



Manual de referencia Arpel para la gestión de la integridad de ductos

2a. Edición - 2015





Manual de referencia ARPEL para la gestión de la integridad de ductos

2ª edición

Comité de Ductos y Terminales

ARPEL, septiembre de 2015



Manual de referencia ARPEL para la gestión de la integridad de ductos – 2ª. edición

MP02-2015

Septiembre de 2015

Autores

Este manual fue elaborado en el contexto del proyecto de integridad de ductos del Comité de Ductos y Terminales de ARPEL:

<p>Guillermo Boam - ANCAP Juan Carlos Gómez Haedo - ANCAP Raúl Sampedro Farias - ANCAP Brian Taniguchi - CHEVRON Álvaro Castañeda - CENIT (Presidencia) Freddy De Jesús Díaz B. - ECOPEPETROL Jesús Alonso Lasso Lozano – ECOPEPETROL Martha María Echeverri Benjumea - ECOPEPETROL Francisco Ascencio Alba – ECOPEPETROL Edmundo Piraino – ENAP José A. Sánchez Núñez – EP PETROECUADOR (Vicepresidencia) Carla Pereira Imbroisi - IBP Raúl Guio – IHS Carlos Vergara – OCENSA (Vicepresidencia) Kelvin Salmon - PCJ Eduardo Gallegos Barcenás – PEMEX</p>	<p>Diego Guamantica – PETROAMAZONAS EP Paulo Penchiná – PETROBRAS (Vicepresidencia) Ricardo Dias De Souza – PETROBRAS Luciano Maldonado García - PETROBRAS Newton Camelo De Castro – PETROBRAS Jaime Eyzaguirre Seminario – PETROPERÚ William Bustamante Díaz – PETROPERÚ José Mele – PLUSPETROL Julio César Ramírez Bizzotto – PLUSPETROL Jaime Rodríguez Salazar - RECOPE Luis Diego Vargas Prado – RECOPE Sergio Gómez Redondo – REPSOL Begoña Mundó – TEMA Santiago Galisteo – WEATHERFORD Christian Inchauste S. – YPFB (Vicepresidencia)</p>
--	--

Revisores

La elaboración y revisión de la 2ª edición de este documento, estuvo a cargo del **Equipo de Proyecto de Integridad de Ductos (EPID)** de ARPEL:

<p>ECOPEPETROL (Líder): Francisco Ascencio, Lina Ma. Velilla ANCAP: Guillermo Boam, Raúl Sampedro ENAP: Juan M. Silva, Rafael Silva, Ernesto Urrea EP-PETROECUADOR: José A. Sánchez OCENSA: Carlos Vergara</p>	<p>PEMEX: José Luis Martínez PETROBRAS: Ricardo Días PETROPERÚ: Luis Llompart, Dino Valdiviezo YPF: Germán Gasillon, Cristian Almeira YPFB: Mario Haderspock</p>
---	---

Además, se otorga un especial agradecimiento y reconocimiento a los siguientes profesionales, por su invaluable contribución:

<p>Diana Puerta (CENIT) Giancarlo Massucco (COGA) Camilo E. Torres, Elquier E. Sarmiento, Luis C. Castellanos, Mayelis Chamorro, Vidal A. Ramírez (ECOPEPETROL) Juan M. Pacheco (ENAP) Luis Heredia, Carlos Castillo, Marco Pavón (EP-PETROECUADOR)</p>	<p>Luis R. Chiang Sam (PEMEX) Milene Lagoas (PETROBRAS) José Hidalgo, Félix Hurtado (PETROPERÚ) Juan Hurtado, José C. Hölter (YPFB)</p>
---	--

Otros colaboradores

Responsable del Área Técnica en ARPEL: Irene Alfaro, Directora de Downstream de ARPEL

Edición: Susana Muñiz, ARPEL



Derechos de autor

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

Exoneración de responsabilidad

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



TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción y objetivo.....	1
2. Alcance.....	2
3. Antecedentes.....	6
4. Glosario de términos.....	7
5. Identificación de la línea base del ducto.....	24
5.1. Registros relacionados con el material de la tubería.....	24
5.2. Registros relacionados con la construcción del ducto.....	25
5.3. Registros relacionados con la infraestructura.....	25
5.4. Registros relacionados con la agresividad del medio (fluido y terreno).....	25
5.5. Registros relacionados con el derecho de vía o servidumbre.....	26
5.6. Registros relacionados con el recubrimiento.....	26
5.7. Registros relacionados con el sistema de protección catódica.....	26
5.8. Registros relacionados con los mantenimientos preventivos.....	27
5.9. Registros relacionados con la operación.....	27
5.10. Registros relacionados con el histórico de fallas.....	27
5.11. Registros relacionados con el mantenimiento correctivo.....	27
5.12. Registros relacionados con áreas de alta consecuencia y mitigación de las consecuencias.....	28
5.13. Lista de verificación para identificación de la línea base.....	29
6. Valoración y administración del riesgo.....	32
6.1. Definición de riesgo.....	32
6.2. Valoración del riesgo.....	33
6.2.1. Cálculo de la probabilidad de falla (PoF).....	35
6.2.2. Cálculo de la consecuencia de falla (CoF).....	35
6.3. Incertidumbre.....	36
6.4. Información requerida para realizar la valoración de riesgos.....	37
7. Mecanismos de falla por amenazas.....	38
7.1. Corrosión interna.....	38
7.1.1. Descripción de las amenazas de daños por corrosión interna.....	38
7.1.2. Tipos de daños producidos por corrosión interna.....	39
7.1.3. Lista de verificación para corrosión interna.....	40
7.2. Corrosión externa.....	41
7.2.1. Descripción de las amenazas de daños por corrosión externa.....	41
7.2.2. Tipos de daños producidos por corrosión externa.....	42
7.2.2.1. Corrosión selectiva de la costura ERW (soldadura por resistencia eléctrica).....	42
7.2.2.2. Corrosión externa axial angosta.....	43
7.2.2.3. Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC).....	43
7.2.2.4. Corrosión galvánica.....	44
7.2.2.5. Corrosión bajo esfuerzo – agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC).....	44
7.2.2.6. Corrosión por corrientes parásitas o erráticas.....	45
7.2.2.7. Corrosión por aireación diferencial.....	45
7.2.3. Lista de verificación para corrosión externa.....	46
7.3. Fuerzas de la naturaleza.....	47
7.3.1. Descripción de las amenazas de daños por fuerzas de la naturaleza (geoamenazas).....	47
7.3.2. Tipos de daños producidos por fuerzas de la naturaleza.....	48
7.3.3. Lista de verificación para fuerzas de la naturaleza.....	50
7.4. Acciones de terceros.....	51
7.4.1. Descripción de las amenazas de daños por acciones de terceros.....	51



7.4.2.	<i>Tipos de daños por acciones de terceros</i>	52
7.4.2.1.	<i>Abolladuras</i>	52
7.4.2.1.1.	<i>Abolladuras planas</i>	52
7.4.2.1.2.	<i>Abolladuras con un concentrador de esfuerzos</i>	52
7.4.2.1.3.	<i>Abolladuras dobles</i>	53
7.4.2.1.4.	<i>Abolladuras que afectan soldaduras</i>	53
7.4.2.2.	<i>Rayones</i>	53
7.4.2.3.	<i>Quemones por arco eléctrico</i>	53
7.4.2.4.	<i>Perforaciones ilícitas</i>	53
7.4.2.5.	<i>Atentados</i>	53
7.4.3.	<i>Lista de verificación para acciones de terceros</i>	54
7.5.	<i>Errores operacionales</i>	55
7.5.1.	<i>Descripción de las amenazas de daños por errores operacionales</i>	55
7.5.2.	<i>Tipos de daños producidos por errores operacionales</i>	56
7.5.3.	<i>Lista de verificación para errores operacionales</i>	57
7.6.	<i>Fatiga</i>	59
7.6.1.	<i>Descripción de las amenazas de Fatiga</i>	59
8.	<i>Planes de acción y programas de mantenimiento</i>	61
8.1.	<i>Planes de acción para mitigar los riesgos</i>	61
8.2.	<i>Revaloración del riesgo y ajuste del plan de acción</i>	65
8.3.	<i>Administración del cambio en un programa de integridad de ductos</i>	65
9.	<i>Evaluación de integridad mecánica</i>	67
9.1.	<i>Inspecciones de integridad</i>	67
9.1.1.	<i>Herramientas de inspección en línea (ILI)</i>	67
9.1.1.1.	<i>Consideraciones para la elección del pig instrumentado adecuado para la inspección del ducto</i>	68
9.1.2.	<i>Evaluación de defectos reportados por el pig instrumentado</i>	70
9.1.2.1.	<i>Evaluación preliminar de la calidad del informe del pig instrumentado</i>	70
9.1.2.2.	<i>Registro de las limitaciones del pig y definición de la precisión y exactitud a ser consideradas en la evaluación</i>	71
9.1.2.3.	<i>Registro del histórico del ducto, de los principales modos de falla y de sus posibles causas</i>	71
9.1.2.4.	<i>Registro de datos del proyecto y de operación del ducto</i>	71
9.1.2.5.	<i>Registro de las áreas singulares del trazado del ducto</i>	72
9.1.2.6.	<i>Registro de datos del test hidrostático</i>	72
9.1.2.7.	<i>Registro de las presiones a ser consideradas en la evaluación de los defectos</i>	72
9.1.3.	<i>Evaluación de la integridad inmediata de las anomalías reportadas por los pigs instrumentados</i>	73
9.1.4.	<i>Evaluación de la integridad futura de las anomalías reportadas por los pigs instrumentados</i>	73
9.1.5.	<i>Ensayo de presión</i>	74
9.1.6.	<i>Metodología de evaluación directa (DA)</i>	74
9.1.6.1.	<i>Metodología ECDA</i>	74
9.1.6.2.	<i>Metodología ICDA</i>	75
9.1.6.3.	<i>Metodología SCCDA</i>	76
9.2.	<i>Gestión de adecuación de ductos</i>	78
9.2.1.	<i>Criterios para la priorización de intervenciones</i>	78
9.2.2.	<i>Acciones para la adecuación de ductos</i>	79
9.2.2.1.	<i>Instalación de refuerzos</i>	80
9.2.2.2.	<i>Reemplazo de tramos</i>	81



9.2.3. Ajuste a las condiciones de operación	82
10. Evaluación del programa de integridad.....	83
10.1. Indicadores de desempeño.....	83
10.2. Auditorías	84
10.3. Mejoramiento continuo del desempeño	84
11. Normas, legislaciones y documentos técnicos	85
APÉNDICE A - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de la corrosión interna	86
APÉNDICE B - Medios, acciones, y métodos para la determinación y control de la corrosión externa.....	93
APÉNDICE C - Medios, acciones y métodos para la determinación y el control de fuerzas de la naturaleza.....	96
APÉNDICE D - Medios, acciones y métodos para la determinación y el control de daños por terceros.....	101
APÉNDICE E - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de errores operacionales.....	107
APÉNDICE F - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de fatiga	110
APÉNDICE G - Cuadro de acciones alternativas para el control y la mitigación de amenazas - Métodos de reparación y medidas de prevención y mitigación aceptables contra amenazas.....	112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Elementos básicos del plan de gestión de integridad – ARPEL	2
Figura 2: Sistema Integral para la Gestión de Ambiente, Salud y Seguridad Industrial (SIGAS&SI) – Se destacan los tres componentes (factor humano, métodos e instalaciones) así como los 18 elementos.....	3
Figura 3: Alcance del manual.....	5
Figura 4: Matriz de riesgo para ductos	34
Figura 5: Movimiento transversal de tubería.....	49
Figura 6: Movimiento longitudinal de tubería	49
Figura 7: Movimiento oblicuo de tubería.....	49

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Lista de verificación para la identificación de la línea base	31
Tabla 2: Lista de verificación para corrosión interna.....	41
Tabla 3: Lista de verificación para corrosión externa	46
Tabla 4: Lista de verificación para fuerzas de la naturaleza.....	51
Tabla 5: Lista de verificación para acciones de terceros.....	55
Tabla 6: Errores operacionales más comunes en ductos	56
Tabla 7: Lista de verificación para errores operacionales	58
Tabla A-1: Categorización cualitativa del potencial de corrosividad en acero al carbono de sistemas de producción de petróleo (NACE SP – 0775-2013)	87
Tabla A-2: Potencial de corrosividad	88
Tabla A-3: Potencial de corrosividad	89
Tabla A-4: Frecuencia de recolección de los datos.....	90
Tabla G-1: Métodos de reparación y medidas de prevención y mitigación aceptables contra amenazas..	112
Tabla G-2: Información mínima requerida para el cálculo de probabilidades de falla por amenazas potenciales a la integridad del ducto.....	114
Tabla G-3: Abreviaturas.....	114



1. Introducción y objetivo

La integridad de un equipo o instalación física es la capacidad de desempeñar la función para la que fueron diseñados, en forma segura y confiable, sin afectar la seguridad de las personas y el medio ambiente. La gestión de la integridad de ductos es el conjunto de acciones coordinadas cuyo objetivo es mantener, durante la vida útil de un ducto y sus instalaciones, el desempeño previsto en su diseño, administrando eficientemente los riesgos asociados a las amenazas posibles y las consecuencias derivadas de una falla, en materia de ambiente, salud, seguridad industrial, imagen corporativa, clientes, pérdidas económicas, y seguridad física, enmarcadas dentro de la política de responsabilidad social y de ambiente, salud y seguridad industrial de las compañías operadoras.

Este documento fue elaborado para brindar orientación general a las empresas asociadas de ARPEL y otros operadores del sector de petróleo y gas para que puedan verificar su propia gestión y/o aplicar las mejores prácticas que garanticen la integridad de ductos de transporte de gas, hidrocarburos líquidos y biocombustibles, para lograr la excelencia en su manejo operativo, social y ambientalmente responsable. Los lineamientos y prácticas establecidos en el mismo son indicativos y no obligatorios. El documento no refleja los requerimientos legales de jurisdicciones específicas. Las empresas deben conocer estos requisitos para las jurisdicciones bajo las que operan.

Este manual está acompañado de un archivo Excel^{MR} con listas de verificación para establecer la línea de base del ducto y para cada amenaza (corrosión interior, corrosión exterior, acciones de terceros, fuerzas de la naturaleza y errores operacionales) con el fin de facilitar la revisión y compilación de la información requerida para apoyar la evaluación de la probabilidad y consecuencia de fallas durante el ejercicio de análisis de riesgo. Aun cuando estas listas de verificación aparecen descritas en este manual, el archivo electrónico permite al usuario su impresión para su trabajo en campo así como la incorporación de comentarios y su distribución por medios electrónicos entre los profesionales responsables del programa de integridad de la empresa.

Este Manual se emplea como herramienta base para cursos promovidos por ARPEL y sus empresas socias, a fin de amplificar la base de conocimientos y formación de expertos entre los técnicos y profesionales de las mismas.



2. Alcance

Este manual provee a las empresas asociadas de ARPEL una serie de instructivos y procedimientos de referencia que pueden ser modificados, para hacerlos compatibles con las situaciones específicas de cada empresa y las regulaciones legales o corporativas aplicables. El manual:

- abarca los principales temas que deben componer un programa para el manejo de la integridad de los ductos en operación;
- incluye los ductos en operación de conducción enterrada, submarina y aérea, así como tramos internos a las instalaciones de campos de producción, refinerías o terminales, independientemente de que la particularidad de estos tramos requiera consideraciones adicionales que sobrepasen las recomendaciones de este manual;
- es una referencia de trabajo para el estudio de los elementos básicos que se recomienda incluir en un plan de integridad, sin limitar el grado de profundidad y desarrollo que requiera cada realidad particular;
- desarrolla con detenimiento los modos de falla, así como la valoración y administración del riesgo, dado que la consideración de ellos constituye una jerarquización de la prevención dentro de la problemática a enfrentar, para garantizar el funcionamiento continuo y seguro de los ductos;
- aporta elementos para los indicadores de gestión de las empresas, los que les permite evaluar los programas de integridad de sus ductos; e
- indica las principales normas de referencia y bibliografía de consulta para el desarrollo de un plan de integridad de ductos.

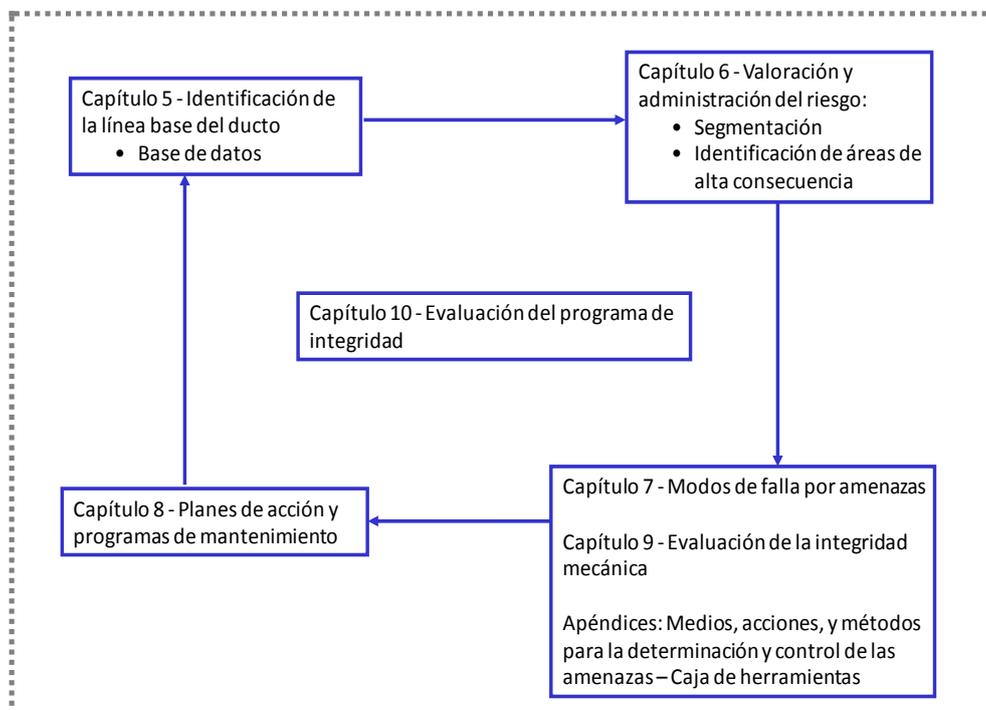


Figura 1: Elementos básicos del plan de gestión de integridad – ARPEL



Este manual abarca los siguientes elementos de un plan de gestión de integridad:

1. identificación de la línea base: caracterización, diseño y construcción del ducto, señalización y geo-referenciación, e historial de mantenimiento e inspección;
2. valoración y administración del riesgo:
 - niveles de riesgo;
 - segmentación del ducto;
 - amenazas (probabilidad de fallas);
 - consecuencias (población, ambiente, economía, imagen y clientes externos e internos); y
 - mitigación (mínimos requeridos para mitigar un riesgo, plan de acción en áreas de alta consecuencia - medio ambiente, poblaciones, cuerpos de agua u otros- y mapas de sensibilidad);
3. modos de falla:
 - falla total o rotura; y
 - falla parcial o fuga;
4. mecanismos de falla por amenazas:
 - por corrosión interior;
 - por corrosión exterior;
 - por fuerzas de la naturaleza;
 - por acciones de terceros;
 - por errores operacionales; o
 - por fatiga; y
5. evaluación del programa de integridad:
 - indicadores;
 - auditorías; y
 - mejora continua

ARPEL ha adoptado un modelo de Sistema Integral para la Gestión de Ambiente, Salud y Seguridad Industrial (SIGAS&SI). El mismo sirve de referencia para que las empresas lo adopten o adapten en función del sistema de gestión que utilicen para desarrollar eficientemente sus negocios. Asimismo, el SIGAS&SI es el marco en el que se encuadran los elementos de gestión de integridad descritos en este manual (ver figura 2).



Figura 2: Sistema Integral para la Gestión de Ambiente, Salud y Seguridad Industrial (SIGAS&SI) – Se destacan los tres componentes (factor humano, métodos e instalaciones) así como los 18 elementos



Principalmente, este manual se enfoca en la aplicación de mejores prácticas relativas al elemento 17 (integridad mecánica), para aplicar a los ductos e instalaciones complementarias que integran las instalaciones fijas y permanentes de los sistemas de transporte por ductos de acuerdo a la figura 3¹, que permitan prever, minimizar, o evitar de forma oportuna, cualquier condición de riesgo y consecuente evento indeseado en la operación de estos sistemas:

- a) entre el colector principal de una concesión de explotación a la planta de tratamiento de petróleo, fuera de la misma;
- b) entre la planta de tratamiento de petróleo crudo y el patio de tanques;
- c) entre patios de tanques;
- d) de refinerías a terminales de despacho;
- e) entre estaciones de bombeo;
- f) del patio de tanques de la terminal a la boya, o al muelle de carga o descarga; u
- g) otros puntos de despacho y recepción de producto.

En consecuencia, las instalaciones incluidas dentro del alcance de este manual son:

- a) ducto principal entre terminales de ductos (marinas, férreas, y de camiones), estaciones de bombeo y estaciones reductoras de presión y de medición, incluyendo las trampas de *scraper* y los *loops* de prueba;
- b) ductos de interconexión entre tanques de almacenaje y despacho, propias de la operación del ducto;
- c) ductos submarinos conectados a muelles, cuadros de boyas o monoboyas; y
- d) ductos de captación — transporte de hidrocarburos líquidos aún no tratados, y por lo tanto fuera de especificación comercial — que traspasen los límites de las concesiones de explotación.

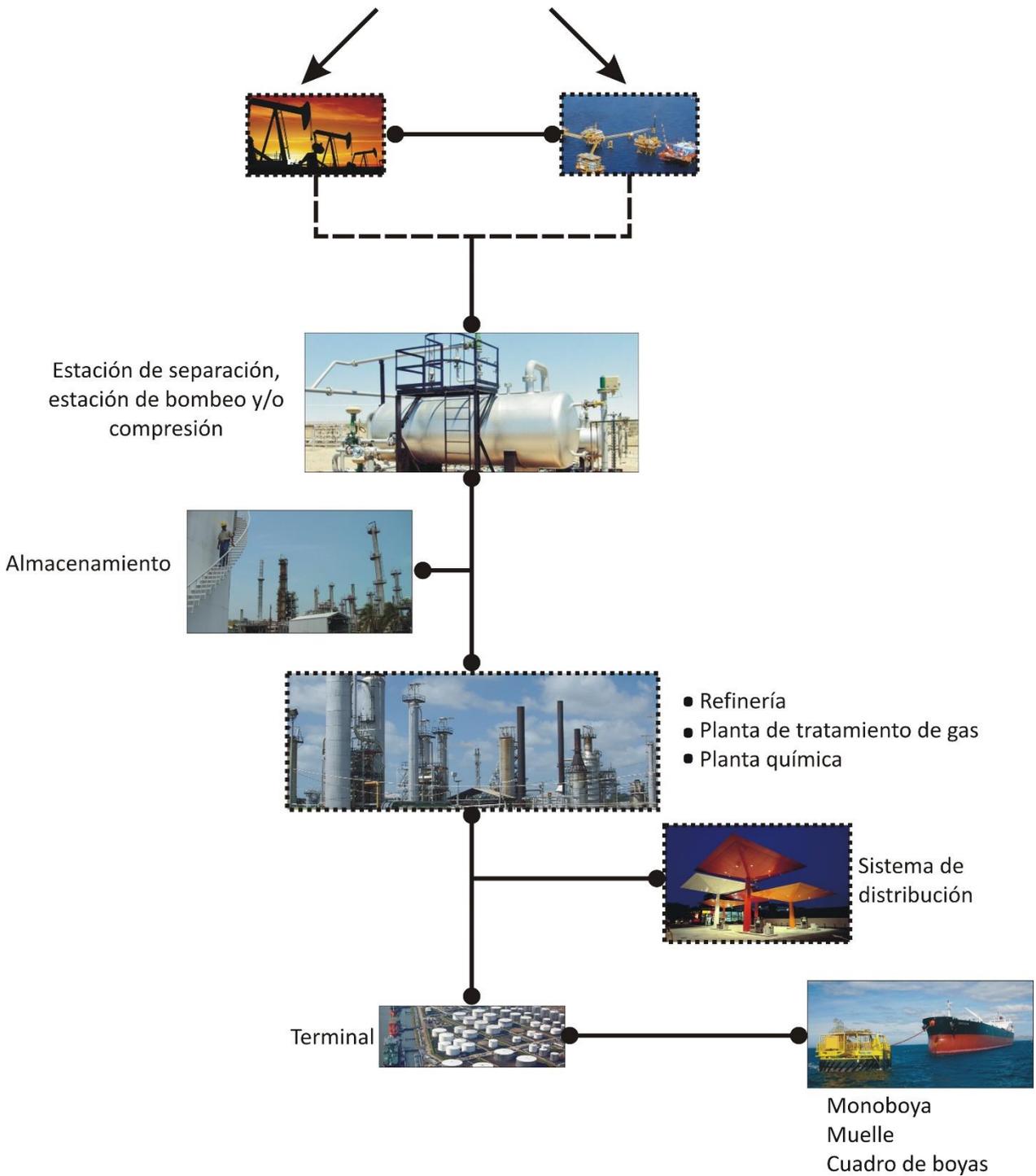
Este manual NO incluye las siguientes instalaciones:

- a) ductos auxiliares, tales como ductos de agua, aire, vapor, aceite lubricante y gas combustible;
- b) recipientes de presión, intercambiadores de calor, bombas, medidores y otros equipos de los circuitos auxiliares;
- c) ductos diseñados para presiones internas:
 - por debajo de 15 psi (1 bar), prescindiendo de la temperatura,
 - superiores a 15 psi (1 bar) si la temperatura de diseño está por debajo de -30°C (-22°F) o sobre 120°C (248°F);
- d) entubado o ductos usados en pozos de petróleo, montajes de bocas de pozos, colectores (excepto si pasan a través de AAC), separadores de petróleo y gas, tanques de producción de petróleo, u otras instalaciones de producción y cañerías de interconexión de esas instalaciones, que no salgan del área de concesión de explotación;
- e) ductos internos de plantas de tratamiento de petróleo crudo, plantas de almacenaje, procesadoras de gas, de gasolina y refinerías de petróleo;
- f) ductos de distribución de gas natural;
- g) ductos internos de proceso en refinerías; y
- h) ductos submarinos de instalaciones costa afuera diferentes de aquellas incluidas en el ítem c) del alcance de este manual.

¹ El documento será revisado periódicamente por las empresas asociadas de ARPEL. Además, existen otros elementos importantes para la gestión de la integridad de ductos que no se discuten en detalle en el presente documento.



Figura 3: Alcance del manual
Campo de producción



Simbología

- — Trampa de pig o válvula de aislamiento
- Ducto de transporte
- - - Ducto de recolección si pasa a través de AAC

Alcance de este manual



3. Antecedentes

La industria petrolera opera equipos y productos que, por su naturaleza y características, representan cierto riesgo. Entre sus múltiples operaciones está el transporte de combustibles por ductos y líneas internas de distribución. Esta operación debe cumplir con importantes requerimientos técnicos y legales, cada vez más estrictos en todo el mundo. El no atender tales requisitos puede afectar tanto a los activos propios de las empresas, como al medioambiente y a las comunidades que estén vinculadas a las instalaciones por cercanía o por dependencia del suministro, por lo que la seguridad en la operación de estos sistemas es de vital importancia.

Es preocupación fundamental para las empresas asociadas de ARPEL, suscrita en la declaración de compromisos de ARPEL (2005) y en su reafirmación posterior (2015), así como en las políticas de ambiente, salud y seguridad industrial y de responsabilidad social de todas las empresas, el cuidado del medioambiente de los países y los lugares donde desarrollen sus actividades, así como del resto del mundo. Más aún, una de las prioridades de las empresas es propender a mejorar la calidad de vida de la población evitando la contaminación y desarrollando las actividades del sector petrolero y gasífero con la menor afectación negativa posible.

El trabajo eficaz y eficiente en cada rama de actividad requiere del cuidado de los activos de las empresas y la optimización de las instalaciones. Es así que surge la necesidad de establecer bases comunes de trabajo que permitan a las empresas asociadas de ARPEL aplicar las mejores prácticas en la gestión de la integridad de ductos, logrando la excelencia en el manejo operativo, social y ambientalmente responsable, de los activos bajo su custodia.

Las empresas asociadas de ARPEL ya han logrado importantes avances en el establecimiento de planes de integridad de sus ductos, y en función de la responsabilidad que les compete, han acordado desarrollar este manual para la gestión de la integridad de ductos. Este manual contribuirá al establecimiento de ciertos criterios comunes, y al intercambio de valiosas experiencias, que apoyen a la excelencia operativa, ambiental y social de las operaciones de ductos, así como a estrechar los lazos que las unen.



4. Glosario de términos

A

AAC

Siglas descriptivas de Área de Alta Consecuencia. Aquellos lugares donde un escape del fluido contenido en el sistema de transporte pueda tener un efecto adverso significativo sobre un área sensible (el ambiente o los recursos naturales de una comunidad), o un área poblada permanente u ocasionalmente ocupada por periodos de tiempo. También puede ser identificada como Área de Accidente Mayor (AAM), o la denominación y alcance que cada país le dé dentro de sus regulaciones gubernamentales, o de la política de responsabilidad social y ambiental definida por cada compañía operadora, en caso de que dichas regulaciones no existan.

AAM

Siglas de Áreas de Accidentes Mayores.

Abolladura

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

ACR (se conoce más por su sigla en inglés, RCA)

Siglas descriptivas de la expresión Análisis Causa Raíz. Es una metodología que permite identificar las causas físicas, humanas, y latentes de cualquier tipo de falla o incidente que ocurren una o varias veces, permitiendo adoptar las acciones predictivas, preventivas, y/o correctivas, para evitar su repetición u ocurrencia y -así- reducir los costos del ciclo de vida útil del proceso, mejorar la seguridad, y mejorar la confiabilidad del negocio.

Es un proceso sistemático y estructurado que analiza en detalle la cadena de eventos y condiciones (causas y efectos) que resultan de un “efecto primario” con la finalidad única de encontrar soluciones óptimas que –en el futuro- eviten, mitiguen, o eliminen las consecuencias del “efecto primario”.

En general este “efecto primario” se encuentra relacionado de forma directa con problemas identificados o fallas súbitas tanto en equipos como en procesos.

Por lo tanto, el desarrollo de este proceso permite tomar decisiones acertadas sobre aspectos técnicos, de gestión y económicos, garantizando soluciones efectivas acorde a los lineamientos establecidos por la compañía.

ACVG

Siglas descriptivas de la expresión en inglés: *Alternating Current Voltaje Gradient*, la cual es una técnica para identificar defectos grandes o pequeños en el recubrimiento de una sección del ducto.

Aceite dieléctrico

Aceite con propiedades físico-químicas que permiten el aislamiento eléctrico y, a la vez, el enfriamiento de equipos de uso eléctrico tales como transformadores y rectificadores de protección catódica.

Amenaza

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



Ánodo

El término ánodo describe la superficie del metal desde la cual la corriente deja el metal para entrar a la solución, y ésta es el área donde la corrosión o disolución del metal se lleva a cabo.

Ánodos de sacrificio

Es un metal con potencial normal de oxidación mayor que el de la estructura metálica por proteger, de tal forma que, al emitir corriente de protección se consume. Se utiliza en sistemas de protección catódica en los que el metal que actúa como ánodo se sacrifica (desintegra) a favor del que actúa de cátodo. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume dependiendo de la demanda de corriente de protección de la estructura a proteger, de la resistividad del electrolito, y del material usado como ánodo durante el proceso de descarga del mismo.

Antrópico

Acciones, eventos y estructuras físicas realizadas con intervención del hombre que de alguna forma y magnitud alteran o modifican las condiciones naturales del paisaje y la superficie terrestre.

B

Batimetría o método batimétrico

Implica el levantamiento y graficación del cauce de una corriente de agua o río, lago o fondo marino usando métodos e instrumentos de topografía convencionales o combinados con ecosondas en el caso de profundidades de agua mayores.

By pass

Conducto de derivación.

C

Calicata

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

Cama anódica

Sistema anódico de varios ánodos de sacrificio colocados en la cantidad, profundidad, y diámetro, requeridos por el diseño.

Cárcava

Desde el punto de vista metalúrgico se refiere a la marca o picadura producida por la corrosión bacteriana. Desde el punto de vista geológico es el surco excavado por las aguas de escorrentía, y arrollada sobre la superficie terrestre. Se desarrolla fundamentalmente en regiones áridas que registran fuertes precipitaciones ocasionales y dan lugar a un terreno de aspecto acanalado con estrías - en principio - poco profundas y separadas entre sí por interfluvios agudos. Inciden con más facilidad sobre materiales blandos y poco compactos, como los suelos arcillosos y de margas.

Cascota o casquete

Se refiere a la aplicación de un refuerzo tipo parche para eliminar una fuga del ducto en el proceso de reparación. Parche redondeado de características químicas y mecánicas iguales al acero del ducto, aplicado por soldadura, usado para reparar daños localizados o de área pequeña, tales como fugas por picaduras.



Catastro

Censo y empadronamiento detallado, textual y gráfico de las características y condiciones técnico-legales de propiedades urbanas y agrícolas. Puede incluir obras públicas como vías de comunicación, canales, líneas eléctricas etc. Se complementa con un registro específico de cada unidad o propiedad.

Cateo

Excavación o pozo vertical de poca área y profundidad, de cuyo fondo o paredes se extraen muestras de material para su identificación y/o ensayos de laboratorio. También denominado sondeo.

Cátodo

El cátodo es la superficie del metal donde la corriente deja la solución y regresa al metal. No hay disolución del metal en el cátodo.

Caudal

Cantidad o volumen de fluido de una corriente, río, fuente o sistema de transporte que pasa en un lapso de tiempo por un punto o sección predeterminados. Generalmente se mide en m³/segundo en el caso de corrientes de agua, y en m³/hora en sistemas de transporte.

Causa raíz

Circunstancia asociada con el diseño, manufactura, instalación, uso y mantenimiento, que condujo a una falla.

Celdas galvánicas

Sistema electroquímico que transforma la energía química en eléctrica. Consiste usualmente en dos electrodos distintos, unidos eléctricamente entre sí y sumergidos en un electrolito. También se considera de este tipo de pila a la unión de dos electrodos de la misma naturaleza inmersos en electrolitos distintos. En este último caso se requiere la unión iónica entre las soluciones.

Cheque de seccionamiento

Dispositivo instalado en el ducto para bloquear en un solo sentido el flujo del producto trasegado hacia cualquier sección del sistema. La válvula de seccionamiento permite el bloqueo total del fluido en ambos sentidos.

CIPS (*Close Interval Potential Survey*)

Medición de potencial a intervalos cortos. Técnica utilizada para medir el potencial de un ducto enterrado, con el propósito de verificar el desempeño del sistema de protección catódica.

Colindancia

Ubicación contigua a (a continuación de) dos propiedades o estructuras físicas que en algunos casos comparten un espacio común.

Conexión de entrega

Todas aquellas instalaciones mecánicas no subterráneas que sirven para unir el ducto con sistemas de recibo del producto trasegado que estén ubicados a lo largo de este.

Consecuencia de falla

Es el impacto sobre las funciones de un sistema (ducto o planta), y puede ser clasificado de acuerdo con las siguientes categorías: por seguridad a las personas; por su afectación al medioambiente o a la imagen; y por la pérdida económica.



Consignación

Acción de entrega de parte de un ducto o su equipamiento por parte del sector operativo al sector de mantenimiento para su intervención, asegurando condiciones que garanticen la ausencia de riesgos para la salud, seguridad y/o medioambiente, y preservando la integridad del ducto. Por ejemplo: control de ausencia de líquidos/gases; verificación de desenergizado; aseguramiento de independencia con líneas en operación; modificación temporaria de los procedimientos operativos; etc. (véase desconsignación).

Corriente de interferencia

Es la corriente eléctrica diseminada en electrolito y que circula por un camino diferente a su propio circuito eléctrico. Particularmente se la encuentra en los suelos provenientes de fuentes como: protecciones catódicas; tranvías; trenes eléctricos; soldaduras; precipitadores electrostáticos; o corrientes telúricas. Estas corrientes también se denominan corrientes parásitas, corrientes erráticas, corrientes de fuga, etc.

Corriente impresa

Sistema mediante el cual la corriente requerida para la protección catódica de una estructura metálica se origina en una fuente externa. Esta fuente externa puede ser un rectificador que, alimentado por corriente alterna, ofrece una corriente continua apta para la protección de la estructura, o fuente alternativas alimentadas por energía solar o térmica (termogeneradores). La corriente externa disponible es impresa en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica (chatarra de hierro, ferro-silicio, óxidos de titanio, plomo-plata, grafito, etc.). La dispersión de la corriente eléctrica en el electrolito se efectúa mediante la ayuda de ánodos inertes cuyas características y aplicación dependen del electrolito, el terminal positivo de la fuente siempre debe estar conectado a la cama de ánodo a fin de forzar la descarga de corriente de protección para la estructura.

Corrosión

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

Cota

Altura o elevación de un punto de la superficie terrestre o marina referido al nivel del mar o a un nivel referencial predefinido y monumentado.

Cupón de pérdida de masa

Probeta metálica de peso conocido (cupón de corrosión) que se expone al ambiente corrosivo que se quiere analizar y se le monitorea la pérdida de peso sufrida para un periodo de tiempo específico, después de haber eliminado previamente por técnicas adecuadas los productos de corrosión.

D

DCVG – Direct Current Voltage Gradient (Gradiente de voltaje de corriente continua)

Técnica utilizada para valorar el estado de los recubrimientos de ductos enterrados. En protección catódica, cuando la corriente fluye a través de un suelo resistivo hacia el acero expuesto en las imperfecciones del recubrimiento protector, se genera un gradiente de voltaje en el terreno. Cuanto mayor es el defecto, mayor será la corriente que fluye y por lo tanto el gradiente de voltaje. Esto se emplea como técnica de priorización a la hora de reparar defectos. El gradiente de potencial se comprueba midiendo la diferencia entre dos electrodos de referencia, utilizando un mili-voltímetro diseñado específicamente.



Cuando los dos electrodos se sitúan alejados 1,5m entre sí en el terreno de un gradiente producido por un defecto en el recubrimiento, uno de los electrodos adopta un potencial más positivo que el otro lo que permite conocer la dirección del flujo de corriente y por lo tanto tener localizado el defecto.

