

## ANEXO I

### REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

PREFACIO .....	7
INTRODUCCIÓN .....	8
CAPÍTULO I: ALCANCE Y DEFINICIONES .....	8
I.1 Alcance .....	8
I.1.1 Autorización de construcción .....	9
I.1.2 Requisitos técnicos informativos .....	9
I.2 Hidrocarburos Líquidos .....	11
I.3 Exclusiones del alcance de este RTHL.....	12
I.4 Definiciones.....	13
CAPÍTULO II: MATERIALES .....	14
II.1 Materiales y especificaciones aceptadas.....	14
II.2 Materiales diferentes del Acero .....	15
II.2.1 Inspección y mantenimiento de sistemas con materiales no metálicos .....	16
II.3 Limitaciones de materiales por temperatura de servicio .....	16
II.4 Materiales en entornos con presencia de H <sub>2</sub> S.....	17
II.5 Materiales para tubería usada .....	17
II.6 Accesorios, válvulas y componentes especiales .....	17
CAPÍTULO III: DISEÑO .....	18
III.1 Alcance .....	18
III.1.1 Calificación de componentes de tuberías.....	18
III.2 Temperatura de diseño .....	18
III.3 Variaciones de presión .....	18
III.4 Presión interna de diseño .....	18
III.5 Presión externa .....	21
III.6 Cargas externas .....	21
III.7 Tuberías .....	22
III.8 Tubería usada .....	23
III.9 Válvulas.....	23
III.10 Accesorios.....	23
III.11 Inspección de las tuberías con herramientas inteligentes .....	24
III.12 Conexiones de derivación .....	24
III.13 Cierres.....	24

III.14 Conexión de brida .....	24
III.15 Tuberías de estaciones de bombeo .....	24
III.16 Conjuntos fabricados .....	24
III.17 Detección de fugas.....	25
CAPÍTULO IV: CONSTRUCCIÓN.....	25
IV.1 Alcance .....	25
IV.2 Cumplimiento de especificaciones o normas.....	25
IV.3 Inspección general.....	25
IV.4 Inspección de materiales.....	25
IV.5 Transporte de tubos .....	26
IV.6 Soldadura de soportes y tirantes.....	27
IV.7 Ubicación de la tubería .....	27
IV.7.1 Categorización de productos transportados.....	27
IV.7.2 Clases de trazado.....	27
IV.7.3 Distanciamientos a tuberías.....	28
IV.8 Protección extra o sobreprotección .....	30
IV.9 Requerimientos de construcción .....	31
IV.10 Estudio y estaqueado o marcado .....	31
IV.11 Zanjeo.....	31
IV.12 Curvado de tuberías.....	32
IV.13 Soldadura .....	32
IV.13.1 Procedimiento de soldadura .....	32
IV.13.2 Uniones a inglete.....	32
IV.13.3 Calificación de soldadores y operadores de soldadura .....	32
IV.13.4 Condiciones climáticas durante la soldadura .....	33
IV.13.5 Marcas de arco eléctrico.....	33
IV.13.6 Normas de aceptabilidad .....	33
IV.13.7 Reparación o eliminación de defectos .....	33
IV.13.8 Pruebas no destructivas.....	33
IV.14 Instalación de la tubería en la zanja .....	34
IV.15 Cobertura sobre tuberías enterradas.....	35
IV.16 Relleno.....	36
IV.17 Restauración y limpieza de la pista .....	36
IV.18 Componentes sobre el suelo.....	37
IV.18.1 Estructuras elevadas .....	37
IV.18.2 Instalación sobre puentes.....	37

IV.19 Perforaciones dirigidas.....	37
IV.20 Cruces de carreteras y vías férreas.....	38
IV.20.1 Cruces con tuberías y servicios públicos .....	38
IV.21 Trampas de scraper.....	39
IV.22 Válvulas: general.....	39
IV.22.1 Válvulas: ubicación .....	39
IV.22.2 Equipo de bombeo .....	40
IV.23 Tanques de almacenamiento .....	41
IV.23.1 Ubicación.....	41
IV.23.2 Fundación.....	41
IV.23.3 Diques y paredes contra fuego .....	41
IV.24 Registros de construcción .....	41
<b>CAPÍTULO V: INSPECCIÓN Y PRUEBAS .....</b>	<b>42</b>
V.1 Requisitos generales.....	42
V.2 Pruebas .....	42
V.2.1 Prueba hidráulica.....	42
V.2.2 Prueba de componentes.....	44
V.2.3 Pruebas de interconexiones .....	44
V.2.4 Registros .....	44
<b>CAPÍTULO VI: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....</b>	<b>45</b>
VI.1 Alcance .....	45
VI.2 Requisitos generales.....	45
VI.3 Manual de procedimientos para operaciones .....	45
VI.4 Capacitación en respuesta a emergencias.....	48
VI.5 Mapas, planos y registros .....	49
VI.6 Máxima presión de operación admisible (MAPO).....	50
VI.7 Comunicaciones .....	51
VI.8 Reducción de la presión de operación en tuberías.....	51
VI.9 Marcadores de línea .....	52
VI.10 Inspección de cruces especiales y cruces bajo aguas navegables .....	52
VI.11 Inspecciones en áreas afectadas por condiciones climáticas .....	52
VI.12 Notificación de posible ruptura .....	53
VI.13 Reparaciones de tuberías .....	54
VI.14 Movimiento de tuberías .....	54
VI.15 Válvulas: Cierre de válvulas en tierra para mitigación de rupturas .....	54
VI.16 Capacidades de las válvulas.....	55

