.00 km	\$ 3.640.000,00	\$ 1.755.000,00	\$ 1.885.000.00	48.21
Totales (en 200 km)	\$ 10.920.000,00	\$ 4.095.000,00	\$ 6.825.000.00	37.50

Fuente: Elaboración propia

El análisis con la matriz de prioridad de atención zonas Bending Strain y Pipeline Movement, ha permitido que se atienda lo prioritario. Aproximadamente el 60% son zonas que se deben mantener en monitoreo sin tener que realizar intervenciones directas. Ver la Gráfica 7.

Gráfica 2. Balance de zonas Bending Strain + Pipeline Movement por tiempos de atención.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 29. Inventario zonas Bending Strain y Pipeline Movement en líneas de la VIT a Julio 2014

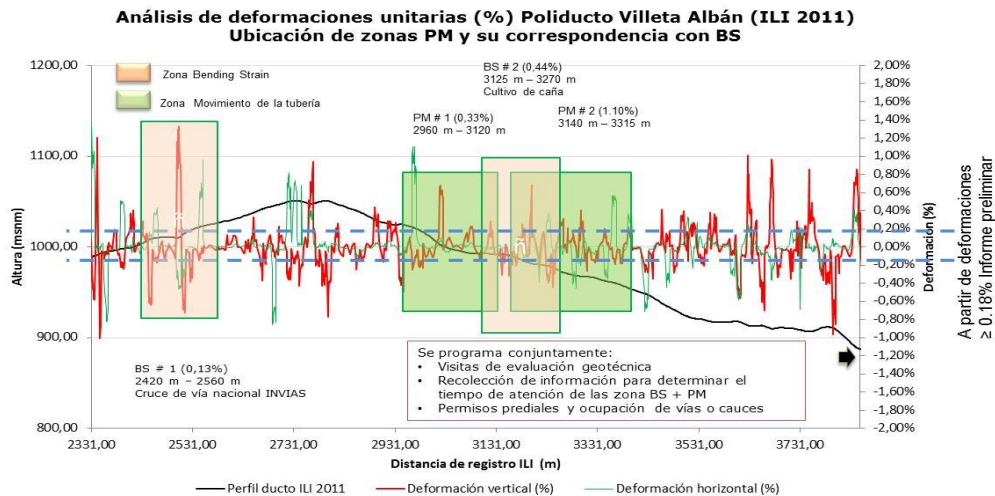
TOTAL ZONAS BS + PM LINEAS VIT	1.908,00	100%
TOTAL ZONAS BS + PM ATENCIÓN INMEDIATA	160,00	8,40%
TOTAL ZONAS BS+PM ATENCION 180 DIAS	584,00	30,60%
TOTAL ZONAS BS+PM ATENCION MONITOREO	1.164,00	61,00%

Fuente: Elaboración propia

En el Anexo A se proponen los indicadores de medición en la atención de las zonas Bending Strain y Pipeline Movement, dentro del mantenimiento preventivo en las líneas de transporte de hidrocarburos.

Al integrar las zonas Bending Strain con Pipeline Movement y anomalías ILI relevantes (corrosión y distorsiones de diámetro interno), permite estructurar los planes de acción semestrales, solicitando los permisos inmobiliarios, algunas veces ocupaciones de vías o cuerpos de aguas y atender conjuntamente evitando el reproceso de intervenir el mismo sitios en más de dos oportunidades. Ver grafica 8:

Grafica 3. Integración de anomalías ILI y Bending Strain en la evaluación de costo beneficio



Fuente: Elaboración propia

14 SINERGIA CON OTROS PROCESO DE LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE (VIT)

A continuación se listan los procesos con los cuales es fundamental la sinergia, con el fin de realizar los planes de acción del programa de integridad de ductos:

- Departamentos O&M: Talleres de divulgación BS; acompañamiento visitas a zonas BS casos especiales
- Geotecnia
- Subproceso ILI (anomalías)
- Continuidad operativa
- Fatiga
- Corrosión externa e interna
- Ejecución ILI
- Sostenibilidad – SIGVIT
- Daños por terceros
- Proyectos variantes
- Planeación
- RBI

15 ESTRATEGIA INTEGRAL

Para dar manejo a esta amenaza se propone una estrategia orientada a mitigar la afectación de la integridad del sistema.

- En el Planear:
 - Conocimiento de los profesionales de mantenimiento de la normatividad: Plan de Manejo Ambiental, MGID, API 1160, ASME B31G (modificado), etc.
 - Mapa de susceptibilidad geotécnica de cada uno de los sistemas.
 - Ficha geotécnica de cada sitio donde se producen los fenómenos de deslizamiento, erosión y socavaciones.
 - Modelo de riesgo operacional.
 - Objetivos y metas.

- En el Hacer:
 - Acciones específicas, análisis de riesgo, que permita la atención rápida.
 - La implementación de mantenimiento preventivo, atención oportuna a los hallazgos reportados en los recorridos de línea y recomendaciones de los especialistas, etc.
 - Redefinición tipo de inspección ILI, de acuerdo a la necesidad de cada sistema.
 - Reportes externos: Ingeominas, IDEAM.
 - Ubicación de la información y conservación de la documentación en CIT al alcance y consulta de todos.
 - Alineamiento de la información con las otras amenazas en especial clima y fuerzas externas, en la plataforma de SIG VIT.
 - Ajuste de programas de monitoreo topográfico e instrumentado.

- En el verificar:

- Evaluación de cumplimiento de normas, metas, planes de acción y presupuesto.

16 CONCLUSIONES

- La Aplicación de la Matriz de Prioridad involucra de manera conjunta los factores Geotécnicos, Mecánicos, Operativos y Constructivos lo que permite identificar de manera asertiva zonas susceptibles a la falla y categorizar los tiempos de atención para las mismas.
- Con los análisis se permite establecer los niveles de atención Inmediata, 180 días y monitoreo, este último llegando a representar más del 50%, disminuyendo el número de zonas a intervenir. En consecuencia se obtiene una optimización de los recursos asignados para la atención y mejor planeación de las actividades de mantenimientos preventivos a lo largo de las franjas del derecho de vía (DDV), en especial aquellas que transcurren por áreas de alta consecuencia, con características diversas de geología, topografía, hidrología, entre otras.
- El Bending Strain y Pipeline Movement son procesos muy dinámicos, componentes importantes de la amenaza de clima y fuerzas externas, los cuales escalan a niveles superiores de riesgo cuando hay asociados factores mecánicos, operativos y constructivos.
- La oportuna atención de dichas zonas, la mayoría de veces se ve afectada por factores que retrasan o imposibilitan las verificaciones en campo, algunos de estos factores son la ubicación geográfica, gestión social e inmobiliaria y disposición de recursos para mantenimiento.