Para simplificar la interpretación de la localización del defecto, la protección catódica aplicada se separa de otras influencias de corriente continua, tales como telúricas, tracciones de corriente continua, etc., mediante un pulsador de protección catódica *on/off* de forma asimétrica. Este pulsador de corriente continua puede provenir del sistema de protección catódica del ducto, o bien de una fuente de corriente continua independiente tal como un generador portátil o baterías empleando un lecho anódico temporal comunicando corriente al sistema de ductos.

Delimitar

Fijar los límites de un área o espacio determinado. La delimitación puede ser de alcance bidimensional o volumétrico.

Derecho de vía (DDV)

Es la franja o faja de terreno donde se ubica el ducto u otros componentes del sistema (válvulas, postes señalizadores, toma de potencial, etc.), establecida en las fases de construcción y operación.

Derratear

Establecer una presión de operación segura para un ducto mientras se hacen las reparaciones que limitan su máxima capacidad de operación según su diseño.

Desconsignación

Acción de puesta en marcha de parte de un ducto o su equipamiento luego de una intervención por parte de mantenimiento, asegurando condiciones que garanticen la ausencia de riesgos para la salud, seguridad y/o medioambiente y preservando la integridad del ducto. Por ejemplo: verificación de finalización de la tarea (tapas, bulones); correcto llenado de líquidos y purgado de cañerías; puesta en servicio de instrumentos; anulación de los procedimientos operativos de contingencia; etc. (ver consignación).

Ducto

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

Ducto “pigable”

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

E

ECDA

Siglas descriptivas de: *External Corrosion Direct Assessment*. Se refiere a una metodología estructurada que combina la pre-evaluación, inspección indirecta, examinación directa y post evaluación, con el fin de valorar la integridad de un ducto por la amenaza de corrosión externa.



Electrolito

Sustancia química, o mezcla de ellas, líquida o sólida, que contiene iones que migran por la acción de un campo eléctrico.

END

Ensayos no destructivos.

Ensamble

Componente estructural fabricado mediante uniones soldadas y/o bridadas a partir de tubos y accesorios de ducto.

Entalla metalúrgica

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

Entalla

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

ERW

Siglas descriptivas de: *Electric Resistance Welded*, que se traduce al español como soldadura por resistencia eléctrica. Es utilizada para la fabricación de tubos con costura longitudinal.

Erosión kárstica

Se produce por disolución indirecta del carbonato cálcico de las rocas calizas debido a la acción de aguas ligeramente ácidas. El agua se acidifica cuando se enriquece en dióxido de carbono, por ejemplo, cuando atraviesa un suelo y reacciona con el carbonato formando bicarbonato, que es soluble.

Estimación o evaluación del riesgo

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

Evaluación geodinámica

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

F

Falla geológica

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



FBE

Siglas descriptivas de: *Fusion Bonded Epoxy*. Tipo de recubrimiento protector de la corrosión exterior de ductos enterrados, a base de resina termo-estable (a base de polvo de epoxy fenólica, o de otra naturaleza), que se aplica en polvo electrostáticamente en planta o en construcción (para las uniones soldadas), sobre la superficie del ducto granallada y calentada a temperaturas del orden de los 220°C, según las especificaciones y características requeridas. Los hay mono-capa y bi-capa. Este último se utiliza cuando, además de la protección a la corrosión, se requiere protección mecánica, o para manejo de fluidos que se transporten a altas temperaturas (mayores a 80°C). También se utiliza como componente de los sistemas tri-capa polietileno (TPE) y tri-capa polipropileno (TPP). En la actualidad se utiliza para el recubrimiento interior de ductos que manejan fluidos corrosivos.

Flush

Probador tangencial o cupón de pérdida de masa de inserción tangencial a la pared interna del ducto.

G

Gálibo

Altura mínima a la que se debe ubicar la plataforma de un puente o estructura aérea en condiciones de máxima avenida de una corriente o río.

Geología histórica

Es el estudio, la interpretación y caracterización de los procesos geológicos acontecidos en el tiempo, que han llevado al modelo actualmente existente en una determinada área o región de la tierra.

Geomorfología

Es el estudio de las formas del relieve de una determinada área, teniendo en cuenta su origen, la naturaleza de las rocas y suelos, el clima y las diferentes fuerzas externas e internas participantes.

Geotécnica o geotecnia

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

GIS

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

Guaya o Eslinga

Se dice “guaya” o eslinga regularmente al dispositivo que se utiliza para levantar o acarrear carga. Guaya es una tropicalización del vocablo *wire*, que es cable en inglés.



H

HAZOP

HAZard and OPERability. El Análisis Funcional de Operatividad (AFO) es una técnica de identificación de riesgos operativos basada en la premisa de que los peligros, los accidentes o los problemas de operabilidad, se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema específico y en una etapa determinada. Por tanto, ya sea que se aplique en la etapa de diseño, o en la etapa de operación, la sistemática consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas, las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de "palabras guía".

I

IBR

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

ICDA

Siglas descriptivas de la expresión en inglés de: *Internal Corrosion Direct Assessment*. Se refiere a una metodología estructurada de inspección para localizar, caracterizar y evaluar la corrosión interna del ducto.

ILI

Siglas descriptivas de la expresión en inglés de: *In Line Inspection*, que en español se traduce como inspección en línea. Consiste en el uso de herramientas instrumentadas (*pigs* inteligentes), de principio de ultrasonido, flujo magnético, video o dispositivos mecánicos, que viajan por el interior del ducto impulsados por el fluido transportado o por otros mecanismos o medios distintos (por ej.: guayas/cordones umbilicales), y que permiten conocer la condición geométrica, las pérdidas de metal, los daños mecánicos, los esfuerzos y/o la ubicación georeferenciada del ducto.

Indentación

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

Índice de Langelier (IL)

Es la indicación del grado de saturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, la alcalinidad, y la dureza. Si el índice es negativo indica que el agua es corrosiva, pero si el índice de Langelier es positivo, el carbonato de calcio puede precipitar y formar escamas o sarro en el recipiente o la cañería de agua. Es un índice que refleja el equilibrio del pH del agua con respecto al calcio y la alcalinidad, y es usado en la estabilización del agua para controlar tanto la corrosión como la escala de deposición.



Infraestructura

Conjunto de servicios o elementos (carreteras, agua potable, escuelas, poblaciones, cultivos, etc.) que, integrados, permiten el funcionamiento adecuado de una economía.

Interfase aéreo / enterrada del ducto

En el contexto se refiere a la sección de tubería del ducto que cambia de condición superficial o aérea a enterrada o sumergida y viceversa, en donde la susceptibilidad al daño por corrosión por aireación diferencial es alta.

J

Juntas

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

K

Karl-Fischer

El método de Karl-Fischer (KF) es un método ampliamente usado en diversos sectores industriales interesados en conocer el contenido de agua presente en sus productos debido a las posibles reacciones de deterioro y/o especificaciones de calidad.

L

Línea base

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

M

Macizo rocoso

Término descriptivo que indica que un determinado espacio está ocupado o conformado por material rocoso de características físicas, desde sólidas y continuas hasta rocas fracturadas y meteorizadas, y en donde la presencia de suelos no es significativa o relevante.

Magnitud

En el caso de los sismos es una medida o rango de la energía liberada en el evento; para el caso de procesos geodinámicos indica la fuerza de alcance y los efectos destructivos que generó el evento sobre la infraestructura física o el área donde ocurrió.



Mantenimiento correctivo

Acciones o trabajos de ejecución programada o imprevista para la reparación de daños o fallas en un ducto con el objetivo directo de restablecer su operación ante una rotura del mismo.

Mantenimiento predictivo

- El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de una sección o tramo del ducto para ser atendido antes que falle, minimizando el tiempo muerto del ducto y maximizando su tiempo de vida útil.
- Mantenimiento basado fundamentalmente en la detección de fallas antes de que sucedan, para dar tiempo a corregirlas sin perjuicios al servicio, detención de la producción, etc.

Mantenimiento preventivo

Acción o trabajos programados para evitar que ocurran fallas, manteniendo el ducto en buenas condiciones y en servicio permanente, corrigiendo oportunamente las anomalías detectadas en las inspecciones o verificaciones técnicas de control y monitoreo previamente ejecutadas.

Mecanismo de falla

Proceso físico, químico u otro, que conlleva a una falla.

MFL

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

La técnica de inspección de MFL se aplica mediante el pasaje de un *pig* a través del ducto, el cual genera un campo magnético en el sentido axial o longitudinal del ducto. Las paredes del ducto se magnetizan de forma uniforme. Cualquier irregularidad transversal al campo magnético produce una variación en el mismo; esta variación queda registrada por los sensores de la herramienta.

Con esta información, la herramienta cuantifica la profundidad en forma proporcional al espesor de la cañería, determina el ancho y la longitud, y finalmente registra la posición odométrica y la posición horaria de la anomalía detectada.

Deben conocerse las limitaciones de la técnica de inspección por MFL para poder definir entre la herramienta con campo magnético de orientación circunferencial o longitudinal. Por ejemplo, la herramienta con campo axial posee restricciones para detectar anomalías angostas orientadas longitudinalmente. Asimismo, como la técnica necesita que la anomalía tenga volumen, tampoco detecta fisuras. Es conveniente consultar el rango de validez de la herramienta con el proveedor del servicio, y complementarla con otras técnicas de ser necesario.

MIC

Siglas descriptivas de: *Microbiologically Influenced Corrosion*, que en español se traduce como: corrosión influenciada microbiológicamente.

Modo de falla

Efecto observado o configuración geométrica que adopta la estructura cuando falla. Es el resultado de un proceso de causas y efectos en cadena que finalmente producen una falla (deformación elástica o plástica, ruptura dúctil o frágil, fatiga, corrosión, desgaste, impacto, etc.).

**Mojón**

Señal permanente que se pone para fijar o indicar la traza del ducto, los linderos de heredades, los términos y las fronteras. Señal que se coloca en despoblado para que sirva de guía. También, denominado mojonera.

N**NAEC**

Siglas descriptivas de: *Narrow Axial External Corrosion*, que en español se traduce como: corrosión externa axial angosta. Corrosión estrecha, profunda y orientada axialmente preferentemente a lo largo de un cordón de soldadura longitudinal.

Nital

Solución de ácido nítrico blanco (1-5ml) en alcohol metílico, etílico (98% o absoluto), ó amílico (100ml). Sustancia utilizada en exámenes metalográficos.

O**Operaciones****a. Operación incidental**

Son todas las situaciones de escurrimiento que no hacen parte de la operación normal y que pueden producir presiones encima de la PMO del ducto, (con o sin actuación de dispositivos de protección) tales como, bloqueo indebido (parcial o total), falla del sistema de control de presión (PCV), caída del sistema de bombeo, etc.

Nota: operaciones especiales, que no hacen parte de la rutina operacional del ducto, tales como: desplazamiento con nitrógeno, inyección de agua para ensayo hidrostático, desplazamiento por calentamiento de productos re-enfriados en el ducto, etc., deben ser objeto de estudio específico y las presiones máximas resultantes serán limitadas a la PMOA del ducto.

b. Operación normal

Son todas las situaciones de escurrimiento que hacen parte de la rutina operacional del ducto, incluyendo: régimen permanente, cambio de organización operacional, cambio de productos, pasaje de lote y operaciones de arranque y parada.

P**Par galvánico**

Conexión eléctrica entre dos elementos metálicos distintos que, debido a su naturaleza, se comportan uno como ánodo y otro como cátodo.

Pasivación

Aporte de inhibidor material o químico a través del fluido en el ducto a efectos de disminuir la tasa de corrosión.

Película de pasivación

Película de la superficie metálica compuesta por producto de corrosión donde la tasa de corrosión tiene valores muy pequeños y ofrece propiedades protectoras o de barrera al substrato metálico. Ejemplo de esto son los aceros inoxidable.



Pendiente

Superficie inclinada de un relieve o grado de elevación de un terreno con respecto a su longitud, se mide por el ángulo que forma con la horizontal o por el número de unidades que gana en altura por cada 100 unidades de longitud. Ejemplo: pendiente de 3 por 100. Otras acepciones: vertiente, talud, ladera.

Período de retorno

Período o lapso de tiempo, generalmente en años, en que puede repetirse u ocurrir un evento natural como: sismo, avenida, precipitación pluvial, oleaje, proceso, etc. Se puede estimar para un determinado evento o calcular asumiendo su magnitud e interrelacionando los datos o la información histórica correspondiente.

PCM

Siglas descriptivas de: *Pipe Current Mapper*, que se traduce como mapeo de corriente del ducto. Consiste en un sistema de radio-detección que permite evaluar el recubrimiento del ducto y su protección catódica y así analizar el nivel de protección del ducto contra la corrosión. PCM es una técnica de inspección de ductos para medir la susceptibilidad a la corrosión.

Piernas muertas

Expresión que se refiere a aquellas derivaciones de ductos que pueden o no contener fluidos atrapados y que tienen la característica que en ellas se presenta un bloqueo del fluido y por lo tanto no se presenta el flujo. Conexiones en la parte inferior del ducto que facilitan el depósito de sedimentos, agua y/o bacterias, favoreciendo los procesos de corrosión interna en el ducto. Las derivaciones a las que no se les puede someter al proceso de *pigging* (limpieza interna con raspadores) son también consideradas como piernas muertas.

PIG

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

PRESIONES:

1. PMO (Presión Máxima de Operación)

Mayor presión a la cual cada punto a lo largo de un ducto es sometido en operación normal. Está limitada a la PMOA del ducto. La PMO es el resultado de la composición² de las siguientes fracciones de presión, desarrolladas a lo largo del ducto:

- a) Presión correspondiente a los regímenes permanentes;
- b) Presión de los regímenes transitorios no incidentales;
- c) Presión desarrollada durante los arranques y paradas – PMAP;
- d) Presión derivada de las condiciones estáticas (ducto parado) - PE.

2. PMOA (Presión Máxima Operacional Admisible)

Mayor presión a la que cada punto a lo largo de un ducto puede ser operado de acuerdo con la norma adoptada para su proyecto y construcción, en función de la presión de proyecto, del ensayo hidrostático realizado, o definida por verificación de la integridad estructural o alteración de clase de presión de los accesorios instalados. Esta presión debe estar comprendida entre la PMO y la presión de proyecto.

² Se entiende por “composición de las presiones”, a la obtención de las presiones máximas de las máximas desarrolladas a lo largo de cada punto del ducto, para cada operación prevista.



3. PN (Presión Nominal)

Presión interna calculada con base al espesor nominal, correspondiente a una presión afectada por un factor de proyecto o de diseño (por ejemplo, 72%) del límite de escurrimiento del material (Barlow).

4 PEH (Presión del Ensayo Hidrostático)

Presión del ensayo hidrostático aplicada en el punto de ensayo o presión resultante en cualquier punto del segmento ensayado; debe ser informado el km/cota del punto.

5. PMOI (Presión Máxima de Operación Incidental)

Mayor presión a la cual cada punto a lo largo de un ducto es sometido en operaciones incidentales. Está limitada a 1,1 x PMOA del ducto.

6. PMAP (Presión Máxima de Arranque y Parada)

Mayor presión a la cual cada punto a lo largo de un ducto es sometido durante los procedimientos de arranque y parada rutinarios del mismo. A pesar de su corta duración (transitoria), ocurre con mucha frecuencia y debe estar limitada por la PMOA del ducto.

7. Preq (Presión Estructural Mínima Requerida)

Presión estructural mínima requerida para cada punto a lo largo de un ducto, en función de las condiciones de operación normales e incidentales previstas, y considerando los dispositivos de control y protección instalados en el mismo. La Preq es resultado de la composición de los valores máximos entre la PMO y la PMOI/1,1, es decir: $Preq = \text{Max} (PMO; PMOI/1,1)$, y representa la presión mínima que debe soportar cada punto a lo largo del ducto, de acuerdo a la norma adoptada para su proyecto y construcción.

8. Presión de proyecto/diseño

Presión adoptada para dimensionamiento mecánico del tubo y demás componentes del ducto, de acuerdo con las normas aplicables.

9. Presión parcial

Presión que ejerce un gas en un líquido, el cual está en equilibrio con la solución. En una mezcla de gases, la presión parcial de un gas es tantas veces la presión total de la fracción del gas en la mezcla (por volumen o número de moléculas).

Probabilidad de falla

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

Protección catódica

Técnica de protección contra la corrosión mediante la cual se convierte el metal a proteger el cátodo de una celda electroquímica. La protección catódica se logra a través de ánodos galvánicos o sistemas de corriente impresa, para proteger contra la corrosión estructuras metálicas tales como equipos o ductos que se encuentren enterradas o sumergidas en cuerpos de agua.

Punto de inflamación

La temperatura más baja de un líquido en la que sus vapores forman una mezcla inflamable con el aire.

Punto inicial de ebullición

Según el método ASTM D86, es la temperatura registrada cuando la primera gota del líquido cae del extremo del condensador.



P&ID

Siglas descriptivas de: *Pipe and Instrumentation Diagram*, cuya traducción literal al español es: diagrama de ductos e instrumentación.

Pearson

Técnica de inspección de ductos para medir su susceptibilidad a la corrosión y el estado del recubrimiento.

Q

Quemones

Incisión o desgarre del metal producida en la superficie del ducto por el arrastre del electrodo o perforación de la raíz del bisel, en el proceso de soldadura del mismo por arco eléctrico.

R

Rata o ratio

Razón, proporción.

Reconocimiento

Estudio preliminar para levantar información sobre áreas específicas o predeterminadas, caracterizarlas y definir sus niveles de riesgo y vulnerabilidad sobre cualquier estructura u obra que allí se emplace.

Régimen permanente

Las condiciones hidráulicas del ducto a las cuales todos los parámetros operacionales permanecen aproximadamente constantes durante un periodo de tiempo.

Resistividad del suelo

Es la resistencia eléctrica específica de un terreno, se expresa en ohm-cm.

Riesgo

Es la relación entre la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma. Esta relación es aritmética cuando la metodología de evaluación de riesgo es cuantitativa y puede ser la combinación matricial cuando la evaluación de riesgo es cualitativa.

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

Rocería

Corte y poda de zonas verdes (con vegetación). Acción de retiro de la vegetación (arbustos, pastos y árboles a punto de caerse) del derecho de vía o franja del ducto, para permitir las labores de inspección visual, de patrullaje y de mantenimiento. También puede conocerse como “chapodeo”.



S

SCADA

Siglas descriptivas de: *Supervisory Control And Data Acquisition*, cuya traducción literal al español es: sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

SCC

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

Sedimentos

Residuos de material rocoso de diverso tamaño que, con el tiempo, se van fragmentando en trozos más pequeños. La gravedad y el transporte por la acción del agua o del viento los deposita y acumula en las zonas más bajas del relieve terrestre.

En corrosión de ductos se trata del agua y partículas que se acumulan en el interior de la tubería, causando restricciones del flujo y promoviendo la corrosión interna del tubo.

Segmentar

Acción de dividir en secciones un ducto, dependiendo de las AAC o AAM, y de sus características de construcción (diámetro, espesor, grado del material, edad del ducto, condición del recubrimiento, tipo de recubrimiento, tramos aéreos y enterrados, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo de raspadores, u otros) para facilitar el ejercicio de valoración de riesgos.

S&W

Sedimento y agua (del inglés, *Sediment and Water*). Material que coexiste con, aunque es distinto a, un hidrocarburo líquido que requiere una medición por separado por razones como la contabilidad de ventas. El material puede incluir agua libre y sedimento (en inglés, *Free Water and Sediment - FW&S*) y agua emulsificada o suspendida y sedimento (en inglés, *Suspended Water and Sediment - SW&S*).

Socavación

Es el resultado de la erosión causada por el agua. Se pueden distinguir dos tipos de socavación: general y localizada.

Sondeo

Perforación de percusión o por lo general rotativa con extracción de muestras para identificación de los materiales atravesados y/o ensayos de laboratorio. Normalmente se pueden adecuar e instalar instrumentos especiales para realizar diversos tipos de pruebas geomecánicas e hidráulicas en el sitio. El alcance en profundidad está en función del tipo de máquina y/o las características del terreno en investigación y el propósito del proyecto.

SRB

Sigla en inglés para nombrar a las bacterias sulfato-reductoras.

Susceptibilidad

Expresa la facilidad con que un proceso geodinámico natural pueda ocurrir sobre la base de las condiciones y características locales del terreno. La probabilidad de ocurrencia de un factor detonante como una lluvia o un sismo no se considera. La susceptibilidad se puede evaluar de dos formas:



- I. **sistema de experiencia:** utiliza la información directa sobre las características de los suelos y las rocas, la geomorfología del área, la experiencia o conocimiento de los mecanismos que generan estos procesos, y el historial geotécnico del área. Se interrelacionan estas informaciones para caracterizar y estimar el alcance, riesgo inherente o real, y la magnitud de la ocurrencia de un evento; y
- II. **sistema teórico:** se mapea y dimensiona el mayor número de factores del área problema que se considere que puedan intervenir en la ocurrencia de un proceso natural. Estos datos se trabajan mediante programas informáticos para determinar el número de probabilidades y condiciones de falla.

También, para las demás amenazas a las cuales está sometido el ducto, es la mayor o menor probabilidad de que el daño o deterioro de la tubería se esté presentando.

T

Talud o talus

Depósitos de detritos o fragmentos rocosos acumulados en el pie de una ladera.

Talweg

Es un término que proviene del alemán (*Thalweg*) e indica la parte o línea más profunda de una corriente de agua o río donde la velocidad de la corriente es mayor. Se extiende también para definir la parte más profunda del valle. En español opcionalmente se utiliza el término “vaguada”.

Tasa de corrosión

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

TBG

Tablero Balanceado de Gestión, que permite hacer seguimiento al cumplimiento de los planes de acción para la mitigación del riesgo a través de indicadores. En inglés se conoce como *Balanced Score Card*.

Técnica on-off

Técnica utilizada para verificación de los sistemas de protección catódica por corriente impresa, con la cual se mide el potencial de la estructura respecto al suelo con un electrodo de referencia (en ductos onshore se utilizan electrodos de cobre/sulfato de cobre), con la corriente de protección aplicada (*on*) y en el instante de interrumpir la alimentación eléctrica de la fuente del sistema de protección catódica (*off*).

Tenor de agua

Porcentaje de agua en alguna solución.

Trampa de envío o de recibimiento de pig o de scrapper

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



Tubería

Secciones de tubo, fabricado en longitudes de 6m y 12m aproximadamente, en acero al carbono de baja aleación, con o sin costura longitudinal, en diámetros, espesores y grados de material varios, y que son utilizados en la construcción de ductos.

U

UMR

Siglas descriptivas de: Unidad de Monitoreo Remoto, para visualizar en tiempo real las condiciones de operación de las Unidades Rectificadoras de Protección Catódica (URPC).

URPC

Siglas descriptivas de: Unidad Rectificadora de Protección Catódica, consistente de un rectificador de corriente AC a DC, una cama anódica, una conexión a la estructura a proteger, y un transformador o generador.

V

Vida residual

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

Z

ZAC

Siglas descriptivas de la expresión: Zona Afectada por el Calor, utilizada en los procesos de soldadura de arco eléctrico. Es la porción del metal base que no ha sido fundida, pero cuyas propiedades mecánicas han sido alteradas por el calor de la soldadura. Metal base adyacente al metal de soldadura que no se funde en el proceso de soldeo, pero que alcanza la temperatura de transformación del acero (723°C), generándose estructuras duras susceptibles a la corrosión y al agrietamiento. También se conoce como ZAT (Zona Afectada Térmicamente).



5. Identificación de la línea base del ducto

La integridad de los sistemas de ductos debe ser considerada desde su planeamiento inicial, diseño y construcción. La administración de la integridad de un ducto empieza desde el adecuado diseño y construcción del sistema. Las especificaciones de diseño, las condiciones de construcción del ducto y los registros que se llevan durante esta etapa, proveen información para establecer la línea base de un programa de administración de integridad.

La integración de la información es un componente clave para administrar un sistema de integridad. El registro, la compilación y el manejo integral de toda la información disponible son elementos clave de la estructura de administración de integridad. Con esto, el operador de un ducto puede determinar donde están los mayores riesgos de un incidente y tomar las acciones proactivas para mitigarlos o eliminarlos.

La valoración de riesgos como base de un programa de integridad de ductos es un proceso analítico que involucra la integración y el análisis de la información del diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, los ensayos, las pruebas, el monitoreo y los planos del derecho de vía y las áreas por donde cruza el ducto.

La valoración de riesgos relacionados con la integridad de los ductos es un proceso continuo, por lo que, periódicamente, el operador deberá reunir información adicional generada por la experiencia en la operación de sus sistemas. Esta información, clasificada por factores, le permitirá al operador, en la medida de su importancia y calidad, realizar la re-evaluación del riesgo y ajustar su plan de integridad; lo que puede resultar en cambios en la frecuencia o métodos de inspección, o incluso en modificaciones a los ductos.

El primer paso que debe hacer un operador para atender las amenazas potenciales que puedan afectar la integridad de los ductos, en cualquier parte de su longitud, es recopilar información que le permita evidenciar los riesgos a los cuales estaría sometido su sistema de transporte por ductos. En esta etapa el operador recopila, revisa e integra los datos necesarios para conocer y entender la condición real del ducto, e identificar y localizar las amenazas específicas a su integridad, así como para poder medir el nivel de las consecuencias en caso de una falla del ducto. Los factores o tipos de datos requeridos para apoyar la evaluación del riesgo incluyen la información de operación, mantenimiento, diseño de ducto, históricos de operación, historial y modos de falla, reporte de inspecciones, pruebas, monitoreo de los sistemas de control de corrosión, y la relacionada con poblaciones y áreas sensibles que puedan verse afectadas por el derrame, incendio y/o explosión del producto transportado.

En la recolección de datos para establecer la línea base del ducto y apoyar el posterior ejercicio de valoración del riesgo, se deben tener en cuenta no solo aquellos mecanismos de daño que el operador pueda evidenciar que estén afectando actualmente su ducto, sino que es recomendable considerar si son posibles otras amenazas que no se hayan materializado aún en el sistema.

En todo caso, para facilitar a los usuarios de este manual la labor de identificar una línea base de su ducto, a continuación se describen algunas fuentes y tipos de información, que se considera fundamental acopiar para establecer un programa de administración de integridad de ductos.

5.1. Registros relacionados con el material de la tubería

Se debe establecer si el tipo de tubería es sin costura o con costura (proceso de soldadura de la costura), el grado del acero, el diámetro nominal de la tubería, los espesores nominal y actual (si es posible), el año y fabricante de la tubería. También se deben establecer los registros de certificación



del material, los documentos de especificaciones técnicas soporte de la compra, los documentos o informes de la interventoría del proceso de fabricación de la tubería y los registros de certificación de la prueba neumática o hidrostática de la tubería. Esta información permitirá establecer las presiones de diseño y de operación segura para la tubería, valorar el efecto de cargas externas, identificar posibles modos de falla a los cuales puedan ser más susceptibles unas tuberías frente a otras, hacer trazabilidad en caso de fallas asociadas a la calidad del tubo, establecer para otros ductos la correlación de fallas con respecto al fabricante de la tubería, e identificar los métodos de inspección más apropiados para evidenciar los diferentes modos de falla. También debe registrarse la norma (y su edición) utilizada para la especificación de la tubería.

5.2. Registros relacionados con la construcción del ducto

Se debe disponer de información que permita establecer el tipo y proceso de soldadura circunferencial aplicada, el tipo y condición del recubrimiento anticorrosivo aplicado al tubo y a las juntas circunferenciales, el tipo de relleno, la profundidad del ducto y la disposición de los tubos en toda la longitud de ducto (diámetros, espesores, grados, longitudes y curvas). Esta información puede ser obtenida a partir de: normas o procedimientos de diseño y construcción aplicados durante el ensamble del ducto; registros de control de calidad de las soldaduras de campo; registros de la interventoría de construcción; registros de procedimientos de soldadura (WPS y PQR); registros del fabricante del ducto si el recubrimiento del tubo fue aplicado en su misma planta, o del aplicador del recubrimiento en planta o en campo si la tubería fue comprada desnuda; y de planos de construcción. Esta información permitirá verificar el cumplimiento del ducto con las buenas prácticas de diseño y construcción para evidenciar mecanismos de daño a los cuales pueda ser susceptible en cualquier punto de toda su extensión, y apoyar la segmentación para facilitar el ejercicio de valoración del riesgo.

5.3. Registros relacionados con la infraestructura

Es necesario disponer de información que permita conocer la ubicación: de las válvulas de seccionamiento y válvulas cheque del ducto; del cruce con otros ductos o estructuras; de cruces de vías carretables, férreas, canales o ríos y si son encamisados o no; de cruces o paralelismos con líneas de alta tensión; de tramos de ducto aéreos y enterrados; y de interfases de ducto aéreo-enterradas. También es necesario conocer el tipo de suportación para tramos aéreos, la ubicación de cruces o paralelismos con líneas de corriente continua de tranvías o metros, de los sectores susceptibles a cargas externas sobre el tubo por tráfico pesado, de trampas de envío y recibo de herramientas de limpieza interna, de piernas muertas o tramos de no recirculación o de estancamiento de agua y/o sedimentos, y de los sistemas de filtración. Esta información puede ser obtenida de los planos de construcción del ducto y de los informes de recorridos del personal de mantenimiento y seguridad, y permitirá identificar diferentes amenazas y mecanismos de daño sobre el ducto, la segmentación del ducto, y facilitará el ejercicio de valoración del riesgo. Toda esta información debe estar disponible en una base de datos tipo GIS.

5.4. Registros relacionados con la agresividad del medio (fluido y terreno)

Es importante conocer el tipo de fluido transportado, con sus características (peso molecular, punto inicial de ebullición y punto de inflamación) a partir del certificado de calidad de laboratorio. También las características del agua o los sedimentos que puedan estar presentes con el producto transportado, drenados de los mismos ductos o de los tanques de suministro del producto a transportar, por medio de análisis físico-químico y microbiológico. Del mismo modo, es importante conocer el perfil de resistividades del medio acuático y de los suelos, y la clasificación de los suelos en términos de su configuración y -por medio de análisis físico-químicos y microbiológicos- establecer el nivel de carbonatos, sulfatos, bicarbonatos, cloruros, pH y bacterias.



También es importante conocer y mantener un archivo de los análisis físico-químicos de los residuos obtenidos durante el pasaje de los *pigs* de limpieza, así como los resultados de los cupones y las sondas de corrosión.

La anterior información permitirá establecer la susceptibilidad del ducto a sufrir procesos de corrosión interior y exterior, facilitando el ejercicio de valoración de riesgos y el establecimiento de los planes de acción para evidenciarlos y mitigarlos.

5.5. Registros relacionados con el derecho de vía o servidumbre

El conocimiento relacionado con los estudios geológicos, los análisis geotécnicos, y los informes de los recorridos de los derechos de vía, permitirá disponer de información sobre la susceptibilidad de los ductos a ser afectados por amenazas asociadas a la naturaleza.

Estas investigaciones se plasman en un informe geotécnico - geológico que, entre otros aspectos, contiene: tipos y características de los terrenos; intersección y disposición espacial de corrientes de agua; infraestructura urbana, vial, etc.; ubicación y delimitación de tramos de riesgo potencial por amenazas naturales (zonificación geotécnica); y en el caso de tramos con condiciones de inestabilidad y riesgo por amenazas naturales que no puedan ser evitados por limitaciones topográficas o hidrográficas del área, se incluyen los controles o el monitoreo y/o obras de estabilización o reforzamiento recomendadas a implementarse en la construcción y mantenimiento del derecho de vía.

Adicionalmente a conocer el tipo, las características, y la condición del suelo en la faja del ducto, es importante conocer el mecanismo de fijación de la servidumbre, los procesos legales seguidos, y la ubicación de dichos registros. Con esta información es posible establecer la susceptibilidad de las poblaciones locales respecto a la presencia del ducto.

5.6. Registros relacionados con el recubrimiento

Además de conocer el tipo, las características, y la condición del recubrimiento aplicado durante el ensamble y la construcción del ducto, es necesario conocer la edad del recubrimiento, la aislación térmica y su condición actual. Asimismo, es importante conocer las condiciones del aislamiento térmico aplicado a algunos ductos que operan con producto caliente y al recubrimiento de concreto aplicado a los ductos submarinos que atraviesan tramos de lagos, ríos, zonas pantanosas y mar. Con esta información es posible establecer la susceptibilidad del ducto a la corrosión exterior y establecer planes de acción para mitigarla.

Esta información puede ser obtenida de los registros de construcción del ducto y de las inspecciones realizadas con técnicas como DCVG (gradiente de voltaje de corriente directa o continua), Pearson, ACVG (gradiente de voltaje de corriente alterna) o PCM (mapeo de corriente en ducto), o de reportes de corridas de herramientas de inspección en línea (ILI – *In Line Inspection*).

5.7. Registros relacionados con el sistema de protección catódica

Es necesario conocer el tipo de protección catódica instalada (corriente impresa o protección galvánica), su ubicación, las características de la cama anódica y si dispone de una unidad de monitoreo remoto. También se debe conocer la condición de los aislamientos eléctricos entre los ductos y plantas y entregas al paso, cruces aéreos, ducto aéreo; y la ubicación de los postes de toma de potenciales. Esta información permitirá establecer si se tiene implementado un adecuado sistema de protección catódica en relación con el tipo y condición del recubrimiento y, por tanto, que tan susceptible puede ser el ducto a la amenaza de corrosión exterior. Esta información se puede obtener de los registros de construcción del ducto y las inspecciones periódicas realizadas a las URPC (Unidades Rectificadoras de Protección Catódica).



5.8. Registros relacionados con los mantenimientos preventivos

Es importante conocer los niveles de protección catódica, el estado del recubrimiento, el estado del ducto, los tipos y tasas de corrosión interior, el tratamiento químico y su efectividad, los niveles de esfuerzos por cargas externas, el estado de la señalización preventiva, el estado del derecho de vía (inundaciones, deslizamientos, cárcavas, socavaciones, e incendios forestales), el estado de los cruces aéreos y sub-fluviales, el nivel de actividad sobre el derecho de vía, y las poblaciones y áreas de alta sensibilidad. Esta información, que puede ser obtenida a partir de la aplicación de técnicas como CIPS (medición de potenciales a intervalos cortos), DCVG, PCM, ILI, monitoreo de corrosión interior, monitoreo de cargas o desplazamiento de ductos, inspecciones y patrullajes del derecho de vía. Ésta permitirá establecer la susceptibilidad de las amenazas de corrosión exterior, corrosión interior, daños por terceros, fuerzas de la naturaleza, así como la efectividad de las acciones de mitigación frente a éstas, y valorar las consecuencias en caso de un evento de falla.

5.9. Registros relacionados con la operación

Los datos de operación y los procedimientos de operación y control son necesarios para establecer las máximas presiones de operación, las fluctuaciones de la presión durante el servicio, las características del producto transportado, las temperaturas de operación, los sistemas de control utilizados para las variables de flujo y presión, los sistemas de alivio y corte, las comunicaciones, la gestión y el control de los cambios a la infraestructura y proceso operativos, las fallas presentadas por operaciones incorrectas, los sistemas de detección de fugas en línea, y el entrenamiento y la competencia de los operadores del sistema. Con esta información se puede apoyar la valoración de las amenazas asociadas a la corrosión interior y a las operaciones incorrectas, y el grado de afectación o consecuencia en caso de una falla del ducto. Ésta puede ser obtenida a partir de los manuales de operación, del manual de funciones y responsabilidades de los operadores, de los estudios de HAZOP, de los históricos de fallas, de los registros históricos de las variables operacionales, de los planos P&ID, del reporte de auditorías al sistema de gestión de calidad, y del reporte de investigación de incidentes y accidentes.

5.10. Registros relacionados con el histórico de fallas

Esta información es muy importante, dado que revela mecanismos de daño probados y permite saber cuál es el nivel de afectación sobre las áreas de derrame del producto en situaciones reales. En algunos casos también permite extrapolar a otros ductos estos mecanismos de daño y las acciones de remediación tomadas y su efectividad; y por supuesto conocer la efectividad de los planes de contingencia de la empresa, así como los planes de contingencia de ductos que estén en una faja o franja que contenga ductos de más de una operadora. El histórico de fallas debe contemplar la causa de la falla: por defectos de fabricación del tubo; por corrosión interior; por corrosión exterior; por SCC; por uniones bridadas; por conexiones ilícitas; por atentados; por daño involuntario de terceros; por errores operacionales; y por la amenaza de fuerzas de la naturaleza. También el histórico de fallas debe contener los volúmenes derramados, las áreas impactadas, los daños ocasionados a personas, infraestructura y ambiente, y los costos asociados a la atención del evento. También es importante rescatar todo registro histórico de inspección y mantenimiento que haya sido generado para el ducto de referencia, principalmente para los tramos próximos al incidente o accidente.

5.11. Registros relacionados con el mantenimiento correctivo

Esta información debe contener resultados de pruebas de presión, sectores de reposición de ducto, construcción de variantes, reparación mecánica del tubo, cambios de recubrimiento anticorrosivo, cambios en el recubrimiento de aislamiento térmico, refuerzos de protección catódica, rehabilitación de recubrimientos en interfases aéreo-enterradas de ducto, rebloqueos de ductos aéreos, planos actualizados de los ductos, y estado de los aislamientos eléctricos en estaciones, entregas al paso,



cruces aéreos y en la suportación de ductos aéreos. La información relacionada con el mantenimiento es necesaria para saber qué eventos han obligado a acometer estas acciones, la efectividad de las mismas, y la aplicación a otros ductos. Asimismo permite conocer el nivel de integridad del ducto y apoya directamente el ejercicio de valoración de riesgos. La información de mantenimiento se puede conseguir a partir de los sistemas de administración del mantenimiento, los informes de construcción de variantes, los informes de reposición y/o rehabilitación de tramos de ductos, los registros de lecciones aprendidas, y los informes de recorridos de ductos realizados por el personal de mantenimiento y seguridad.