VI.17 Mantenimiento de válvulas.....	57
VI.18 Scraper y esferas.....	58
VI.19 Dispositivos contra sobrepresión y sistemas contra sobrellenado .....	58
VI.20 Equipo contra incendios.....	59
VI.21 Protección contra el fuego.....	59
VI.22 Señalización.....	59
VI.23 Gestión de la sala de control.....	59
VI.24 Desafectación y abandono de instalaciones.....	62
<b>CAPÍTULO VII: CONTROL DE LA CORROSIÓN .....</b>	<b>63</b>
VII.1 Alcance .....	63
VII.2 Definiciones .....	63
VII.3 Calificaciones para los supervisores .....	63
VII.4 Revestimiento para el control de la corrosión externa .....	63
VII.5 Material de recubrimiento.....	64
VII.6 Inspección del revestimiento .....	64
VII.7 Protección catódica.....	65
VII.8 Instalación y mantenimiento de cables de prueba .....	65
VII.9 Partes expuestas de las tuberías enterradas .....	65
VII.10 Idoneidad de la protección catódica .....	66
VII.11 Monitoreo de la protección catódica .....	66
VII.12 Aislaciones: inspecciones, pruebas y protecciones .....	66
VII.13 Corrientes de interferencia .....	67
VII.14 Mitigación de corrosión interna (Inhibidores) .....	67
VII.15 Monitoreo del control de la corrosión atmosférica .....	67
VII.16 Metodologías de evaluación directa .....	67
VII.17 Información sobre control de corrosión .....	68
VII.18 Requerimientos para la protección catódica.....	69
<b>CAPÍTULO VIII PLAN DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD .....</b>	<b>69</b>
VIII.1 Objetivo.....	69
VIII.1.1 Evaluación de integridad .....	69
VIII.1.2 Elementos del plan de gerenciamiento de integridad (PGI) .....	69
VIII.1.3 Requerimientos generales del plan de gerenciamiento de integridad .....	70
VIII.2 Definiciones .....	70
VIII.3 Requerimientos mandatorios del PGI.....	74
VIII.4 Cronograma de entrega de documentación .....	75
VIII.5 Colección e integración de datos .....	77

VIII.5.1 Colectar Datos .....	77
VIII.5.2 Integrar datos.....	77
VIII.6 Análisis de Riesgos (AR).....	77
VIII.6.1 Identificación de las amenazas aplicables .....	77
VIII.6.2 Identificación de Áreas Sensibles (AS) .....	78
VIII.6.3 Segmentación por tramos.....	78
VIII.6.4 Análisis de riesgo básico .....	78
VIII.7 Plan de Inspección (PI) .....	79
VIII.7.1 Evaluación de integridad para cada tramo / Amenaza.....	79
VIII.7.2 Utilización de otra tecnología que no sea inspección interna (II).....	79
VIII.7.3 Desarrollo del Plan de Inspección (PI).....	79
VIII.7.4 Evaluaciones de tuberías .....	80
VIII.8 Plan de Respuesta (PR).....	82
VIII.9 Inspecciones y reparaciones.....	84
VIII.9.1 Realizar inspecciones según el Plan de Inspección (PI) .....	84
VIII.9.2 Resultados de las inspecciones y Verificaciones Directas (VD) .....	84
VIII.9.3 Defectos que no pueden ser reparados por el Plan de Respuesta (PR) ..	84
VIII.10 Base de Datos (BD) .....	85
VIII.10.1 Implementar una Base de Datos e incorporar los datos y resultados .....	85
VIII.10.2 Identificar y/o revisar las Áreas Sensibles (AS).....	85
VIII.10.3 Revisar segmentación .....	85
VIII.11 Implementar un método de análisis de riesgo (AR) y calcular riesgo.....	85
VIII.12 Plan de colección y mejora de datos .....	87
VIII.12.1 Actualizar Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD) .....	87
VIII.12.2 Estudiar e implementar las (APyMA) para tramos ubicados en (AS) .....	87
VIII.12.3 Determinar el / los métodos de reinspección .....	88
VIII.12.4 Tramo que pueda ser Inspeccionado en un lapso mayor a 5 años .....	88
VIII.12.5 Actualizar el Plan de Inspección (PI) .....	88
VIII.13 Indicadores de gestión .....	88
VIII.13.1 Indicadores mandatorios.....	88
VIII.13.2 Indicadores adicionales .....	93
ANEXO 1 .....	93
A1 – 1 Introducción .....	93
ANEXO 2: INF. PRELIMINAR Y FINAL DE DERRAME, FUGA O ROTURA.....	94
A2 – 1 Introducción .....	94
A2 – 2 Informe preliminar y final de derrame, fuga o rotura .....	94