17 RECOMENDACIONES

- La estrategia propuesta debe enmarcarse dentro de un programa de evaluación continua, por lo tanto, la trazabilidad de los sucesos se debe recopilar y documentar a lo largo del tiempo.
- Debido al alto número de zonas identificadas por los análisis de deformación por curvado, se recomienda verificar en campo dicha condición, para establecer actividades de mitigación de concentradores de esfuerzo, tales como obras de contención de terrenos, excavaciones locales y generales para liberación de esfuerzos en la tubería y pruebas no destructivas a los componentes mecánicos de la tubería (cuerpo de tuberías y juntas soldadas).

BIBLIOGRAFIA

- ECOPETROL S.A. Departamento de Integridad de Línea. Informes de diagnósticos geotécnicos, sector Samoré Toledo, Oleoducto Caño Limón Coveñas, 2013
- ECOPETROL S.A. ECP-DHS-I-024. Análisis de Riesgo V6, 2012. Departamento de Integridad de líneas y Tanques de la Vicepresidencia de Transporte VIT, 2012
- ECOPETROL S.A. Informes de recorridos línea Sector Samore Toledo, Oleoducto Caño Limón Coveñas, 2012 y 2013
- ECOPETROL S.A. Mantenimiento Preventivo Líneas y Tanques de la VIT, regulaciones y normas aplicables. Departamento de Integridad de Línea y Tanques, 2012
- ECOPETROL S.A. Modelo MGID. Departamento de Integridad de líneas y Tanques de la Vicepresidencia de Transporte VIT, 2006
- ECOPETROL S.A. Proceso ILI. Análisis alineamiento tubería cruce Q La Piazoleta KP 149+400 /900 , 2013
- GALVIS, Adriana y GUERRERO, Dagoberto. Metodología para la zonificación de corredores de Oleoductos. Proyecto de grado de la facultado de ingeniería civil UAN. Marzo de 2000.
- GARCIA Manuel I.C., MSCE. Geotecnia en derechos de vía de ductos de petróleo y gas. Normas y Estándares de geotecnia en Colombia. ARPEL 2012.
- NIEVES CARLOS HUMBERTO. Magister Ingeniero Mecánico (UIS). Proyecto “Evaluación experimental y computacional de abolladuras generadas por cargas explosivas en oleoductos”. Año 2009.
- NTC NORMA TECNICA COLOMBIAN. Gestión de Integridad para sistemas de transporte de líquidos peligrosos. Documento en estudio. Año 2006.
- ROSEN EUROPE BV. BS_Report_Example, 2009
- ROSEN EUROPE BV. Informes Bending Strain. 2012 y 2013
- ROSEN EUROPE BV. Informes de inspecciones en línea (ILI) Sector Samore Toledo, Oleoducto Caño Limón Coveñas, 2009 y 2012

- TORRES, Camilo Eliecer. Procedimiento para la priorización de atención de zonas con deformación por curvado (Bending Strain) y movimiento de la tubería (Pipeline Movement) reportadas por ILI para las líneas de transporte de hidrocarburos en ECOPETROL S.A. Septiembre 2013.
- ZAPATA, Dario. Estrategia Gerenciamiento Inspección de ductos con herramienta inteligente (ILI). Vicepresidencia de Transporte Ecopetrol S.A. 2007.

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: INDICADORES DE MEDICIÓN MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN ATENCIÓNES ZONAS BENDING STRAIN

A.1. Cumplimiento de atenciones zonas Bending Strain y Pipeline Movement

A.1.1. Definición

La evaluación del programa debe ser realizada de forma continua, por lo tanto, la información se debe recopilar y documentar a lo largo del tiempo.

Evaluar el cumplimiento de las atenciones de las zonas en atención de acuerdo al siguiente tipo y a la Figura 23.

- (1) Tipo 1: aquellas zonas cuyo peso por factor mecánico sea ≥ 3.40 , por susceptibilidad geotécnica ≥ 4.00 (H o VH) y los factores operativo y constructivo sean ≥ 4.25 .

El tiempo de atención es de 180 días (seis meses). Nota: En el tiempo de planeación y gestión de permisos prediales, ocupación de cauces, de vías, entre otros, se recomienda incluirlas en monitoreo por inspección visual del DDV o por instrumentos de acuerdo a las directrices de los especialistas en geotecnia.

- (2) Tipo 2: aquellas zonas cuyo peso por factor mecánico sea $2.10 \leq X \leq 3.40$, el factor de susceptibilidad geotécnica sea ≥ 4.00 (H o VH) y los factores operativo y constructivo sean ≤ 4.25 .

El tiempo de atención es de 365 días (12 meses). Nota: En el tiempo de planeación y gestión de permisos prediales, ocupación de cauces, de vías, entre otros, se recomienda incluirlas en monitoreo por inspección visual del

DDV o por instrumentos de acuerdo a las directrices de los especialistas en geotecnia.

- (3) Tipo 3: Aquellas zonas cuyo peso por factor mecánico sea < 2.10 , susceptibilidad geotécnica < 4.0 y factores operativo y constructivos < 4.25 . El tiempo de atención es de 365 días (12 meses) en monitoreo por inspección visual del DDV u otro método recomendado por el especialista en geotecnia.

Puede medirse por cada tipo y en forma global para todo el proceso.

A.1.2. Fórmula

$$\text{Cumplimiento atención Tipo} = \frac{OTEjec}{OTProg} \times 100$$

Definiciones:

OT Ejec: Orden de Trabajo Ejecutada

OT Prog: Orden de Trabajo Programada por Planeación de Integridad

A.1.3. Frecuencia de medición

Mensual para cualquiera de los Tipos 1, 2 y 3. Para el Tipo 3 zonas en atención monitoreo, se debe crear una OT mensual en la inspección visual del DDV durante un año.

A.1.4. Fuente de la Información

Departamentos O&M de la Vicepresidencia de Transporte (VIT) y posterior socialización a los profesionales proceso Bending Strain por parte de los profesionales de Planeación de Integridad. Herramienta utilizada Ellipse.

A.1.5. Responsables de Indicador

Líder de Planeación de la Gerencia Técnica de Activos (GTA) de la VIT.

A.1.6. Meta

90% atención zonas Tipo 3 y 80% atención zonas Tipo 1 y 2.

Justificación de la Meta: Las zonas en atención monitoreo Tipo 3 se atienden durante los recorridos de línea.