5.12. Registros relacionados con áreas de alta consecuencia y mitigación de las consecuencias

Esta información permite establecer cuáles segmentos del ducto pueden afectar, en caso de una falla, las áreas de alta consecuencia, sobre las cuales los operadores de ductos deben centrar mayor atención. Esta información puede ser obtenida a partir de los planes de contingencia, los planes de manejo ambiental, las corporaciones ambientales y los entes estatales regulatorios de cada país. Dentro de esta información se debe tener la ubicación de poblaciones y áreas especialmente sensibles en las cuales se pueda afectar a las comunidades en caso de un derrame de producto, como son: ciénagas; ríos; lagos; zonas de reserva natural animal y vegetal; cuerpos de agua para el consumo humano; sitios de recreación y turismo; vías fluviales y marítimas comercialmente navegables; sitios históricos o arqueológicos; y cualquier otro sector que las regulaciones de cada país indiquen o que el operador, dentro de sus políticas de responsabilidad social y ambiental, considere pertinente incluir dentro de su ejercicio de valoración de riesgos. En relación con el descubrimiento de sitios históricos o arqueológicos durante las actividades de mantenimiento o construcción de ductos, éstos deben ser notificados a las autoridades o entidades competentes.

En relación con los gasoductos, es importante conocer el mapeo de las condiciones de viento de la faja. Para el caso de ductos sumergidos se deben conocer las condiciones de corrientes y viento, así como el efecto de socavamiento.

Para ductos antiguos en que el operador no tenga toda la información referenciada en los puntos anteriores, no es impeditivo iniciar con el ejercicio de valoración de riesgo inicial y establecer los planes de acción para mantener la integridad de los ductos. El desconocimiento de la condición del ducto puede dar un nivel de riesgo inicial alto, lo que obliga a realizar monitoreos, pruebas, e inspecciones para ratificar o rectificar dicho nivel de riesgo. El nivel de información puede ir mejorando en calidad y cantidad en la medida en que aplica la metodología planteada en este manual, y con ello se puede ir ganando un mayor nivel de confianza en la administración de la integridad de los ductos.



5.13. Lista de verificación para identificación de la línea base

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN IDENTIFICACIÓN DE LA LÍNEA BASE DEL DUCTO SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
1.	¿Se tienen registros relacionados con la tubería? Tipo de tubería, grado del material, espesores nominales y actuales, año de fabricación, certificación del fabricante.						
2.	¿Se tienen registros relacionados con la soldadura, el ensamble y la construcción e instalación del ducto y de las pruebas hidráulicas? Proceso de soldadura (WPS y PQR), tipo de recubrimiento, tipo de relleno, tipo de protección mecánica, profundidad del ducto, disposición del ducto (diámetros, grados, espesores, longitudes, y curvas), la prueba hidrostática, el año de instalación.						
3.	¿Se tienen registros relacionados con la infraestructura? Ubicación de las válvulas y cheques de seccionamiento del ducto, cruce con otros ductos o estructuras, cruces de vías carretables, férreas, canales o ríos y si son encamisados o no, cruce o paralelismo con líneas de alta tensión, tramos de ductos aéreos y enterrados, interfaces de ducto aéreo-enterradas, tipo de suportación para tramos aéreos, cruce o paralelismo con líneas de corriente continua de tranvías o metros, sectores susceptibles a cargas externas sobre el tubo por tráfico pesado, ubicación de trampas de envío y recibo de herramientas de limpieza interna, ubicación de piernas muertas o tramos de no recirculación o de estancamiento de agua y/o sedimentos, sistemas de filtración e información sobre las vías de acceso a las válvulas y a los cruces con ríos, carreteras y vías férreas.						
4.	¿Se tienen registros relacionados con la agresividad del medio (fluido y terreno)? Tipo de fluido transportado, con sus características (peso molecular, punto inicial de ebullición, punto de inflamación); características de las aguas o sedimentos presentes con el producto transportado; perfil de resistividades de los suelos; la clasificación de los suelos en términos de su configuración; nivel de carbonatos, sulfatos, bicarbonatos, cloruros, pH y bacterias.						
5.	¿Se tienen registros relacionados con el derecho de vía o servidumbre? Estudios geológicos; análisis geotécnicos; informes de los recorridos de los derechos de vía; informes de mantenimiento del derecho de vía; informes de monitoreo de estabilidad geotécnica; documentos de tenencia o negociación de la servidumbre.						
6.	¿Se tienen registros relacionados con el recubrimiento? Edad, tipo, características, y condición del recubrimiento anticorrosivo y de aislamiento térmico actual.						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN							
IDENTIFICACIÓN DE LA LÍNEA BASE DEL DUCTO							
SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
7.	¿Se tienen registros relacionados con el sistema de protección catódica? Tipo de protección catódica instalado (corriente impresa o ánodos de sacrificio), ubicación de las URPC, características de la cama anódica, unidades de monitoreo remoto, aislamientos eléctricos entre los ductos y plantas y entregas al paso, cruces aéreos, ducto aéreo; y ubicación de los postes de toma de potenciales y puntos de interconexión o puenteo eléctrico.						
8.	¿Se tienen registros relacionados con los mantenimientos preventivos realizados? Niveles de protección catódica, estado del recubrimiento, profundidad de la cobertura, estado mecánico del ducto, tipos y tasas de corrosión interior, tratamiento químico y su efectividad, niveles de esfuerzos por cargas externas, estado de la señalización preventiva, estado del derecho de vía (inundaciones, deslizamientos, cárcavas, socavaciones, incendios forestales), estado y mantenimiento de las válvulas de seguridad y bloqueo del ducto, mantenimiento de las trampas de lanzamiento y recibo de pigs, estado de cruces aéreos y sub-fluviales.						
9.	¿Se tienen registros relacionados con la operación? Datos operacionales, procedimientos de operación y control, fluctuaciones de la presión durante el servicio, características del producto transportado, trazabilidad de los diversos baches que van en el ducto, temperatura de operación, sistemas de control utilizados, sistemas de alivio y corte, comunicaciones, gestión y el control de los cambios a la infraestructura y proceso operativos, fallas presentadas por operaciones incorrectas, sistemas de detección de fugas en línea, y programas de entrenamiento y competencia de los operadores del sistema.						
10.	¿Se tienen registros relacionados con el histórico de fallas? El histórico de fallas debe contemplar la causa de la falla y estar clasificada: por defectos de fabricación del tubo, por corrosión interior, por corrosión exterior, por SCC, por uniones bridadas, por válvulas cheques o de seccionamiento, por conexiones ilícitas, por atentados, por daño involuntario de terceros, errores operacionales, y por clima y fuerzas externas; y datos de volúmenes derramados, las áreas, infraestructura y personas impactadas, y los costos asociados a la atención del evento.						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN							
IDENTIFICACIÓN DE LA LÍNEA BASE DEL DUCTO							
SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
11.	¿Se tienen registros relacionados con el mantenimiento correctivo? Resultados de pruebas de presión, sectores de reposición de ducto, construcción de variantes, reparación mecánicas del tubo, cambios de recubrimiento anticorrosivo, cambios de aislamiento térmico, refuerzos de protección catódica, rehabilitación de recubrimientos en interfases aéreo-enterradas de ducto, rebloqueos de ductos aéreos, actualización de planos de los ductos, estado de los aislamientos eléctricos en estaciones, en entregas al paso, en cruces aéreos y en la suportación de ductos aéreos, mantenimientos realizados a cruces aéreos y subfluviales, mantenimientos realizados a las trampas de lanzamiento y recibo de pigs, y mantenimientos realizados a válvulas de seguridad, cheques y de seccionamiento.						
12.	¿Se tienen registros relacionados con áreas de alta consecuencia y mitigación de las consecuencias? Planes de contingencia, planes de manejo ambiental, planes de ayuda mutua, acuerdos de derecho de vía compartido, mapas de corporaciones ambientales y entes estatales regulatorios de cada país, ubicación de poblaciones y áreas especialmente sensibles: ciénagas, ríos, lagos, zonas de reserva natural animal y vegetal, cuerpos de agua para el consumo humano, sitios de recreación y turismo, vías fluviales y marítimas comercialmente navegables, y sitios históricos o arqueológicos.						

Tabla 1: Lista de verificación para la identificación de la línea base



6. Valoración y administración del riesgo

La gestión de la integridad basada en riesgos debe considerarse un proceso global y continuo que incluye: la valoración de los riesgos; las actividades de monitoreo, inspección y mitigación (mantenimientos); la integración de los datos; la revaloración periódica de los riesgos; la definición y los ajustes de los planes de acción; el establecimiento y la medición de indicadores de gestión; las auditorías al sistema de gestión; el plan de comunicación y el manejo del cambio.

La valoración del riesgo es la estimación de éste para los propósitos de toma de decisiones. En la estimación de los riesgos se suele integrar la información en herramientas informáticas, que facilitan el entendimiento de su naturaleza y ubicación a lo largo del ducto. En el ejercicio de valoración del riesgo debe participar personal experimentado en el conocimiento del ducto (operación y mantenimiento) y especialistas conocedores de las diferentes amenazas a las cuales pueda estar sometido, para que los datos, las suposiciones, y los resultados que arroje el ejercicio sean revisados con criterios adecuados, para tener mayor confiabilidad en la valoración misma y en el plan de acción derivado para mitigar dichos riesgos.

La definición del plan de acción frente a los riesgos valorados, la aplicación de dicho plan, la medición de su efectividad, el ajuste del mismo, y el control del cambio son procesos de naturaleza continua, y cada operador debe definir la frecuencia con que debe adelantar estas revisiones.

6.1. Definición de riesgo

La metodología para implementar un programa de integridad se apoya en la valoración del riesgo. El riesgo se define matemáticamente como el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla y las consecuencias de la misma, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R = \text{PoF} * \text{CoF}$$

Donde

- R: riesgo.
- PoF: probabilidad de ocurrencia de la falla.
- CoF: consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla.

La probabilidad de ocurrencia de la falla (PoF) se deriva de la valoración de cada una de las amenazas consideradas y descritas en el capítulo 7 - Mecanismos de falla por amenazas, de este manual.

Las consecuencias debidas a la ocurrencia de la falla implican la necesidad de establecer las áreas de alta consecuencia (AAC) o áreas de posible ocurrencia de accidentes mayores (AAM), como las enunciadas en el capítulo 5. Identificación de la línea base del ducto, registros relacionados con áreas de alta consecuencia o áreas de ocurrencia de accidentes mayores y mitigación de las consecuencias.

Las AAC o AAM, son aquellos lugares en los que puede haber una fuga o derrame de una sustancia peligrosa y que exponga a los trabajadores, a la población o al medioambiente a un peligro grave, inmediato o diferido. Los operadores de ductos deben estar familiarizados con las regulaciones vigentes para la gestión del sistema de integridad en sistemas de ductos, y con las definiciones de las AAC o AAM consignadas por las regulaciones de cada país donde operan. Nuevas AAC o AAM pueden aparecer con el tiempo a medida que nuevos datos de poblaciones y de recursos ambientales estén disponibles. Es importante que el operador asegure que su programa de gestión de integridad tiene en cuenta la información más reciente, provista por el gobierno y por sus propios medios de integración de datos.



Con esta información, el operador de un ducto puede considerar la necesidad de segmentar el ducto en tramos que, en caso de una fuga, afectarían estas AAC o AAM. De esta forma podrá hacer más fácil el ejercicio de valoración del riesgo, y centrar su atención y recursos con mayor énfasis en dichos segmentos, en términos de mitigar las amenazas y orientar sus planes de respuesta a contingencias. En la segmentación del ducto también es posible usar las características propias del ducto como son: los cambios de diámetro, cambios de espesor, cambios de grado del material del tubo, cambios de tipo de recubrimiento, edad del ducto, estado del recubrimiento, válvulas de seccionamiento, tramos aéreos, y tramos enterrados, entre otros. Como alternativa, el operador puede aplicar la metodología de cálculo del riesgo en todo el ducto sin realizar la segmentación por AAC y AAM, considerando todo el trazado como del mismo nivel de consecuencia. Un ejemplo se da en ductos que discurren por reservas o patrimonios de fauna y flora, por lo que la atención hace igual énfasis en tomar las medidas necesarias para mantener la PoF a un nivel tolerable en cualquier punto del ducto, con el fin de minimizar la posibilidad de ocurrencia de accidentes.

6.2. Valoración del riesgo

La valoración de riesgos es realizada por un grupo de expertos. Un equipo de valoración de riesgos debería estar integrado por: mantenedores civiles del derecho de vía; personal de operaciones; mantenedores mecánicos del ducto; especialistas ambientales; especialistas en seguridad física; especialistas en ingeniería de ductos; especialistas en construcción de ductos; especialistas en control de corrosión; especialistas en materiales; y especialistas de valoración y gestión de riesgos.

Existen diferentes metodologías para valorar y medir los niveles de riesgo, dentro de las cuales se incluyen:

a. Expertos en la Materia (*SME - Subject Matter Experts*)

Expertos en la materia (SME) son personas que tienen experiencia y competencia en áreas específicas de operación, mantenimiento, integridad y confiabilidad de ductos, y/o cuentan con amplia información de literatura técnica. Las SME son capaces de asignar valores relativos que describa la probabilidad de falla para cada amenaza y la consecuencia resultante (alta, media o baja consecuencia), con lo cual se calcula el riesgo relativo de cada tubería segmento dentro de una operación particular.

Adicionalmente, se utilizan reflexiones abiertas sobre eventos y riesgos potenciales; realizar revisiones del ducto segmento por segmento usando hojas de alineamiento o mapas; aplicar listas de verificación con grupos de preguntas estructuradas para obtener información de riesgos potenciales y aspectos de integridad del ducto;

b. Modelos de Evaluación Relativa

Son modelos semi-cuantitativos. La evaluación se construye sobre la experiencia específica del ducto, sobre mayor información e incluye el desarrollo de modelos de riesgo que se enfocan en amenazas conocidas que han impactado históricamente en las operaciones del ducto.

Estas aproximaciones son consideradas modelos de riesgo relativo, porque los resultados de riesgo se comparan con los resultados generados por el mismo modelo. Proporcionan una clasificación de riesgos relativo para el proceso de toma de decisiones. Utiliza matrices de riesgo para medir de manera cualitativa o cuantitativa las probabilidades de falla (PoF) y consecuencias de falla (CoF) para cada amenaza potencialmente posible en el ducto a valorar.

Algunas de las técnicas comúnmente utilizadas para calcular la probabilidad de ocurrencia de falla y consecuencia, son la de indexamiento y la de puertas lógicas, siguiendo un modelo semi-cuantitativo que reduce la relatividad y subjetividad de los cálculos realizados. Básicamente consiste en evaluar



numéricamente los parámetros establecidos para cada una de las variables que afectan directamente la PoF y la CoF, de forma tal que el riesgo sea la resultante del producto de los dos rangos de variaciones. La resultante numérica de la valoración del riesgo se transforma en cualidades por medio de una matriz de riesgos, la cual compara la PoF vs. CoF permitiendo establecer los diversos niveles de valoración del riesgo.

Es usual usar matrices de riesgo como la indicada en la figura 4 pues permiten que haya mayor discriminación del riesgo en función de PoF y CoF.

c. Modelos Basados en Escenario

Este enfoque se basa en los modelos lógicos que construyen árboles de eventos, árboles de decisión y árboles de fallas, que conllevan a un nivel de riesgo, e incluye tanto la probabilidad como las consecuencias de tales eventos. El modelo incorpora información detallada del diseño, operación y mantenimiento de las instalaciones, de la confiabilidad de los componentes y de los posibles efectos sobre la salud, el medio ambiente y la seguridad.

d. Modelos Probabilísticos

Son modelos cuantitativos más complejos y exigente con respecto a los requerimientos de información.

En lugar de utilizar el análisis comparativo, este enfoque se basa estrictamente en las probabilidades de riesgo aceptables establecidas a partir de los datos acumulados por los operadores de ductos. Con información detallada y amplios datos acumulados de tuberías específicas, se desarrollan algoritmos probabilísticos que incorporan la probabilidad de falla por cada una de las amenazas y las posibles consecuencias asociadas.

Es responsabilidad del operador de sistemas de transportes aplicar el método de análisis de riesgo que satisfaga sus necesidades, por lo cual es necesario una comprensión absoluta de las fortalezas y limitaciones de cada método de evaluación de riesgo antes de adoptar una estrategia a largo plazo (es posible utilizar más de una clase de modelo en todo el sistema de un operador).

P R O B A B I L I D A D E S	VI	R2	R2	R1	R1	R1	R1
	V	R3	R2	R2	R1	R1	R1
	IV	R3	R2	R2	R2	R1	R1
	III	R3	R2	R2	R2	R1	R1
	II	R3	R3	R2	R2	R2	R1
	I	R3	R3	R3	R3	R2	R2
		I	II	III	IV	V	VI
	CONSECUENCIA DE FALLA CoF						

Figura 4: Matriz de riesgo para ductos



6.2.1. Cálculo de la probabilidad de falla (PoF)

En la estimación de la probabilidad de falla intervienen diferentes variables que definen los factores a tener en cuenta en su valoración.

Las variables consideradas son:

- a. **entorno** o medio al cual puede estar expuesto el ducto (ej.: tipo de suelo; agresividad del suelo; nivel de actividad sobre el derecho de vía; y condición geológica del derecho de vía);
- b. **diseño**, es decir, aquellos aspectos considerados durante el diseño y la construcción del tubo para mitigar las amenazas a las cuales quedaría expuesto el ducto por su trazado mismo (ej.: tipo de recubrimiento; sistema de protección catódica; señalización del ducto; sistemas de monitoreo de la condición geotécnica del derecho de vía; protección mecánica; obras de geotecnia; mayor espesor; y otros);
- c. **diagnóstico** (monitoreo e inspección), que se refiere a los diferentes medios o acciones -con sus frecuencias- por los cuales se puede evidenciar si las medidas de mitigación consideradas durante el diseño, la construcción, y la rehabilitación están siendo efectivas (ej.: determinación de los niveles de protección catódica; determinación de la condición del recubrimiento; tasas de corrosión interior; histórico de eventos por cada amenaza; frecuencia y resultados de las inspecciones en línea (ILI); monitoreo de deslizamientos; diagnóstico de cruces aéreos y subfluviales; y otros); y
- d. **reacondicionamiento**, es decir, las acciones de mantenimiento derivadas de los diagnósticos (ej.: reparación y/o refuerzo de los sistemas de protección catódica; rehabilitación del recubrimiento; reparaciones ILI; re-señalización de tramos de ductos; y obras de estabilización geotécnica).

Las matrices para establecer la probabilidad de falla deben considerar estas variables, y los factores que influyen positiva o negativamente en su materialización.

En la valoración de la probabilidad de falla (PoF) es necesario tener en cuenta los siguientes pasos:

1. identificar el mecanismo de deterioro o daño que ocurre durante un tiempo determinado, teniendo en cuenta las condiciones normales de operación o el ambiente a los cuales esté sometido el ducto y la variación de los mismos;
2. determinar la tasa y/o susceptibilidad de deterioro;
3. cuantificar la efectividad de la última valoración de la integridad y del programa de mantenimiento; y
4. determinar si el deterioro continúa con las actuales condiciones y predecir la tasa a la cual excede la tolerancia de daño del equipo o activo causando una falla inminente.

6.2.2. Cálculo de la consecuencia de falla (CoF)

En el cálculo de la consecuencia de falla (CoF) es necesario tener presente la definición de las áreas de alta consecuencia (AAC) o áreas de accidentes mayores (AAM) para el ducto a valorar, según lo establecido arriba, para poder así estimar la severidad de la afectación de una fuga o rotura en la seguridad y salud de las personas, instalaciones, las comunidades, el ambiente así como en la economía del negocio.

Para determinar la consecuencia de falla, regularmente se tienen en cuenta dos tipos de análisis:

- a. **análisis cualitativo**: este método involucra la identificación de segmentos según lo anotado arriba, en términos de AAC o AAM y características físicas del ducto, y las amenazas presentes



como resultado de las condiciones de operación y los fluidos transportados que puedan derramarse. Las consecuencias de falla (ambientales, sanitarias, seguridad, imagen e impacto financiero) se evalúan para cada segmento dentro de un conjunto de categorías: muy alto; alto; medio; y bajo, según los criterios definidos en la matriz de riesgos; y

- b. **análisis cuantitativo:** el método cuantitativo implica un modelo lógico con las posibles combinaciones de los efectos de falla sobre las propiedades, el ambiente, el personal y la empresa. Usualmente se cuentan uno o más patrones de falla o resultados (fuga o rotura) y se calcula la consecuencia de falla basada en:
1. tipo de fluidos transportados;
 2. estado de fluidos del proceso en el interior del equipo o activo (sólido, líquido, o gaseoso);
 3. propiedades clave del fluido del proceso (peso molecular, punto de ebullición, punto de ignición, densidad, etc.);
 4. variables de operación, como temperatura y presión;
 5. modo de falla;
 6. estado del fluido al exponerlo a condiciones ambientales (sólido, líquido, y gaseoso).

Cada empresa usuaria del manual puede adoptar o implementar su propio modelo de valoración de riesgos y definir la metodología de calificar la PoF y la CoF para cada una de las amenazas considerada como posible en sus ductos.

6.3. Incertidumbre

Es importante que la valoración del riesgo identifique el papel de la incertidumbre en sus cálculos. El modelo de riesgo utilizado por la empresa usuaria debe asumir que las cosas son "malas" hasta que los datos muestren lo contrario. Por lo tanto, un tema subyacente en la valoración es que "la incertidumbre aumenta el riesgo". Se trata de un enfoque conservador que requiere que, en ausencia de datos significativos o de la oportunidad de aprovechar todos los datos disponibles, el riesgo debe ser sobrestimado en lugar de subestimado. Por lo tanto, se asignan valoraciones más bajas, que reflejan la presunción razonable de malas condiciones, con el fin de dar cabida a la incertidumbre. Esto da lugar a una valoración global del riesgo más conservador. Como una filosofía general, este enfoque a la incertidumbre tiene la ventaja a largo plazo de fomentar la colección de datos mediante las inspecciones y pruebas. La incertidumbre también desempeña un papel en la puntuación de los aspectos de operación y mantenimiento.

El excesivo conservadurismo, que podría enmascarar problemas reales, se evita mediante la aplicación de límites razonables en las asignaciones de valores predeterminados.

Como parte del concepto de "incertidumbre", la información del modelo de riesgo también tiene una "vida útil", que ilustra que las condiciones están cambiando siempre y la información más reciente es más útil que la información más antigua. Los resultados de la valoración representan una instantánea de la situación de riesgo en un punto en el tiempo. Finalmente, la antigüedad de la información tiene poco valor en el análisis de riesgo y esto se refleja en el cálculo del riesgo. Ejemplos de variables dependientes del tiempo que tienden a aumentar la incertidumbre con el pasar del tiempo:

- Crecimiento de fisuras de fatiga,
- Corrosión externa,
- Corrosión interna,
- Daños de terceros,
- Deterioro del revestimiento del ducto,



- Pérdida de la profundidad de entierro,
- Crecimiento excesivo de la hierba en el DDV,
- Pérdida de marcadores del DDV
- Aumento de la densidad de población, y
- Efectividad de la protección catódica

6.4. Información requerida para realizar la valoración de riesgos

En el capítulo 5 - Identificación de la línea base del ducto - se estableció la información suficiente y necesaria con la que se debe contar para apoyar un ejercicio de valoración de riesgos.



7. Mecanismos de falla por amenazas

En este capítulo del manual se describen las diferentes amenazas que pueden afectar la integridad del ducto y los modos de falla, algunas dependientes del tiempo, y otras independientes y/o estables en el tiempo.

Ahora bien, si a pesar de las acciones de monitoreo y mitigación de dichas amenazas, éstas llegaran a generar una falla del ducto, es necesario aplicar medidas para mitigar las consecuencias, dentro de las cuales se encuentran los planes de contingencia, los planes de ayuda mutua, y los sistemas de detección de fugas. Estos últimos aplican diferentes principios y tecnologías, entre los cuales se mencionan:

- emisión acústica;
- fibra óptica;
- monitoreo del suelo;
- medidores de flujo ultrasónicos;
- monitoreo de vapores;
- balance de masa;
- modelado de transientes en tiempo real; y
- análisis de puntos de presión.

Este capítulo también contiene la lista de verificación para cada una de las amenazas, con el fin de facilitar la revisión y recopilación de la información necesaria para apoyar la valoración de la PoF y de las consecuencias durante el ejercicio de estimación de riesgos.

Los medios, las acciones y los métodos para hacer evidentes los daños y mitigar las amenazas se encuentran como apéndices al manual, como una ayuda para actuar sobre la probabilidad de falla o susceptibilidad de daño por cada una de estas amenazas.

7.1. Corrosión interna

En la producción, refinación y transporte de petróleo, en general, los fluidos transportados por los ductos también cargan agua y contaminantes, en cuyo caso el potencial de corrosividad es función directa de sus características físico-químicas, la relación agua/fluido, y la forma de transporte. A su vez, en vista de las características geográficas y la extensión de cada país, localización de sus ciudades, y sus diferentes relieves y cuencas hidrográficas, los ductos de transporte de petróleo y derivados presentan, además de grandes extensiones, diferentes trayectos, dimensiones y requisitos de proyecto. Ambas cuestiones hacen que cada vez se deba prestar mayor atención a posibles accidentes originados por la corrosión interior.

Es necesario elaborar un plan director para el monitoreo y control de todo el proceso de corrosión interna de los ductos, teniendo presente el control de la integridad de los mismos y la garantía de calidad del producto que va a ser entregado a sus clientes.

7.1.1. Descripción de las amenazas de daños por corrosión interna

La corrosión consiste en el deterioro de los materiales por la acción química o electroquímica del medio, pudiendo estar -o no- asociada a esfuerzos mecánicos.

La corrosión puede incidir sobre diversos tipos de materiales, ya sean metálicos como los aceros o no metálicos, como plásticos, cerámicas o concreto. El énfasis aquí descrito será sobre la corrosión de los materiales metálicos. Esta corrosión es denominada corrosión metálica.



Dependiendo del tipo de acción del medio corrosivo sobre el material, los procesos corrosivos pueden ser clasificados en dos grandes grupos, abarcando todos los casos de deterioro por corrosión:

- corrosión electroquímica (corrosión acuosa); y
- corrosión química (oxidación a alta temperatura o corrosión a alta temperatura).

La corrosión electroquímica es más frecuente en la naturaleza y se caracteriza básicamente por:

- existir en el agua, en el estado líquido, la presencia de iones disueltos (cationes y aniones disociados);
- trabajar en temperaturas abajo del punto de rocío del agua, siendo la gran mayoría a temperatura ambiente; y
- formar una pila o celda de corrosión, con la circulación de electrones en la superficie metálica. Envuelve reacciones parciales de oxidación y de reducción.

Con base en la necesidad de que el electrolito contenga agua líquida, la corrosión electroquímica es también denominada corrosión en medio acuoso.

En los procesos de corrosión, los metales reaccionan con los elementos o compuestos no metálicos presentes en el medio, O_2 , S, H_2S , CO_2 entre otros, produciendo compuestos semejantes a los encontrados en la naturaleza, de los cuales fueron extraídos. Se concluye, por lo tanto, que en estos casos la corrosión corresponde al inverso de los procesos metalúrgicos.

Como en la corrosión química no se necesita agua líquida, ella también es denominada corrosión seca o corrosión en medio no acuoso, normalmente ocurriendo a altas temperaturas. Las siguientes son sus características:

- son procesos de oxidación y de reducción que ocurren en una misma región y directamente entre el metal y el medio agresivo en el metal y son menos frecuentes en la naturaleza, involucrando operaciones donde la temperatura es elevada;
- ausencia del agua líquida, también conocida como corrosión seca; y
- ocurre en general, a temperaturas elevadas, siempre encima del punto de rocío del agua.

En el interior de ductos de transporte de hidrocarburos generalmente se tienen procesos de corrosión electroquímica, debido a la presencia de agentes corrosivos que se disuelven en el agua líquida transportada y que producen las reacciones de óxido-reducción en el metal expuesto.

7.1.2. Tipos de daños producidos por corrosión interna

Las formas en que la corrosión puede manifestarse son definidas principalmente por la apariencia de la superficie corroída, siendo las principales:

- **Corrosión uniforme:** cuando la corrosión se procesa de modo aproximadamente uniforme en toda la superficie atacada. Esta forma es común en metales que no forman películas protectoras, como resultado del ataque;
- **Corrosión por placas:** cuando los productos de corrosión se forman en placas que se desprenden progresivamente. Es común en metales que forman una película inicialmente protectora pero que, al tornarse espesa, se fractura y pierde adherencia, exponiendo el metal a un nuevo ataque;
- **Corrosión alveolar:** cuando el desgaste provocado por la corrosión se da bajo forma localizada, con el aspecto de cráteres. Es frecuente en metales formadores de películas semi-protectoras o cuando se tiene corrosión bajo depósito, como en el caso de la corrosión por aeración diferencial;



- **Corrosión por *pit*:** cuando el desgaste se produce de forma muy localizada y de alta intensidad, generalmente con profundidad mayor que el diámetro y bordes angulosos. La corrosión por *pit* es frecuente en metales formadores de películas protectoras, en general pasivas, que, bajo la acción de ciertos agentes agresivos, son destruidas en puntos localizados, los cuales se tornan activos, posibilitando una corrosión muy intensa. Un ejemplo común está representado por los aceros inoxidable auténticos en medios que contienen cloruros. La presencia de microorganismos tales como las bacterias sulfato-reductoras también asiste a disparar y acelerar el proceso de corrosión localizada;
- **Corrosión inter-granular o inter-cristalina:** cuando el ataque se manifiesta en el contorno de los granos, como en el caso de los aceros inoxidable austeníticos sensibilizados, expuestos a medios corrosivos; y
- **Corrosión trans-granular o trans-cristalina:** cuando el fenómeno se manifiesta bajo la forma de rajaduras que se propagan por el interior de los granos del material, como en el caso de la corrosión bajo tensión de aceros inoxidable auténticos.

7.1.3. Lista de verificación para corrosión interna

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN							
CORROSIÓN INTERNA							
SISTEMA DE TRANSPORTE							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
1.	¿Existen procedimientos para la determinación del grado de severidad de corrosión interna, así como la identificación de las respectivas medidas correctivas?						
2.	¿Existe un procedimiento y programa de paso de <i>pig</i> instrumentado para la detección de la corrosión interna, para el caso de los ductos no pigables/pigables? En caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta inspección?						
3.	¿Existe un procedimiento y programa de inspección para la determinación de la pérdida de espesor interno para ductos no pigables/pigables o que no tengan las facilidades necesarias para el paso de <i>pig</i> instrumentado? En caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta inspección?						
4.	¿Existe un procedimiento y programa de limpieza interna y/o remoción de agua o condensado a través del paso de <i>pigs</i> ? en caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta actividad?						
5.	¿Todos los ductos, en donde sea necesario, ¿disponen de programas de inyección de inhibidores de corrosión (bomba automatizada – dosificación controlada – ensayo de eficiencia)?						
6.	¿Existen rutinas implantadas para acompañar el tenor de agua en los productos transportados mediante ensayos normalizados? En caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta actividad?						
7.	¿Existen rutinas implantadas para el control y análisis de la corrosividad de los productos transportados (residuo, agua y gases corrosivos)? En caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta actividad?						
8.	¿Existen procedimientos y rutinas para la determinación de la tasa de corrosión por cupón de corrosión y/o sondas de resistencia eléctrica? En caso afirmativo, ¿cómo es establecida la periodicidad de esta actividad?						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN CORROSIÓN INTERNA SISTEMA DE TRANSPORTE							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
9.	¿Los resultados obtenidos con los probadores y los análisis de fluidos y residuos están retroalimentando el sistema de administración de la corrosión (utilización de software – gráficos de tendencias – alteración de las variables de medidas preventivas – identificación del proceso corrosivo)?						
10.	¿Existen procedimientos de entrenamiento y calificación de los técnicos que trabajan en la actividad de corrosión?						

Tabla 2: Lista de verificación para corrosión interna

7.2. Corrosión externa

Una de las amenazas a la cuales está sometido cualquier ducto de transporte de hidrocarburos o de cualquier otro producto peligroso, sea en estado líquido o gaseoso, es la corrosión externa.

No es la pretensión de este manual tratar a fondo cada uno de los tipos de corrosión que pueden ocurrir en un ducto, pero se hace necesario enunciarlos y explicar de manera básica los mecanismos de daño, con el propósito de facilitar su identificación y establecer las técnicas de inspección más apropiadas para evidenciarlos, y los aspectos que puedan ser considerados en su mitigación.

7.2.1. Descripción de las amenazas de daños por corrosión externa

La corrosión en los metales es la tendencia de éstos a volver a su estado estable en que fueron encontrados en la naturaleza (óxidos), de donde fueron extraídos. La corrosión se define como el deterioro o la degradación de un material, generalmente un metal, debido a su reacción con el ambiente que lo rodea. La tasa a la cual el metal se deteriora o corroe, está determinada primariamente por el ambiente en el cual está expuesto y por las medidas preventivas que se hayan tomado en ese lugar para mitigar el proceso corrosivo.

Casi todos los tipos de ataque de corrosión externos se pueden listar bajo varias categorías mayores. Tal vez, la característica más fuerte de la corrosión es la inmensa variedad de condiciones en las cuales ésta ocurre y el gran número de formas en las cuales aparece. Aunque hay varias formas diferentes de corrosión cada una comparte algunos factores comunes. La corrosión electroquímica se da si existen:

1. un ánodo;
2. un cátodo;
3. un conductor metálico que conecta el ánodo y el cátodo (generalmente es el ducto mismo); y
4. un electrolito donde se producen las reacciones químicas y permite el flujo de iones (típicamente el suelo, el ambiente atmosférico, y afluentes de aguas subterráneas o superficiales, etc.).

Independientemente del tipo de corrosión, cada uno de los cuatro elementos listados arriba deberá estar presente para que ocurra la corrosión; el programa de control de corrosión consistirá en mitigar alguno de los cuatro factores para detener la reacción electroquímica.

La corrosión externa puede presentarse tanto para ductos aéreos como enterrados y sumergidos. Cuando los ductos son aéreos la corrosión que puede materializarse es la atmosférica. El grado de



afectación dependerá de las condiciones climáticas por donde discurra el ducto, siendo mayor en zonas costeras e industriales, y de los recubrimientos aplicados para aislar el sustrato metálico del medio. Los ductos aéreos requieren, adicionalmente al sistema de recubrimiento, un soporte adecuado para evitar el contacto directo con el suelo o los cuerpos de agua que cruza. El área de contacto tubo-soporte debe estar debidamente aislada para evitar la fuga de la corriente de protección catódica, lo que reduciría el alcance de la protección en los tramos enterrados.

Las interfases aéreo-enterradas de ducto representan una de las condiciones más propicias para la materialización de la corrosión. Esto es debido al efecto de la luz solar ultravioleta y a la exposición a lluvias a las que queda sometido el recubrimiento, el cual suele agrietarse y desprenderse, permitiendo la acumulación de humedad entre éste y la superficie metálica. Cuando este tipo de mecanismo de daño no es evidenciado y mitigado a tiempo, suelen ocurrir fallas catastróficas (rupturas) de los ductos.

Cuando los ductos son enterrados o sumergidos en agua, ésta regularmente desarrolla áreas anódicas y catódicas, las cuales se crean por el proceso de fabricación del acero, por el ambiente circundante, por otras instalaciones enterradas, por estructuras que transportan corriente DC, y por sistemas de protección catódica foráneos, entre otros factores. El ducto mismo es el conductor metálico y el suelo es el electrolito.

Típicamente, la corrosión externa en ductos se puede presentar como corrosión generalizada o como picaduras, pudiendo ser éstas aisladas o generalizadas.

La picadura está 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. La corrosión localizada se evalúa usando medidores de profundidad y longitud, lo que permite determinar la resistencia remanente del acero.

La corrosión inducida por bacterias, las celdas diferenciales de concentraciones de oxígeno, las corrientes de interferencia erráticas, o simplemente la interacción entre celdas galvánicas, pueden causar picaduras localizadas. La corrosión localizada causa preocupación a la integridad de un ducto, ya que por lo general el área que está siendo atacada es muy pequeña, por lo que, la tasa de corrosión en algunas situaciones puede ser extremadamente alta, dando lugar a fugas de producto.

7.2.2. Tipos de daños producidos por corrosión externa

El tipo de ataque corrosivo que se puede encontrar en un ducto depende primeramente del ambiente y de la zona del tubo expuesta a este mecanismo de daño. A continuación se describen algunos de los tipos de corrosión más comunes en ductos:

7.2.2.1. Corrosión selectiva de la costura ERW (soldadura por resistencia eléctrica)

La corrosión selectiva de costura *ERW*, también denominada corrosión preferencial de costura, se da cuando el ducto experimenta pérdida de metal causada por corrosión, interna o externa, a través de - o adyacente a - la costura *ERW* (*Electric Resistance Weld*). El medio corrosivo ataca la región de enlace de la costura (la línea ferrítica y/o la zona afectada por el calor - ZAC) a una tasa más alta que el metal alrededor, por ser un área de mayor energía acumulada (área anódica). El resultado de este ataque selectivo es, a menudo, una hendidura en forma de V o una ranura dentro de la línea de enlace. La corrosión selectiva de costura crea un defecto grave el cual es más propenso a causar una ruptura que la corrosión incidente en el cuerpo del ducto.



7.2.2.2. Corrosión externa axial angosta

La corrosión externa axial angosta (*NAEC: Narrow Axial External Corrosion*), suele ocurrir en las zonas afectadas por el calor (ZAC) de las soldaduras circunferenciales entre tubos y de las costuras longitudinales de soldadura de doble arco sumergido que son recubiertas con cinta de polietileno. 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 que, al quedar con oxígeno atrapado, promueve el ataque de esta zona propensa a la corrosión. Adicionalmente, si se llega a presentar algún desprendimiento o arruga de la cinta debido a esfuerzos del terreno o por deficiente aplicación de ésta, permite el ingreso de agua y proporciona un ambiente propicio para el ataque de la ZAC, que no puede ser mitigado por la protección catódica debido al efecto de apantallamiento o blindaje de la cinta a la corriente suministrada por los ánodos del sistema de protección catódica. El efecto resultante de un ataque en forma de ranura facilita la rotura del ducto en forma axial bajo presión interna, o corte y desprendimiento entre tubos bajo esfuerzos de flexión.

7.2.2.3. Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC)

Las bacterias se encuentran esencialmente en todos los suelos y aguas. Si bien algunas de ellas no presentan problemas de corrosión de los metales, hay excepciones importantes. Las dos categorías básicas de bacterias son aeróbicas (usan oxígeno) y anaeróbicas (no requieren oxígeno para su metabolismo). Ambos tipos pueden estar presentes en el mismo ambiente dependiendo de la temperatura, humedad, suplemento de nutrientes, etc. Las bacterias aeróbicas se dan más abundantemente en donde el oxígeno esté presente en grandes proporciones, y las bacterias anaeróbicas son más abundantes en donde el oxígeno sea deficiente. Miembros de ambos grupos pueden contribuir a condiciones que causen corrosión externa e interna de ductos.

Típicamente, un conjunto de microorganismos influencia en forma significativa la corrosión de metales ferrosos. Estas bacterias consumen hidrógeno, son sulfato- reductoras y son referidas comúnmente como SRB. Las bacterias no atacan directamente al metal, pero crean cambios en el electrolito que incrementan la actividad de corrosión. Éstas, no solamente convierten los sulfuros en ácido sulfúrico, el cual ataca el ducto, sino que también consumen hidrógeno, lo que destruye la polarización de la película de pasivación en las estructuras protegidas catódicamente e incrementa el requisito de corriente para protección catódica efectiva.

Las bacterias anaeróbicas se encuentran en cuerpos estancados de agua, dulces y salados, en suelos pesados arcillosos, en pantanos, en ciénagas y en la mayoría de las áreas que tienen humedad, materiales orgánicos, bajo oxígeno, y algunas formas de sulfatos.

Las bacterias aeróbicas 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 butírico, entre otros.

Las bacterias aeróbicas son conocidas por atacar algunos materiales de recubrimiento de ductos, hechos de materiales orgánicos, que les sirven como fuente de alimento; éstos incluyen recubrimientos de asfalto e imprimantes, cinta adhesiva, papel Kraft y fieltros.



La morfología de la corrosión bacteriana consiste en picaduras o cárcavas, que dependiendo de su orientación con respecto al eje del ducto terminan por generar fugas o roturas.

7.2.2.4. Corrosión galvánica

Se define como corrosión asociada a la corriente resultante de la unión de dos o más metales diferentes en contacto con un electrolito común. Un metal será anódico (el ánodo) y el otro será catódico (el cátodo). Como se mencionó arriba, una pieza de acero tiene áreas catódicas y anódicas (áreas con mayor energía acumulada), debido al nivel de impurezas que pueden estar presentes en el metal.

Estas celdas de corrosión se crean cuando diferentes aleaciones, tales como cobre o acero inoxidable, se ponen en contacto con acero al carbón o de baja aleación, o cuando una pieza de ducto nuevo se pone en contacto con un ducto antiguo, como ocurre cuando se hacen reemplazos de ductos por mantenimiento, donde el tubo nuevo se comporta como ánodo. Las celdas galvánicas de corrosión también se pueden crear debido a metales diferentes usados cuando se suelda un ducto.

Adicionalmente, la corrosión galvánica también puede ocurrir como resultado de la introducción de esfuerzos en el ducto, tales como los producidos en juntas soldadas, curvaturas mecánicas en el ducto, en quemones o entallas metalúrgicas producidas por el arrastre del electrodo sobre el ducto, o en un ducto que ha sido rayado durante excavaciones.

Adicionalmente, la presencia de concreto en porciones del ducto, tales como las que se presentan en la interfase de secciones lastradas y sin lastre puede llevar a corrosión galvánica. Los suelos disímiles en composición química o cambios importantes en su resistividad promueven la corrosión galvánica (toda corrosión electrolítica tienen la presencia de un ánodo y un cátodo (celda galvánica), sin embargo, la teoría general asigna la categoría de corrosión galvánica al pargalvánico (unión entre metales disímiles).

7.2.2.5. Corrosión bajo esfuerzo – agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC)

Esta es una forma de agrietamiento producido por el efecto combinado de la corrosión electroquímica y esfuerzos generados en la tubería, en la cual pequeñas grietas se alargan y se profundizan lentamente en un periodo de años. Las grietas individuales, las cuales pueden ocurrir en colonias, pueden eventualmente juntarse para formar grietas más grandes. La SCC se puede presentar en ductos por muchos años sin causar problemas, pero una vez que una grieta se vuelve lo suficientemente grande, puede ocurrir una fuga o ruptura en el ducto. Entre los factores que influyen este tipo de anomalía se encuentran la edad del ducto, la composición química del electrolito, el tipo de recubrimiento, los niveles y las condiciones del sistema de protección catódica, los esfuerzos del suelo, el tipo de drenaje, y el grado de los ciclos de presión.

Estos factores, junto con los datos obtenidos de excavaciones, si los hay, permitirán la identificación de cualquier susceptibilidad del ducto. Se pueden emplear modelos de mecanismos de fractura y la velocidad de crecimiento de grietas para evaluar la necesidad y el tiempo de inspección si el ducto tiene grietas por corrosión bajo esfuerzo.

Se deben presentar tres (3) condiciones para que ocurra SCC: una micro estructura susceptible; un ambiente corrosivo; y un esfuerzo de tracción.

- **Micro-estructura:** todos los aceros comúnmente usados en tubos de ductos son susceptibles a SCC, aunque tal susceptibilidad puede aumentar con el esfuerzo de tracción.



- **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 dañar o a despegar los recubrimientos. Si bien la SCC puede darse en casi todos los tipos de suelo, ésta puede evitarse al aislar la electroquímica local del ambiente circundante de la superficie del ducto mediante la aplicación de recubrimientos. Así, el tipo y condición del recubrimiento del ducto son factores importantes en la mitigación de este mecanismo de daño.
- **Nivel de esfuerzo:** la susceptibilidad a SCC se incrementa con el nivel de esfuerzo, aunque puede no haber un límite inferior del nivel de esfuerzo. Pueden ocurrir niveles de esfuerzo conductivos en discontinuidades estructurales locales, como por ejemplo en bordes de soldadura o en sitios de deformación debido a fuerzas externas, como las abolladuras. 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-exponiendo la grieta al ambiente. Las cargas cíclicas parecen ser un factor importante en la iniciación de SCC.

Se han identificado dos formas de SCC: la de pH alto, denominada clásica; y la de pH casi neutro, no clásica. La forma de pH alto tiende a ocurrir dentro de un intervalo amplio de protección catódica y a un pH local por encima de 9. Esto se asocia con los incrementos en las temperaturas de operación del ducto. Las grietas tienden a ser angostas y principalmente intergranulares. El ducto con alquitrán de hulla y recubrimiento de asfalto es algunas veces susceptible a este tipo de fractura.

La SCC de pH casi neutro tiende a ocurrir a un pH local entre 5,5 y 7,5; ésta se asocia con concentraciones bajas 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 pH alto. Generalmente, los sistemas recubiertos de cintas son susceptibles a este tipo de ambiente.

7.2.2.6. Corrosión por corrientes parásitas o erráticas

La corrosión por corrientes parásitas, usualmente en forma de picaduras, es causada por la influencia de fuentes externas de corrientes eléctricas de tipo alterno, como las generadas por las líneas de transmisión eléctrica AC de media y alta tensión, y por fuentes de corriente continua, como las producidas por sistemas foráneos de protección catódica, líneas de transmisión eléctrica DC (HVDC o generadores DC) o corrientes dinámicas producidas por sistemas de transporte masivo como metros o trenes eléctricos.

7.2.2.7. Corrosión por aireación diferencial

Se presenta en los tramos de ducto donde hay diferencias de concentración de oxígeno, como en las interfases aéreo–enterradas o en las secciones de ducto con abrazaderas de estructuras de soportación.



7.2.3. Lista de verificación para corrosión externa

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN CORROSION EXTERNA SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
1.	¿Se conoce la edad de todos los segmentos del ducto?						
2.	¿Se conoce la temperatura del producto transportado y de la superficie del ducto a lo largo del ducto?						
3.	¿Se conoce la resistividad del suelo o medio por donde discurre el ducto?						
4.	¿Se conoce la agresividad del suelo o medio por donde discurre el ducto?						
5.	¿Se conoce el tipo de suelo o medio por donde discurre el ducto? (arcilloso, fangoso, rocoso o cuerpo de agua)						
6.	¿Se conoce el tipo de recubrimiento por cada segmento del ducto?						
7.	¿Se conoce la condición del recubrimiento de cada segmento del ducto?						
8.	¿Se conoce la ubicación y las características de las Unidades Rectificadoras de Protección Catódica (URPC)?						
9.	¿Se conoce el estado de los aislamientos eléctricos del ducto con las plantas iniciales, de entrega al paso y finales?						
10.	¿Se conoce el estado de los aislamientos de las estructuras aéreas (mojones, marcos H, tensores)?						
11.	¿Se conoce el estado del recubrimiento en las interfases aéreo-enterradas de los ductos?						
12.	¿Se conocen los niveles de protección catódica del ducto (técnica <i>on/off</i> poste a poste o CIPS)?						
13.	¿Se conoce el tiempo real efectivo de funcionamiento de las URPC?						
14.	¿Se realiza el monitoreo de protección catódica con la frecuencia establecida en el plan de control de corrosión externa?						
15.	¿Se tiene información del estado mecánico del ducto como resultado de la corrida de herramientas de inspección en línea (ILI)?						
16.	¿Se han realizado las reparaciones de las indicaciones ILI, de acuerdo con los niveles de criticidad?						
17.	¿Se han realizado los ajustes a los sistemas de protección catódica derivados de inspección <i>on/off</i> poste a poste o CIPS?						
18.	¿Se han realizado las reparaciones del recubrimiento como resultado de inspecciones visuales o DCVG/PCM/ACVG?						
19.	¿Se tiene el historial de fallas del ducto por corrosión externa?						
20.	¿Existen procedimientos de entrenamiento y calificación de la competencia de los técnicos que trabajan en la actividad de inspección externa?						

Tabla 3: Lista de verificación para corrosión externa



7.3. Fuerzas de la naturaleza

Por ser obras de amplio desarrollo lineal, los ductos de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos atraviesan áreas de condiciones topográficas, geológicas, hidrográficas, climatológicas y sísmicas de características, comportamiento y susceptibilidad variados. Consecuentemente, estos están expuestos a la ocurrencia de amenazas o procesos naturales en el corto a largo plazo después de su puesta en operación y eventualmente en la etapa de construcción.

Las fuerzas de la naturaleza, concebidas como el conjunto de condiciones climáticas, meteorológicas, sísmicas e hidrológicas, propias de la ubicación geográfica sobre la cual se extienden los ductos, cambian en el tiempo y alteran o modifican el entorno haciendo que el derecho de vía (DDV) sea susceptible de ser afectado generando inestabilidades y esfuerzos inesperados sobre la tubería que podrían ocasionar su ruptura, de allí que el programa de integridad de ductos debe contemplar un plan para la atención a dichas fuerzas de la naturaleza, concebidas como geoamenazas, abarcando el dimensionamiento del riesgo y un adecuado plan de inspección, monitoreo, y ejecución de actividades de mitigación de la amenaza.

La construcción de un ducto demanda trabajos masivos de excavación, movimiento o remoción de tierras, y deforestación, que alteran y/o modifican en mayor o menor grado y magnitud las condiciones naturales de estabilidad geotécnica y/o hidrodinámica del corredor - derecho de vía (DDV) o servidumbre - donde se emplaza el ducto y su entorno. Estas alteraciones deben ser mitigadas durante la construcción, caso contrario deberán considerarse en los programas de mantenimiento y operación del ducto.

Por esta razón, para una acertada investigación, diagnóstico, e interpretación geotécnica, es de suma importancia interpretar adecuadamente la geología local y regional.

7.3.1. Descripción de las amenazas de daños por fuerzas de la naturaleza (geoamenazas)

La ocurrencia de los procesos naturales (geoamenazas), es provocada por la combinación de varios factores actuando algunos como condicionantes, como es el caso de las propiedades geomecánicas de los materiales (suelos y rocas), la topografía abrupta, la posición o fluctuación del nivel freático, otros como los sismos, las precipitaciones pluviales o la intervención del hombre como desencadenantes (efecto “gatillo”) del proceso. Convencionalmente se clasifican y caracterizan como:

Relacionados con procesos hidro-meteorológicos:

- precipitaciones pluviales (intensidad media, alta o concentrada); o
- nevadas y deshielos.

Relacionados con procesos de geodinámica externa:

- deslizamientos de tierras o rocas (*Slope Rocks*);
- reptación de tierras (*creep*);
- licuefacción, solifluxión y tubificación en suelos areno-limosos;
- asentamientos diferenciales;
- aluviones (arrolladas); o
- erosión por escorrentía superficial (cárcavas).

Relacionados con procesos de geodinámica interna:

- actividad sísmica;
- reactivación de fallas geológicas locales y regionales; o
- vulcanismo (muy eventual).



Relacionados con la hidráulica fluvial e ingeniería de costas:

- erosión ribereña y socavación del fondo de cauce (degradación) fluvial;
- erosión y/o sedimentación en playas marinas; o
- marejadas.

Es necesario identificar y evaluar periódicamente las alteraciones o daños que los suelos de composición físico-química disímiles (propiedades corrosivas, resistividad eléctrica cambiante, condiciones de humedad alternante (seco/húmedo), y/o intersección con fuentes de agua superficial o freática de drenaje deficiente o agresiva químicamente, y emplazamiento en terrenos rocosos) puedan generar sobre el recubrimiento externo y el comportamiento eficiente de la protección catódica instalada para proteger el ducto contra la corrosión externa.

Las geoamenazas descritas alteran las condiciones naturales de estabilidad geotécnica del corredor - derecho de vía (DDV) o servidumbre, constituyendo una amenaza a la integridad de los ductos (Geoamenazas) dado que al generarse una inestabilidad geotécnica, se pueden generar esfuerzos sobre la tubería que de superar los umbrales de deformación de la misma resultan en la ruptura del ducto y que pueden anticiparse por la presencia de concentradores de esfuerzo.

El riesgo por geoamenazas para ductos enterrados varía dependiendo de los procesos naturales existentes en la zona sobre la cual se extienden los trazados de tubería y de las propiedades mecánicas del ducto; es este sentido el programa de integridad frente a dichas amenazas debe incluir el desarrollo de actividades de inspección y monitoreo y ejecución de acciones de mitigación en ambas perspectivas, desde el entorno o proceso natural que causa la alteración de estabilidad geotécnica del corredor - derecho de vía (DDV) y desde el elemento en riesgo que es la tubería.

7.3.2. Tipos de daños producidos por fuerzas de la naturaleza

Con relación a los efectos (es decir daños) que ocasionan estas geoamenazas sobre la integridad del ducto, estos son proporcionales al tipo, a la envergadura, forma de ocurrencia en el tiempo - se pueden presentar de forma súbita y violenta (deslizamientos de tierras y/o rocas), o gradual (reptación de suelos, asentamientos, etc.-), magnitud (empuje y esfuerzos generados), y a los materiales involucrados por el proceso natural ocurrido.

Los efectos producidos por las fuerzas de la naturaleza, producen esfuerzos inesperados que ocasionan la deformación plástica del material; si la deformación generada supera los límites permisibles asociados a las propiedades mecánicas del ducto puede generar la ruptura de la tubería.

La identificación de sitios donde existe afectación de la tubería se obtiene de la correlación de resultados de inspecciones con herramienta inteligente inercial que permiten detectar cambios en la trayectoria de la tubería. Donde existen movimientos de tubería debe evaluarse los aumentos en las deformaciones y la probabilidad de falla de acuerdo con umbrales de deformación establecidos.

Dependiendo de la ubicación de la tubería respecto al vector de esfuerzo que está generando la condición de inestabilidad los movimientos de tubería se pueden clasificar como transversales (ver Figura 5), longitudinales (ver Figura 6) u oblicuos (ver Figura 7).



Figura 5: Movimiento transversal de tubería

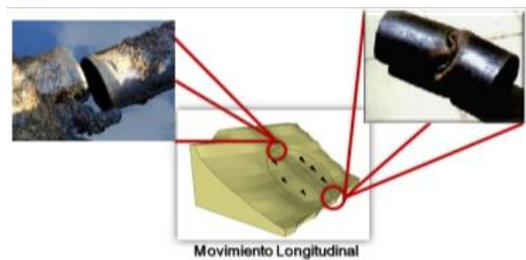


Figura 6: Movimiento longitudinal de tubería

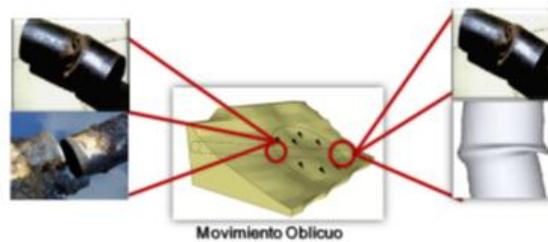


Figura 7: Movimiento oblicuo de tubería

El impacto y la gravedad de estos daños de forma general se tipifican en:

- modificación y degradación geométrica del Derecho De Vía (DDV);
- desestabilización y colapso de la franja del derecho de vía y su entorno;
- desestabilización del derecho de vía con deformación geométrica del ducto; y
- desestabilización del derecho de vía con fuga y/o rotura del ducto (derrame del producto).



7.3.3. Lista de verificación para fuerzas de la naturaleza

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN FUERZAS DE LA NATURALEZA SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
1.	¿Se dispone del documento de proyecto y planos conforme a la obra del ducto?						
2.	¿Se cuenta con mapas y planos temáticos (topográficos, sistemas viales, políticos, fotos aéreas, imágenes satelitales, accesos al derecho de vía, cobertura vegetal del derecho de vía, remoción de material por excavaciones, explotaciones mineras, invasiones al derecho de vía, puntos de control de derrames determinando su facilidad de ingreso ante cualquier evento, cruces subfluviales u otros) del alineamiento del ducto?						
3.	¿Cuenta el ducto con una zonificación geotécnica y/o un estudio de riesgos?						
4.	¿Se ha integrado la información de las etapas de diseño y construcción, y levantado a la fecha en un sistema de información geográfica (GIS)?						
5.	¿Se han identificado áreas sensibles a la generación de procesos naturales, están delimitadas y fue valorado el riesgo que representan?						
6.	¿Se cuenta con un programa de inspección física del derecho de vía?						
7.	¿Se ha zonificado el ducto de acuerdo a la sensibilidad sísmica?						
8.	¿Se cuenta con información histórica y datos de la actividad sísmica e hidro-meteorológica de la región donde se emplaza el ducto? (historial de la sensibilidad sísmica)						
9.	¿Se mantienen coordinaciones periódicas con los administradores de sistemas públicos y poblados colindantes al ducto?						
10.	¿Se dispone de un registro actualizado de las acciones ejecutadas y en ejecución de cada amenaza?						
11.	¿Se cuenta con el equipamiento mínimo requerido para la toma de información de campo? GPS navegador, brújula, ecosonda, instrumentos topográficos, otros.						
12.	¿Se actualizan periódicamente los planos, mapas, fotos aéreas, imágenes satelitales de los tramos del ducto con actividad u ocurrencia renuente de amenazas naturales?						
13.	¿Se comparan los resultados del registro obtenido en una corrida del raspa-tubos inercial, posterior a la ejecución de acciones de mitigación o distensionamiento?						
14.	¿Se cuenta con la ubicación y tipo de las estaciones geofísicas (sísmicas) e hidro-meteorológicas de la región?						
15.	¿Cuenta con un plan de inspección en línea con herramienta inteligente de tipo inercial que le permite identificar y dimensionar los movimientos de tubería asociados a geoamenazas desde construcción?						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN FUERZAS DE LA NATURALEZA SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
16.	¿Tiene establecidos criterios de deformación unitaria admisibles y críticos para evaluar la probabilidad de falla de la tubería cuando existen desplazamientos consecuencia de la existencia de geoamenazas?						
17.	¿Cuenta con un inventario de movimientos de tubería asociados a geoamenazas con su correspondiente nivel de riesgo?						
18.	¿Ha definido un plan de acción y mitigación de las geoamenazas para disminuir el riesgo de falla de la tubería y del derecho de vía?						
19.	¿Cuenta con el registro histórico de monitoreo geotécnico, topográfico y mecánico en sitios donde se evidencia la presencia de desplazamientos asociados a la existencia de geoamenazas?						

Tabla 4: Lista de verificación para fuerzas de la naturaleza

7.4. Acciones de terceros

Las acciones de terceros son otra de las amenazas a las cuales puede estar expuesto cualquier ducto de transporte de hidrocarburos o de productos peligrosos, sean en estado líquido o gaseoso. Estas acciones de terceros, que ocasionan daños en la infraestructura (instalación), y por ende, fugas de productos, pueden ser voluntarias o involuntarias.

Si bien, por facilidades y ahorros de construcción y de mantenimiento, existe una tendencia a trazar los ductos cerca de vías carreteables, líneas férreas, ríos o canales, centros poblados, entre otros; esta situación implica una mayor vulnerabilidad frente a las acciones de terceros, generando una mayor interacción entre la infraestructura en referencia y la población que transcurre a través de ellos. Por otra parte, y como consecuencia los asentamientos humanos suelen desarrollarse de forma estratégica en lugares que faciliten el acceso a bienes y servicios, -condición que proveen las vías, los ríos, las líneas férreas, etc., porque generan conectividad-; la localización del trazado de los ductos de manera paralela a estos medios de comunicación propician la cercanía entre los ductos y la población que cuenta con un carácter de permanencia en el territorio.

7.4.1. Descripción de las amenazas de daños por acciones de terceros

Este tipo de amenazas puede ser voluntario o involuntario:

- Voluntarias, como las producidas por personas que atentan contra la infraestructura, como en el caso de las voladuras, o las que perforan el ducto para hurtar producto;
- Involuntarias, como: 1- las generadas por personas o compañías que comparten el derecho de vía del ducto y/o servidumbre, como son propietarios de otros ductos, empresas de otros servicios como acueducto, comunicaciones, alcantarillado, redes de gas domiciliario, vías fluviales y terrestres, y 2- las que son propias de los procesos de urbanización y desarrollo inmobiliario, cuando estos realizan excavaciones para realizar labores de mantenimiento o construcción y desconocen la existencia de los ductos en dichos predios comunes. Los daños involuntarios, producidos por los denominados factores antrópicos, debidos a la construcción de infraestructura urbana, industrial, agrícola, vial, energética, y otra clase de intervención del hombre, cerca del ducto, suelen incrementar la susceptibilidad de la infraestructura y la probabilidad de ocurrencia



de eventos catastróficos, así como las consecuencias por afectación sobre población e infraestructura social en territorios de influencia de las operaciones.

Por ser externas a la operación e independientes en el tiempo, la gestión de la amenaza por acciones de terceros implica un trabajo corresponsable y sinérgico entre las empresas, el estado y las comunidades. En la mayoría de los casos, su regulación y control depende de autoridades territoriales y de entes de control o instituciones estatales; sin embargo, las empresas propietarias y/o operadoras de la infraestructura juegan un rol fundamental en aspectos asociados al mantenimiento de la misma y al conocimiento técnico específico, o “*Know how*” sobre su manejo.

En este sentido, para asegurar la seguridad de la operación y su convivencia armónica con el territorio circundante y con sus habitantes, se requiere trabajar de manera conjunta, al menos en los siguientes aspectos: 1- intervenciones que mejoren la integridad de la infraestructura, faciliten su control y monitoreo, y mejoren la capacidad de los operadores para anticipar eventos posibles; 2- acuerdos para el adecuado manejo de los DDV compartidos; 3- la promoción de una gestión asertiva del territorio de influencia de la actividad de transporte de hidrocarburos, para armonizar actividades, usos del suelo y densidades poblacionales.

7.4.2. Tipos de daños por acciones de terceros

Las acciones de terceros producen, por un lado, perforaciones, roturas, rayones o muescas y abolladuras en los ductos, incrementando las probabilidades de falla de la infraestructura (instalación). Por el otro, aumentan las posibles consecuencias por pérdida de contención sobre las poblaciones, su infraestructura y el medio ambiente.

Respecto de las primeras, las acciones de control, mitigación y determinación requieren diversas metodologías, dependiendo de su origen, sean éstas producidas de manera voluntaria o involuntaria.

7.4.2.1. Abolladuras

Las abolladuras suelen constituirse en puntos de inicio de roturas o fisuras, más si están acompañadas de un concentrador de esfuerzo como son los rayones o muescas. Las abolladuras se pueden clasificar en varios tipos, dependiendo si tienen o no asociado un concentrador de esfuerzos, y según su ubicación con respecto a la soldadura longitudinal o circunferencial del ducto; adicional a lo anterior, su criticidad y necesidad de reparación también depende de su ubicación horaria en el tubo con respecto al tablero del reloj. Como criterios de evaluación y atención se pueden utilizar los establecidos en los procedimientos de las empresas o referirse a los códigos o normas indicados en la bibliografía del capítulo 11.

Los siguientes son algunos de los tipos de abolladuras que ocurren en un ducto:

7.4.2.1.1. Abolladuras planas

Las abolladuras planas son cambios locales en el contorno de la superficie pero no están acompañadas por un concentrador de esfuerzos, producidas por las rocas en el relleno, raíces o troncos de árboles, o el impacto mecánico.

7.4.2.1.2. Abolladuras con un concentrador de esfuerzos

Este tipo de defecto es una abolladura con concentradores de esfuerzos tales como corrosión, grietas, rasgaduras, ranuras o quemaduras por arco-eléctrico localizados dentro de ella. Los atentados con explosivos y la maquinaria utilizada para excavación o perforación de suelos, suelen dar lugar a esta clase de abolladuras. Las abolladuras con concentradores de esfuerzos deberían ser reparadas lo más inmediatamente posible.



7.4.2.1.3. Abolladuras dobles

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

7.4.2.1.4. Abolladuras que afectan soldaduras

Son las abolladuras que afectan soldaduras de costuras de ductos longitudinales o soldaduras circunferenciales. Las soldaduras en sí representan un concentrador de esfuerzos, por lo que al asociarse con una abolladura, representan un riesgo mayor para la integridad del ducto y requieren de una atención inmediata.

7.4.2.2. Rayones

Los rayones son la remoción mecánica de metal con bordes bien definidos, producidos por maquinaria de excavación o perforación, vehículos de transporte que impactan ductos superficiales, guayas de izamiento, soportes, o atentados con explosivos. Estos constituyen concentradores de esfuerzo que deben ser valorados y reparados. Rayones mayores al 12,5% del espesor nominal del ducto deben ser reparados o removidos. Cuando se toma la opción de esmerilar para remover el rayón o rasgadura, es necesario verificar si el espesor remanente está en capacidad de soportar el esfuerzo producido por la presión interna, de lo contrario es necesario rellenar con soldadura, aplicando un procedimiento calificado: instalar una camisa de refuerzo tipo B, aplicar un sistema de refuerzo de material compuesto, o cambiar la sección del ducto. Mientras no se produzca la reparación, debe evaluarse la necesidad de modificar la máxima presión de operación.

7.4.2.3. Quemones por arco eléctrico

Estos ocurren cuando - por descuido, supervisión deficiente, falta de aplicación de procedimientos, o desconocimiento - se rastrilla el electrodo sobre el ducto en trabajos que involucran actividades de soldadura, o por mal contacto de la puesta a tierra. Estos representan una entalla de tipo metalúrgico, la cual debe ser removida cambiando la sección del ducto o retirando por esmerilado el material afectado, lo que puede ser controlado con la aplicación de Nital 5 a 10, entre esmeriladas, hasta desaparecerla. En este último caso, deberá verificarse el espesor remanente con ultrasonido para establecer si el ducto puede soportar la máxima presión de servicio en ese punto; de lo contrario será necesario rellenar con soldadura mediante un procedimiento calificado (WPS y PQR) para tal fin, hacer refuerzo mecánico con camisas reforzadoras tipo B, aplicar un sistema de refuerzo de material compuesto, o cambiar la sección de la tubería.

7.4.2.4. Perforaciones ilícitas

Este tipo de daño es producido por personas dedicadas al hurto de hidrocarburos, quienes perforan el tubo e instalan una válvula, para extraer de manera ilícita el producto transportado por el ducto. La reparación de esta clase de daño requiere la aplicación de cascotas (parches), camisas tipo B, perforaciones en caliente, y/o el reemplazo del ducto.

7.4.2.5. Atentados

Esta clase de acción voluntaria de terceros produce rayones, abolladuras, perforaciones y/o rupturas completas del ducto. La reparación de estos tipos de daño requiere de refuerzos mecánicos del ducto con camisas de refuerzo o del reemplazo de la sección del ducto.



7.4.3. Lista de verificación para acciones de terceros

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN ACCIONES DE TERCEROS SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
1.	¿Se conoce el nivel de actividad (ejemplo: áreas pobladas, industriales, ríos, vías, etc.) sobre cada uno de los segmentos del ducto?						
2.	¿Se tienen identificados los sitios donde se presentan recurrentemente daños por acciones de terceros de tipo voluntario?						
3.	¿Se tienen identificados los sitios donde se presentan recurrentemente daños por acciones de terceros de tipo involuntario?						
4.	¿Se tiene el historial de daños por acciones de terceros voluntarias?						
5.	¿Se tiene el historial de daños por acciones de terceros involuntarias?						
6.	¿Se realizan patrullajes para evidenciar acciones de terceros que puedan poner en riesgo el ducto?						
7.	¿Se tienen debidamente identificados y señalizados en campo los trazados del ducto? (línea regular y áreas sensibles a daños por terceros como: cruces o paralelismo con vías carretables y férreas, cruces de cuerpos de agua, cruces de poblaciones)						
8.	¿Se tienen mapas integrados de la red de ductos propios y de terceros, y de instalaciones de compañías prestadoras de otros servicios públicos?						
9.	¿Se tiene establecido un centro de información único de llamada?						
10.	En zonas de reiteración de acciones de terceros ¿se incluyeron medidas excepcionales como ser la colocación de una fibra óptica o cable metálico, generalmente instalado 30 a 60 centímetros por encima del ducto, monitoreando continuamente?						
11.	¿Se tiene identificada la profundidad de cobertura del ducto en toda su longitud y especialmente en áreas sensibles a daños por terceros?						
12.	¿Se tiene implementado un programa de educación y concientización pública?						
13.	Se tiene un programa de acercamiento con las autoridades estatales para que incorporen la infraestructura y la regulación del desarrollo de áreas aledañas en los instrumentos de planificación y gestión territorial?						
14.	¿Se tiene implementado un programa de mantenimiento de los derechos de vía y de instalación de barreras para ductos aéreos?						
15.	En zonas de reiteración de acciones de terceros, ¿se incluyeron medidas excepcionales, como por ejemplo, una protección mecánica adicional para el ducto?						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN ACCIONES DE TERCEROS SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Si	No	Si	No		
16.	En sectores establecidos como de alta sensibilidad a daños por acciones de terceros, ¿se tienen las relaciones adecuadas de espesor-diámetro, señalización de ubicación del ducto y otro tipo de protección adicional?						
17.	¿Se tienen identificados los sitios donde se han instalado cintas marcadoras o mallas de advertencia sobre el ducto?						
18.	¿Se tiene implementado un protocolo por escrito de acuerdo de uso del derecho de vía compartido con otros operadores de ductos, instalaciones y/o servicios?						
19.	¿Se han corrido herramientas de inspección en línea (ILI) para detectar pérdida de metal?						
20.	¿Se han corrido herramientas de calibración geométrica del ducto?						
21.	¿Se dispone del plan de ordenamiento territorial (POT) actualizado?						
22.	¿Se tienen actualizados los mapas con los trazados de los ductos?						
23.	¿Se tienen sistemas de detección de fugas (SDF)?						
24.	¿Se tienen sistemas de control para analizar los motivos de las variaciones injustificadas de caudal-presión?						

Tabla 5: Lista de verificación para acciones de terceros

7.5. Errores operacionales

Dentro de las amenazas a las que se encuentra sometido un sistema de transporte de hidrocarburos, está la ocurrencia de errores durante la ejecución de maniobras operativas que puedan derivar en daños a las instalaciones, derrames de hidrocarburos, fugas de gases y/o contaminación de producto en especificación.

La dispersión geográfica de instalaciones y de personal que existe en las distintas unidades operativas que componen un sistema de transporte por ductos, hace necesario extremar las prevenciones para que todo el personal actúe coordinadamente siguiendo procedimientos comunes y específicos para cada evento que se pueda presentar.

7.5.1. Descripción de las amenazas de daños por errores operacionales

La principal amenaza que se puede presentar en la operación de un sistema de ductos es la variación injustificada de presión (presión manométrica negativa, aumento o disminución repentina de presión, etc.).

Estas variaciones indican un problema serio en el sistema de ductos y representan condiciones operativas anormales que ponen en peligro la integridad del mismo. Ante esta situación se debe individualizar el problema y la respuesta debe ser rápida y decisiva. De no ser así, se podría generar una emergencia en forma inmediata.

Los eventos anormales de operación pueden generar ondas de flujo y presión oscilatorias conocidas como transitorios los cuales pueden provocar que se supere la MAOP (máxima presión



admisible de operación) y/o la MASP (máxima presión admisible de sobrepresión/surge) del ducto en alguno de sus puntos, originando la rotura del mismo o bien provocando una disminución de su vida útil por fatiga.

Asimismo, los errores operacionales pueden derivar en incidentes que, sin provocar daños estructurales en las instalaciones, pueden originar derrames por desborde de sumideros, rebalse (rebose) de tanques, sobrellenado de esferas o contaminación de productos.

7.5.2. Tipos de daños producidos por errores operacionales

En la siguiente tabla se resumen los errores operacionales más comunes y los mecanismos de daños consecuentes:

Error de operación	Modo de fallo	Efecto	Causa inmediata	Causa básica
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Arranque de ducto ▪ Cambio de caudal ▪ Cambios de tanque/esfera ▪ Consignación de equipos ▪ Derivación en "sobre corriente" ▪ Lanzamiento y recepción de raspadores ▪ Maniobra de medición ▪ Recepción y bombeo con tanque/esfera en simultáneo ▪ Enviar comando de cierre de válvulas del ducto (cierre en campo o cierre automático) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bloqueo del ducto 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alta Presión con rotura y derrame ▪ Alta Presión sin rotura ▪ Fatiga 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Válvula de pie tanque/esfera cerrada en vez de abierta ▪ Válvula de colector que no abre ▪ Bomba con válvula de descarga cerrada. ▪ Instrucción operativa errónea ▪ Fallo en secuencia automática 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Error de maniobra en campo ▪ Error de apertura/cierre remoto ▪ Falta de mantenimiento preventivo ▪ Falta de capacitación
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Recepción en estación terminal ▪ Inyección de químico reductor de fricción ▪ Cambios de tanque/esfera 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Contaminación de producto 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Producto fuera de especificación (suspensión del despacho de combustible a clientes) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Válvula de pie de tanque/esfera abierta en vez de cerrada ▪ Errores de estimación de llegada del bache (sólo en líquidos) ▪ Errores en detección del bache (sólo en líquidos) ▪ Instrucción errónea del despacho central ▪ Error de instrumento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falta de mantenimiento preventivo ▪ Simultaneidad de tareas ▪ Falta de capacitación
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Control de sumideros/antorchas ▪ Colocación/retiro de raspador ▪ Cambios de tanque/esfera ▪ Apertura de válvulas por mantenimiento o drenajes (durante operación normal) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derrame de líquidos o fuga de gas ▪ Sobrellenado de tanques/esferas 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Afectación de suelos y medioambiente 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fallo del medidor de nivel ▪ Fallo de alarma de nivel ▪ Fallo de bomba de sumidero ▪ Fallo del piloto de antorcha 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Error en tabla de calibración de tanque ▪ Falta de mantenimiento preventivo ▪ Falta de capacitación

Tabla 6: Errores operacionales más comunes en ductos



7.5.3. Lista de verificación para errores operacionales

MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN ERRORES OPERACIONALES SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Sí	No	Sí	No		
1.	¿Posee protecciones mecánicas en las descargas de bombas/compresores y de planta (PSV y discos de ruptura)?						
2.	¿Cuenta la planta con protecciones lógicas? Ej. paro por alta presión, apertura de <i>by pass</i> , derivación a tanque de alivio, derivación a antorcha, etc.						
3.	¿Cuenta la estación de bombeo o estación compresora con un control auto-ajustable de seteo de presión de descarga (<i>SET POINT TRACKING</i>) para minimizar transitorios de alta presión?						
4.	¿Posee el ducto una estrategia inteligente global de control de todas las estaciones de bombeo o estaciones compresoras ante un bloqueo/transitorio en el ducto?						
5.	¿Posee la estación de bombeo o estación compresora paros de emergencia en sitios visibles y de fácil acceso?						
6.	¿Posee enclavamientos de seguridad en la estaciones de bombeo o estaciones compresoras?						
7.	¿Existe planificación de mantenimiento preventivo de instrumentos de campo?						
8.	¿Posee un sistema de detección de fugas (SDF) inteligente para alertar de ilícitos y roturas?						
9.	¿Posee un sistema SCADA que permita setear alarmas de alta y baja en los distintos TAGs de variables operativas críticas?						
10.	¿Cuenta con un sistema SCADA el cual mediante <i>pop ups</i> dé aviso de modificaciones no previstas de las variables de proceso?						
11.	Ante fallas de comunicación en el SCADA, ¿posee medios alternativos para mantener ininterrumpida la coordinación operativa del ducto (teléfono externo, interno, celular, satelital, radio VHF)?						
12.	¿Realiza periódicamente pruebas de válvulas de bloqueo en el ducto para garantizar su buen funcionamiento?						
13.	¿Cuenta con la posibilidad de setear alarmas de alto nivel en tanques de recepción de producto, tanques sumideros, y esferas para evitar rebalses y sobrelLENADOS? ¿Son estas alarmas sobre sistemas de medición independientes a los sistemas operativos?						
14.	¿Cuenta con personal analista de eventos para aprender de los errores y la experiencia?						
15.	¿Posee secuencias automáticas para operaciones tales como lanzamiento/recepción de raspadores, arranque/paros de equipos, entrada/salida de línea de una estación de bombeo o estación compresora?						
16.	¿Cuenta con un listado de equipos críticos sin los cuales no es segura la operación y por lo tanto se requiere una autorización superior para continuar la operación mediante la aplicación de acciones contingentes que minimicen el riesgo de no contar con el equipo crítico fuera de servicio?						