El 60% para atenciones zonas Tipo 1 y 2 pareciera bajo pero es justificable si se tiene en cuenta que las intervenciones dependen de la gestión de predios, ocupaciones de cauces, vías y seguridad física.

A.1.7. Certeza de los diagnósticos con matriz de prioridad de atención Bending Strain

$$Efectdiag_{Tipo} = \frac{Dacert}{Tdiagemit} \times 100$$

A.1.8. Definiciones:

Efectdiag: Efectividad de la asertividad diagnósticos, niveles de atención por Tipo, resultado de los talleres con las áreas O&M e Integridad

Dacert: Diagnósticos acertados (Niveles de atención)

Tdiagemit: Total de diagnósticos emitidos, por Tipo 1, 2 y 3

A.1.9. Frecuencia de medición

Mensual, depende del aseguramiento de los talleres con los departamentos O&M

A.1.10. Fuente de la Información

Aseguramiento de la calidad de la información, profesionales de Planeación de la GTA

A.1.11. Responsables de Indicador

Profesional Líder del Proceso ILI de Integridad de Líneas y Offshore de la VIT

A.1.12. Meta

95%

²²ANEXO B (Informativo)

TIPOS DE ANOMALIAS Y CAUSAS

B.1. PÉRDIDAS DE METAL (CORROSIÓN)

La corrosión se define como el deterioro o degradación de un material, generalmente un metal, por la reacción con el ambiente que lo rodea. La velocidad a la cual el metal se deteriora o corroe, está determinada principalmente por el ambiente en el cual está expuesto y también por las medidas preventivas que hayan sido tomadas en ese lugar para mitigar la reacción.

Casi todos los tipos de ataque de corrosión (externos o internos) se pueden listar bajo varias categorías principales. Tal vez la característica más sobresaliente de la corrosión es la inmensa variedad de condiciones en las cuales esta ocurre y el gran número de formas en las cuales esta aparece. Aunque hay varias formas diferentes de corrosión, cada una comparte algunos factores comunes. La corrosión ocurre si existe:

- Un ánodo
- Un cátodo
- Una trayectoria metálica que conecta el ánodo y el cátodo (típicamente la tubería misma).
- Un electrolito (típicamente el suelo, el ambiente atmosférico, afluentes, aguas subterráneas, lixiviados, entre otros)

Independiente de qué tipo de corrosión se trate, cada uno de los cuatro elementos listados siempre deberá estar presente para que se dé la corrosión. Eliminar

²² Proyecto Normas Técnicas Colombianas NTC

cualquiera de ellos, detendrá la reacción electroquímica y por tanto el proceso de corrosión., lo cual constituye la base de los programas de control de corrosión.

Los métodos más comunes de control de corrosión son la selección adecuada de material, recubrimientos y pinturas protectoras, limpieza mecánica interna, tratamientos químicos de corrosión, aislamiento dieléctrico y protección catódica. Cada uno de estos métodos tiene ventajas y desventajas. Todos deberían ser considerados al planear un programa completo de control de corrosión.

B.2. CORROSIÓN EXTERNA

Cuando una tubería se instala en el suelo, típicamente desarrolla sitios anódicos y catódicos, los cuales fueron formados durante el proceso de fabricación del acero, el ambiente circundante, otras facilidades enterradas, estructuras que transportan corriente DC, y otros factores. La tubería por sí misma es el conductor metálico y el suelo es el electrolito. Típicamente, la corrosión externa en tuberías se puede clasificar como “corrosión generalizada” o “como localizada (picadura), pudiendo ser ésta última aislada o generalizada”.

La picadura localizada esta normalmente confinada a una pequeña área o a varias pequeñas áreas interconectadas. La corrosión localizada o la picadura localizada pueden ser picaduras individuales o múltiples, alrededor de la tubería, que están cercanas al espesor completo de pared. La corrosión localizada se evalúa usando medición de espesores (inspección con herramienta inteligente), métodos de valoración directa y medidores de profundidad y longitud, lo cual permite determinar la resistencia remanente del acero.

Las bacterias, celdas diferenciales de concentración de oxígeno, corriente de interferencia eléctrica, o simplemente la interacción entre celdas galvánicas pueden causar picaduras localizadas. La corrosión localizada causa preocupación para la integridad de una tubería, ya que en general el área que está siendo atacada suele

ser muy pequeña, por lo cual la velocidad de corrosión en algunas situaciones puede ser extremadamente alta.

En tuberías enterradas, la corrosión externa se controla combinando el uso de recubrimientos protectores y protección catódica.

Los recubrimientos protectores forman una barrera entre el acero de la tubería y el suelo, aislando de esta manera la tubería del electrolito. La protección catódica se usa en combinación con recubrimientos para proveer control de corrosión donde se presenten poros (discontinuidades) o daños en el recubrimiento protector, de tal forma que la tubería queda expuesta al electrolito corrosivo. La protección catódica esencialmente cambia áreas anódicas por áreas catódicas en la superficie del acero, transfiriendo la corrosión a una estructura externa y ajena a la tubería que puede ser reemplazada fácil y periódicamente. La corrosión por corrientes dispersas es corrosión (usualmente picaduras) causada por la influencia de fuentes externas de corrientes eléctricas.

A continuación, se describen algunos de los tipos de corrosión externa más comunes en tuberías:

B.3. Corrosión preferencial de la costura longitudinal ERW (soldadura Por resistencia eléctrica)

La corrosión preferencial de la costura longitudinal, ERW, se genera cuando la tubería experimenta pérdida de metal causada por corrosión, interna o externa, a través o adyacente a la costura longitudinal ERW (Electric Resistance Weld). La acción corrosiva ataca la región de unión de la costura a una velocidad más alta que el metal alrededor. El resultado es a menudo una hendidura en forma de V o una ranura dentro de la línea de unión. En algunos materiales ERW, la zona de costura exhibe baja tenacidad a la fractura. La corrosión preferencial de costura y de baja tenacidad crea un defecto grave, el cual es más propenso a causar una ruptura comparada con otro defecto de corrosión en el cuerpo de la tubería.

B.3.1. Corrosión externa axial angosta

La corrosión externa axial angosta (NAEC: Narrow Axial External Corrosion) se encuentra a menudo en costuras de doble arco sumergido que son recubiertas con cinta de polietileno; no es única para costuras longitudinales de tubería. La cinta, debido a la protuberancia o sobre espesor del cordón de soldadura, deja un espacio entre el límite del metal de soldadura y el metal base, de modo que se forma una cámara de aire, la cual permite la entrada de agua y puede proporcionar un ambiente que blindo o apantalla la superficie externa de la tubería de la protección catódica. Esta área blindada está orientada axialmente y se limita al área inmediatamente adyacente a la línea de soldadura. El defecto resultante en forma de ranura es más propenso a causar una ruptura que la corrosión de perfil suave.

B.4. CORROSIÓN INTERNA

La corrosión interna sigue los mismos principios básicos que la corrosión externa. Los productos refinados del petróleo y el crudo pueden contener bacterias, agua, contaminantes químicos y desechos que pueden crear un ambiente corrosivo en el interior de la tubería. Al igual que la corrosión externa, las picaduras localizadas y la corrosión generalizada son formas típicas de ataque de corrosión.

La protección catódica aplicada a la superficie externa es inefectiva en la mitigación del ataque de corrosión interna. Mientras la protección catódica aplicada internamente puede ser efectiva en la mitigación de la corrosión interna (dentro de un tanque de agua), está por lo general no se recomienda internamente en tuberías debido a las dificultades de su aplicación, interrupción del flujo, presencia de válvulas, inaccesibilidad, etc.

Los tratamientos químicos como inhibidores, secuestrantes de oxígeno y biocidas a menudo se usan para combatir la corrosión interna. Una técnica efectiva para remover agua y residuos de una línea y ayudar a prevenir la corrosión interna, es la realización de corridas con herramientas de limpieza mecánica a frecuencias regulares, y a menudo en conjunto con tratamientos químicos.

B.5. CORROSIÓN BAJO-DEPOSITOS

La corrosión bajo depósitos es una forma de corrosión interna que se encuentra usualmente en el cuadrante inferior de la tubería, y puede o no actuar en conjunto con corrosión inducida por bacterias. Los depósitos de agua, especialmente en líneas que transportan crudo, proveen el electrolito para el proceso de corrosión y contienen agentes corrosivos disueltos, como cloruros y gases amargos y ácidos. El agua que se estanca en puntos bajos también actúa como un medio para suplir nutrientes para el crecimiento de las bacterias sulfato -reductoras.

La corrosión localizada ocurre bajo estas condiciones, a través de varios mecanismos:

- Los depósitos adherentes permiten la formación de regiones catódicas o anódicas, los cuales aceleran el proceso de corrosión.
- Los cloruros presentes en las salmueras, pasivan las capas y se hidrolizan para formar condiciones ácidas.
- Los gases disueltos crean soluciones ácidas y proveen reactivos anódicos a la celda de corrosión.

El desarrollo de celdas de concentración por debajo de un depósito puede llevar a corrosión acelerada, usualmente en el fondo de la tubería. Este tipo de corrosión es difícil de controlar, ya que el depósito impide que los agentes corrosivos sean removidos por cambios en la velocidad del fluido y además evitan que el inhibidor se deposite en las áreas afectadas por corrosión. Esta protección también mantiene a los biocidas lejos del contacto con microorganismos corrosivos.

B.6. OTROS TIPOS DE CORROSIÓN

Como se mencionó anteriormente, hay diferentes tipos de ataque de corrosión. El tipo de ataque corrosivo que se puede encontrar en una tubería depende del ambiente y de la zona expuesta a este mecanismo de daño. A continuación, se describen algunos de los tipos de corrosión más comunes:

B.6.1. Corrosión bacteriana (corrosion influenciada microbiológicamente)

Las bacterias se encuentran esencialmente en todos los suelos y aguas. Si bien, algunas de ellas no presentan problemas de corrosión en los metales, hay excepciones importantes. Las dos categorías básicas de bacterias son aerobias (usan oxígeno) y anaerobias (no usan oxígeno). Ambos tipos pueden estar presentes en el mismo ambiente, dependiendo de la temperatura, humedad y suplemento de nutrientes, entre otros. Las bacterias aerobias se encuentran en mayor población donde existe alta concentración de oxígeno y las bacterias anaerobias se encuentran en mayor población donde existe baja concentración de oxígeno. Los dos tipos pueden contribuir a condiciones que causen corrosión externa e interna de tuberías.

Típicamente, hay un conjunto de ciertos microorganismos o bacterias que influyen la corrosión de metales ferrosos. Son las bacterias referidas comúnmente como BSRs o sulfato- reductoras, las que consumen hidrógeno. Las bacterias no atacan directamente el metal, pero crean cambios en el electrolito que incrementa la actividad de corrosión. No solamente ellas convierten los sulfuros en ácido sulfúrico, el cual ataca la tubería, sino que también consumen hidrógeno, lo que destruye la polarización de la película en las estructuras protegidas catódicamente, e incrementa el requisito de corriente para una protección catódica efectiva.

Las bacterias anaerobias se encuentran en cuerpos estancados de agua, dulces y salados, en suelos arcillosos, en pantanos, en ciénagas y en la mayoría de áreas que tienen humedad, materiales orgánicos, baja presencia de oxígeno y algunas formas de sulfatos. Una fuente de aporte de bacterias anaerobias también se encuentra en aguas saladas a gran profundidad, las cuales se mezclan durante el transporte de fluidos y se encuentran en los pozos de producción.

Las bacterias aerobias también pueden crear ambientes corrosivos para estructuras de acero enterradas cuando hay suficiente materia orgánica disponible como alimento. Se pueden formar varios ácidos orgánicos, dependiendo del tipo de

bacterias y el material orgánico disponible. Cuando las bacterias producen dióxido de carbono, éste se combina con el agua disponible, para formar ácido carbónico y componentes de amonio, los cuales se oxidan a ácido nítrico y nitroso. Otros ácidos que se pueden formar bajo las condiciones apropiadas son láctico, acético, cítrico, oxálico, y butílico, entre otros.

Las bacterias aerobias son conocidas por atacar algunos materiales de recubrimiento de tuberías, hechos de materiales orgánicos, que les sirven como fuente de alimento; estas incluyen recubrimientos aplicados en caliente de esmalte de asfalto y alquitrán de hulla y cinta adhesiva aplicada en frío.

La morfología de la corrosión bacteriana consiste en picaduras o socavaduras que dependiendo de su orientación con respecto al eje de la tubería, terminan por generar escapes o roturas.

B.6.2. Corrosión galvánica

La corrosión galvánica se define como corrosión asociada a la corriente resultante de la unión de dos o más metales disímiles en contacto con un electrolito común. Un metal se comporta como ánodo y el otro como cátodo. Un segmento de tubería de acero tiene áreas catódicas y anódicas, debido al nivel de impurezas que pueden estar presentes en el metal. Un par galvánico se crea cuando diferentes aleaciones, como cobre y acero inoxidable, se ponen en contacto con acero al carbono o de baja aleación, o un segmento de tubería nueva está en contacto con una tubería antigua. Las celdas galvánicas de corrosión también se pueden crear debido a metales diferentes usados cuando se suelda una tubería.