MANUAL DE REFERENCIA ARPEL PARA LA GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS							
LISTA DE VERIFICACIÓN ERRORES OPERACIONALES SISTEMA DE TRANSPORTE:							
#	Aspecto / Dato / Característica	Requerido		Disponible		Ubicación de la información	Comentarios
		Sí	No	Sí	No		
17.	¿Realiza en cada cambio de turno una inspección visual de las instalaciones (<i>check list</i> de cambio de turno)?						
18.	Ante la baja confiabilidad de respuesta de los actuadores de válvulas, ¿dispone de un operador de campo que abra/cierre manualmente las mismas en caso de falla?						
19.	¿Cuenta con un sistema metódico y riguroso para el análisis de incidentes operativos para poder encontrar la causa básica de un fallo y no quedarse con la causa inmediata?						
20.	¿Tiene implementado un sistema de difusión o foro de lecciones aprendidas, errores, accidentes o incidentes operativos?						
21.	¿Tiene implementado un programa de inducción y capacitación de operadores en su ingreso a un nuevo puesto? ¿Se realiza examen?						
22.	¿Existe un plan de capacitación y calificación de operadores y supervisores de despacho central?						
23.	¿Posee un simulador de transitorios que permita entrenar a operadores de planta y supervisores de despacho central en una correcta y pronta respuesta ante una emergencia?						
24.	¿Se realizan simulacros en campo de emergencias operativas?						
25.	Los operadores y supervisores de despacho central, ¿conocen a fondo los valores máximos de presión de cada ducto en cada punto?						
26.	¿Cuenta cada estación de bombeo o estación compresora con un manual operativo y plan de contingencias?						
27.	¿Centraliza la coordinación de la operación de los ductos en una sola oficina de control?						
28.	¿Tiene un procedimiento escrito para la consignación y desconsignación de equipos?						
29.	¿La serie # de las tuberías internas de planta corresponde a las presiones máximas de operación?						
30.	¿Tiene un sistema robusto de gestión y control del cambio que difunda adecuadamente los cambios en instructivos e instalaciones a todo el personal involucrado?						
31.	¿Se hacen auditorías e inspecciones gerenciales para evidenciar condiciones inseguras de operación?						
32.	¿Se tienen los múltiples adecuadamente identificados y señalizados?						
33.	¿Existen planos P&ID de múltiples disponibles y actualizados?						
34.	¿Se tienen actualizados e implementados los HAZOP del sistema?						
35.	¿Cuenta con sistema de control (software y/o hardware) de protección por sobrepresión, que cumpla con las características de ser continuo y automático, sin depender de ningún tipo de intervención manual?						

Tabla 7: Lista de verificación para errores operacionales



7.6. Fatiga

La fatiga es un fenómeno conocido en la ingeniería desde hace varios años, sin embargo, su consideración en los ductos de transporte no ha sido tan relevante. El estándar API 1160 en el año 2013, menciona el fenómeno al introducir una doceava amenaza: “el crecimiento de una anomalía inicialmente no perjudicial, ocasionada por cualquiera de las amenazas derivará en un defecto perjudicial a través de fatiga inducida por ciclos de presión”³. Ya la norma ASME B31.4 consideraba el análisis de fatiga en tubos de transporte, pero desde un punto de vista del diseño de la línea, indicando los requerimientos a tener en cuenta para que las tuberías resistan dicho fenómeno.

La amenaza de fatiga implica para la empresa operadora de ductos de transporte realizar validaciones a sus periodos de operación, con el fin de establecer aquellos ciclos de presión que están siendo perjudiciales para el ducto y pueden inducir crecimiento de defectos. Las verificaciones operativas además de incluir el registro de la información operativa de los sistemas, involucran una serie de análisis que permiten tener una visión de la integridad del ducto a fatiga.

Algunos análisis a realizar, vienen contenidos en otras normas así:

- ASTM E 1049⁴: esta norma proporciona cinco (5) métodos de conteo de ciclos para estimar junto a una curva SN, el número de ciclos dañinos en la operación de un ducto. Si bien todos los métodos son aceptados en la industria, el método denominado Rainflow es el más utilizado debido a que posterior al análisis realizado, permite mantener el historial de cargas aplicadas, que en el caso de la fatiga, es importante considerar.
- API 579⁵: esta norma proporciona los pasos para el análisis de fatiga en ductos de transporte al incluir los principales lineamientos matemáticos para determinar la afectación de la mayoría de las anomalías bajo el fenómeno de fatiga. Esta norma es importante ya que resume muchas consideraciones de fractomecánica en aplicaciones particulares para el sector del petróleo y gas.

Si bien existe mucha más normativa relacionada con el tema en el mundo, serán los anteriores estándares las guías que proporcionarían los criterios a considerar en el fenómeno de fatiga, dada su fácil aplicabilidad, resultados comprobados y afinidad con las prácticas de la industria de nuestra región.

7.6.1. Descripción de las amenazas de Fatiga

Según la norma ASTM E1823⁶, la fatiga se define como el proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado, producido por tensiones o deformaciones fluctuantes en algún punto o puntos del material, y que puede culminar en grietas o fractura completa después un número suficiente de ciclos de carga. Basado en esto se tienen tres (3) factores que suponen la presencia de fatiga:

- Tensiones o deformaciones fluctuantes.
- Número suficiente de ciclos de carga (tiempo en que las tensiones o deformaciones fluctuantes son aplicadas).
- Grietas, fracturas frágiles, o combinación de las dos.

³ Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, API Recommended Practice 1160. Second Edition September 2013. Section 4.2, page 13: “the growth of an initially noninjurious anomaly arising from any one of several of the above causes into an injurious defect via pressure-cycle-induced fatigue (including transit fatigue)”

⁴ ASTM E 1049: Standard Practices for Cycling Counting in Fatigue Analyses.

⁵ Fitness For Service, API 579 / ASME FFS.

⁶ ASTM E 1823, Standard Terminology Related to Fatigue and Fracture Testing.



Para los ductos de transporte, las tensiones o deformaciones fluctuantes son todas aquellas relacionadas principalmente, a los cambios en presión interna por factores propios de la operación y adicionalmente (pero no menos importante) por cualquier otra carga sobre los tubos y que sean variables en el tiempo (cambios de temperatura, pasos bajo vías, lechos de ríos, zonas anegables, etc.). Es deber de cada empresa operadora establecer las cargas que deben ser monitoreadas por la susceptibilidad a la fatiga que estas pueden inducir en el ducto.

En cuanto al factor del número suficiente de ciclos de carga, se indica que no es suficiente solo que las cargas fluctuantes estén presentes, además, deben haber pasado un número particular de aplicación de las mismas para que el fenómeno tome relevancia. Esto implica como se mencionó anteriormente, que las empresas operadores deberán tener un análisis de ciclos de carga que les permita identificar si el tiempo crítico de fatiga ha sido superado o no, para tomar las acciones necesarias. Los análisis de las normas ASTM E 1049 y API 579 tienen su aplicabilidad en este punto.

Por último, el factor de presencia de grietas, es la muestra de que el fenómeno de fatiga está presente y debe ser tenido en cuenta en los análisis de integridad. Las grietas pueden aparecer en metal sano, pero son más frecuentes en las anomalías y uniones soldadas debido a que éstas, generan una intensificación de esfuerzos facilitando la aparición y crecimiento de las grietas.

Debido a esto, es necesario identificar qué anomalías son más susceptibles a la influencia del fenómeno de fatiga, para identificar cuáles deben tomar relevancia en los análisis de integridad y posteriores actividades de mitigación. Como primera revisión, está la clasificación de las amenazas en dependientes del tiempo y no dependientes del tiempo. Por lo cual se debe posicionar las anomalías según la amenaza que representa.

- Amenazas dependientes del tiempo: son aquellas amenazas en las cuales las anomalías tienen cambios en sus dimensiones a través del tiempo, y por tanto, su estatus de criticidad también varía en el tiempo. Ejemplos de este tipo de amenazas son: corrosión exterior e interior, corrosión selectiva en las uniones soldadas y SCC. Otras amenazas como las de manufactura, construcción y daño mecánico (no producido por vandalismo) pueden llegar a ser dependientes del tiempo y cada empresa operadora debe establecer su dependencia en cada caso. Para estos casos, la evaluación de susceptibilidad a la fatiga es necesaria.
- Amenazas no dependiente del tiempo: son aquellas amenazas que envuelven eventos fortuitos y por tanto, es difícil relacionarlas con el tiempo. Ejemplos de estas amenazas son: fallas en equipos, daño mecánico (producido por vandalismo), operaciones incorrectas, clima y fuerzas externas. Para estos casos, se debe establecer si la anomalía o falla inducida, es susceptible a fatiga.



8. Planes de acción y programas de mantenimiento

8.1. Planes de acción para mitigar los riesgos

Esta etapa del proceso de administración del programa de integridad de ductos, que se origina como producto de la evaluación del riesgo, consiste en definir las técnicas y/o metodologías y frecuencias de inspección, monitoreo y mitigación, que deben ser aplicadas en la conservación de la integridad de los segmentos analizados, como estrategia para minimizar el riesgo. Estas técnicas y/o metodologías se definen en función de la criticidad de las amenazas detectadas en la evaluación del riesgo y en la morfología y características de los mecanismos de daño, estableciendo a su vez una justificación tanto técnica como económica de su utilización (relación costo–beneficio). El apéndice G (“Cuadro de acciones alternativas para el control y mitigación de amenazas – Métodos de reparación y prevención aceptables contra amenazas”) es una guía en la selección de actividades de monitoreo, inspección y mitigación de cada una de las amenazas. Asimismo, en los apéndices A, B, C, D y E se dan opciones para hacer evidente los daños producidos por cada amenaza y los métodos para su control y mitigación.

Algunas de las técnicas y/o metodologías que comúnmente son empleadas para monitorear, inspeccionar y/o mitigar cada amenaza y sus consecuencias se mencionan a continuación:

Para monitoreo y mitigación de corrosión interna:

- monitoreo de corrosión interior (como ser, la instalación de cupones y sondas de resistencia eléctrica) y de sólidos suspendidos en agua de drenaje de tanques (análisis físico-químico al agua o sedimentos asociados al producto transportado, pH, cloruros, H₂S, bacterias, índice de Langelier, CO₂, prueba electroquímica, etc.);
- instalación de trampas de raspadores para limpieza interior del ducto;
- eliminación o drenaje de piernas muertas (sitios de empozamiento de agua y sedimentos en el ducto);
- adecuación de sistemas de filtración;
- establecimiento y ejecución de un programa de limpieza interior de ductos;
- establecimiento y aplicación de tratamiento químico (biocida, inhibidor, o secuestrante de oxígeno);
- establecimiento y aplicación de un programa de drenaje de tanques;
- establecimiento, en lo posible, de regímenes de bombeo con flujo turbulento;
- aplicación de la metodología ICDA;
- inspecciones con UT Scan B y C en puntos seleccionados para mediciones periódicas; y
- corridas de herramientas de inspección en línea (ILI) para pérdida de metal MFL o UT.

Para monitoreo y mitigación de corrosión externa:

- estudio de agresividad de suelos (tipo de suelo, pH, cloruros, bacterias);
- estudio de resistividades continuas;
- evaluación periódica de unidades rectificadoras del sistema de protección catódica;
- evaluación de potenciales de protección catódica poste a poste (potenciales *instant on/off*), remolque de alambre arrastrado, BLF (*bottom towed lateral field gradient*), 3 electrodos con buzos o ROV, etc.;
- estudios de modelos de atenuación para evaluación de ductos submarinos;
- determinación de los niveles de protección catódica por CIPS;
- aislamiento eléctrico de plantas, entregas al paso, y estructuras aéreas, incluyendo válvulas y puentes;
- instalación de unidades de monitoreo remoto "UMR" en sistema de protección catódica;
- refuerzo y/o rehabilitación del sistema de protección catódica;
- determinación del estado del recubrimiento por técnicas DCVG, PCM, o ACVG;
- estudio de interferencias AC/DC con otras estructuras y cruces encamisados;
- acciones de mitigación por interferencia eléctricas AC/DC con otras estructuras;
- inspección y recubrimiento de interfase aéreo-enterradas de ducto;



- inspección visual del derecho de vía;
- monitoreo y seguimiento del crecimiento de anomalías reportadas por ILLI;
- ejecución de reparaciones mecánicas derivadas de ILLI;
- inspección de ductos con la técnica de ondas guiadas;
- reposición de ductos;
- cambio o rehabilitación del recubrimiento anticorrosivo; y
- cambio o rehabilitación del recubrimiento de aislamiento térmico.

Para monitoreo y mitigación de fuerzas de la naturaleza:

- diagnóstico y/o monitoreo geotécnico de ductos (visual e instrumental);
- protección y estabilización de ductos en cruces de cuerpos de agua (ríos, quebradas, arroyos, zonas inundables, etc.);
- evaluación integral de cruces especiales aéreos y sub-fluviales, túneles, etc.;
- ejecución de obras para asegurar la estabilidad geotécnica del ducto y de cruces especiales subfluviales y aéreos;
- realizar rocería (desbroce) y limpieza del derecho de vía;
- diagnóstico e instalación de protecciones contra descargas eléctricas;
- construcción de variantes;
- construcción de cruces subfluviales y aéreos, túneles, etc.;
- recorridos periódicos de inspección visual (aéreos y terrestres) del derecho de vía;
- disponibilidad de mapas geo-referenciados de los ductos;
- corrida de herramientas inerciales y geométricas; e
- identificación y caracterización de áreas de geotecnia sensible.
- Realización de excavaciones de alivio de esfuerzos.
- Inspección con herramienta inteligente para actualizar información relacionada con la geometría de la tubería y determinar zonas en donde la tubería está expuesta a deformaciones.
- Inspecciones o visitas geotécnicas puntuales.

Para monitoreo y mitigación de acciones de terceros:

- actualización de planos y mapas del ducto con GPS;
- patrullajes de vigilancia y control de ilícitos, actividad y estado del derecho de vía;
- programa de gestión social con las comunidades circundantes al ducto;
- señalización o marcación del ducto;
- programa de educación pública;
- sistemas de información de llamada de emergencia;
- centro de información único de llamada de ubicación de facilidades;
- sistemas de detección óptica o electrónica de intrusión en el suelo;
- aumento en la profundidad de la cobertura;
- mantenimiento y control del derecho de vía;
- protección mecánica adicional para prevenir actos ilícitos, vandalismo y terrorismo;
- establecimiento e implementación de protocolo de derecho de vía compartido;
- establecimiento de relaciones de espesor–diámetro apropiadas;
- instalación de cintas marcadoras de ducto o mallas de advertencia sobre el ducto;
- inspecciones periódicas del derecho de vía;
- corrida de herramientas de inspección en línea para geometría y pérdida de espesor;
- sistemas de detección de fugas; y
- lógicas de control para flujo y presión.

Para monitoreo y mitigación de errores operacionales:

- mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad de línea;



- mantenimiento preventivo a válvulas de seccionamiento, uniones bridadas, accesorios y válvulas de venteo;
- implementación de rutinas de mantenimiento del sistema de control operacional de plantas;
- establecimiento y aplicación de un plan de capacitación de operadores y mantenedores;
- certificación de competencias de operadores y mantenedores;
- elaboración, actualización y cumplimiento de instructivos y procedimientos operacionales;
- elaboración, actualización y cumplimiento de manual de funciones y responsabilidades;
- actualización, elaboración y disposición en las salas de operaciones de los planos P&ID de las plantas de despacho y recibo;
- realización de HAZOP o cualquier otra metodología para conocer y mitigar los riesgos operacionales del sistema;
- implementación del monitoreo y la operación remota del sistema;
- implementación de las auditorías al sistema de gestión;
- señalización e identificación de las líneas de flujo y los accesorios en plantas;
- registro e investigación de eventos no planeados;
- sistemas de SCADA para control de operación centralizada;
- sistemas de detección de fugas;
- lógicas de control para presión y flujo; y
- sistemas de parada de emergencia (ESD).

Para monitoreo y mitigación de fatiga:

- acciones correctivas: estas acciones van enfocadas a corregir aquellos defectos en los cuales el análisis de riesgo a la fatiga muestra alta probabilidad de falla. Esto se evidencia cuando el nivel de riesgo es alto o muy alto, la grieta o anomalía susceptible a fatiga no es apta para continuar en servicio, la grieta o anomalía susceptible a fatiga debe operar a valores de presión inferiores a los de la operación actual del sistema (no necesariamente la MOP), o el tiempo de intervención, inspección o reevaluación es menor al periodo de re-inspección establecido por la empresa operadora. Dentro de las acciones correctivas a considerar por las empresas operadoras están:
 - cambio del tramo afectado;
 - uso de métodos de reparación temporal;
 - disminución de la presión de operación (teniendo en cuenta las fluctuaciones);
 - suspensión de la operación del ducto;
- acciones preventivas: estas acciones van enfocadas a prevenir aquellos defectos en los cuales, el análisis de riesgo a la fatiga muestra fallas en tiempos mayores al periodo de re-inspección del sistema. Cada empresa operadora debe establecer el umbral o categoría de riesgo al cual se deben reportar las anomalías que lo superen. Generalmente esto se evidencia cuando el nivel de riesgo es medio, la grieta o anomalía susceptible a la fatiga es apta para continuar en servicio por más de un año pero menos de cinco años, la grieta o anomalía susceptible a la fatiga debe operar a valores de presión inferiores a los de la operación actual del sistema (no necesariamente la MOP) en un intervalo mayor a un año pero menos de cinco años, o el tiempo de intervención, inspección o reevaluación es mayor al año pero menos de cinco años. Dentro de las acciones preventivas a considerar por las empresas operadoras están:
 - disminución de la presión de operación (teniendo en cuenta las fluctuaciones);
 - reparación mecánica de la sección afectada;
 - re-inspección directa de la grieta o anomalía susceptible a fatiga;
- acciones predictivas: estas acciones van enfocadas a predecir la aparición de anomalías susceptibles a la fatiga. Esto se evidencia cuando el nivel de riesgo es bajo, la grieta o anomalía susceptible a fatiga es apta para continuar en servicio pero el nivel de riesgo es mayor a bajo (por encontrarse en zonas de alta consecuencia), la grieta o anomalía susceptible a la fatiga debe



operar a valores estables de presión. Dentro de las acciones predictivas a considerar por las empresas operadoras están:

- laboratorios especializados que permitan obtener las propiedades del material relacionadas con la fatiga. Dichos resultados ayudaran a disminuir incertidumbre del análisis;
- recolección de señales de presión, temperatura, flujos a intervalos menores que permitan identificar cambios bruscos de los mismos;
- control al crecimiento de anomalías de amenazas dependientes del tiempo mediante procedimientos operativos que permitan reducir el impacto de la presión y la fluctuación; y
- tiempos de re-inspección: un parámetro de referencia para establecer los tiempos de re-inspección, es un análisis que contemple el crecimiento de las anomalías susceptibles a fatiga en un tiempo mínimo de cinco años. En cualquier fecha inferior a los cinco años en la que se obtenga que la anomalía no es apta para continuar en servicio, o el nivel de riesgo es alto o muy alto, deberá establecerse un análisis adicional de costo/beneficio que indique de manera óptima si se procede con la re-inspección en un tiempo anterior que asegure las dimensiones estimadas de la anomalía, o la intervención del tramo afectado previo a la fecha de no aceptación para continuar en servicio. Si el análisis no indica tiempos de inspección, cada empresa operadora estimará su intervalo de re-inspección, el cual no deberá ser mayor a cinco años, a menos que un estudio de ingeniería, un estudio de incertidumbre y de optimización de costos soporte tiempos mayores de inspección.

Para mitigar las consecuencias:

- establecimiento, actualización y divulgación de planes de contingencia;
- implementación de acciones de planes de contingencia;
- instalación de sistemas para detectar fugas de producto;
- instalación de cheques y/o válvulas de bloqueo motorizadas y remotas; e
- implementación de sistemas de parada de emergencia (ESD).

Para determinar la integridad del ducto:

- inspección visual y valoración de Indicaciones en tuberías aéreas;
- realización de pruebas de presión;
- aplicación de la metodología ECDA e ICDA frente a la amenaza de corrosión;
- inspección en línea de ductos con vehículos inteligentes (ILI): geometría, mapeo inercial, pérdida de metal y grietas; y
- control por puntos de inspección (tierra, buzos, y ROV).

Dentro del plan de acción no solamente se consideran las acciones relacionadas con la determinación y mitigación de los mecanismos de daño producidos por las amenazas, sino también, aquellas asociadas a la mitigación de las consecuencias derivadas de una fuga o derrame. Asimismo, incluye aquellas acciones que permiten determinar la integridad del ducto en periodos que debe definir cada operador de ductos, dependiendo esto de las condiciones, historia y características particulares de cada sistema de transporte.

El resultado es un plan de acción que incluye las actividades a realizar, el periodo en el que se deben realizar, y los costos que conlleva su aplicación.



8.2. Revaloración del riesgo y ajuste del plan de acción

La valoración de riesgo no es un evento de una sola vez; debería ser un proceso establecido para repetir la valoración con una frecuencia definida por cada operador. La valoración de riesgo debería ser un proceso continuo, el cual es más efectivo si se integra completamente a la operación diaria de la compañía operadora del ducto. En la medida en que se van aplicando las actividades de monitoreo e inspección establecidas en el plan de acción, se va obteniendo mayor y mejor información sobre las condiciones del ducto. Asimismo, si se aplican las acciones de mitigación, y si fueron acertadas y oportunas, el nivel de riesgo en términos de probabilidad de falla y consecuencias debe ir mejorando.

La búsqueda continua de nuevas tecnologías en materia de diagnóstico, valoración, y mitigación de riesgos en ductos debe ser una prioridad en las compañías operadoras de ductos. Dentro de estas tecnologías se deben considerar las asociadas al diseño de ductos, a la construcción de ductos, al monitoreo e inspección de los mecanismos de daño generados por cada amenaza, a la determinación de la integridad de ductos, a la prevención o mitigación de las amenazas, a los métodos de reparación y/o rehabilitación de ductos, a las metodologías de valoración de riesgos, y a las herramientas de integración y manejo de información. Estas tecnologías deben ser evaluadas e incorporadas en los ejercicios de valoración de riesgos y en los planes de acción.

Al usar herramientas de integración de los datos derivados de la aplicación de las acciones de monitoreo, inspección y mitigación, se puede revisar la afectividad de los planes de acción diseñados y hacer los ajustes necesarios, logrando de esa manera establecer un mayor nivel de confianza en la metodología de valoración de riesgos y, por tanto, en los resultados esperados del programa de integridad del ducto.

Algunos de los factores que hacen necesaria la revaloración del riesgo, consisten en: resultados de las inspecciones o del monitoreo contemplados en el plan de acción inicial; cambios en las condiciones operacionales del ducto; cambio en el tipo de producto a transportar; aparición de nuevas tecnologías de diagnóstico y mitigación de amenazas y consecuencias; aparición de nuevas áreas de alta consecuencia o de accidentes mayores; ocurrencia de eventos no contemplados inicialmente; y ajuste de las metodologías de valoración de riesgos; entre otras.

En la medida en que el operador hace nuevos ejercicios de valoración de riesgos, va ganando en conocimiento y en el nivel de confianza de los resultados deseados.

8.3. Administración del cambio en un programa de integridad de ductos

Después de que el programa de integridad de ductos - derivado de la valoración del riesgo inicial - ha sido establecido, y durante su aplicación, es importante que sea monitoreado continuamente para integrar a la base de datos los cambios que se hayan ejecutado al sistema de transporte por ductos. Cambios en las condiciones operacionales del ducto (ej.: presión, flujo, temperatura, características físico-químicas del producto, cambios o procedimientos operacionales nuevos, u otros); en las características físicas del ducto (ej.: incorporación de nuevas unidades de bombeo; un nuevo sistema de control; compartimiento del derecho de vía con terceros; cambios de tramos en tipo de material, espesores y diámetros; variantes, instalación o retiro de válvulas de seccionamiento o válvulas cheque; u otros); cambios de servicio (ej.: de gasoducto a oleoducto; de sistema dedicado a un solo producto a poliducto; etc.); la aparición de nuevas áreas de alta consecuencia o de accidente mayor; reinicio de sistemas o equipos que han estado fuera de operación por largo tiempo; cambios en el plan de ordenamiento territorial; y la aparición de nuevos decretos y regulaciones, pueden implicar ajustes en el programa de integridad, en el plan de acción y/o requerir de una nueva valoración del riesgo.



Es importante, en lo posible, anticiparse a dichos cambios, y para ello es necesario contar con procedimientos y/o instructivos que le permitan al operador evidenciar, estudiar y documentar los efectos de dichos cambios en todas las etapas del programa de integridad de ductos, incluyendo la revisión y redefinición de: áreas de alta consecuencia o de accidente mayor; distintos mecanismos de daño derivados de las amenazas; consecuencias; planes de acción; e indicadores de gestión.



9. Evaluación de integridad mecánica

Basado en la evaluación de riesgo, donde fueron detectadas las amenazas y sus respectivas consecuencias, se debe realizar una evaluación de la integridad estructural del ducto, utilizando métodos de evaluación de integridad estructural.

Primeramente, se debe definir cuál es el mejor método a ser utilizado en la evaluación de la integridad de un ducto, pues todos ellos poseen limitaciones que deben ser consideradas en esta elección. En algunos casos, puede ser necesario más de un método para evaluar todas las amenazas presentes en el ducto.

9.1. Inspecciones de integridad

Las metodologías más utilizadas para evaluación de integridad son el test hidrostático, el pig instrumentado y la evaluación directa ("direct assessment").

9.1.1. Herramientas de inspección en línea (ILI)

Inspección en línea (ILI, por su acrónimo en inglés) interna es un método para evaluar la integridad de ductos. Existen diferentes tecnologías de inspección en línea para diferentes tipos de defectos. Al elegir la inspección interna para evaluar la integridad de un segmento de ducto, la inspección debe realizarse utilizando tecnología adecuada para determinar las anomalías que el operador crea que puedan existir en un ducto específico. La inspección múltiple realizada utilizando diferentes herramientas puede ser más beneficiosa que una única inspección realizada con una única herramienta para determinar defectos y anomalías.

Las herramientas de inspección en línea solo están disponibles para ciertos diámetros, por lo que resulta imposible utilizarlas en ciertos tramos de ductos, como ser by-pases. En estos casos, se deben considerar técnicas de inspección o ensayos de presión alternativos para inspeccionar la integridad de esos tramos.

La exactitud y confiabilidad de las herramientas de inspección en línea varían de acuerdo a cada herramienta, a las condiciones del ducto y a otros factores. Al ejecutar un programa de inspección en línea, el operador debe evaluar si las herramientas de inspección disponibles son adecuadas para la aplicación deseada, y desarrollar un plan para validar los resultados. Se deben realizar suficientes excavaciones de inspección para probar que una herramienta sea exacta y confiable. Solo así el operador puede confiar en dicha herramienta para encontrar anomalías críticas a ser eliminadas o reparadas.

Las herramientas de pérdida de metal actualmente disponibles en el mercado se basan en el principio de Pérdida de Flujo Magnético (MFL, por su sigla en inglés) con resolución estándar o alta. Estas herramientas utilizan imanes permanentes o electroimanes para inducir un campo magnético orientado axialmente a la pared del ducto, cuando la herramienta se mueve dentro del ducto. La pérdida de flujo magnético (MFL) se mide con sensores desde la pared del ducto al interior del ducto, y se registra toda desviación en la densidad del flujo.

Estas desviaciones indican un cambio en el grosor del ducto u otras anomalías que alteran el campo magnético, como materiales ferrosos cercanos al ducto. Este es un método inferencial, ya que las características de las anomalías deben ser inferidas de la pérdida de flujo. Existen ciertas limitaciones a la determinación y a la habilidad de cuantificar la pérdida de material longitudinalmente orientada. Las herramientas MFL con resolución estándar difieren de aquellas con alta resolución ya que las últimas cuentan con más sensores y menos distanciados unos de otros, para medir desviaciones en el campo magnético, lo que les permite compilar y almacenar longitudes y profundidades más precisas para cada anomalía. Mediante el cálculo de la resistencia



remanente en las áreas corroídas, los datos provistos por herramientas MFL pueden utilizarse para determinar la resistencia remanente aproximada del ducto. Las herramientas de alta resolución pueden además determinar si una anomalía por corrosión es interna o externa a la pared del ducto. Existen limitaciones a la determinación de la pérdida de metal orientada longitudinalmente utilizando esta técnica.

También existen herramientas ILI para determinar la pérdida de metal, basadas en el *principio de ultrasonido, US*. Las herramientas de corrosión ultrasónicas trabajan utilizando transductores transmisores/receptores para transmitir un pulso ultrasónico dentro de la pared del ducto y grabar el número de reflexiones tanto desde las superficies interna y externa, permitiendo una medición directa del espesor de la pared y una segmentación de defectos internos/externos.

Las herramientas ultrasónicas proporcionan una medida directa y lineal del espesor de pared, el cual puede utilizarse para estimar, con propiedad, la fuerza remanente de un ducto corroído. Estas herramientas tienen la ventaja de proveer una descripción más directa de una anomalía en comparación con la herramienta de flujo magnético, que comprende una medida de anomalía inferida. Con una herramienta ultrasónica resulta crítico que la señal sea acoplada acústicamente al diámetro interno (DI) del ducto. Esto puede ser un problema para ciertas líneas de crudo con montaje parafínico en el DI del ducto, y con algunos líquidos con propiedades ultrasónicas inadecuadas, como ser el etanol. Con la técnica de inmersión, la técnica de US puede resultar menos susceptible a la dificultad de acople acústico, al no requerirse contacto directo de las sondas con la pared interna del ducto. Las herramientas US no son aplicables a gasoductos, debido a que el gas no es un medio acoplable que permita la propagación de ultrasonido en la pared del ducto.

Las herramientas de inspección en línea fueron desarrolladas para determinar quiebres y discontinuidades similares orientadas longitudinalmente, como ser fracturas por corrosión por estrés, quiebres extensos a lo largo de las costuras, corrosión selectiva de costuras ERW, o corrosión externa axial angosta (NAEC, por su sigla en inglés). Estas herramientas utilizan ondas ultrasónicas de corte o tecnología de flujo magnético circunferencial (transversal).

Dado que estas tecnologías de inspección en línea para determinar pérdida de metal y quiebres están mejorando rápidamente, se recomienda realizar un análisis de mercado para conocer las últimas soluciones en este campo.

Se recomienda también contactar a los desarrolladores y proveedores de servicios ILI, de forma de seleccionar la mejor alternativa para determinar el tipo de corrosión en cada ducto o segmento. Algunos casos pueden requerir la combinación de varias herramientas para determinar todos los tipos de daños en el ducto.

Para realizar la inspección con pig instrumentado se deben conocer las especificaciones del ducto y sus restricciones (radios de curvatura, longitudes de tramo, reducciones de diámetro, accesorios y válvulas, entre otros).

9.1.1.1. Consideraciones para la elección del pig instrumentado adecuado para la inspección del ducto

La elección del tipo de pig instrumentado debe ser realizada en función de los tipos de amenazas detectadas en la evaluación de riesgo del ducto, de forma que el pig sea el más adecuado para detectar y dimensionar todas las anomalías. En algunas situaciones, puede ser necesaria la combinación de más de un tipo de pig instrumentado para alcanzar el resultado esperado.



a) Pig instrumentado MFL

El pig magnético puede ser utilizado en ductos que transportan petróleo, derivados, gas o productos en flujo multifásico. La medición de pérdida de espesor es proporcionada como un porcentaje del espesor de pared (medición indirecta). Una calidad de limpieza deficiente afecta menos al resultado de una inspección con pig MFL que al de una con pig ultrasónico.

a.1) Pig MFL convencional (campo magnético longitudinal)

Apropiado para detectar:

- Defectos de pérdida de espesor con orientación circunferencial.
- Pérdida de espesor generalizada.
- Pequeños pittings.
- Anomalías próximas a la soldadura circunferencial.

a.2) Pig MFL transversal (campo magnético circunferencial)

Apropiado para detectar:

- Defectos de pérdida de espesor con orientación longitudinal.
- Pérdida de espesor generalizada.
- Pequeños pittings.
- Anomalías próximas a la soldadura longitudinal.

a.3) Pig MFL helicoidal (campo magnético a 45°)

Apropiado para detectar:

- Defectos de pérdida de espesor con orientación longitudinal y circunferencial.
- Pérdida de espesor generalizada
- Pequeños pittings.
- Anomalías próximas a la soldadura longitudinal y circunferencial.

b) Pig instrumentado ultrasónico

El pig ultrasónico debe ser utilizado para inspeccionar ductos en medio líquido, homogéneos y exentos de parafina. La calidad de la inspección está directamente relacionada con la limpieza del ducto, y la medición del espesor se realiza de forma directa.

b.1) Pig ultrasónico de pérdida de espesor

Apropiado para detectar:

- Pérdida de espesor generalizada
- Defectos de doble laminación, ampollamiento y HIC (rotura inducida por hidrógeno)
- Pérdida de espesor causada por abrasión

b.2) Pig ultrasónico de detección de defectos tipo trinca/grieta

Apropiado para detectar:

- Trincas/Grietas longitudinales y circunferencias.
- SCC (stress corrosion cracking).
- Falta de fusión.
- Falta de penetración.
- Laminaciones.



Independientemente del tipo de pig a ser escogido para la inspección, se debe considerar lo siguiente:

- La corrida debe ser realizada con velocidad, temperatura y presión compatibles con la especificación presentada por el fabricante del pig.
- La limpieza del ducto debe ser acorde a la tecnología a ser empleada.
- Tener conocimiento del radio mínimo de curvatura en el ducto y demás restricciones para que el pig no quede atrapado.
- Espesor mínimo y máximo de pared del ducto para que el pig pueda dimensionar adecuadamente los defectos.
- Exactitud de medición que depende del tipo de tecnología utilizada (MFL/US).

c) Pig geométrico

La inspección con pig geométrico proporciona información acerca de las dimensiones de ovalizaciones y abolladuras, tanto en la soldadura como fuera de la misma, permitiendo evaluar la integridad estructural del ducto, así como ayudar en la definición acerca de si el ducto está apto para ser inspeccionado con otros pigs instrumentados.

El pig geométrico (mecánico) de alta resolución permite conocer los espesores reales de las tuberías.

d) Unidad de mapeo

La inspección de mapeo de la tubería se realiza midiendo la ruta tridimensional con un módulo equipado con una unidad de medición inercial (IMU). Este módulo se utiliza asociado a una herramienta de inspección (magnética, geométrica o ultrasónica).

Es utilizado para obtener coordenadas geográficas precisas para cualquier punto a lo largo de la tubería, y la precisión dependerá de la exactitud de la referenciación de tierra.

Apropiado para:

- Georreferenciar la tubería, las anomalías y todos sus accesorios. Siendo estos datos aptos para cualquier tipo de GIS.
- Realizar programas de mapeo para compararlas y evaluar desplazamientos de tuberías.

9.1.2. Evaluación de defectos reportados por el pig instrumentado

La evaluación del informe de los pigs instrumentados de pérdida de espesor, roturas y geométrico es una actividad que depende de varios factores, tales como: métodos de evaluación de defectos; tipo de técnica de inspección (MFL longitudinal, MFL transversal, ultrasónico, etc.); calidad de la inspección; conocimiento del modo de falla del ducto; histórico de operación del ducto; experiencia y capacitación del evaluador; directrices de la empresa operadora; entre otros.

Antes de iniciar la evaluación del informe del pig instrumentado, se debe realizar lo siguiente.

9.1.2.1. Evaluación preliminar de la calidad del informe del pig instrumentado

- Verificar si el sentido de la corrida es correcto.
- Verificar si la extensión del ducto es correcta.
- Verificar si los espesores son coherentes con los del proyecto del ducto.
- Verificar si el nivel de magnetización del pig MFL es adecuado.
- Verificar si la velocidad de la corrida del pig está dentro del límite de la herramienta.
- Verificar si la pérdida de señal está dentro de los límites aceptables.



- Registrar el histórico de correlaciones y verificar si las mediciones de pérdida de espesor indicadas por el pig son adecuadas, comparando puntos ya inspeccionados y preferentemente tratados (pérdida de metal externa con revestimiento ya reparado).
- Verificar si durante la corrida el pig giró a lo largo del ducto.
- Verificar si el odómetro presentó problemas de estancamiento o deslizamiento, comparando la distancia entre las válvulas reportadas por el pig y la real.

9.1.2.2. Registro de las limitaciones del pig y definición de la precisión y exactitud a ser consideradas en la evaluación

Se deben conocer las limitaciones de cada tecnología de inspección por pig instrumentado (MFL convencional/transversal y ultrasónico). Además de eso, se debe considerar la exactitud del pig para la pérdida de espesor, tamaño y longitud del defecto, en función de:

- Tecnología utilizada en la inspección (MFL convencional, MFL transversal, ultrasónico).
- Diámetro del ducto.
- Proceso de fabricación del tubo (sin costura, soldadura longitudinal por arco sumergido o soldadura longitudinal por resistencia eléctrica).
- Tipo de anomalía, como por ejemplo: pitting, alveolar, generalizada, surco circunferencial o surco longitudinal.
- Dimensión del defecto.
- Localización del defecto en el tubo (fuera, próximo o en la soldadura).
- Condiciones de la limpieza del ducto.
- Velocidad del pig en la inspección.
- Dimensionamiento del defecto obtenido por evaluación manual.
- Dimensionamiento del defecto por evaluación automática.

9.1.2.3. Registro del histórico del ducto, de los principales modos de falla y de sus posibles causas

a) Dependientes del tiempo

- Corrosión interna.
- Corrosión externa.
- Corrosión bajo tensión.

b) Estables

- Defecto de fabricación del ducto.
- Defecto de construcción y montaje.

c) No dependiente del tiempo

- Defecto causado por terceros (daño mecánico).
- Daños causados por fuerzas ambientales.
- Falla humana.

9.1.2.4. Registro de datos del proyecto y de operación del ducto

- Origen, destino, extensión.
- Diámetro, espesor, material y proceso de fabricación del tubo.
- Revestimiento externo y revestimiento interno.
- Sistema de protección catódica.
- Temperatura de proyecto.
- Presión de proyecto.
- Clase de locación.



- Normas de proyecto utilizadas.
- Año de inicio de operación.
- Productos transportados.
- Temperatura de operación.
- Clase de presión de equipamientos y accesorios.
- Estado del revestimiento.

9.1.2.5. Registro de las áreas singulares del trazado del ducto.

Identificar en la inspección con pig los siguientes trechos:

- Principales recorridos de trechos sumergidos (ríos, lagos, bahías).
- Recorridos aéreos.
- Principales cruces carreteros y ferroviarios.
- Áreas de preservación ambiental.
- Áreas de gran concentración poblacional e industrial.
- Túneles horizontales y verticales.

9.1.2.6. Registro de datos del test hidrostático

Poner a disposición los diseños del test hidrostático, con el perfil y el gradiente del test hidrostático del ducto. La Presión Máxima de Operación Admisible (PMOA) en cada punto del ducto se calcula por medio de la siguiente forma:

$PMOA = \text{Presión del test} / F$

Para oleoductos:

- Ductos construidos según ASME B31.4
F = 1,25

Para gasoductos:

- Ductos construidos según ASME B 31.8, versión anterior a 2010.
 - Clase 1 F = 1,10
 - Clase 2 F = 1,25
 - Clase 3 F = 1,40
 - Clase 4 F = 1,40
- Ductos construidos según ASME B 31.8, a partir de la versión 2010.
 - Clase 1 F = 1,25
 - Clase 2 F = 1,25
 - Clase 3 F = 1,50
 - Clase 4 F = 1,50

9.1.2.7. Registro de las presiones a ser consideradas en la evaluación de los defectos

- Presión Nominal.
- Presión de Proyecto.
- Presión Máxima Admisible de Operación (PMOA).
- Presión Requerida.



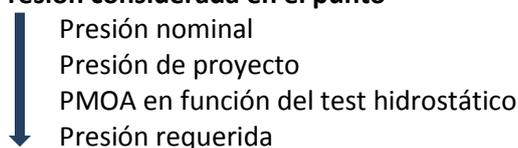
9.1.3. Evaluación de la integridad inmediata de las anomalías reportadas por los pigs instrumentados

La evaluación de las anomalías reportadas por los pigs instrumentados deben ser realizadas utilizando normas reconocidas internacionalmente, tales como ASME B31.4, ASME B31.8, BS7910, entre otras.

Para defectos de corrosión, se recomienda realizar evaluación por niveles de complejidad, ya sea utilizando la presión considerada en cada punto del ducto, o por diferentes métodos de cálculo de presión admisible para el defecto. La idea básica de esta actividad es realizar una evaluación inicial conservadora y, posteriormente, ajustarla, buscando minimizar el número de reparaciones.

La evaluación por niveles de complejidad, debe seguir el orden indicado a continuación:

a) Presión considerada en el punto



b) Métodos de cálculo de presión reducida

- Nivel 1
 - ASME B31G
 - O85dL
 - DNV RP-F101 single defect
- Nivel 2
 - Área efectiva
 - DNV RP-F101 complex shaped defect

Observación: los defectos cuyas compresiones en la dirección circunferencial sean mayores que los de la dirección longitudinal deben ser evaluados también por el método de Kastner.

c) Consideraciones generales

Siempre que sea posible, se deben registrar las causas básicas de los defectos y se deben proponer acciones para su eliminación o mitigación.

La información de los diversos tipos de inspección realizados, integradas con el resultado de la inspección con pig instrumentado es fundamental para el análisis de la integridad estructural del ducto.

9.1.4. Evaluación de la integridad futura de las anomalías reportadas por los pigs instrumentados

Para que un ducto pueda operar con seguridad hasta la próxima evaluación de integridad (realizada a partir de una nueva inspección con pig, test hidrostático u otro método), se debe realizar una evaluación de la integridad futura con los datos de la inspección con pig, considerando la tasa de crecimiento de los defectos por corrosión y de las roturas, y la fatiga para anomalías sometidas a ciclos de presión.



Después del análisis de integridad inmediata y futura, se debe elaborar un plan de respuesta para el mantenimiento de la integridad estructural del ducto, definiendo los tipos de reparación a realizar y los plazos para su realización.

9.1.5. Ensayo de presión

El ensayo de presión del ducto con producto o agua ha sido aceptado por un largo tiempo como un método para establecer la integridad del ducto. Resulta muy complejo realizar ensayos hidrostáticos en ductos en operación, ya que la operación debe ser interrumpida y es muy difícil conseguir los permisos para obtener, tratar y verter agua que pudo haberse contaminado con el producto transportado. La realización de estos ensayos con producto trae asociado el riesgo de falla del ducto, con la consecuente contaminación ambiental.

No obstante, el ensayo hidrostático sigue siendo una opción para que el operador pueda revisar la integridad del ducto en caso de que no sea posible la corrida de una herramienta ILI a través del ducto, debido a que los datos históricos del segmento del ducto demuestren que existieron anomalías no detectadas por herramientas ILI de inspección interna, o en caso de que otras metodologías de inspección no sean suficientemente confiables en lo que respecta a la integridad del ducto. El ensayo hidrostático valida la máxima presión de operación del ducto. El ensayo de presión debe ser desarrollado de acuerdo a las regulaciones técnicas internacionales, nacionales y/o corporativas correspondientes al operador del ducto.

El ensayo de presión es una herramienta valiosa para eliminar defectos críticos. No todas las anomalías serán eliminadas durante el ensayo de presión, ya que detecta solamente aquellas con tamaño crítico. Estos defectos críticos comprenden la pérdida de espesor de pared del ducto debida a corrosión general o localizada, en la cual el componente de daño axial es importante, como en SCC, ERW o NAEC.

El ensayo de presión no es tan eficiente para identificar corrosión localizada. Las marcas localizadas pueden soportar una presión de falla alta debida a la restricción alrededor de la marca y dependiendo del tamaño de la marca. A menos que la profundidad de la corrosión sea suficiente como para terminar de consumir por completo la pared del ducto al momento de la presión hidrostática, el ducto resistirá. Cualquier ducto con pitting localizado puede resistir un ensayo de presión y soportar la PMO hasta que haya una pérdida.

El ensayo de presión puede incrementar la pérdida de espesor de pared por corrosión, y el crecimiento y/o interconexión de fracturas, sin que muestre falla alguna. Adicionalmente, los defectos por corrosión y fracturas existentes podrían continuar creciendo con el tiempo, por lo que para prevenir futuras fallas de servicio es necesario continuar con ensayos de presión a intervalos adecuados para eliminar los defectos que se hayan incrementado con el tiempo, o para verificar que no haya defectos críticos, antes de que éstos puedan alcanzar una condición que permita cualquier fuga inesperada del producto transportado.

9.1.6. Metodología de evaluación directa (DA)

9.1.6.1. Metodología ECDA

Esta metodología consiste en evaluar los parámetros que afectan y controlan la ocurrencia de corrosión externa, como ser: resistividad del suelo; características físicas, químicas y microbiológicas; técnica CIPS; técnica DCVG; técnicas ACVG o PCM, y otras características del ducto y del suelo donde está instalado el ducto, con el fin de seleccionar el área donde pueda ocurrir corrosión y luego realizar excavaciones para inspección directa de la condición del ducto.



La evaluación directa de corrosión externa (ECDA, por sus siglas en inglés) consiste en los siguientes cuatro (4) pasos:

1. Pre-evaluación: consiste en consolidar los datos mencionados anteriormente, definiendo la factibilidad de la aplicación de ECDA, seleccionando herramientas de inspección indirecta, e identificando áreas ECDA.

2. Inspección indirecta: consiste en mediciones de inspecciones indirectas, identificación de datos, alineación y comparación, definición y aplicación de criterios para clasificar la severidad de la evidencia encontrada, comparación de la evidencia encontrada y comparación de datos evidenciados con datos de pre-evaluación y datos históricos.

3. Examinación directa: consiste en la realización de excavaciones y colección de datos, registrando daños en el recubrimiento y midiendo la pérdida de metal. Se evalúa la resistencia remanente del ducto en las áreas donde se encuentran defectos, se realiza un análisis de causa raíz y se reclasifican y priorizan los defectos del recubrimiento.

4. Post-evaluación: consiste en el cálculo de la vida residual del ducto, el establecimiento de nuevos intervalos de inspección, la evaluación de la efectividad del ECDA, el establecimiento de criterios adicionales para determinar la efectividad del ECDA, así como la retroalimentación y mejora continua.

Existen áreas en las cuales es difícil aplicar la metodología ECDA y podría, por lo tanto, determinar su factibilidad. Estas áreas son: sectores con recubrimiento de protección catódica; sectores con relleno rocoso; áreas pavimentadas o de concreto sobre el ducto; áreas donde resulte imposible obtener datos durante un cierto periodo de tiempo; áreas con estructuras metálicas enterradas cercanas al ducto; y, por supuesto, áreas no accesibles.

9.1.6.2. Metodología ICDA

La evaluación directa de corrosión interna (ICDA, por sus siglas en inglés) es un proceso continuo y estructurado que se utiliza para mejorar la integridad de ductos metálicos, mediante la evaluación y reducción del impacto de la amenaza de la corrosión interna.

Este proceso consiste en la predicción e inspección detallada de las zonas en las cuales es más probable que se produzca acumulación de agua, y por lo tanto, el riesgo que se manifieste, o haya manifestado, el fenómeno de corrosión interna es considerable.

Para la implementación de esta metodología deben contemplarse los lineamientos detallados en la norma internacional NACE SP0208-2008 “Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines”.

El desarrollo del proceso ICDA en cada uno de los ductos en estudio cubre las siguientes sub-actividades:

1. Pre-evaluación: esta etapa cubre la recolección de datos históricos y actuales para determinar la factibilidad de aplicar la metodología ICDA, definición de regiones ICDA y selección de herramientas de inspección indirecta.

En esta etapa se deben desarrollar los siguientes análisis mínimos:

- Factibilidad de aplicación de la metodología ICDA en sistema en estudio.
- Definición de las regiones ICDA.



2. Inspección indirecta: el objetivo de esta actividad es identificar y definir las áreas en las que la actividad de corrosión interna puede haber ocurrido o puede estar ocurriendo.

Para ello se deben realizar las siguientes actividades:

- Cálculo de los ángulos de elevación asociados al perfil de inclinación de la cañería.
- Modelado de flujo.
- Identificación y selección de los sitios donde es más probable que se manifieste (o haya manifestado) el mecanismo de corrosión interna.

Se debe detallar el criterio de selección de los sitios en los cuales realizar las actividades de inspección directa.

Análisis y evaluación de la probabilidad de que el mecanismo de corrosión interna se manifieste en los sitios identificados previamente, considerando la aplicación de modelos de predicción de corrosión y/o consideraciones ingenieriles ampliamente justificadas.

3. Inspección Directa (Examinación Detallada): el objetivo de esta etapa es exponer la superficie del caño en aquellos sitios seleccionados en la actividad anterior, para que puedan hacerse las mediciones no destructivas correspondientes y recolectar los datos para evaluar la actividad de corrosión interna.

En esta etapa se deben desarrollar las siguientes actividades:

- Selección de los métodos no destructivos óptimos a realizar en campo. En todos los casos se seleccionarán metodologías aceptadas y recomendadas en los estándares internacionales.
- Desarrollo de las intervenciones y ensayos no destructivos en cada sitio seleccionado para tal fin y en sitios seleccionados para validar las inspecciones indirectas.
- Análisis de resultados de las evaluaciones realizadas en campo.
- En caso que se detecten defectos producto del mecanismo de corrosión interna (u otros mecanismos) se estimará el esfuerzo remanente, siguiendo los lineamientos presentados en las normas internacionales tales como ASME B31G, RSTRENG, DnV PR-F101.

4. Post-evaluación: en esta etapa se deberán desarrollar y proponer las metodologías a emplear para desarrollar las siguientes actividades:

- Evaluación de la efectividad del proceso ICDA.
- Estimación de la vida remanente (aplicable en caso que se hayan identificados defectos por corrosión interna en la etapa anterior).
- Definición de intervalos de reevaluación.
- Recomendaciones de mejora continua para futuros procesos ICDA.

9.1.6.3. Metodología SCCDA

Esta actividad consiste en realizar un análisis y clasificación de los tramos de los ductos en función de la susceptibilidad de los mismos para favorecer el desarrollo del fenómeno de SCC (Stress Corrosion Cracking).

Se desarrolla un mapa de suelos de susceptibilidad a SCC en función de los parámetros críticos, mediante el cual se permitirá:

- Clasificar y segmentar los ductos para diferentes niveles de riesgo asociado a la amenaza "Stress Corrosion Cracking".



- Clasificar la susceptibilidad de los tramos de ductos a fenómenos de stress corrosión cracking, en las siguientes ‘Clases’: Clase 1 (alta susceptibilidad), Clase 2 (media susceptibilidad), Clase 3 (baja susceptibilidad) y Clase 4 (nula susceptibilidad).

Se requiere que los ductos sean evaluados e inspeccionados de acuerdo a la Metodología de Evaluación Directa de Corrosión Bajo Tensiones (SCCDA). Para la implementación de esta metodología deben contemplarse los lineamientos detallados en la norma internacional NACE SP0204-2008 “Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology”.

El desarrollo del proceso SCCDA en cada uno de los ductos en estudio cubre las siguientes sub-actividades:

1. Pre-evaluación: el objetivo de la etapa de pre-evaluación es recolectar y analizar la información histórica y actual requerida para priorizar/clasificar cada uno de los ductos en segmentos potencialmente susceptibles al mecanismo SCC, y ayudar a seleccionar los sitios específicos para realizar las excavaciones en esos segmentos.

En esta etapa se deberá incluir un análisis y evaluación detallada de la información a recolectar de acuerdo a las recomendaciones detalladas en la Tabla 1 de la normativa NACE SP0204-2008:

- Datos relacionados con el ducto.
- Datos relacionados con la construcción del ducto.
- Características del suelo/ambiente.
- Actividades, registros e historial de control de corrosión.
- Datos operativos del ducto.

Segmentación de la cañería y priorización/clasificación de acuerdo a la susceptibilidad en relación a SCC.

Producto del análisis y recopilación de la información realizada en el ítem anterior, se deberá priorizar y clasificar cada uno de los ductos en segmentos de acuerdo a la susceptibilidad al mecanismo SCC.

Resulta fundamental que se detalle el criterio, modelo y/o variables fundamentales a considerar para la segmentación del ducto de acuerdo a su susceptibilidad al mecanismo de corrosión SCC.

Identificación de los sitios (o segmentos de cañería) en los cuales se realizarán actividades adicionales de inspección indirecta y su posterior evaluación directa en campo.

Considerando que se requiera la realización de actividades de inspección indirecta en el sistema en estudio, se deben desarrollar las siguientes actividades:

- Seleccionar e identificar los sitios (segmentos, tramos de cañería) en los cuales se requiere realizar actividades adicionales de inspección indirecta.
- Selección de las técnicas/ensayos indirectos que se requiere realizar.

2. Inspección Indirecta: en esta actividad se requiere llevar a cabo las siguientes actividades:

- Realización en campo de las técnicas/ensayos de inspecciones requeridos.
- Integración y análisis de los resultados producto de las inspecciones realizadas.
- Clasificación/priorización final de la susceptibilidad de los segmentos de cañería.



- Selección final de los sitios en los cuales realizar actividades de Inspección Directa (Examinación Detallada).

3. Inspección Directa (Examinación Detallada): el objetivo de esta etapa es exponer la superficie del caño en aquellos sitios seleccionados en la actividad anterior, para que puedan hacerse las mediciones no destructivas correspondientes y recolectar los datos para evaluar la actividad de corrosión bajo tensiones (SCC).

En esta etapa se deben desarrollar las siguientes actividades:

- Selección de los métodos no destructivos óptimos a realizar en campo. En todos los casos se seleccionarán metodologías aceptadas y recomendadas en los estándares internacionales.
- Desarrollo de un procedimiento de los datos/información sensible a coleccionar durante el proceso de Examinación Detallada.
- Verificación in situ previa a realizar la excavación.
- Desarrollo de las intervenciones y ensayos no destructivos en cada sitio seleccionado para tal fin, y en sitios seleccionados. Colección de datos en campo.
- Análisis de resultados de las evaluaciones realizadas en campo. Evaluación completa de SCC en cada sitio inspeccionado.

En caso que se identifique la existencia de fisuras asociadas a SCC, se deber realizar un análisis detallado del tipo de fisuración observado y la severidad del daño presente.

4. Post-evaluación: en esta etapa se deberán desarrollar las siguientes actividades:

- Evaluación de la necesidad de actividades de mitigación.
- Priorización de acciones a llevar a cabo en caso de identificar la existencia de SCC en los ductos en estudio.
- Definición de Intervalos de reevaluación.
- Evaluación de la efectividad del proceso SCCDA.

9.2. Gestión de adecuación de ductos

Este capítulo tiene por objetivo brindar los criterios generales para la gestión de las reparaciones de ductos afectados por anomalías que han sido detectadas en las inspecciones programadas en los planes de inspección, derivados de la gestión de integridad mecánica siguiendo los lineamientos del manual de ARPEL.

Su alcance está destinado a ordenar la gestión de las reparaciones para facilitar el seguimiento por parte de los responsables de la gestión de mantenimiento y mejorar la comunicación entre los responsables de la gestión de integridad y los gestores de mantenimiento.

Por ello, este capítulo no pretende ser un manual de técnicas de reparación para especialistas sino un manual destinado a los gestores, y por lo tanto, en todos los casos que sea posible, se derivaran los aspectos técnicos a las normas de la industria o legislación existente de cada país.

9.2.1. Criterios para la priorización de intervenciones

a) Criterios basados en análisis de riesgo.

La priorización de las reparaciones de acuerdo al riesgo tiene por objetivo intervenir el ducto de manera tal que mitigue el riesgo del ducto en forma escalonada a valores de riesgo aceptables para la operación.



b) Criterios basados en la solicitud mecánica a la cual se encuentra el ducto.

Para la priorización de defectos según su solicitud mecánica se utilizan distintos métodos para el cálculo de la resistencia remanente de los distintos defectos (ASME B31G, 085dL, DNV RP-F101 single defect, área efectiva, DNV RP-F101 complex shaped defect, API 579). Una vez determinado el valor de presión resistente, se determina un plan de reparación partiendo de los defectos más solicitados mecánicamente.

c) Criterios propios de la empresa operadora basados en la experiencia de sus especialistas.

Para la priorización de defectos en reiteradas oportunidades es indispensable la experiencia de los responsables de integridad y mantenimiento del ducto, debido a condiciones particulares que pudieran acelerar el crecimiento de los defectos reportados por las inspecciones ILL.

d) Utilización de sistemas GIS.

Para la priorización de intervenciones, la utilización de un sistema GIS ayuda principalmente en la visualización de zonas con problemas de combinación de amenazas y así evitar el crecimiento descontrolado de los distintos tipos de amenazas.

e) Requerimientos de códigos según los tiempos permitidos para la reparación de defectos y/o anomalías.

Para la priorización de intervenciones, los códigos son estrictos en los tiempos máximos de reparación; éstos vencimientos normalmente son los considerados legales para el cumplimiento de una intervención. Los criterios anteriores ayudan y dan la potestad a la operadora a acortar los tiempos máximos, o a crear nuevos criterios de reparación.

Cualquier intervención que no pudiese repararse en los términos estipulados, debe notificarse al ente gubernamental responsable de los sistemas energéticos de cada jurisdicción.

9.2.2. Acciones para la adecuación de ductos

Como se ha detallado en otros capítulos de este manual, sobre los ductos actúan distintas amenazas: corrosión interior y exterior, defectos de fabricación, fuerzas de la naturaleza, acciones de terceros y operaciones incorrectas.

Pese a las acciones de mantenimiento preventivas generadas sobre los ductos, debidas a los distintos modos de falla, se generan eventos que penalizan la operación del ducto o que aumentan el riesgo de su operación.

Para restituir el ducto a sus condiciones seguras de operación se generan diversas acciones de adecuación, como son:

- Instalación de refuerzos.
- Reemplazo de tramos.
- Estabilización.
- Obras de protección catódica.
- Cambios de modos de operación.

Las Tablas 451.6.2.9-1 y 451.6.2.9-2. de ASME B31.4-2009 son las utilizadas en ductos de transporte de hidrocarburos líquidos para definir el alcance de cada reparación.



9.2.2.1. Instalación de refuerzos

Son reparaciones puntuales de la estructura del ducto debido a una anomalía localizada. Se aplican principalmente cuando se deben reforzar pérdidas de espesor puntuales derivadas de corrosión exterior, defectos de fabricación, anomalías tipo fisuras, rasguños provocados por la acción de terceros e incluso pinchaduras, intencionales o no, que puedan repararse sin necesidad de reemplazar un tramo del ducto.

En general estas reparaciones pueden realizarse con el ducto en funcionamiento adecuando las condiciones de caudal y presión; al completarse la ejecución se recupera la máxima presión de trabajo.

Los tipos de reparación y métodos de rehabilitación son:

- **Refuerzo Tipo A.** Camisa soldada longitudinalmente, utilizada como refuerzo mecánico del área que contiene el defecto. El refuerzo debe ser ajustado de manera tal que pueda absorber la carga remanente que no puede soportar la zona afectada. Para lograr que la transmisión de la carga sea efectiva se debe utilizar un relleno (epoxi o poliéster), el cual se distribuye en el intersticio entre el refuerzo y la tubería.

Es una reparación no intrusiva. No puede ser utilizada para reparar fugas. No debe ser utilizada si el espesor remanente es menor al 20% del espesor nominal. Para colocar este refuerzo, la presión debe ser reducida un 20%.

El procedimiento para la instalación de este refuerzo debe contemplar:

- Construcción del refuerzo.
 - Preparación de la superficie.
 - Tipo y método para colocar el relleno.
 - Forma de instalación.
- **Refuerzo Tipo B.** Camisa soldada longitudinalmente y circunferencialmente. Es apta para resistir presión interna. Es utilizada como refuerzo mecánico del área que contiene el defecto.
 - Puede ser utilizada para reparar fugas.
 - Debe poseer la misma capacidad de carga que la tubería de transporte.
 - Se deben evaluar los espesores de pared de la tubería en la zona a soldar.
 - Los extremos del refuerzo no deben acercarse a la zona afectada por el calor en las soldaduras circunferenciales.
 - Procedimiento y soldadores calificados.
 - Pueden transferir tensiones longitudinales.
 - Procedimiento de soldadura con aporte de bajo hidrógeno es fundamental.
 - El refuerzo debe ser ajustado de manera tal que pueda absorber la carga remanente que no puede soportar la zona afectada. Para lograr que la transmisión de la carga sea efectiva se debe utilizar un relleno (epoxi o poliéster), el cual se distribuye en el intersticio entre el refuerzo y la tubería.
 - **Clamp.** Es un refuerzo mecánico provisional, diseñado para soportar presión interna.
 - **Refuerzo compuesto.** Puede ser utilizado como reparación bajo ciertas condiciones y para distintos tipos de falla. En los códigos se encuentran las limitaciones de su permanencia.



- Material compuesto, usualmente formado por fibra de vidrio y una matriz de polímero.
 - De fácil aplicación, para reparaciones de difícil acceso.
 - No requiere soldadura.
 - Requiere personal calificado.
 - No susceptible a los métodos de corrosión tradicionales.
 - Aplicable en geometrías complicadas, ejemplo: curvas.
 - Puede ser instalado en anomalías con pérdidas de metal menores a 80% del espesor de pared de la tubería.
 - Para lograr que la transmisión de la carga sea efectiva se debe utilizar un relleno (epoxi o poliéster), el cual se distribuye en el intersticio entre el refuerzo y la tubería.
 - Se debe ajustar adecuadamente de manera que se apoye perfectamente en toda la superficie de la tubería.
 - Se debe tener cuidado de alejar al menos 2" de los defectos.
 - Verificar el fraguado del adhesivo, proceder a su sellado.
- **Remoción (grinding).** Es la remoción del defecto por amolado o tratamiento mecánico, tiene una aplicación muy acotada, estas limitaciones se encuentran disponibles en los códigos.

9.2.2.2. Reemplazo de tramos

Consiste en el reemplazo de uno o más tramos del ducto. Este método de reparación se adopta cuando hay zona con defectos muy generalizada, con deformaciones que afecten el paso de scraper, o defectos que a juicio de la empresa operadora deban ser reemplazados.

Obligan a realizar una parada de operación o utilizar técnicas de obturación / by pass para aislar la zona a reemplazar y proceder a la unión de la nueva tubería con la existente.

Las tareas asociadas a un cambio de tramo son:

- **Definición de la conveniencia de cambio de un tramo y selección de la longitud optima a cambiar.** Para la definición del alcance de un cambio de tramo se deben tener en cuenta varios ítems, entre ellos se encuentran estado de la tubería aledaña a la que posee el defecto, estado del revestimiento en la zona y cualquier anomalía que a juicio de los especialistas pudiera ocasionar problemas en el futuro.
- **Realización de estudios.** Previo a la realización de la obra de cambio de tramo es necesario de acuerdo a normativas vigentes propias de cada jurisdicción la realización de distintos estudios con el fin de proteger el medio ambiente y la seguridad de las personas.
- **Especificación técnica.** Debe realizarse de acuerdo a la normativa vigente para la construcción y mantenimientos de ductos de transporte.
- **Gestión de permisos.** Con el fin de realizar la obra es de vital importancia realizar la gestión de permisos de interferencias, autoridades y propietarios.
- **Prueba hidrostática.** Debe realizarse a los nuevos tramos de acuerdo con la normativa vigente.
- **Pruebas y ensayos de recepción.** Para la recepción de la obra deben realizarse y documentarse los ensayos mínimos requeridos por los códigos de construcción de ductos.



- **Informe final y conforme a obra del trabajo.** Debe realizarse de acuerdo a lo especificado por cada empresa con el formato apropiado para ser presentado al ente regulador de cada jurisdicción.

9.2.3. Ajuste a las condiciones de operación

En algunos casos el único modo de bajar el riesgo a un nivel aceptable es modificando las condiciones de operación. Algunas de las acciones que se pueden realizar son:

- **Recalculo de la MAOP.** De acuerdo a la presión de falla calculada, y ante la imposibilidad de reparar, es necesario definir una presión segura de operación con los factores de seguridad contemplados en el diseño.
- **Modificación de protecciones y lazos de control.** Con la nueva presión definida y según el sistema de monitoreo con el que cuente cada empresa operadora, se deben definir los nuevos parámetros de protección para asegurar que en el punto limitado la presión no supere el valor definido.
- **Gestión del cambio.** Cada empresa operadora deberá, de acuerdo a sus procedimientos, documentar los cambios realizados en cualquier instalación que pueda modificar la presión operativa en cualquier punto, aún cuando la MAOP no sea superada.

Ante alguna modificación operativa se recomienda realizar un análisis de riesgo operativo de las instalaciones con la modificación propuesta.



10. Evaluación del programa de integridad

Los programas de gestión de integridad se deben evaluar periódicamente junto con los indicadores, realizando revisiones internas, que permitan asegurar la efectividad del programa de gestión de integridad y el logro de las metas del mismo. Esto debería ser una práctica de la alta dirección de la empresa. Asimismo, es posible utilizar servicios de terceros como ayuda durante las auditorías del programa de gestión.

La evaluación debe permitir al operador del ducto determinar si aplicó el plan de acción derivado del ejercicio de valoración de riesgos, y si la aplicación de las diferentes actividades contempladas en dicho plan fue realmente efectiva en la mitigación de las amenazas que afectan la integridad del ducto.

10.1. Indicadores de desempeño

Es necesario establecer y medir los indicadores de desempeño que permitan conocer el nivel de aplicación del plan de acción y la efectividad del mismo, en términos de conseguir la meta de cualquier operador de ductos, que consiste básicamente en desarrollar su negocio de transporte sin producir efectos adversos en los empleados, el ambiente, el público y sus clientes. Los indicadores de desempeño son parte importante del programa de gestión de integridad de ductos.

Aún cuando cada empresa debiera establecer y cualificar los indicadores más apropiados para su gestión en función del tipo y la magnitud de sus operaciones y el contexto integral de su negocio, a continuación se describen algunos de los indicadores que pueden ser de utilidad en la medición del desempeño del programa de integridad de ductos. ARPEL definirá algunos indicadores con los que se hará benchmarking entre las empresas asociadas de ARPEL.

- Indicador de desempeño, y una meta para reducir el volumen total de fugas y/o roturas imprevistas, con una última meta de cero.
- Indicador de seguimiento del plan de inspección = inspecciones realizadas/inspecciones programadas.
- Indicador de desempeño y una meta que documente el porcentaje de actividades del programa de integridad ejecutadas durante un año calendario (órdenes de trabajo ejecutadas vs. órdenes de trabajo planeadas).
- Atención a las recomendaciones de inspección= (recomendaciones prioritarias realizadas / recomendaciones emitidas).
- Indicador de desempeño y una meta para hacer seguimiento y evaluar la efectividad de las actividades relacionadas con la comunidad (programa de educación pública).
- Seguimiento periódico al programa de gestión de integridad del ducto (TBG) que incluya un resumen de las mejoras en el desempeño del programa (ej.: niveles de protección catódica; eficiencia del sistema de protección catódica; niveles de tasas de corrosión interna en MPY-milésimas de pulgada por año-; efectividad del tratamiento químico; e indicaciones ILI resultantes, entre otros).
- Indicador de desempeño basado en eventos operacionales que tengan el potencial de afectar adversamente la integridad del ducto (ej. cierre de válvulas no planeado, roturas por sobrepresiones, fallas en el sistema de control, fallas en los sistemas de alivio y seguridad del ducto, u otros).
- Indicador de desempeño para demostrar que el programa de gestión de integridad reduce el riesgo con el tiempo, orientado a segmentos de alto riesgo (nivel de riesgo inicial vs. nivel de riesgo actual).
- Indicador de desempeño de historiales de fallas antes y después del programa de integridad.
- Indicadores de desempeño de respuesta a incidentes, antes y después del programa de integridad.
- Indicadores para medir los kilómetros de ducto diagnosticados por ILI, antes y después del programa de integridad.
- Indicadores para medir los tramos de ducto no diagnosticables por medio de ILI, probados por presión antes y después del programa de integridad.
- Indicadores de auditorías de integridad.



10.2. Auditorías

Las auditorías a los programas de gestión de integridad son un elemento importante para evaluar la efectividad del programa e identificar áreas por mejorar. Las auditorías se pueden realizar por personal de la organización (evaluaciones internas), o por auditores de organizaciones externas. Ejemplos de preguntas que las auditorías a programas de gestión de integridad deberían tratar de incluir, son:

- ¿Tiene un plan de gestión de la integridad como proceso implementado en su empresa?
- ¿Las actividades están siendo realizadas como se planeó en la documentación del programa?
- ¿Se tienen claramente asignadas las responsabilidades en el programa de integridad?
- ¿Existen procedimientos e instructivos para la ejecución de las actividades importantes en operación, mantenimiento y conservación de los ductos?
- ¿Están disponibles los procedimientos e instructivos para aquellos que los necesitan emplear?
- ¿El personal que hace el trabajo (opera y mantiene) está entrenado para cumplir sus funciones satisfactoriamente?
- ¿Se emplean personas calificadas y certificadas en trabajos requeridos por alguna regulación?
- ¿Se cuenta con una estructura organizacional adecuada para implementar el sistema de gestión de integridad establecido?
- ¿Están documentadas todas las actividades requeridas dentro del programa de integridad?
- ¿Se tiene y se sigue una metodología lógica para el desarrollo de los ejercicios de valoración de riesgos?
- ¿Se tienen criterios claros para reparar, reemplazar o derratear ductos con defectos o daños?
- ¿Cuál es la frecuencia de revisión del plan de acción y la revaloración del riesgo?
- ¿Se están aplicando oportunamente los planes de acción desarrollados en los ejercicios de valoración del riesgo?

10.3. Mejoramiento continuo del desempeño

Así como los detalles de los programas de gestión de integridad del operador pueden cambiar, también lo hará el conjunto de indicadores para medir el desempeño adecuado.

Las no conformidades reportadas por las auditorías internas y externas, y los resultados de los indicadores de desempeño, deberían usarse como fuentes adicionales de información para la comprensión de la efectividad del programa de integridad del ducto. Estos resultados deben considerarse en los futuros talleres de valoración de riesgo.

Los resultados de las mediciones de indicadores de desempeño y de las auditorías del programa de gestión de riesgos, incluyendo las recomendaciones de seguimiento, deberán reportarse a aquellas personas que sean responsables de las operaciones y de la integridad de los ductos. El desempeño del programa de integridad deberá revisarse anualmente, abordando las desviaciones de los indicadores y no conformidades encontradas.



11. Normas, legislaciones y documentos técnicos

Las siguientes son algunas normas, regulaciones y/o documentos técnicos que fueron usados en el desarrollo del tema y que pueden ser aplicados voluntariamente en la gestión de integridad de ductos.

Los operadores deben tener en cuenta las regulaciones nacionales y los procedimientos corporativos particulares de sus empresas.

- API STANDARD 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.
- SME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipeline
- API 570 Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems, Third Edition.
- API RP – 579-1 - Fitness for Service, Second Edition.
- API RP – 580 - Risk Based Inspection, First Edition.
- DOT 49 CFR Part 192. Subpart O. - Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standard. Pipeline Integrity Management. Department of Transportation.
- DOT 49 CFR Part 195.452. Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline. Pipeline Integrity Management. Department of Transportation.
- NACE (National Association Of Corrosion Engineers) RP-01-69 - Standard Recommended Practice Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
- API RP1110 - Pressure Testing Liquids Pipelines.
- NACE Standard RP0502-02 Standard Recommended Practice Pipeline. External Corrosion Direct Assessment Methodology.
- ASME B 31.4 Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
- ASME B 31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- API Publication 1156 Effects of Smooth and Rock Dents on Liquid Petroleum Pipelines.
- DOT CFR Part 195 Transportation of Hazardous Liquids by Pipelines, Guidelines for the Assessment of Dents on Welds.
- Pipeline Research Council International – Project PR -2189822 - Dec. 99 Rosenfeld M. J.
- API Recommended Practice 1162 Public Awareness Programs for Pipeline Operator.
- API 1130 Computational Pipeline Monitoring.
- API 1149 Pipeline Variable uncertainties and their effects on Leak Detectability.
- API 1155 Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection.
- API RP1102 Steel pipelines crossing railroads and highways.
- API 1163 In line inspection systems qualification standard.
- Procedimientos corporativos particulares de las empresas operadoras de ductos que aplican a este manual.
- Reglamentos y legislación en vigencia en los países de las empresas socias de ARPEL.



APÉNDICE A - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de la corrosión interna

A.1. Determinación de la amenaza

A.1.1 Elaboración del plan director que defina un programa de administración de la corrosión interna de ductos

La administración de la corrosión interna puede ser definida como una evaluación sistemática del proceso corrosivo, correlacionando la forma y la tasa de corrosión con los parámetros de proceso y las propiedades físico-químicas y microbiológicas del fluido, con el fin de evitar o controlar la corrosión, manteniéndola en niveles aceptables y, de este modo, conservar la integridad estructural del ducto, la garantía de la producción, y la calidad del producto y del medioambiente.

Para la implantación del programa de administración de la corrosión interna es necesario generar un banco de datos que contenga toda la información necesaria para el tratamiento y análisis de la corrosividad del medio, teniendo como objetivo la especificación e implementación de las medidas correctivas y/o preventivas de la corrosión. Esta información puede variar de un ducto a otro, en función de las particularidades de cada sistema, las características del fluido transportado, la presión, temperatura, etc., y es de carácter interdisciplinario.

Para la generación del banco de datos es importante hacer un estudio previo de todo el proceso para así determinar los principales parámetros necesarios para analizar y monitorear a lo largo de la operación del equipo. Para esto, es necesaria una articulación con todas las áreas involucradas en el proceso, dado que la información y el conocimiento no necesariamente están centralizados en una sola área o persona.

Es necesario elaborar las directrices básicas a ser cumplidas para la implementación del programa de administración de la corrosión interna. Deben ser definidas las premisas básicas y la estrategia de administración de la corrosión interna, así como las técnicas de evaluación de la corrosión interna que serán adoptadas.

Como estrategia de implantación del programa de administración de la corrosión interna, podrá definirse y ejecutarse, si así lo establece el operador como medio de aplicación, la contratación de servicios de monitoreo con empresas especializadas. Esto requiere el establecimiento de un cronograma para la implementación de todas las etapas necesarias para la aplicación del monitoreo, la definición de los responsables por su ejecución, los órganos ejecutores, el plazo en que deberá cumplirse, y la auditoría al programa.

Con relación a los ductos que serán monitoreados, deberá definirse la cantidad y los puntos o sitios que serán monitoreados por cada ducto, y las facilidades de acceso a estos puntos, así como la especificación de todos los equipos y accesorios, y las características físicas, químicas y microbiológicas a evaluar para la ejecución de los servicios de monitoreo interno de la corrosión.

A.1.2 Criterios de evaluación de la corrosividad interna

El potencial de corrosividad del fluido transportado puede ser clasificado en tres tipos:

- tipo A – severo/alto;
- tipo B – moderado; y
- tipo C – bajo.

Los potenciales de corrosividad clasificados en los tipos arriba mencionados, serán función de los análisis de los resultados obtenidos por cualquiera de los siguientes ítems definidos a continuación:

- A. tasa de corrosión;



- B. evaluación del resultado de pérdida de espesor del *pig* instrumentado;
- C. histórico de fallas del ducto; y
- D. condiciones de proceso y características físico-químicas del fluido transportado.

El potencial de corrosividad del ducto es clasificado como severo/alto, si por lo menos uno de los tres primeros criterios (**A, B o C**) así lo indica. En caso de no tener evidencia alguna de la severidad en los tres primeros criterios, entonces debe ser evaluada la condición del último criterio o ítem (**D**).

En el criterio **C**, si el fluido transportado ya estuviera siendo tratado por producto químico, inhibidor, biocida y/o secuestrante de oxígeno, el potencial será encuadrado en los tipos moderado o leve en función de la evaluación de la efectividad del tratamiento químico inyectado o la tasa de corrosión.

A.1.2.1 Criterios de evaluación por tasa de corrosión

Este criterio tiene en consideración la evaluación de la corrosividad del fluido a través de medidas de la tasa de corrosión por lo menos por medio de dos técnicas diferentes:

- cupón de pérdida de masa (técnica gravimétrica); o
- sensor de corrosión por probeta o sonda de resistencia eléctrica (*ER*).

La determinación del potencial de corrosividad por cupón de pérdida de masa, técnica gravimétrica, debe ser confirmada por -al menos- dos mediciones sucesivas o por -al menos- una medición en concordancia con la otra técnica propuesta: resistencia eléctrica (*ER*). La evaluación por cupón de pérdida de masa o por la sonda o probeta de resistencia eléctrica se puede interpretar de forma cualitativa con la clasificación de corrosividad del fluido conforme se observa en la tabla A-1.