Adicionalmente, la corrosión galvánica también puede ocurrir como resultado de la introducción de esfuerzos en la tubería, como los producidos en juntas soldadas, curvaturas mecánicas, o una tubería que ha sido afectada durante excavaciones. Por otra parte, la presencia de concreto en segmentos de la tubería, tales que

algunas áreas de acero están recubiertas con concreto y otras áreas no lo están, puede llevar a corrosión galvánica.

B.6.3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC)

El agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC) es una forma de agrietamiento en la cual pequeñas grietas se alargan y se profundizan lentamente, en un periodo de años. Las grietas individuales, que pueden ocurrir en colonias, pueden eventualmente unirse para formar grietas más grandes. El SCC puede estar presente en tuberías por muchos años sin causar problemas, pero una vez que una grieta se vuelve lo suficientemente grande, puede ocurrir un escape o ruptura en la tubería.

Se deben presentar tres condiciones para que ocurra SCC: un material susceptible, un ambiente conductivo y un esfuerzo de tensión.

1. **Material.** Todos los aceros comúnmente usados en tuberías de transporte de hidrocarburos son susceptibles a SCC, aunque tal susceptibilidad puede aumentar con el esfuerzo de tensión.
2. **Ambiente.** Formas específicas de SCC están asociadas a terrenos específicos y tipos de suelos, particularmente aquellos que tienen condiciones alternantes húmedas y secas, y aquellos que tienden a deteriorar o desprender los recubrimientos. Aunque el SCC puede darse en casi todos los tipos de suelo, se puede evitar aislando la electroquímica local del ambiente que rodea a la superficie de la tubería, mediante la aplicación de recubrimientos.
3. **Nivel de esfuerzo.** La susceptibilidad a SCC se incrementa con el nivel de esfuerzo, aunque puede no existir un límite inferior del nivel de esfuerzo. Pueden ocurrir niveles de esfuerzo conductivos en discontinuidades estructurales locales, por ejemplo en bordes de soldadura o en sitios de deformación debido a fuerzas externas, como las abolladuras producidas por rocas. Alguna cantidad de esfuerzo cíclico puede promover el crecimiento de SCC al romper la capa de óxido que se forma en la superficie de la grieta, re-exponiéndola al ambiente. Las cargas cíclicas parecen ser un factor importante en la iniciación de SCC.

Se han identificado dos formas de SCC: la de alto pH (denominada la clásica) y la de pH casi neutro (la no clásica). La forma de alto pH tiende a ocurrir en un intervalo limitado de protección catódica y a un pH local por encima de 9. Esto se asocia con los incrementos en las temperaturas de operación de la tubería. Las grietas tienden a ser angostas y principalmente intergranulares. La tubería con alquitrán de hulla y recubrimientos de asfalto son algunas veces susceptibles a este tipo de fractura.

El SCC de pH casi neutro tiende a ocurrir a un pH local entre 5.5 y 7.5, y está asociado con concentraciones moderadas de CO₂ en aguas subterráneas y climas fríos. Las grietas son generalmente transgranulares, anchas y más corroídas que las que se encuentran en la SCC de alto pH. Generalmente, los sistemas recubiertos con cintas son susceptibles a este tipo de ambiente.

B.7. DAÑOS DE CONSTRUCCION Y DAÑOS POR TERCEROS (DPT)

Durante la realización de una nueva construcción o de un procedimiento de mantenimiento, pueden ocurrir defectos en la tubería y en las soldaduras de la misma. Estos defectos varían en tipo: abolladuras, rasguños, muescas, falta de fusión, falta de penetración o grietas.

Así mismo, los daños producidos por terceros (DPT) sean voluntarios o involuntarios y por fuerzas externas, como movimientos de tierra y equipos de excavación, también pueden causar abolladuras, rasguños, rayaduras, pérdida de soporte en la tubería, cambios en la alineación de la tubería y pérdida de cobertura del terreno. A continuación, se describen los principales tipos de defectos producidos por estas amenazas:

B.7.1. Abolladuras

Las abolladuras en general se constituyen en puntos de inicio de roturas o fisuras, principalmente si están acompañadas de un concentrador de esfuerzo, como rayones o muescas. Las abolladuras se pueden clasificar en dos tipos básicos: abolladuras planas y abolladuras que incluyen un concentrador de esfuerzo.

B.7.1.1. Abolladuras planas

Las abolladuras planas son cambios locales en el contorno de la superficie, pero no están acompañadas por un concentrador de esfuerzos, producido por rocas en el tapado o impacto mecánico. Las abolladuras planas se pueden analizar por técnicas de análisis de fatiga.

B.7.1.2. Abolladuras con un concentrador de esfuerzos

Este tipo de defecto es una abolladura con un concentrador de esfuerzos, como grietas, rasguños, ranuras o abertura de arco localizados dentro de la misma abolladura. Estas abolladuras pueden proveer el punto de inicio para la falla en una tubería, de modo que pueden constituir un problema potencialmente serio a la integridad de una tubería, por lo cual deben ser reparadas de inmediato.

B.7.1.3. Abolladuras dobles

Las abolladuras dobles consisten en dos abolladuras que se superponen a lo largo del eje de la tubería, creando un área central de curvatura inversa en la dirección longitudinal. Las grietas de fatiga se desarrollan en la interface entre las dos abolladuras, y a menudo se desarrollan hasta proporciones críticas, más rápido que las grietas de fatiga en abolladuras sencillas.

B.7.1.4. Abolladuras que afectan soldaduras

Son las abolladuras que afectan soldaduras de costuras de tuberías longitudinales o soldaduras circunferenciales. Se pueden analizar por técnicas de fatiga existentes, como la PRCI Report PR-218-9822 "Guidelines for the Assessment of Dents on Welds" para fines de valoración de riesgos y prioridad de reparación.

B.7.1.5. Rasguños (rayones)

Los rasguños o rayones son ranuras elongadas o cavidades causadas por remoción mecánica de metal, por ejemplo durante las excavaciones o perforaciones. Un rasguño se puede reconocer por lo afilado de sus bordes. Los rasguños pueden ser muy perjudiciales para la integridad de la tubería, dado que se constituyen en concentradores de esfuerzos, que deben ser valorados y reparados. La corrosión típicamente tiene una forma parabólica o redondeada mientras que las rasgaduras tienen bordes más definidos.