El tiempo de exposición ideal del cupón debe ser determinado en función de los resultados de la sonda de resistencia eléctrica (en caso que exista), no pudiendo ser superior a seis (6) meses de exposición. Habiendo una primera evaluación por cupón, de que la corrosión es severa, la frecuencia de retirada de los próximos cupones será menor (generalmente entre 30 y 45 días).

Potencial de corrosividad en función clasificación de la tasa de corrosión	Tasa de corrosión uniforme (cupón) (mm/año)	Tasa de corrosión tipo picadura (cupón) (mm/año)
Severa	> 0,25	> 0,38
Alta	0,13 – 0,25	0,21 – 0,38
Moderada	0,025 - 0,12	0,13 - 0,20
Baja	< 0,025	< 0,13

Tabla A-1: Categorización cualitativa del potencial de corrosividad en acero al carbono de sistemas de producción de petróleo (NACE SP – 0775-2013)



A.1.2.2 Criterios de evaluación para el informe de paso de *pig* instrumentado

El informe de inspección de una corrida por *pig* instrumentado puede clasificar al fluido como potencialmente severo y/o al ducto como potencialmente crítico cuando los resultados, después de la validación de los defectos por medio de mediciones de campo, revelaran tasas de corrosión severas, o sea, mayores que 0,25 mm/año, calculadas con base en uno de los siguientes criterios:

- la mayor pérdida de espesor dividida entre el tiempo de operación del ducto o segmento (en el caso de sustitución); o
- la mayor pérdida de espesor de un mismo defecto entre las dos últimas inspecciones (si las hay).

En el caso de hacer dos corridas de *pig* instrumentado, es importante evaluar las tecnologías aplicadas en cada tipo de *pig*. Se debe dar preferencia, en este tipo de caso, al uso de *pig* de tecnologías semejantes, para poder hacer una mejor comparación de los datos obtenidos en las dos corridas, y así establecer con mayor confiabilidad la rata o tasa de corrosión del ducto.

Es importante observar que, como las inspecciones con ensayos no destructivos son realizadas usualmente a intervalos de tiempo largos, una corrosión severa ocurrida en un corto espacio de tiempo puede no ser evidenciada. Entonces, si la pérdida media de espesor detectada por el *pig* instrumentado no fuera severa, no hay garantía real de que no haya corrosión severa, o sea, que el fluido que recorre el ducto no haya tenido, en períodos distintos, un potencial de corrosividad severo.

También es importante recordar que las herramientas de inspección muchas veces localizan otros defectos, además de corrosión interna. En este caso, el profesional que analiza la integridad del ducto debe tener en consideración la interacción de los defectos localizados en una misma región. Es importante poder hacer la verificación en campo de los defectos de corrosión detectados, utilizando la técnica de mapeo de corrosión por ultrasonido de representación tipo B o C. Esto permite confirmar o confrontar los datos arrojados por el *pig*, y tomar las decisiones de secciones reales a intervenir y el método de reparación más apropiado.

A.1.2.3 Criterios de evaluación para el histórico de fallas del ducto

Otra forma de evaluación del grado de severidad de la corrosión en el ducto es relativa a su histórico de fallas. La tabla A-2 clasifica el potencial de corrosividad de ductos en función de su histórico de fallas por corrosión interna:

Severa/Alto	Si el ducto tiene histórico de fallas por corrosión en los últimos 5 años o con más de 5 años, y que las causas de corrosión no hayan sido eliminadas.
Moderado	Si el ducto tiene histórico de fallas por corrosión en sus últimos 5 a 10 años de operación, y que las causas de corrosión hayan sido eliminadas.
Bajo	Sin histórico de fallas por corrosión o si ésta ocurrió hace más de 10 años, y que la causa haya sido eliminada.

Tabla A-2: Potencial de corrosividad

A.1.2.4 Criterios de evaluación por la condición de proceso y característica del fluido

Aunque, aplicando los criterios anteriores, el potencial de corrosividad haya sido caracterizado como moderado o aún menor, es necesario verificar la clasificación del potencial utilizando las condiciones de proceso y las características físico-químicas del fluido transportado.

De este modo, el fluido es considerado con potencial de corrosividad severo si presenta por lo menos una de las condiciones abajo anotadas, asociadas a uno o más ítems de la tabla A-3:

- ducto con presencia de agua libre;



- gasoducto con presencia de agua libre (gas sin tratamiento de deshumidificación); y
- caudal de flujo de producto < caudal de arrastre, en presencia de agua libre.

Parámetro	Potencial severo/alto	Potencial moderado	Potencial bajo
pH	<5,6	5,6<pH<6,9	pH>7
Actividad y concentración de bacterias	Concentración SRB > 10 ⁵ NMP/g ó NMP/cm ² , crecimiento entre 1 y 6 días y presencia de sulfuro de hierro en el residuo	SRB <= 10 ⁵ , crecimiento entre 7 y 14 días	SRB<10 ⁵ , crecimiento por encima de 14 días
Presión parcial de CO ₂ a partir de t<60°C	pCO ₂ >15 psia, independiente de V o 4 psia<pCO ₂ <15 psia y V>5m/s	4psia< pCO ₂ <15 psia y V<5m/s o pCO ₂ <4 psia y 5m/s<V<10m/s	pCO ₂ <4 psia y V<5m/s
Presión parcial de H ₂ S en el gas	P _{H₂S} >0,75 psia	0,01psia<P _{H₂S} < 0,75 psia	P _{H₂S} <0,01 psia
Tenor de H ₂ S en el crudo	>300mg de H ₂ S por 1Kg de crudo	---	---
Corrosividad de derivados según la NACE TM-0172	Clasificación C, D y E	Corrosividad B ⁺ y B	A y B ⁺⁺
Tenor de oxígeno disuelto en el agua (oleoducto)	Mayor que 50 ppb	Menor que 50 ppb y mayor que 20 ppb	Menos de 20 ppb

Tabla A-3: Potencial de corrosividad

Debido a la complejidad de los procesos corrosivos, posiblemente algunas situaciones de corrosión severa y moderada pueden no estar contempladas en la tabla A-3. De esta forma, el técnico que administra la corrosión interna del ducto puede clasificar el potencial de corrosividad del mismo por algún otro método (similitud, experiencia, modelado, etc.).

A.2. Variables necesarias para la administración de la corrosión interna

Para la clasificación del potencial de corrosión, algunos datos y análisis deben ser monitoreados. La calidad de los datos monitoreados y confiabilidad de los resultados es función de los procedimientos elaborados para recolección, acondicionamiento, forma de análisis y metodología de evaluación usada. Otro punto importante es la determinación de la frecuencia de evaluación de los datos levantados en los monitoreos.

Las principales variables y parámetros que son monitoreados para la administración de la corrosión interna están enumerados a continuación:

- tasa de corrosión a través de probadores de corrosión (cupón y/o sonda de resistencia eléctrica);
- evaluación química y microbiológica del fluido (presencia de agua);
- evaluación química y microbiológica del residuo de corrosión; y
- acompañamiento de las variables de operación (tipo de flujo, presión, y velocidad).



A.2.1 Frecuencia de recolección de los datos

La frecuencia de recolección y análisis de los cupones de corrosión, fluidos y residuos es función de la severidad de corrosión encontrada y de la variabilidad del proceso. Puede ser estipulada, en la ausencia de datos suplementarios, según se muestra a continuación:

Potencial de corrosividad	Frecuencia máxima recomendada
Severa/Alto	Trimestral (fluido y residuo) y 45 días (cupón)
Moderada	Semestral (fluido y residuo) y trimestral (cupón)
Baja	Semestral (fluido, residuo y cupón)

Tabla A-4: Frecuencia de recolección de los datos

A.2.2 Análisis de fluidos y residuos

La importancia del análisis químico y microbiológico de los fluidos y residuos, se debe a la determinación de los agentes corrosivos y del mecanismo de corrosión. Solamente con estas informaciones es que se pueden especificar las medidas correctivas o preventivas de la corrosión. Los análisis deben ser realizados en laboratorios calificados y certificados, y siempre se debe utilizar una misma metodología de análisis.

Otro aspecto importante es el punto o sitio de recolección de las muestras (fluidos y residuos). Es recomendable su evaluación, cuando sea posible, en el tanque (antes del bombeo), después de la bomba de inyección de producto químico (en caso que exista), y al final de la entrega del producto.

A.2.3 Probadores de corrosión - cupón de pérdida de masa

Es una de las herramientas más útiles para monitorear la corrosión. Los cupones tienen una forma, tamaño y área superficial predeterminados, y están normalmente hechos de un metal de composición química similar a la del equipo de proceso.

Su peso y preparación superficial se registran antes de su inserción en el flujo de proceso, y después de un período fijado de exposición al sistema se pesan nuevamente y se analizan visualmente. El análisis de laboratorio proporciona la tasa de corrosión en mpy, observaciones (antes y después de la limpieza), y las medidas con respecto al daño visual (como incrustaciones).

Los cupones proveen resultados precisos a un costo razonable. Son simples de utilizar y pueden proporcionar información general, tanto cuantitativa como visual, sobre varios tipos de corrosión, sin depender de aproximaciones teóricas. Los cupones son también extremadamente versátiles, ya que pueden ser utilizados en cualquier tipo de ambiente corrosivo.

La determinación del punto o sitio ideal para la instalación del cupón de corrosión es uno de los puntos más polémicos del monitoreo de la corrosión interna de ductos. No existe una regla fija, pero existe un hecho importante: **la corrosión solamente ocurrirá en puntos en donde existe acumulación de agua o donde exista una película continua o intermitente de agua.** Cabe al especialista la determinación de este punto, usando sus conocimientos y experiencias con otros ductos, los datos de la literatura, e inclusive la utilización de un software específico que determina si habrá formación de líquido, el volumen y el local.



Los probadores de corrosión siempre deben ser instalados en la parte inferior del ducto, alineados perpendicularmente al mismo. En el caso de ductos que transporten gas seco, la instalación debe ser realizada tanto en la parte inferior como en la superior.

El probador de corrosión debe ser especificado, en lo posible, del tipo tangencial (*flush*) al ducto, donde el área del cupón analizada quede instalada de forma tangencial a (a ras con) la superficie interna del ducto, simulando de este modo, las condiciones reales de transporte, sin perjudicar el paso de *pigs*.

Los procedimientos de preservación de los cupones, peso y evaluación, así como los puntos de instalación de los cupones deben estar escritos en procedimientos específicos dentro del plan director adoptado.

A.2.4 Probadores de corrosión - sonda de resistencia eléctrica

La sonda de resistencia eléctrica es una de las técnicas de monitoreo de la corrosión disponibles en el mercado que suministran datos de tasas de corrosión *on-line*. Tiene como gran ventaja, en relación a las demás técnicas, la posibilidad de medir la pérdida de metal cualquiera que sea la resistividad del electrolito, aún sin estar la fase agua en contacto con la sonda.

La sensibilidad del elemento sensor es inversamente proporcional al espesor del mismo. La selección del sensor, en cuanto a la vida útil y tiempo de respuesta, es función de la tasa de corrosión estimada. En la medida que se conozca la tasa real y las variaciones posibles en el proceso, esta sensibilidad podrá ser modificada.

El valor de tasa de corrosión obtenida es cualitativo, o sea, no siempre la tasa calculada tiene valor próximo al obtenido por un cupón de corrosión, para un mismo período de tiempo de exposición. Sin embargo, la tendencia de aumento o reducción de la tasa en función del tiempo es verdadera, indicando el aumento o reducción de la corrosividad del fluido transportado. Con eso, puede actuar inmediatamente en el proceso, siempre que ocurra una inestabilidad en la tasa de corrosión, con el fin de evitar que el daño por corrosión se propague.

Los datos obtenidos con la sonda, dependiendo de las facilidades del equipo de monitoreo instalado, pueden ser transmitidos de forma remota, por teléfono, celular, radio o satélite, y de este modo estar disponibles en el computador propio en tiempo real.

A.2.5 Variables operacionales

En cuanto a los parámetros operacionales, los técnicos especialistas en corrosión definirán cuáles parámetros deben siempre estar a disposición, dando preferencia a la disponibilidad *on-line* de los mismos, entre los cuales se pueden citar: tipo de producto, temperatura, presión, caudal, características del producto, y velocidad del flujo.

Los especialistas deben, en la medida que sea posible, conocer todas las unidades de tratamiento de fluidos existentes y, conforme el caso, monitorear algunos de los equipos involucrados en el proceso. A modo de ejemplo, se puede citar la automatización de las bombas de inyección de productos químicos (inhibidores, secuestrador de O₂, y biocida, entre otros).

A.3. Acciones para el control de corrosión interna – medios y acciones para el control de corrosión interna

Independientemente del grado de severidad encontrada para cada ducto, las siguientes acciones y facilidades son recomendadas durante la operación:

- **Pigs** – todos los ductos deben poseer facilidades para el lanzamiento y recibo de *pigs* de limpieza y de arrastre de agua, y *pigs* de inspección, que requieren lanzadores y recibidores más grandes. La



frecuencia de paso de *pigs* de limpieza deberá ser definida en función de la severidad de la corrosión u otros parámetros. En lo que se refiere al *pig* de arrastre de agua, la frecuencia debe ser la menor posible, en función de la cantidad de agua presente en el ducto y ajustada conforme al resultado del paso de estos *pigs*. Otro cuidado importante es en cuanto a los tipos de *pigs* de limpieza que están siendo especificados, ya que la eficiencia de arrastre también depende de la calidad del *pig* utilizado.

- **Drenaje de tanques** - se debe tener un programa estructurado de drenaje de agua del fondo de tanques. Considerar que en las etapas de drenaje se debe realizar el análisis del fluido drenado.
- **Filtración** - se debe tener un sistema de filtración que minimice al máximo posible el paso de sólidos generados por la limpieza, o presentes en el fluido transportado.
- **Inyección de tratamiento químico - inhibidor de corrosión, biocida y/o secuestrante de oxígeno** - es importante la existencia de una toma de inyección para el caso de necesitar inyectar cualquier producto químico para prevenir la corrosión interna. De preferencia, todo el sistema de inyección debe ser automatizado y controlado dentro de la sala de control de la operación. Todo producto químico debe ser probado y evaluada su efectividad y compatibilidad con el fluido transportado (usando protocolos para demostrar que no afectará las propiedades de los combustibles, especialmente en caso de combustibles para aviación) antes, en laboratorio, para definir su eficiencia y dosificación de inhibición, adecuando después la concentración en campo. Antes de la inyección se debe hacer la limpieza del ducto con la finalidad de retirar todos los residuos y sólidos indeseables existentes, que puedan afectar la efectividad del tratamiento.
- **Velocidad de transporte y régimen de flujo** – la determinación del tipo de transporte y la velocidad mínima necesaria para arrastre de la fase agua son también medidas importantes para el control de la corrosión. Asimismo, hay que considerar que las pendientes del ducto y las ondulaciones del trazado, pueden facilitar la precipitación del agua transportada con el hidrocarburo.
- **Medida del espesor de la pared del tubo** – existen algunos ductos para los cuales es inviable el control por tasa de corrosión por probadores de corrosión. En estos casos se torna necesaria la utilización de métodos de medición por técnicas de END, tales como ultrasonido y *pig* instrumentado. Es una práctica regular hacer valoraciones de integridad mecánica de ductos que transportan líquidos peligrosos, con herramientas ILI, cada cinco (5) años, pero se consideran alternativas de ampliar esta frecuencia, si el operador ha establecido y aplicado un programa de mitigación que demuestre efectividad en el control de corrosión interna. Esta frecuencia en algunos casos puede ser menor a cinco (5) años si el mecanismo de daño genera velocidades y morfologías de corrosión que no son fácilmente controlables por limpieza mecánica interior y tratamientos químicos, como en el caso de corrosión por CO₂ y/o bacterias. En consecuencia, cada empresa operadora de ductos debería, según su ejercicio de valoración de la probabilidad de falla, establecer las frecuencias requeridas de diagnóstico ILI para cada ducto o segmento de ducto en particular, o la aplicación de técnicas o métodos alternativos de similar confianza para conocer su condición mecánica.



APÉNDICE B - Medios, acciones, y métodos para la determinación y control de la corrosión externa

B.1. Control de corrosión externa

Los métodos más comunes de control de corrosión externa son: la selección adecuada del material; la aplicación de recubrimientos y pinturas protectoras; el aislamiento eléctrico de plantas de despacho, entrega y recibo al paso; la adecuada soportación del ducto; y la protección catódica. Cada uno de estos métodos tiene distintas ventajas y desventajas, pero todos se deberían considerar al planear un programa efectivo y coherente de control de corrosión externa.

B.1.1. Control de corrosión en ducto aéreo

El control de corrosión atmosférica en un ducto aéreo se logra mediante la aplicación de recubrimientos protectores para aislar el sustrato metálico del ambiente corrosivo. Dentro de los recubrimientos más efectivos, que están constituidos por pinturas, se tiene un sistema de tres capas: una primera capa de sacrificio de zinc inorgánico; una segunda capa de barrera en epoxy-poliamina-poliamida; y una tercera capa de acabado o protección a la degradación por los rayos UV de poliuretano, uretano o polisiloxano. Sin embargo, la selección del recubrimiento dependerá de la adecuada y particular valoración del ambiente donde esté o se vaya a instalar el ducto.

En aquellos puntos donde el ducto esté soportado en mojones de concreto, marcos H, o abrazaderas para cruces aéreos, es necesario asegurar que los diseños de estos soportes no faciliten la acumulación de humedad entre él y el ducto, y que el recubrimiento aplicado en estos puntos tenga la suficiente resistencia mecánica y adherencia para asumir el peso de la estructura sin que sufra indentación o se desprenda. Estos puntos requieren de una verificación con especial atención para evidenciar el correcto control de la corrosión y/o tomar las acciones de remediación necesarias.

B.1.2. Control de corrosión en ducto con interfase aéreo – enterrada

En ductos en los que algunas secciones puedan estar enterradas y otras aéreas, debido a cruces de carreteras, accesos a fincas, cruces subfluviales de ríos, o a otra clase de necesidades de enterramiento del ducto, sean éstos encamisados o no, es común la acción de la corrosión por aireación diferencial y acumulación de humedad. En estos casos, es importante aplicar un tipo de recubrimiento que soporte bien los esfuerzos mecánicos en la sección enterrada, la acción de lluvias y de los rayos UV en la sección aérea, y que se mantenga estable el mayor tiempo posible sin que se cuartee y/o desprenda. Es común, en estos casos, el uso de sistemas de pinturas de altos sólidos con terminación o acabado en poliuretano o polisiloxano color blanco; se acostumbra también el uso de cintas o papel kraft para proteger al recubrimiento de los rayos UV.

Estos sitios requieren atención especial para verificar que el recubrimiento sea continuo y permanezca adherido, de tal forma que no se presente acumulación de humedad debajo del recubrimiento, que al no ser evaporada con facilidad, promueva la corrosión bajo el mismo.

En construcción de ductos se prefieren los cruces no encamisados, pero si la situación constructiva hace necesario que así sea, entonces es importante asegurar que la camisa no esté en contacto con el ducto para evitar el par galvánico y el apantallamiento de la protección catódica dentro del encamisado.

Los separadores entre camisa y tubo deben ser de materiales que impidan el contacto metálico entre ellos y el flujo de corriente. Los sellos de los extremos de la camisa deben impedir el ingreso de agua hacia el tubo, y para mitigar el fenómeno de corrosión por aireación diferencial se suele aplicar entre la camisa y el tubo un aceite dieléctrico.



B.1.3. Control de corrosión en ducto enterrado

La corrosión externa en ductos enterrados o sumergidos en cuerpos de agua se controla al combinar el uso de recubrimientos protectores y protección catódica. Para que la protección catódica alcance el nivel requerido de corriente y cobertura, es necesario proveer un adecuado aislamiento de las estructuras conexas al ducto, tales como: las plantas de despacho, las conexiones de entrega al paso, la soportación de tramos aéreos, y las plantas de recibo.

Los recubrimientos protectores son una protección pasiva y actúan como la primera barrera contra la corrosión, aislando el acero del ducto del electrolito (suelo o agua). Dentro de los recubrimientos más comunes para ductos enterrados se tienen: esmalte de alquitrán de hulla; esmalte de asfalto; *FBE (Fusion Bonded Epoxy)*; polietileno extruido; tricapa polietileno; tricapa polipropileno; y las cintas aplicadas en frío.

La protección catódica se usa en combinación con recubrimientos para proveer una protección activa de control de la corrosión donde haya poros o daños en el recubrimiento, y el ducto de acero quede expuesto al electrolito corrosivo. La protección catódica esencialmente convierte la superficie de acero del ducto en el cátodo de una celda electroquímica, mediante la conexión con materiales más electronegativos que actúan como ánodos de sacrificio o a través de fuentes externas (URPC o termogeneradores, entre otros) que impulsan la corriente del circuito en el electrolito desde la cama anódica hasta el ducto.

La protección catódica del ducto puede ser instalada, monitoreada y mantenida de acuerdo con los requisitos establecidos en normas internacionales, nacionales o propias de cada compañía operadora. Los datos de los sistemas de protección catódica se deberían integrar con los datos de inspecciones en línea, y otra información relacionada con los fenómenos de corrosión exterior, para establecer la susceptibilidad de un ducto a sufrir corrosión y establecer la probabilidad de falla.

Es recomendable efectuar lecturas mensuales de las condiciones de operación de cada una de las unidades rectificadoras de protección catódica (URPC). Entre otras, se debe registrar el voltaje y la corriente en AC, la posición de los ajustes gruesos y finos del rectificador, el voltaje y la corriente en DC, el potencial tubo/suelo cerca de la URPC, la lectura del horómetro y la resistencia de la cama anódica.

En la actualidad este monitoreo se facilita con la instalación de unidades de monitoreo remoto (UMR), las cuales adicionalmente facilitan la realización de inspecciones de potenciales *Instant On - Off* poste a poste y *CIPS*.

Los sistemas de recubrimientos externos de ductos deberían ser evaluados, monitoreados y mantenidos. El control de la corrosión es altamente dependiente de la integridad del sistema del recubrimiento externo. La *NACE* proporciona una gran cantidad de información sobre éste y otros tópicos de ingeniería de corrosión.

Se debe considerar la inspección de la integridad de los recubrimientos aplicando tecnologías sobre superficie, como *DCVG (Direct Current Voltage Gradient)* y *PCM (Pipe Current Mapper)*; con las cuales se pueden tomar decisiones de implementar refuerzos de protección catódica, o de hacer cambios o rehabilitar el recubrimiento.

B.2. Determinación de la corrosión externa

Al considerar la necesidad de una inspección inicial para evidenciar corrosión externa, el operador debería tener en cuenta: la edad del ducto; el espesor de pared; el tipo de recubrimiento; la condición del recubrimiento de acuerdo con observaciones directas, inspecciones indirectas (*PCM* o *DCVG*), o requisitos de corriente de protección catódica; el estado de la protección catódica según lo mostrado por lecturas de pruebas realizadas; las lecturas del potencial ducto/suelo; los requisitos de corriente; el consumo de ánodos; la temperatura de operación del ducto; el tipo de suelo, señalando las condiciones que podrían ser



un escudo a la protección catódica, tales como las barreras de roca, la resistividad de los suelos, y las características físico-químicas del terreno o agua (pH, carbonatos, sulfatos y bacterias); y el historial de grietas o rupturas anteriores causadas por corrosión externa.

Cuando los ductos son aéreos, los recorridos sobre el ducto realizados por inspectores capacitados, permiten evidenciar los problemas de corrosión exterior y evaluar la necesidad de remover los productos de corrosión, rehabilitar o cambiar el recubrimiento, y definir si se requiere la intervención mecánica del tubo. Estas inspecciones son de gran importancia en las interfases aéreo-enterradas de ducto y en los puntos de suportación de los ductos, en donde suele presentarse corrosión por acumulación de humedad y aireación diferencial.

Para ductos enterrados, existen varias alternativas para hacer evidentes los daños por corrosión exterior que puedan poner en riesgo la integridad del ducto. Entre ellas están: las pruebas de presión; la metodología ECDA; y la corrida de herramientas de inspección en línea (ILI).



APÉNDICE C - Medios, acciones y métodos para la determinación y el control de fuerzas de la naturaleza

C.1. Control de fuerzas de la naturaleza

A partir de la investigación geotécnica del DDV y su entorno, levantada previamente a la etapa de diseño y construcción, y antes de entrar en la fase de operación, se debe elaborar la zonificación geotécnica e hidráulica correspondiente. Con base en esta información, se debe evaluar e implementar un programa que incluya:

- recorridos periódicos a lo largo de la traza e inspecciones de campo en los sitios o áreas que fueron registrados como susceptibles a la ocurrencia de procesos geodinámicos y/o hidrodinámicos, implementación de monitoreos topográficos o instrumentados, e investigaciones puntuales o especializadas. Ejemplos de éstos son: la toma de muestras para ensayos in-situ o laboratorio; las perforaciones exploratorias para comprobar y definir las características de los terrenos; o la identificación y delimitación de los tramos del derecho de vía (nuevos) que pudieran presentar riesgo potencial o activo para la seguridad física del sistema;
- toda la información topográfica, geológica, hidrográfica, sísmica, hidro-meteorológica, etc. desarrollada, evaluada, e integrada a la zonificación geotécnica para mantenerse actualizada; y
- la adquisición, evaluación e interpretación periódica de imágenes satelitales de la traza o de los tramos que presenten condiciones de criticidad significativa para la seguridad física del ducto.

Estas investigaciones se plasman en un informe geotécnico - geológico que, entre otros aspectos, contenga: tipos y características de los terrenos; intersección y disposición espacial de corrientes de agua; infraestructura urbana, vial etc.; y ubicación y delimitación de tramos de riesgo potencial por amenazas naturales (zonificación geotécnica). Asimismo, en el caso de tramos con condiciones de inestabilidad y riesgo por amenazas naturales que no puedan ser evitados por limitaciones topográficas o hidrográficas del área, se incluyen los controles o monitoreo y/o obras de estabilización o reforzamiento recomendadas a implementarse en la construcción.

La ejecución de estas acciones y la disponibilidad de los documentos que correspondan es imprescindible para establecer, programar y optimizar sistemas y metodologías de detección, identificación, y delimitación, tomar las acciones de prevención y mitigación adecuadas y oportunas, así como valorar objetivamente el riesgo activo o potencial. Es decir, para una eficiente administración del riesgo relacionado con este tipo de amenazas se debe contar con - e incluir - las siguientes acciones:

C.1.1. Información topográfica, geotécnica y planos conforme a obra

Planos topográficos incluyendo secciones o perfiles transversales y longitudinales, información geotécnica, geológica e hidráulica (zonificación geotécnica); realizados para la selección de la traza y el diseño del ducto, y conforme a obra, que incluyan ubicación de válvulas, cruces de ríos, postes señalizadores, cruces de caminos y ríos, centros poblados y puntos notables del alineamiento del ducto con coordenadas UTM o geográficas; son una herramienta importante para definir la logística (equipos, tiempos, etc.) y los costos requeridos por la programación del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo relacionado con estas amenazas.

Si la zonificación geotécnica levantada para la construcción del ducto es incompleta, se debe proceder a su integración y consolidación, debiéndose programar y priorizar acciones para completarla en el corto a mediano plazo. En todo caso, el administrador del sistema, desde el inicio de la operación, debe implementar planes y acciones que permitan identificar, evaluar, localizar y delimitar este tipo de amenazas, valorar el riesgo para la integridad del ducto, e implementar oportunamente las acciones de mitigación o control más adecuadas.



C.1.2. Inspecciones técnicas al derecho de vía

La ejecución de inspecciones terrestres realizadas a pie, en vehículo o lanchas, complementadas con “patrullajes” aéreos (helicóptero o avión), realizadas por personal técnico capacitado, con frecuencia periódica, permiten identificar, localizar, caracterizar y delimitar de forma directa, objetiva y oportuna, tramos de características y condiciones proclives a la generación o reactivación de procesos naturales (amenazas). De esta forma, permiten evaluar y valorar su riesgo potencial o activo para la integridad del ducto, e implementar las acciones correspondientes y adecuadas para su mitigación oportuna. Estas inspecciones también permiten levantar información en los tramos con monitoreo de control y el comportamiento de las obras existentes, con la consiguiente optimización de costos en el mantenimiento del derecho de vía.

La información levantada en la inspección de cada uno de los sitios que presente amenazas potenciales y/o activas, se debe analizar, definiendo sus características, alcance, y el riesgo que representan para la estabilidad del derecho de vía y/o la seguridad física del ducto. De acuerdo a la complejidad y magnitud del problema se procederá al diseño de obras o acciones de mitigación y control correspondiente, o a la contratación de investigaciones complementarias por parte de empresas especializadas, que deberán incluir el desarrollo de la alternativa de solución más técnica y económicamente viable.

C.1.3. Protecciones especiales en el ducto

En los cruces del ducto con cursos de agua (ríos, quebradas o arroyuelos) y zonas de tránsito vehicular, se debe reforzar la resistencia mecánica del ducto con un anillo de concreto estructural (armado) e incrementar la profundidad de enterramiento (cobertura). En determinados casos, estas acciones pueden complementarse con estructuras de control y regulación del drenaje natural o campañas de levantamientos topo-batimétricos periódicos para evaluar el desarrollo y determinar las tendencias del proceso. Este procedimiento es válido también en cauces no permanentes de agua.

En cruces de ríos subfluviales, que puedan estar sometidos a lavados o arrastres de sedimentos del lecho de frecuencia periódica; y en donde las acciones correctivas convencionales (regulación y manejo de la hidráulica local) no hayan dado resultados satisfactorios, mitigado o solucionado el riesgo; deberá evaluarse la alternativa de enterrar (posicionar) el ducto bajo la profundidad potencial de lavado de las corrientes activas mediante la aplicación de técnicas de perforación dirigida.

C.1.4. Raspa tubos instrumentados inerciales

El pase de raspa tubos instrumentados del tipo inercial o geométrico detecta, registra, y ubica espacialmente con coordenadas UTM, anomalías en la geometría del ducto, como ser: abolladuras; ovalidades; aplastamientos; y arrugamientos, así como tramos o puntos del ducto sometidos a sobreesfuerzos generados por el terreno circundante. Esta información permite identificar y ejecutar acciones preventivas para mitigar, controlar, o superar oportunamente estas condiciones de riesgo.

C.1.5. Mantenimiento preventivo y/o correctivo del derecho de vía

Contar con un programa anual de mantenimiento preventivo – correctivo para el derecho de vía, personal técnico capacitado para administrarlo, y los recursos materiales y equipos adecuados para ejecutarlos de acuerdo a lo planificado, permite el control y manejo oportuno de estas amenazas y una eficiente capacidad de respuesta ante emergencias. Este programa, sin ser limitativo, debe incluir:

- la ejecución del programa de inspección física directa (terrestre y/o fluvial) y el “patrullaje” aéreo del derecho de vía. Preferentemente, se puede hacer por tramos y su frecuencia debe ser definida de acuerdo a sus características topográficas, geológicas, y de accesibilidad, al tipo de producto transportado, al nivel de actividad sobre el derecho de vía, y a la existencia de áreas pobladas;



- la toma de información en los sitios con monitoreo de control, de acuerdo a la frecuencia y al sistema establecidos (topográfico, instrumental, etc.);
- el control topo-batimétrico en los cruces de ríos con procesos de erosión ribereña y/o socavación de cauce;
- la ejecución de estudios especializados en los tramos del derecho de vía que se vean afectados por procesos naturales geodinámicos o hidrodinámicos recurrentes, con valoración de riesgo medio a alto para la seguridad física del ducto, incluyendo alternativas de ingeniería básica, y la ingeniería de detalle de la alternativa técnica y económicamente viable;
- el control del comportamiento y el mantenimiento de las obras de mitigación y estabilización construidas;
- el desbroce de vegetación en la franja del derecho de vía en el ancho establecido por los dispositivos medioambientales, y la reforestación de los tramos afectados por procesos de erosión superficial con especies vegetales adecuadas y resistentes a estos procesos;
- la ejecución de trabajos de distensionamiento en los tramos de ducto enterrado sometidos a sobreesfuerzos generados por el terreno;
- el programa de inspección conjunta e integración de la información levantada por el área de control de la corrosión externa a los tramos del ducto enterrado en terrenos con suelos de composición físico-química disímil, resistividad eléctrica cambiante, etc. Este incluye la toma de muestras para los ensayos de los suelos correspondientes y/o la toma del potencial y la resistividad del terreno;
- la corrida de raspa tubos instrumentales del tipo inercial o geométrico, y de detección de pérdida de espesor (por corrosión interna o externa);
- el contacto permanente con autoridades políticas, funcionarios estatales o privados encargados de la administración de obras de uso público como carreteras, líneas eléctricas, canales de irrigación, manejo de aguas fluviales, etc., y centros poblados que intersecten o colinden con el derecho de vía para la coordinación oportuna de la ejecución de nuevas infraestructuras dentro del entorno del derecho de vía y de las actividades de mantenimiento del ducto y viceversa.

C.1.6. Manejo y/o implementación de un sistema de información geográfica

Es recomendable que toda la información generada y recopilada con las actividades y acciones ejecutadas en los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo del ducto, se integre de forma continua en un sistema de información geográfica (*GIS*) para su eficiente manejo y administración. Concretamente, el *GIS* es una herramienta informática que, utilizando todos los datos almacenados con las variables disponibles y dentro de límites confiables, permite valorar oportuna y rápidamente los riesgos y las consecuencias de las amenazas naturales potenciales o activas, o de cualquier otro tipo, a que se encuentre sometido un ducto. El *GIS* también permite plantear y evaluar las correspondientes opciones y alternativas de solución.

En muchos países, las disposiciones legales para el transporte de hidrocarburos por ducto establecen la implementación del *GIS* para el manejo y la gestión de la integridad. La aplicación de esta herramienta es factible y viable en ductos nuevos, pero desarrollarla y adecuarla en la gestión de ductos en operación es costoso y su viabilidad debe analizarse por el resultado costo-beneficio. En ductos con muchos años de operación y deficiente ordenamiento y estructuración de la información existente, implica un alto costo de inversión y una aplicabilidad poco viable y confiable.



Alternativamente a la implementación o disponibilidad de un *GIS*, toda la información, diagnósticos, y acciones preventivas o correctivas proyectadas o ejecutadas en cada proceso natural (amenaza), debe ser recopilada, integrada y consolidada en un registro específico el cual siempre debe mantenerse actualizado. Esta acción de carácter dinámico permite evaluar de forma continua y oportuna (de acuerdo a los resultados obtenidos) la programación y priorización de las acciones y actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo y, consecuentemente, ajustar y rediseñar el alcance y los objetivos de la línea de base para una gestión de integridad eficiente.

C.2. Métodos para la determinación de las amenazas por fuerzas de la naturaleza

C.2.1. Investigación geotécnica y/o hidrodinámica

Una vez identificada una amenaza natural en la inspección técnica del derecho de vía, la investigación geotécnica o hidráulica directa es el método técnico más objetivo para evaluar, delimitar, y valorar el riesgo que pueda presentar el proceso natural (amenaza) sobre la estabilidad del derecho de vía, su entorno, y/o la seguridad física del ducto, y determinar las acciones de prevención, control, o mitigación más adecuadas. Esta investigación puede ser llevada a cabo por personal calificado del propio operador del ducto o por empresas especializadas (de acuerdo a la complejidad del problema).

Considerando la complejidad implícita de los mecanismos de falla en los procesos naturales (amenazas), cada sitio debe ser investigado y evaluado en forma particular focalizándose en las particularidades que presenta. Estas condicionantes son más difíciles de interpretar.

Una particularidad natural inherente a tener en cuenta para la valoración del riesgo relacionado con este tipo de amenazas, son las características sísmicas y meteorológicas propias de la región donde se emplace el ducto ya que los sismos y/o fenómenos meteorológicos anómalos son los desencadenantes principales de procesos naturales de tipo catastrófico. La licuefacción de suelos, los deslizamientos masivos de suelos y rocas, la activación de fallas geológicas locales o regionales, y el represamiento de cursos de agua, entre otros, pueden generar deformaciones importantes en los ductos llegando a romperlos. Delimitar y clasificar el ducto en zonas, en base a su sensibilidad sísmica y a sus datos meteorológicos, es vital para proponer medidas o acciones preventivas que mitiguen o reduzcan estos daños probables.

C.2.2. Establecimiento de procedimientos y rutinas

Establecer criterios o rutinas para el mapeo, la clasificación, la inspección, el monitoreo, la intervención, el mantenimiento, y la gestión geológica, geotécnica, e hidrológica a lo largo de la franja del derecho de vía y en el entorno del ducto terrestre o marítimo, facilita la tipificación y clasificación de los procesos naturales (amenazas) y la valoración objetiva del riesgo que representan para la integridad del ducto.

C.2.3. Verificación de anomalías registradas con el raspa-tubos inercial

Excavar el ducto para verificar las anomalías geométricas puntuales registradas con el raspa-tubos inercial (abolladuras, ovalidades, y tramos sometidos a sobre-esfuerzos por el terreno circundante), y la consiguiente observación y evaluación directa de las características del suelo y de su interrelación con la geomorfología local, permiten evidenciar o confirmar si estas anomalías fueron generadas por:

- fragmentos rocosos no retirados durante la construcción (supervisión deficiente);
- la intercalación de suelos competentes/incompetentes (asentamiento diferencial);
- el nivel freático superficial o fluctuante que altera estacionalmente la capacidad portante del suelo (solifluxión);
- la predominancia de suelos limosos y/o arenas finas (licuefacción); o
- el proceso de reptación de suelos (*creep*).
- otros.



Una vez definidas las causas se procederá al diseño e implementación de las acciones de remediación.

C.2.4. Identificación de áreas sensibles

Consolidando e integrando de forma continua la información geológica, geotécnica, geomorfológica, e hidrológica, y la información sobre la sismicidad y actividades antrópicas, levantada en el tiempo, se pueden definir y delimitar las áreas sensibles a la ocurrencia de procesos naturales en los planos de la traza del ducto. Allí se puede también tipificar su peligrosidad y caracterizar su riesgo en alto, moderado, bajo o sin riesgo geodinámico e hidrológico, estableciendo y programando las correspondientes acciones preventivas, y de control y mitigación.