B.7.1.6. Quemones por arco eléctrico

Los quemones por arco eléctrico son conocidos como quemaduras de contacto.

Generalmente, se caracterizan por una serie de pequeñas picaduras o indentaciones adyacentes o sobre la superficie de la soldadura, causada por la formación del arco eléctrico entre el electrodo de soldadura o la conexión a tierra y la superficie de la tubería.

B.8. ACCESORIOS SOLDADOS A LA TUBERÍA

Un accesorio soldado a la tubería es cualquier estructura metálica incorporada a la línea, por accesorios de bloqueo, conexiones de ramal, cierres, entre otros. Estos pueden causar concentradores de esfuerzos en el lugar donde se ubican

B.9. ARRUGAS / BUCLE

Una arruga (Wrinkle) es una deformación local de la pared de la tubería causada por esfuerzos de compresión longitudinales sobre la tubería, caracterizada por una pequeña protuberancia o depresiones asimétricas pequeñas.

Un bucle es una arruga que ha avanzado y superado las características de una arruga simple. Este se caracteriza por una gran deformación de la pared de la tubería con amplitudes mayores a una (1) pulgada.

B.10. REPARACIONES PREVIAS

Algunos procedimientos usados en las décadas pasadas para reparar defectos en tuberías no se recomiendan hoy día. Por ejemplo, la soldadura “de reposición” se usó para reemplazar metal perdido o dañado y restaurar la continuidad de la tubería. La soldadura de reposición no se debe confundir con la tecnología de deposición de soldadura de metales, la cual ha mostrado que produce reparaciones de calidad aceptable.

Aunque los parches y medio refuerzo (camisa) pueden haber sido usados para reparar tuberías con escapes causadas por corrosión, este tipo de reparaciones ya no son recomendadas para tuberías de altos esfuerzos, por causa de un posible

punto débil generado en la junta, entre el filete de soldadura longitudinal y el parche. Sin embargo los parches se pueden emplear para reparaciones de perforaciones cilíndricas.

B.11. GRIETAS

Las grietas son separaciones del metal inducidas por esfuerzos, las cuales, sin ninguna otra influencia, no son lo suficientemente grandes para causar la ruptura completa del material. Debido al potencial del crecimiento de las grietas, por esfuerzos cíclicos y corrosión intergranular en tuberías de líquidos en servicio, se constituyen en la principal preocupación para los operadores de este tipo de tuberías.

B.12. ANOMALÍAS DE FÁBRICACIÓN

Los defectos en las tuberías pueden ocurrir durante el proceso de fabricación. Estos defectos incluyen pero no están limitados a los nombrados a continuación:

Ampollas. Un punto elevado sobre la superficie del tubo causado por expansión de gas en una cavidad dentro de la pared del tubo.

Marcas de Expansor. Las marcas de expansores se producen debido al trabajo en frío del acero en el proceso de fabricación. Estas marcas son usualmente menores que 1/8 de pulgada y normalmente no afectan la vida útil del tubo en servicio.

Ovalidad. Tuvo con forma ovalada o con forma de huevo y en el cual los ejes mayor y/o menor respectivamente están por encima o por debajo de las tolerancias permitidas en la norma del tubo designada en las especificaciones técnicas de la orden de compra.

Laminación. Una separación interna del metal, que generalmente produce capas paralelas a la superficie. Algunas laminaciones son causadas por una contracción (rechupe) de la cavidad superior del lingote. Si en la superficie de la cavidad se forman óxidos, las superficies no se fundirán durante las siguientes operaciones de laminado. Ya que la contracción de la cavidad inicia en el centro del lingote, ésta

permanecería en el centro de la plancha, lámina y tubo resultante. Las laminaciones abiertas a las superficies pueden llegar a comportarse como una grieta. Las laminaciones en tuberías que transporten productos que contengan sulfuros de hidrogeno o contenido ácido o amargo pueden ser sitios para la acumulación de hidrógeno y produciendo agrietamientos o ampollamientos.

Inclusión. Impureza o partícula no metálica retenida en el metal durante la solidificación.

Fusión Incompleta. Falta de fusión o coalescencia completa en una porción de una junta soldada.

Tubo quemado. Algunas veces aparecen en el juntas soldadas por traslape, esta condición, la cual ocurre cuando los bordes de la lámina, fueron calentados a una temperatura muy alta formándose sulfuros en los límites de grano de la austenita. Estas zonas se caracterizan por ser muy frágiles y susceptibles a grietas, después que el material se ha enfriado. Existe la creencia de que el “tubo quemado” y una inadecuada unión debido a los óxidos atrapados en el traslape de la unión disminuyen la capacidad de la tubería para desarrollar su resistencia total.

Grietas tipo gancho. Una grieta tipo gancho está definida en el boletín API 5TL como separaciones de metal, resultantes de imperfecciones en los bordes de la placa o lamina, paralelos a la superficie del tubo exterior o interior cuando los bordes son alineados durante la soldadura. Las grietas tipo gancho no son una problema de soldadura en sí, aunque ellas existen solo en la zona los bordes de un cordón de soldadura, tal como ERW.

Estas se originan desde una inclusión no metálica o laminación, las cuales son normalmente paralelas a la superficie y no afecta la resistencia a la tensión de la lámina. Los esfuerzos de corte entre las capas a medida que las fibras se doblan, causan ruptura en las capas no metálicas resultando en forma de gancho o grietas de forma J, cercanas a la línea de unión. Algunas veces las grietas no ocurren hasta que el tubo es sometido a una gran presión interna. Tal como en la prueba hidrostática en campo o en el proceso de fabricación.

Las grietas de gancho que no son reveladas por la prueba hidrostática raras veces causaran problemas en servicio. A menos que extiendan su crecimiento por fatiga ocasionada por un gran número de ciclos de presión de tamaño significativo. Las fallas de grieta de gancho durante la reprobación de alguna tubería vieja ERW son muy comunes.

Puntos duros. Los puntos duros son áreas de alta dureza creadas durante el laminado en caliente de la lámina, por temple localizado. Estos puntos duros son de forma circular y de varios diámetros. Las lecturas de dureza alcanzan un esfuerzo a la tensión que oscila entre 130000 a 200000 psi, en el centro de la porción del punto, el cual consiste en martensita no revenida y bainita de alta y baja temperatura. Otra fuente de material excesivamente duro en la tubería puede ser un inadecuado tratamiento térmico post-soldadura en la zona afectada por el calor en el proceso ERW. Cualquier tipo de zona dura (martensita no revenida), sin importar su origen se puede agrietar si se expone a hidrogeno atómico, proveniente de productos amargos o de la protección catódica

B.13. MARCAS DE MANDRIL POR DOBLADO EN CAMPO

Las marcas de mandril por doblado en campo están asociadas a curvado de la tubería. Las curvas de campo pueden contener marcas de mandril hasta 1/8 de pulgada, sin afectar la vida de servicio de la mayoría de las tuberías.

²³ANEXO C (Informativo) ESTRATEGIAS DE REPARACIÓN

C.1. GENERALIDADES

En las inspecciones contempladas en el plan de gestión de integridad del operador se identificarán anomalías, que deben ser evaluadas, para determinar si requieren reparación u otro tratamiento. En este anexo, se proporciona una guía para desarrollar estrategias de reparación, la cual no debería ser considerada como un resumen completo de todos los tipos de reparación, sino como una revisión de algunas de las técnicas usadas más frecuentemente en la industria, hoy día.

En la ausencia de procedimientos detallados en las compañías para el reemplazo o reparación de tuberías, se debería consultar el " Pipeline In-Service Repair Manual". En la tabla 27 (ver numeral 12) hay una lista de anomalías y estrategias de reparación aceptables para estas anomalías. En la tabla también se proporciona una referencia rápida para la determinación de una estrategia apropiada de reparación, para un cierto tipo de defecto en una determinada ubicación de la tubería (costura, cuerpo y soldadura circunferencial).

En la norma ASME B 31.4, numeral 451.6 – reparaciones de tuberías- se describen los límites para la reparación de defectos específicos.

En el código 49 CFR parte 195, se describen varias reglas para reparación. La regla actual afirma que las reparaciones pueden ser "hechas por un método que mediante análisis y pruebas de ingeniería confiables muestren que éste puede restaurar permanentemente el servicio de la tubería". Esto le da al operador la flexibilidad de usar tecnologías de reparación nuevas o innovadoras.

²³ Proyecto Normas Técnicas Colombianas NTC

Todas las reparaciones se harán con materiales que tengan propiedades que cumplan o que excedan la PMO del segmento de tubería afectado y que cumplan con las regulaciones aplicables.

C.2. REEMPLAZO DE LA TUBERÍA

Si en una sección de tubería se encuentra una o varias anomalías severas o si una camisa de refuerzo de acero o de refuerzo compuesto no se puede adaptar, puede ser necesario realizar el reemplazo de la sección defectuosa de la tubería . La sección de reemplazo debe tener una resistencia de diseño por lo menos igual a la de la tubería reemplazada.

C.3. REHABILITACIÓN DEL REVESTIMIENTO Y TAPADO

Después de que una anomalía externa se ha evaluado y se ha determinado que no necesita reparación, la anomalía puede ser recubierta de nuevo y tapada. Al completar la rehabilitación del recubrimiento, la anomalía estará nuevamente bajo la protección del recubrimiento y la protección catódica. Sin embargo, si la tubería fue previamente recubierta y protegida catódicamente, se debería realizar la determinación de la causa raíz de la anomalía de corrosión y aplicar medidas de mitigación, para evitar la reincidencia o el incremento de la severidad de la misma.

C.4. CAMISAS DE TUBERIA

Las camisas de acero completas son uno de los métodos más ampliamente usados para realizar reparaciones de defectos en tuberías. A principios de los años 70, la Asociación Americana de Gas financió un proyecto sobre la efectividad de varios métodos de reparación, con énfasis especial en camisas completas. Este trabajo mostró que una camisa fabricada adecuadamente restaurará la resistencia de una porción de tubería defectuosa hasta al menos el 100% del mínimo esfuerzo de fluencia especificado (SMYS).

Existen muchos tipos y configuraciones de camisas de acero completas que pueden ser usados, dependiendo de la configuración del segmento de la tubería y del área defectuosa que se va a reparar. A continuación se describen alguno de ellos.

C.4.1. Camisas tipo A.

Una camisa tipo A está compuesta por dos mitades de un cilindro de tubería, o dos placas curvadas alrededor de la tubería en el área defectuosa, que se unen por costuras longitudinales por medio de una soldadura tipo bisel de penetración completa, o por una soldadura simple de filete. Los extremos de la camisa no se sueldan a la tubería principal, pero se deberían sellar para prevenir la migración de agua entre la tubería y la camisa de refuerzo, la cual no puede contener presión y solo puede ser usada en defectos que no tengan escapes. Para que sea efectiva, la camisa tipo A debe reforzar el área defectuosa, evitando el abombamiento radial, tanto como sea posible. La reducción en la presión de operación, mientras la camisa se esté instalando, hace más efectiva la reparación. Esto también es cierto para el uso de rellenos de resinas incompresibles en el espacio anular.

Ventajas

1. No hay soldadura en la tubería
2. Las soldaduras longitudinales se pueden hacer con electrodos recubiertos con celulosa, si es necesario.

Desventajas

1. No se recomienda la reparación para defectos orientados circunferencialmente.
2. No se puede usar para reparar cualquier anomalía con escapes o anomalías que eventualmente fallarán.

C.4.2. Camisas tipo B.

La camisa tipo B consiste de dos mitades de un cilindro de tubería, o dos placas curvadas, fabricadas y colocadas de la misma manera que la camisa tipo A. En la camisa tipo B, los extremos se unen a la tubería por soldadura de filete. Una camisa tipo B puede contener presión y/o soportar esfuerzos longitudinales impuestos a la tubería por cargas laterales. Se usa para reparar escapes y reforzar defectos orientados circunferencialmente. Algunas veces, las camisas tipo B usadas para reparar defectos sin escapes, se presurizan por perforación en caliente, a través de la camisa y la tubería, para aliviar esfuerzos circunferenciales del área defectuosa. La camisa tipo B debe ser ensamblada usando soldaduras de penetración total para las costuras longitudinales. Únicamente las camisas tipo A que tienen soldaduras longitudinales a tope, se pueden convertir en camisas tipo B.

Ventajas

1. Se puede usar en la mayoría de anomalías, incluyendo defectos con escapes.
2. Se puede usar para anomalías orientadas circunferencialmente
3. La reparación se detecta fácilmente por medio de una herramienta de inspección en línea de pérdida de metal.
4. El espacio anular entre la camisa y la tubería está protegido contra la corrosión

Desventajas

1. Existe un potencial de grietas residuales, asociadas a las soldaduras de filete circunferenciales, si las soldaduras son aplicadas mientras la línea está en servicio, usando electrodos que no sean de bajo hidrógeno.
2. Se deben considerar reducciones en el flujo y/o presión de operación durante la reparación.