La caracterización del riesgo de las áreas sensibles debe ser actualizada de forma periódica o en el caso de presentarse cambios significativos para el ajuste y la adecuación oportuna y/o reprogramación de las actividades de mantenimiento.



APÉNDICE D - Medios, acciones y métodos para la determinación y el control de daños por terceros

D.1. Control de daños por terceros

El daño por acción de terceras personas es una de las causas más usuales de fugas en ductos. Un programa de gestión de integridad de una empresa operadora de ductos incluirá actividades aplicables de mitigación para prevenir daños ocasionados por acciones de terceros. Las acciones mitigativas de daños por acciones de terceros se pueden identificar durante la operación normal del ducto, durante la evaluación inicial de riesgos, durante la implementación del plan de línea de base de inspección, o durante pruebas subsecuentes. No necesariamente se debe contar con resultados de inspecciones en línea para establecer y realizar acciones de mitigación.

Las siguientes actividades de mitigación deberían ser consideradas:

D.1.1. Marcación del ducto

La marcación del ducto forma parte de la primera acción de defensa contra los incidentes causados por acciones involuntarias de terceros. Ésta constituye: postes de abscisado por kilómetro; marcadores adicionales, que hacen al ducto más visible a terceros que trabajen en su vecindad; marcadores de línea, que deberían generalmente ser requeridos en ambos lados de cada carretera, autopista, vía férrea y cruce de aguas; marcadores de línea intermedios, que se deberían instalar en áreas de alta actividad de terceros, de tal forma que al menos dos marcadores sean visibles desde cualquier lugar a lo largo de la línea; y marcadores aéreos de ductos, que se deberían utilizar cuando sea aplicable, para facilitar las inspecciones aéreas periódicas de derechos de vía.

Los marcadores de ductos deberían cumplir con las siguientes características: ser de colores llamativos y altamente visibles; ser resistentes al ambiente; indicar el derecho de vía del ducto; identificar el producto transportado; proveer el nombre de la empresa operadora del ducto; proveer el número telefónico de la empresa operadora del ducto, disponible las veinticuatro (24) horas del día, de los siete (7) días de la semana; incluir "Advertencia o cuidado: ducto de petróleo o gas"; mostrar el símbolo universal de no excavar; y proveer, si existe, el número del centro de información único de llamada en el país.

D.1.2. Mapas de los ductos

Como requisito mínimo, las compañías operadoras deberán tener actualizados los mapas de las redes de sus ductos, para facilitar su ubicación en campo y poder informar oportunamente a la comunidad, terceras personas, o entes estatales que requieran dicha información.

Procurar la elaboración de mapas integrados de la red de ductos propios y de terceros es una excelente práctica. Asimismo, pueden incluirse otras instalaciones de compañías prestadoras de servicios, como por ejemplo: redes de acueducto; redes o líneas de comunicación o transmisión de datos; alcantarillado; vías férreas terrestres o acuáticas; y planes de ordenamiento territorial. Estos mapas integrados permitirán la implementación de un centro de información único de llamada, y de los programas de educación pública.

D.1.3. Centro de información único de llamada de ubicación de instalaciones

La participación de los operadores de ductos y de otras instalaciones o servicios, como las mencionadas en el ítem anterior, constituidos en centros de información únicos de llamada, es muy importante para prevenir daños a instalaciones bajo tierra. Con el fin de que este sistema único de llamada sea efectivo, la empresa operadora del ducto debería asegurarse de que todos los ductos del sistema bajo su responsabilidad estén incluidos en documentos y mapas de la jurisdicción, y de que el personal asignado



esté equipado y entrenado para ubicar e indicar acertadamente el ducto en respuesta a todas las peticiones al centro de información único de llamada.

D.1.4. Detección óptica o electrónica de intrusión en el suelo

Otra manera de prevenir daños por acciones de terceros incluye una fibra óptica o cable metálico, generalmente instalado a 30 - 60 centímetros por encima del ducto, y monitoreada continuamente. En caso de que el cable se dañe o se rompa, el ó los dispositivos de monitoreo emiten una alarma e identifican el daño del cable. Estos dispositivos están integrados a los controladores programables lógicos (PLCs) del ducto y al sistema de supervisión de control y adquisición de datos (SCADA).

Los sistemas de detección ópticos o electrónicos de intrusión en suelos pueden reducir las consecuencias de intrusión por terceros de tres formas:

- **Prevención de daños.** El sistema puede reducir la frecuencia de incidentes por terceros alertando a la empresa operadora de intrusiones potenciales de terceros antes que el ducto reciba un daño;
- **Prevención de escapes imprevistos.** Un sistema de alarma puede reducir la probabilidad de una fuga por falla retardada, en el evento de un daño en el ducto. La empresa operadora puede realizar una inspección y/o reparación inmediata en el sitio del evento; y
- **Minimización de derrames.** En caso de que una intrusión de terceros resulte en una ruptura inmediata, la alarma de intrusión acoplada a una alarma de fuga permitirá que la respuesta ocurra más rápidamente, y reducirá significativamente el volumen que potencialmente pueda derramarse.

D.1.5. Aumento en la profundidad de cobertura

Aumentar la profundidad de cobertura del ducto (ej. 1,5 o 2,0 metros por debajo de la superficie del suelo) puede poner al ducto por debajo de muchas actividades normales agrícolas, de excavación, y de transporte fluvial, reduciendo de esta manera la posibilidad de intrusiones por terceros. En caso de secciones de ducto en donde se presente hurto recurrente de combustible, aumentar la profundidad de enterramiento puede ayudar a desmotivar y dificultar la acción voluntaria de terceros, más aún si se combina con protección mecánica adicional, como por ejemplo el lastrado del ducto o la inclusión de barreras físicas adicionales.

Aumentar la profundidad de cobertura del ducto también es una consideración importante en cruces de ríos subfluviales que puedan estar sometidos a lavados o arrastres de sedimentos del lecho, en cuyo caso el ducto debería enterrarse por debajo de la profundidad potencial de lavado de corrientes activas, mediante la aplicación de técnicas de perforación dirigida. Cuando el incremento requerido en la profundidad de enterramiento o en la cobertura no sea práctico, las opciones de mitigación incluyen: lozas de concreto; hexápodos; marcación ampliada del ducto; cintas electrónicas de advertencia; cintas plásticas y mallas de marcación por encima de la línea; o incluso cercamiento de áreas particularmente susceptibles a daños por acciones de terceras personas.

D.1.6. Educación pública

Las empresas operadoras de ductos implementan actualmente programas educativos y de concientización pública. Estos programas educan al público, a los entes de respuesta a emergencias, y a las personas comprometidas con actividades relacionadas con la excavación, en cuanto a los lugares y peligros potenciales, y a las respuestas de emergencias apropiadas, asociadas con instalaciones del ducto. Estos programas pueden ayudar a reducir la exposición de una empresa operadora a daños por acciones involuntarias de terceras personas, y mejorar la respuesta a emergencias en el evento de un incidente. Es recomendable establecer un programa de educación y concientización pública en los casos en que el nivel



de actividad sobre el derecho de vía sea alto y las consecuencias de un derrame de producto sean mayores. Estos programas deberían extenderse a empresas prestadoras de servicios, constructoras, viales y mineras que tengan acción sobre el derecho de vía.

D.1.7. Mantenimiento y control del derecho de vía

Tener un programa de mantenimiento de los derechos de vía e instalar protección adicional para ductos aéreos reducirá la posibilidad de daños por la acción de terceras personas, y mejorará la capacidad de respuesta ante una emergencia. Acciones sobre los siguientes aspectos son de gran ayuda frente a la acción de terceros:

- El control de la vegetación por rocería del derecho de vía, cuya frecuencia dependerá del nivel de crecimiento de la vegetación de cada segmento del ducto, y permitirá tener una mejor visualización del ducto tanto por parte de terceros como del personal de patrullaje y mantenimiento;
- La remoción de basura, maleza y otros objetos cerca del ducto, liberando al ducto aéreo de la posibilidad de ser afectado por incendios forestales provocados o no;
- El establecimiento, con las autoridades competentes, del plan de ordenamiento territorial del desarrollo y uso de suelos, dentro del cual debe quedar identificado el derecho de vía y/o servidumbre establecido y negociado al construir el ducto;
- El control de construcciones encima o debajo del suelo cerca del ducto, tales como edificios, casas, escuelas, pasos de carretera a fincas, estructuras, pavimentos, estanques, criaderos de peces, diques de tierra, u otras;
- El control de la operación de equipos pesados sobre el ducto, durante el mantenimiento de otras estructuras o instalaciones propias o de terceros;
- El control de voladuras, excavaciones o perforaciones cerca del ducto, por adecuación de vías, obras civiles o trabajos de minería;
- La delimitación o el encerramiento de algunos tramos del derecho de vía puede, en algunos casos, ser necesaria para prevenir su invasión por la comunidad circundante;
- El control de trabajos de excavación o construcción cerca del ducto, que puedan ocasionar el aumento de la cobertura sobre el ducto, generando cargas externas adicionales para las cuales el ducto no haya sido diseñado; y
- El establecimiento y legalización de los derechos de vía o servidumbre del ducto y vigilancia para lograr el respeto y la conservación de dicha franja.

D.1.8. Inspecciones frecuentes del derecho de vía

Estas inspecciones regulares le permiten a la empresa operadora de ductos identificar actividades que puedan invadir su derecho de vía, antes que la instalación del ducto pueda ser impactada. Cada empresa operadora establecerá la frecuencia adecuada para realizar estos patrullajes o la establecida por decreto o regulación de cada país, dependiendo de la valoración que haga del entorno por donde discurre el ducto, y pueden ser realizados a pie, en carro, lancha, y/o vía aérea.

Es recomendable que las empresas operadoras de ductos mantengan contacto frecuente con los entes de planificación del ordenamiento territorial y con otras agencias gubernamentales, para minimizar las



invasiones de los derechos de vía, y establecer conjuntamente los corredores de seguridad de los ductos que deberán ser respetados por la comunidad.

D.1.9. Protección mecánica del ducto

La protección mecánica está diseñada para proteger al ducto de daños por la acción de terceras personas. Ésta es generalmente considerada desde la construcción del ducto, pero también se puede instalar en ductos en servicio en caso de sitios de alta vulnerabilidad a acciones de terceros, voluntarias o involuntarias.

Existen diversas formas de protección mecánica, por ejemplo, se puede recubrir con concreto reforzado, instalado sobre el recubrimiento aplicado para el control de corrosión externa. El recubrimiento externo de concreto se puede instalar en la mayoría de las plantas de recubrimiento o en campo con formaletas, y su intención es proporcionar protección mecánica contra equipos de excavación, o contra rasgaduras e indentaciones de otras fuerzas externas, y aún contra el hurto de combustibles por perforaciones ilícitas, complementado en algunos casos con barreras de protección mecánica adicional, constituidas por láminas o mallas de acero.

También, es posible instalar una silleta o losa de concreto en forma de C sobre el ducto a una profundidad de entre 30 y 60 centímetros, para proveer una barrera física a la excavación por encima y a los costados del ducto. Es importante que esta silleta no quede en contacto con el ducto, para evitar el deterioro del recubrimiento contra la corrosión externa y el apantallamiento de la protección catódica.

La selección y aplicación de estas metodologías requiere hacer la valoración cuidadosa de las áreas de alto riesgo, a las que vale la pena aplicarles esta opción de protección mecánica adicional, frente a la dificultad de acceder para realizar reparaciones posteriores.

En ductos superficiales, que discurren paralelos, próximos o cruzando vías carreteables o férreas, donde no es económico y/o práctico enterrar el ducto, es posible instalar barreras o defensas en estructuras de acero o concreto para evitar o mitigar el impacto de vehículos o maquinaria pesada de mantenimiento de dichas vías.

D.1.10. Espesor adicional de pared de ducto

Un espesor de pared de ducto adicional puede incrementar la resistencia del ducto a daños por acción de terceras personas y fuerzas de la naturaleza. Esta opción es normalmente una consideración a tener presente durante la construcción inicial del ducto. El espesor adicional de pared del ducto puede proveer protección mecánica contra indentaciones y permite que el ducto sea rayado con menor posibilidad de fuga inmediata. El menor esfuerzo de anillo que resulta de una pared de mayor espesor, también hace al ducto menos propenso a ruptura.

En cruces de carretera, de cuerpos de agua, o de poblaciones, donde exista un mayor nivel de actividad sobre el derecho de vía, se puede considerar un mayor espesor de ducto durante su construcción.

D.1.11. Cintas marcadoras de ductos o mallas de advertencia instaladas sobre el ducto

En caso de no poder profundizar más el ducto, en general, las cintas marcadoras o mallas de advertencia instaladas sobre el ducto constituyen una medida de protección contra los daños por acción de terceras personas. Esta opción se implementa generalmente durante la instalación del ducto. Las cintas de colores brillantes o mallas plásticas típicamente se deberían instalar a aproximadamente 30-60 centímetros por encima del ducto, y en lo posible estampadas con letreros de advertencia de que el ducto transporta líquido peligroso, e incluir el nombre y teléfono de la empresa operadora.

D.1.12. Protocolo de derecho de vía compartido

Se debe establecer un protocolo de acuerdo de derecho de vía compartido, por escrito, con otros operadores de ductos, instalaciones y/o servicios. Este debe permitir definir los procedimientos de



excavación y de mantenimiento del ducto y del mismo derecho de vía en general, incluyendo los sistemas de protección catódica, y debe establecer el nivel de responsabilidad sobre las acciones que cada uno realice en sus ductos o instalaciones. Como regla fundamental, cada empresa operadora deberá informar con anticipación la ejecución de trabajos que puedan afectar los ductos de terceros, para que estos tomen las acciones del caso, que les permita tener un control sobre cualquier intervención que pueda afectar la integridad inmediata o futura de sus ductos.

D.2. Métodos para la determinación de daños por acciones de terceros

D.2.1. Inspección visual

La inspección visual en ductos aéreos es uno de los métodos más efectivos para anticiparse a, y encontrar y valorar, daños por acciones de terceros. El informe inicial puede hacerlo el personal que hace los recorridos de los derechos de vía, que ha sido entrenado para identificar las situaciones de riesgo asociadas a daños por acciones de terceros, y los mecanismos de daño producidos por esta amenaza. Luego, un especialista en la valoración de defectos, puede hacer el análisis de cada anomalía y establecer las acciones de rehabilitación pertinentes.

D.2.2. Herramientas de inspección en línea para detectar pérdida de metal

Como se mencionó en el Apéndice B, Capítulo B.2.3, existen herramientas de inspección en línea (ILI) para detectar pérdida de metal, que permiten encontrar perforaciones, rayones o rasgaduras en la pared del ducto. De los informes se seleccionan aquellas que requieran ser verificadas directamente y sólo en ese momento se tomará la decisión de rehabilitación necesaria.

D.2.3. Herramientas de inspección en línea para geometría

Las herramientas de geometría se emplean típicamente para encontrar desviaciones en la geometría o redondez del tubo, daño mecánico, abolladuras y arrugas del ducto. Con ellas se puede determinar si es posible el paso de otras herramientas de inspección en línea, tales como flujo magnético y ultrasonido.

Las herramientas de calibración geométrica miden desviaciones en la geometría del diámetro de un ducto. Estas herramientas tienen un conjunto de dedos mecánicos que se deslizan sobre la superficie interna del ducto, o utilizan métodos electromagnéticos para censar la circunferencia del ducto. Cualquier cambio en la geometría del diámetro del ducto causará un movimiento relativo de los brazos o un cambio en la lectura electromagnética, y será grabado. Los cambios en la geometría del diámetro del ducto pueden deberse a curvaturas en el ducto, abolladuras, abultamientos, válvulas de compuerta o de cheque, o cambios en el espesor de pared.

Las herramientas de calibración pueden determinar si una abolladura es de contorno suave sin concentrador de esfuerzos, la cual generalmente no es una preocupación; o una abolladura abrupta, la cual puede ser de preocupación, particularmente si hay una rasgadura asociada que eventualmente pueda fallar debido a fatiga. Aunque se trate de una abolladura de contorno suave, es necesario establecer su porcentaje de restricción, su posición horaria, si afecta a la costura circunferencial o longitudinal de tubo, o si impide el paso de las herramientas de limpieza interior y de inspección (*pigs*).

Al establecer la necesidad de una inspección inicial para abolladuras y arrugas, es importante considerar los siguientes aspectos: el nivel de actividad propio y de terceros sobre el derecho de vía; la susceptibilidad del ducto a daños por terceros; la edad de la línea; las condiciones del relleno; la relación diámetro-espesor de pared; el espesor de pared del tubo; el intervalo y número de ciclos de presión de servicio aplicados al ducto; y los historiales de grietas o rupturas anteriores causadas por abolladuras o arrugas.



Los intervalos de re-inspección para herramientas de geometría dependen de una evaluación de la probabilidad de actividad adicional en el área que podría llevar a daño mecánico por terceros, eventos sísmicos conocidos, y problemas de estabilidad de suelos. La re-inspección usando herramientas de inspección en línea (ILI) de tipo deformación, estará basada en los resultados de la evaluación de riesgos.

D.2.4. Sistemas de detección de fugas (SDF)

En la introducción de este capítulo se mencionan algunas tecnologías y métodos que se pueden aplicar para establecer y ubicar la presencia de fugas en los ductos: emisión acústica; fibra óptica; monitoreo del suelo; medidores de flujo ultrasónicos; monitoreo de vapores; balance de masa; modelamiento de transientes en tiempo real; y análisis de puntos de presión. Consecuentemente, si bien no se puede evitar que se produzcan las fugas, sí se pueden tomar acciones para mitigar las consecuencias, al poder activar a tiempo los sistemas de parada por emergencia (ESD), y los planes de contingencia y ayuda mutua.



APÉNDICE E - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de errores operacionales

E.1. Control de errores operacionales

El mal funcionamiento de los equipos y/o instrumentos en los sistemas de ductos puede provocar “transitorios” que alcancen rápidamente los límites operativos. Debido a esto, las estaciones de bombeo y terminales poseen elementos de seguridad y dispositivos de alarma en prácticamente todas las fases de las operaciones, las cuales se controlan mediante sistemas informáticos que permiten eliminar o reducir cualquier “transitorio” antes de que éste pueda derivar en un daño a las instalaciones o al medioambiente.

Sin embargo, el operador de planta y el supervisor del despacho central tienen la responsabilidad de asegurarse que cuando los equipos fallen, el sistema de ductos se mantenga en condiciones seguras. Ante tal situación, es muy importante la capacitación recibida para mantener segura la operación del sistema hasta que se encuentre una solución.

Los métodos que se pueden enumerar para minimizar los errores operacionales son básicamente los mismos que se utilizan para la gestión operacional de cualquier instalación industrial.

Sin pretender dar una lista exhaustiva de todos los métodos utilizables, se listan a continuación aquellos más frecuentemente utilizados:

E.1.1. Despacho centralizado

El operador asegura la coordinación entre las distintas plantas de recepción, inyección, y bombeo a través de un organismo centralizado, denominado despacho central o centro de despacho, responsable del cumplimiento de los programas cuya función principal es indicar los tiempos para la ejecución de las maniobras operativas.

Según la tecnología disponible en el sistema de ductos, la operación puede estar dentro de un rango que va desde la operación totalmente tele-supervisada a la operación asistida con presencia de personal permanente en cada una de las instalaciones.

E.1.2. Calificación de operadores

El operador debe poseer un sistema que asegure la capacitación adecuada para todo el personal operativo, garantizando que todos y cada uno conozcan la totalidad de los procedimientos descriptivos de las operaciones a su cargo.

E.1.3. Estrategia global de protección

Ante imprevistos tales como un bloqueo del conducto, o la detención de una estación de bombeo, el tiempo de reacción disponible puede no ser suficiente para el operador de planta o del despacho central. Por tanto, surge la necesidad de elaborar una secuencia de acciones predefinidas que se desencadenen automáticamente en cada una de las estaciones de bombeo ante la detección de alguno de estos eventos, a fin de minimizar sus transitorios hidráulicos, y por ende, los riesgos de rotura y/o fatiga.

E.1.4. Protección mecánica (PSV)

Las protecciones mecánicas, como PSV y discos de ruptura, son sistemas de seguridad que actúan en una instancia posterior a la estrategia global de protección.



E.1.5. Protección lógica

Las estaciones de bombeo y el conducto deben contar con protecciones automáticas tales, que envíen una orden de paro de equipo, apertura de *by pass* de planta, y/o apertura de derivación a tanque de alivio, en caso de superar las presiones establecidas como permitidas.

E.1.6. Set point tracking

Ante un bloqueo imprevisto de una estación de bombeo aguas abajo, la presión de descarga y la de aspiración tenderán a aumentar. Como el control de la estación debe mantener constante la presión de aspiración, reaccionará ante este evento aumentando la velocidad de las bombas para bajar la aspiración, acción que - a su vez - colaborará en aumentar la presión de descarga. Hasta tanto no se alcance el *set point* de máxima descarga, el control de la estación realimentará positivamente el fenómeno de bloqueo.

Para evitar este fenómeno de realimentación positiva, es necesario asegurar que el *set point* de presión de descarga no sea muy diferente a la presión real, sin requerir reajustes manuales frecuentes por parte del operador.

E.1.7. Paro por emergencia (ESD: sistema de parada por emergencia)

Este constituye un mecanismo más de paro de estación y puesta en posición segura de la misma. Todo ello de forma automática ante el accionamiento desde la sala de operaciones o desde el campo.

E.1.8. Sistema de detección de fugas (SDF)

Se entiende por SDF al monitoreo de ductos por computadora. Mediante la forma de algoritmos matemáticos, el SDF refuerza la capacidad de un supervisor de despacho central de reconocer condiciones anormales que pudieran indicar una posible fuga de producto.

E.1.9. Sistema de gestión de fuera de servicio de protecciones y elementos críticos

La alta dirección debe establecer mecanismos generales para desarrollar procedimientos de gestión, registro y control de las puestas fuera de servicio de sistemas y elementos de protección de seguridad.

E.1.10. Simulacros de contingencias operativas

Regular la realización de prácticas de simulación de emergencias operativas (*PSEO*), a fin de garantizar que el personal de operación de las instalaciones tenga el conocimiento y entrenamiento adecuados ante situaciones de emergencia derivadas de fallos de los servicios y equipos críticos.

E.1.11. Manuales de operación

Desarrollar y disponer de los manuales, procedimientos, e instructivos de cada una de las operaciones críticas.

E.1.12. Auditorías e inspecciones gerenciales

La realización periódica y sistemática de auditorías e inspecciones gerenciales a las plantas de despacho, intermedias, y de recibo, permite evidenciar situaciones que puedan poner en riesgo la integridad del ducto.

E.1.13. Identificación y señalización de múltiples

La identificación y señalización actualizada y clara de los múltiples de plantas de bombeo, ayuda a los operadores a no cometer errores operacionales que puedan causar una pérdida de integridad del ducto.

E.1.14. Disposición de planos P&ID de múltiples

Los P&ID de todas las plantas que componen el sistema del ducto se deben tener siempre actualizados y disponibles en la sala de operaciones.



E.1.15. Gestión y control de cambios

Los cambios no gestionados y controlados adecuadamente, son una causa importante de errores operacionales y, por consiguiente, de pérdida de integridad de los sistemas de ductos. Es importante disponer y aplicar procedimientos, instructivos y formatos sistemáticamente. Esto permite gestionar y controlar los cambios a realizar a la infraestructura y a las condiciones operacionales del sistema de ductos.

E.2. Métodos para la determinación de errores operacionales

El operador de un sistema de ductos debe asegurar la determinación de errores operaciones a través de un sistema de análisis de eventos no planeados y de difusión de lecciones aprendidas de los mismos. Asimismo, podrá determinarlos por medio de la aplicación de metodologías para la valoración de riesgos operacionales, como HAZOP u otros.



APÉNDICE F - Medios, acciones y métodos para la determinación y control de fatiga

Teniendo presente los tres factores que potencializan la presencia de fatiga, y la categorización de amenazas donde se indica la necesidad o no de los análisis de sensibilidad a fatiga, las empresas operadoras deberán tomar dos (2) tipos de acciones para el control de la fatiga: generación de línea base y análisis de riesgo a la fatiga.

F.1. Generación de Línea base

Dado que la presencia de grietas es una señal de que el fenómeno de fatiga está presente en las tuberías, la inspección directa o indirecta es el método sugerido para la detección de las grietas en los ductos de transporte.

La generación de una línea base permitirá tener un estado de integridad inicial a través del cual comparar posteriores inspecciones. Dicha línea base debe generarse con una inspección inteligente usando técnica ultrasónica, EMAT u otra que permita identificar y dimensionar las grietas presentes en los ductos. Este tipo de inspecciones debe realizarse periódicamente a intervalos definidos por cada empresa operadora, según las variaciones que tengan en las cargas consideradas como variables en los sistemas de transporte, y los análisis de fatiga que cada empresa operadora lleve a cabo donde se identifiquen los tiempos óptimos de re-inspección.

La comparación de las dimensiones de grietas entre inspecciones permitirá establecer velocidades de crecimiento de grietas (siempre y cuando el método de inspección permita la sensibilidad suficiente para lograrlo), aunque se sugiere que este tipo de determinaciones se realice por análisis de fractomecánica, debido a que las velocidades de crecimiento de grietas pueden llegar a ser tan altas, que no permitirán re-inspecciones antes de la falla de las mismas.

F.2. Análisis de riesgo de la amenaza fatiga

Una vez que se identifique la presencia de grietas en las tuberías, es necesario realizar un análisis que permita priorizar la atención de las anomalías teniendo en cuenta como mínimo los siguientes escenarios:

- tendencia de la anomalía a la falla dúctil o frágil, a la condición actual (dimensión de la anomalía y condición de operación);
- tendencia de la anomalía a la falla dúctil o frágil, al crecimiento de la anomalía a través del tiempo (cambio en la dimensión de las anomalías); y
- tendencia de la anomalía a la falla dúctil o frágil, a cambios operativos del sistema (cambios en condiciones de presión, temperatura y flujo).

Estos análisis permitirán tener una visión de la integridad del ducto ante la presencia de la grieta en el momento de la inspección, la integridad del ducto ante un aumento en el tamaño de la anomalía (por la dependencia en el tiempo de la amenaza), y la integridad del ducto si la anomalía es apta para continuar en servicio y se proyecta aumentar los límites operativos del sistema.

Para cada escenario, el análisis debe tener en cuenta todas las cargas fluctuantes necesarias para asegurar la integridad del ducto y, como mínimo, la presión y temperatura del mismo. Esto debe hacerse basado en los registros de temperatura y presión del ducto en cada punto de interés. Si los registros son de la descarga y la succión del ducto, deben ser interpolados con grado de confianza suficiente para los análisis posteriores.

Las propiedades de los materiales deben ser establecidas a partir de resultados de laboratorio, reduciendo la incertidumbre para utilizarlo en los análisis de integridad. Los valores teóricos sugeridos en algunas



normas, deben ser adoptados con los factores de seguridad que ajusten los resultados al mismo grado de confianza que valores obtenidos en laboratorio.

Por último, el personal encargado de realizar los análisis debe tener las competencias y experiencia necesarias, que aseguren todos los aspectos requeridos para establecer correctamente la integridad del ducto ante el fenómeno de fatiga. Cada empresa operadora deberá establecer los requerimientos de su personal, y establecer revisiones periódicas que permitan ajustar las incertidumbres de los análisis.

El resultado de los análisis de susceptibilidad a la fatiga debe entregar cuatro (4) conceptos claros, que serán los indicadores de la integridad del ducto ante la fatiga:

- nivel de riesgo a la fatiga (por anomalía individual o por tramos del ducto a analizar);
- aceptabilidad de las grietas o anomalías susceptibles a la fatiga para continuar en servicio;
- valor de presión para la continuación en servicio de la grieta o anomalía susceptible a la fatiga (presión de seguridad); y
- tiempo estimado de intervención, inspección o reevaluación de las grietas o anomalías susceptibles a fatiga.

Estos cuatro (4) conceptos permitirán establecer el plan de acción para la integridad del ducto.



APÉNDICE G - Cuadro de acciones alternativas para el control y la mitigación de amenazas - Métodos de reparación y medidas de prevención y mitigación aceptables contra amenazas

Prevención, detección y métodos de reparación	Dependientes del tiempo			Estables										Independientes del tiempo								
	Corrosión	Corrosión	Corrosión	Manufactura		Construcción				Equipo				Daños por terceros			Oper. incorr. y clima y fuerzas externas					
	Exterior	Interior	SCC	C.S.	Tubo	Sold. circ.	Sold. fab.	DyA	FU	Emp	Valv.	Sellos	Cinta	Falla inm	TDP	Vand	O.I.	Helad.	Rayos	Inund	Terrem	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Detección y prevención																						
Celaje aéreo									X					X	X	X		X	X	X	X	X
Patrullaje a pie	X								X					X	X	X		X	X	X	X	X
Inspección visual/mecánica						X				X	X	X	X					X				
Llamadas 01-800														X	X	X						
Auditorías de confiabilidad																	X					
Especif. de diseño	X	X	X			X		X	X	X	X	X	X									X
Especif. de materiales				X	X		X			X	X	X	X									
Inspección en manuf.				X	X		X				X	X					X					
Inspección en transporte				X	X												X					
Inspección en const.			X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				X					
Prueba hidrostática				X	X	X	X	X	X								X					
Educación pública														X								
Procedimientos op. y mtto.	X	X	X					X	X	X	X	X	X		X	X	X	X		X	X	X
Entrenamiento del operador																	X					
Frecuencia de marcadores (señalización)														X	X							
Monitoreo de deformaciones (deslaves)																				X	X	
Protección externa (barda perimetral, concertina)														X	X	X						X
Mantenimiento del derecho de vía														X	X							X
Incremento en espesor de pared	X	X												X	X	X						X
Cintas o postes de advertencia														X	X							
Monitoreo de control de corrosión	X		X																			
Limpieza interna		X																				
Medidas de control de fugas	X	X							X	X	X	X	X		X	X						
Inspección equipo instrumentado	X	X	X										X					X		X	X	X
Reducción en tensión externa			X					X	X													X
Instalación de trazadores de calor																		X				
Reubicación de líneas														X		X		X		X	X	X
Rehabilitación	X	X	X					X	X						X							X
Reparación de recubrimiento	X		X																			
Incremento en profundidad								X						X		X						
Reducción de temperatura de operación			X						X			X										
Reducción de humedad		X																				
Inyector de inhibidores (testigo, cupones)		X																				
Protección termal																		X				
Reparaciones																						
Reducción de presión	X	X	X	X	X	X	X	X	X						X							
Sustitución	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X	X	X	X	X
Recubrimiento	X	X				X																
Reparación de rutina			X	X	X	X	X								X	X						
Rellenos de soldadura	X																X					
Camisa presurizadas tipo B	X	X	X	X	X		X		X						X	X						
Camisa de refuerzo tipo A	X		X	X	X										X	X						
Camisa de compuesto	X																					
Camisa rellena de epóxico	X			X	X	X	X	X	X						X	X						
Abrazadera mecánica	X																					

Fuente: PEMEX - Septiembre de 2007

Tabla G-1: Métodos de reparación y medidas de prevención y mitigación aceptables contra amenazas



Integración de datos requerida para identificación de amenazas		Dependientes del tiempo				Estables o residentes			Independientes del tiempo		
		1 Corrosión interna	2 Corrosión externa	3 Fractura por corrosión y esfuerzo (SCC)	10 Fatiga cíclica	4 Defectos de Manufactura	5 Soldadura / fabricación	6 Equipo	7 Daños por terceros	8 Operaciones incorrectas	9 Clima y fuerzas externas
1	Año de instalación	•	•			•					•
2	Tipo de recubrimiento		•	•							
3	Condición de recubrimiento		•								
4	Años con adecuada PC		•								
5	Años con PC cuestionable		•								
6	Años sin protección catódica		•								
7	Características del suelo		•								
8	Reportes de inspección de tubo (hoyo de campana)	•	•			•	•				
9	Corrosión microbiológica detectada (sí, no, no se sabe)		•								
10	Historial de fugas	•	•								
11	Espesor de pared	•	•								•
12	Diámetro	•	•								•
13	Nivel de esfuerzo de operación (%SMYS)	•	•	•							
14	Información de pruebas hidrostáticas anteriores	•	•	•		•	•				
15	Resultados de pruebas de cultivo de bacteria	•									
16	Análisis de gas, líquidos o sólidos, particularmente sulfuro de hidrógeno, bióxido de carbono, oxígeno, agua, y cloruros.	•									
17	Dispositivos para detección de corrosión (probetas, cupones, etc.)	•									
18	Parámetros de operación, particularmente presión y velocidad de flujo, y especialmente los periodos cuando no hay flujo	•									
19	Edad del tubo			•							
20	Temperatura de operación			•							
21	Distancia del segmento respecto a una estación de compresión			•							
22	Material del ducto					•	•				•
23	Proceso de manufactura (edad de la manufactura como alternativa)					•					
24	Tipo de costura					•					
25	Factor de junta					•					
26	Historial de presión de operación					•					
27	Identificación de tubos curvados con arrugamiento						•				
28	Identificación de acoples						•				
29	Reforzado de acoples después de construcción						•				
30	Procedimientos de soldadura						•				
31	Reforzado de soldadura circunferencial después de la construcción						•				
32	Información de PND en soldaduras						•				
33	Fuerzas externas potenciales				•		•				•
34	Propiedades del suelo y profundidad de relleno para tubos curvados con arrugamiento						•				
35	Rangos máximos de temperatura para tubos curvados con arrugamiento						•				
36	Radio de curvatura y ángulo de doblez en tubos curvados con arrugamiento						•				
37	Historial de presión de operación, incluyendo presión esperada y ciclos significativos, y mecanismos de fatiga				•		•				
38	Año de instalación de equipos que han fallado							•			
39	Información de fallas en válvulas reguladoras							•			
40	Información de fallas en válvulas de alivio							•			
41	Información de fallas de juntas de bridas							•			
42	Desviación de punto de calibración (fuera de tolerancias del fabricante)							•			
43	Desviación de punto de calibración de alivio							•			
44	Información de fallas de o-rings							•			
45	Información de sellos / empaques							•			
46	Incidentes de vandalismo								•		
47	Reportes de Inspección de tubo (hoyo de campana) donde el tubo ha sido golpeado								•		
48	Reportes de fugas resultantes de daño inmediato								•		
49	Incidentes que involucren daños previos								•		
50	Resultados de inspección en línea para abolladuras y estrías en la mitad superior del tubo								•		
51	Registros de "una llamada"								•		
52	Registros de invasiones al derecho de vía								•		
53	Información de revisión de procedimientos									•	



Integración de datos requerida para identificación de amenazas	Dependientes del tiempo				Estables o residentes			Independientes del tiempo		
	1 Corrosión interna	2 Corrosión externa	3 Fractura por corrosión y esfuerzo (SCC)	10 Fatiga cíclica	4 Defectos de Manufactura	5 Soldadura / fabricación	6 Equipo	7 Daños por terceros	8 Operaciones incorrectas	9 Clima y fuerzas externas
54	Información de auditorias								•	
55	Fallas causadas por operación incorrecta								•	
56	Método de junta (acoplamiento mecánico, soldadura autógena, soldadura de arco)									•
57	Topografía y tipos de suelo (pendientes, cruces de agua, proximidad de agua, licuación del suelo)									•
58	Líneas de falla sísmica									•
59	Perfil de aceleración del suelo cerca de las líneas de falla (aceleración >0.2 g)									•
60	Profundidad de la línea de escarcha									•
61	Cálculo de los esfuerzos internos agregados a la carga externa. El esfuerzo total no debe exceder el 100% del mínimo esfuerzo de cedencia especificado.									•
62	Condiciones de carga			•						
63	Movimientos del suelo			•						
64	Condiciones de puentes de suspensión			•						

Fuente: PEMEX - Septiembre de 2007

Tabla G-2: Información mínima requerida para el cálculo de probabilidades de falla por amenazas potenciales a la integridad del ducto

ABREVIATURAS		
1	Ext.	Corrosión externa
2	Int.	Corrosión interna
3	SCC	Esfuerzo por control de corrosión
4	C.S.	Defectos en los cordones soldados de tubería
5	Tubo	Defectos en el tubo
6	Sold.Circ.	Defectos en las soldaduras circunferenciales
7	Sold.Fab.	Defectos en las soldaduras en la construcción
8	D y A	Dobleces y arrugas en la parte interna del tubo
9	F.U.	Fallas en las uniones
10	Emp.	Fallas en los empaques
11	Valv.	Fallas en equipos de alivio/control
12	Sellos	Fallas en los sellos
13	Cinta	Daños en accesorios
14	Falla Inm.	Daños por terceros de falla inmediata
15	TDP	Daños previos hechos por un tercero
16	Vand.	Vandalismo
17	O.I.	Fallas por operaciones incorrectas
18	Heladas	Heladas
19	Rayos	Alcances por rayos
20	Inund	Inundaciones y lluvias intensas
21	Terrem	Movimientos bruscos de tierra

Fuente: PEMEX – Septiembre de 2007

Tabla G-3: Abreviaturas

Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe

ARPEL es una Asociación sin fines de lucro que nuclea a empresas e instituciones del sector petróleo, gas y biocombustibles en América Latina y el Caribe. Fue fundada en 1965 como un vehículo de cooperación y asistencia recíproca entre empresas del sector, con el propósito principal de coadyuvar activamente a la integración y crecimiento competitivo de la industria y al desarrollo energético sostenible en la región. Sus socios representan más del 90% de las actividades del upstream y downstream en la región e incluyen a empresas operadoras nacionales, internacionales e independientes, proveedoras de tecnología, bienes y servicios para la cadena de valor, y a instituciones nacionales e internacionales del sector.

Misión

Promover la integración, crecimiento, excelencia operacional y eficaz desempeño socio-ambiental de la industria en la región, facilitando el diálogo, la colaboración y la construcción de sinergias entre actores, así como la creación compartida de valor a través del intercambio y ampliación del conocimiento de sus socios.

Visión

Ser un referente en la consolidación de la industria de petróleo y gas como proveedora de energía confiable y segura, que satisfaga el crecimiento de la demanda energética regional en forma sostenible.

EMPRESAS ASOCIADAS



INSTITUCIONES ASOCIADAS



ALIANZAS



Javier de Viana 1018 - 11200 Montevideo, Uruguay
Tel.: + (598) 2410- 6993
www.arpel.org