C.5. CAMISA TIPO "CALABAZA"

En muchas tuberías antiguas, las uniones fueron hechas mediante acoples tipo compresión mecánica. Estos acoples por lo general incluían pernos longitudinales y collares, usados para comprimir empaquetaduras o juntas, para hacer un sello contra la tubería. Estos producían una transferencia de fuerzas longitudinales pequeñas a lo largo de la tubería, por lo cual estaban expuestos a desacoples cuando se imponían cargas longitudinales inusuales a la misma.

Para solucionar el problema de desacople y de escape, se instaló una camisa tipo "calabaza" sobre el acople con soldadura de filete, en ambos extremos de la tubería. Las costuras laterales también fueron soldadas y así la camisa puede soportar la presión. Las camisas de calabaza también se pueden usar para reparar torceduras, ovalidades y arrugas de dobleces, ya que éstas se pueden ajustar a tales anomalías.

Este tipo de camisa se debería instalar de la misma manera que una camisa tipo B. Debido a que las camisas tipo calabaza tienen un diámetro significativamente mayor que el de la tubería, éstas deberían ser de mayor espesor o de un grado más alto que el de la tubería, para soportar la presión de diseño. Por lo tanto, se debería realizar un completo chequeo técnico de diseño antes de instalar la camisa.

Sobre un escape se puede instalar otra camisa tipo calabaza: una pequeña pieza de tubería con una capucha soldada al extremo se suelda a la tubería para prevenir cualquier posible escape. La camisa tipo calabaza se ha usado típicamente sólo como una técnica de último recurso, cuando las camisas de refuerzo de acero tipo A o B muestran ser inapropiadas.

Las camisas de calabaza o de capuchón se deberían usar sólo como un último recurso y generalmente se consideran medidas temporales.

C.6. ABRAZADERAS DE REFUERZO DE CAMISA (SSRC) (O ABRAZADERAS DE PERNO)

Las SSRCS son un método ampliamente usado para reparar anomalías con el fin de restaurar la PMO total de la tubería. En muchas situaciones pueden ser consideradas como una reparación permanente. Se pueden usar en tuberías de alta y baja presión que transporten, crudo, gas u otros productos. Generalmente, las abrazaderas de perno son robustas y pesadas, debido a que los tornillos necesarios para asegurar una fuerza de sujeción adecuada son igualmente grandes y pesados.

Aunque existen muchos tipos de abrazaderas de perno comercialmente disponibles, hay dos configuraciones básicas de instalación: 1) sello elastomérico únicamente, y 2) sello elastomérico con soldadura. El sello elastomérico se diseña para soportar la presión si el defecto tiene escape. La opción con soldadura se diseña y usa como un dispositivo de respaldo. Si el sello elastomérico llegara a fallar, la abrazadera soldada está diseñada para cerrar el escape y seguir conteniendo la presión. La opción “soldada” se debería escoger para un caso individual, pero se debe tener cuidado al soldar abrazaderas de perno, especialmente debido a las diferencias en el espesor de pared. Adicionalmente, los materiales de empaquetadura no se deben sobrecalentar, aunque se debe obtener la fusión de la pared. En la calificación del procedimiento de soldadura se debe considerar la transferencia de calor por diferencia de espesores y la temperatura máxima para evitar la degradación de la empaquetadura.

Ventajas

1. Las abrazaderas pueden ser económicas cuando se comparan con otros métodos
2. La aplicación de soldadura es opcional

Desventajas

1. La corta longitud no les permite ser usadas en anomalías grandes, aunque se pueden fabricar camisas en longitudes mayores.
2. Típicamente son usadas en secciones rectas de tubería, pero hay aplicaciones específicas para codos y accesorios.

C.7. ABRAZADERAS PARA ESCAPES

Las abrazaderas para escapes se usan para reparar picaduras de corrosión externa que tengan escapes. Estas se usan ampliamente en picaduras aisladas, pero se consideran reparaciones temporales y se dejan sólo hasta que el segmento de tubería pueda ser reemplazado. Las abrazaderas para escapes se diferencian de las abrazaderas de tuberías o de las camisas en que son de naturaleza temporal. Éstas se deberían usar sólo si el análisis muestra que la ruptura de corrosión generalizada alrededor del escape es poco probable, o si el nivel de presión permanecerá bajo hasta que se haga una reparación permanente.

Las abrazaderas para escapes incluyen bandas livianas de metal con pernos sencillos, para sujetarse a la tubería. Éstas también incluyen un accesorio roscado, localizado a 180° del perno que se usa para forzar un cono de neopreno en la picadura con escape.

C.8. REPARACION CON REFUERZOS DE MATERIALES NO METALICOS

La reparación con materiales no metálicos se utiliza como una alternativa de reparación y refuerzo en lugar de las camisas de acero, para defectos sin escapes. Está diseñada para reparar defectos de corrosión exterior y se encuentra disponible en varias tecnologías y proveedores. El operador debe estudiar todas las tecnologías disponibles comercialmente, para asegurar que los análisis y pruebas de ingeniería muestren que la reparación restablezca permanentemente el servicio de la tubería. El operador debe realizar todas las pruebas y calificar el procedimiento de aplicación, asegurando y documentando los análisis que soporten el uso de éste método de reparación para cada proveedor.

En la selección de este método de reparación, los siguientes puntos deben ser considerados:

- (a) valoración de la naturaleza y ubicación del defecto
- (b) condiciones de diseño y operación para el tubo y el producto (incluyendo presión, temperatura, diámetro y combinaciones de ellos)
- (c) vida útil de la reparación
- (d) geometría del tubo a reparar
- (e) peligros asociados con el servicio
- (f) la competencia del personal

C.9. OTRAS REPARACIONES

Reparaciones de soldadura de depósito

La reparación de una tubería por medio de soldadura de depósito de metal involucra el reemplazo de metal dañado o perdido por un metal de relleno, para restaurar la continuidad de la tubería. Este tipo de reparación requiere procedimientos especiales.

C.9.1. Perforación en caliente

Algunos defectos, con o sin escapes, se pueden remover en una tubería en servicio, al instalar en caliente un accesorio encima del defecto, removiéndolo. Este tipo de reparación también requiere procedimientos especiales.

Camisa con relleno de resina incompresible

Este sistema usa un caparazón metálico relleno con inyección de material epóxico. Esta técnica se considera una reparación permanente para rasgaduras, corrosión, abolladuras y defectos de soldadura circunferencial, sin ninguna soldadura en la tubería reparada.

C.9.2. Reparaciones por desbaste

El desbaste con escofina o herramientas de pulido es ampliamente aceptado para reparación de defectos superficiales y algunos defectos más importantes, como rasgaduras.