A2 – 3 Elementos mínimos a incluir en el informe preliminar.....	95
A2 – 4 Elementos del Informe Final de derrame, fuga o rotura.....	95
A2-4.1 Resumen Ejecutivo .....	95
A2-4.2 Consideraciones Especiales.....	96
A2-4.3 Planilla Informe Final de Accidente o Incidente .....	96
A2 – 5 SOPORTE .....	96
PLANILLA INFORME PRELIMINAR.....	96
PLANILLA INFORME FINAL (ACCIDENTE O INCIDENTES) .....	97
ANEXO N: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR EXCAVACIONES .....	105
N1 – Alcance.....	105
N2 - Generalidades .....	105
N3 – Programa de prevención de daños (PPD).....	106
N4 - Métodos de información a las entidades respecto al PPD .....	106
N5 - Información a comunicar.....	107
ANEXO P: DESAFECTACIÓN Y ABANDONO DE TUBERÍA .....	108
P1 - Desafectación.....	108
P2 - Abandono .....	108

## **PREFACIO**

El presente Reglamento Técnico sustentado en estándares internacionales y en las mejores prácticas de la industria, tiene por objetivo incrementar el nivel de seguridad y la protección ambiental en la operación de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías, constituido por oleoductos, poliductos y/o cualquier otra instalación permanente y fija para el transporte, carga, descarga, despacho, infraestructura de captación, de compresión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos.

A tal fin, se establecen los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los titulares de una concesión o autorización de transporte, otorgada en los términos dispuestos en la Sección 4° de la Ley N° 17.319 y sus modificatorias, en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías e instalaciones complementarias a dichos sistemas.

En tal sentido, para el presente Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos (en adelante RTHL), se ha determinado como estándar normativo principal, el Código ASME B31.4 —Sistemas de Transporte por Tuberías de Líquidos y Lodos, edición 2022, de la American Society of Mechanical Engineers (ASME por sus siglas en inglés) y se han adoptado recomendaciones del Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos de América (CFR, por sus siglas en inglés).

Adicionalmente, se considera el mismo marco normativo para líquidos peligrosos que pudieran ser transportados por tuberías bajo las mismas condiciones de integridad y seguridad ambiental.

El RTHL establece condiciones para diseño, trazado de la tubería, control de la corrosión y gerenciamiento de integridad de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías.

Se aplicarán estas disposiciones a las tuberías interjurisdiccionales que atraviesen dos o más provincias, y/o que exporten o importen Petróleo Crudo en especificación comercial, cualquiera de sus derivados y los derivados del Gas Natural, que se encuentren clasificados como fluidos categoría A o B.

En todos los casos el alcance se refiere a sistemas de tuberías instaladas en tierra o aéreas.

## **INTRODUCCIÓN**

El RTHL adopta como mandatorias las prescripciones contenidas en el Código ASME B31.4 edición 2022.

El capítulo IX de dicho Código no se considera dentro del alcance del presente Reglamento ya que en lo referente a las tuberías ubicadas costa afuera, el mismo ha sido reemplazado por la Resolución N° 951 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA de fecha 28 de octubre de 2015 que aprobó el Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos por Tuberías Submarinas.

En este RTHL se establecen los requerimientos mínimos de seguridad en sistemas de transporte, que deberán cumplir los titulares de una concesión o autorización de transporte teniendo en cuenta que el principal objetivo es priorizar la seguridad, por lo que cada operador deberá recurrir a las mejores prácticas de la industria y a los juicios ingenieriles pertinentes que le permitan atender todas las restricciones y problemas que se presenten en cada proyecto en particular.

En los casos de diseño de sistemas nuevos y de modificaciones esenciales, agregados de tramos o re-ruteo en los casos de tramos o secciones de tuberías existentes, se deberá aplicar este RTHL en su totalidad.

Se deja expresamente establecido en este RTHL que:

- Son de aplicación obligatoria las prescripciones del Código ASME B31.4 edición 2022 conjuntamente con las indicaciones regulatorias contenidas en el presente documento.
- Las futuras actualizaciones del Código ASME B31.4 y de todas aquellas normas referenciadas en el presente RTHL, serán automáticamente adoptadas, salvo que contradigan lo prescrito en el mismo, en cuyo caso corresponde adoptar lo dispuesto en este RTHL.
- Se define en este reglamento técnico el marco de aplicación específico de un sistema formal de Gerenciamiento de Integridad de las instalaciones de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías.

Las disposiciones establecidas en el presente RTHL serán de aplicación obligatoria en todos los sistemas existentes en lo referente a procedimientos de operación, inspección y mantenimiento, control de la corrosión y gerenciamiento de integridad.

## **CAPÍTULO I: ALCANCE Y DEFINICIONES**

### **I.1 Alcance**

- a) Están en el alcance de este RTHL las tuberías interjurisdiccionales que crucen dos o más provincias, y/o que exporten o importen Petróleo Crudo en especificación comercial y cualquiera de sus derivados como así también los derivados del gas natural.

- b) Los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías incluidos en el presente Reglamento se detallan en el Gráfico I.21.
- c) Los requisitos de este RTHL son los adecuados para una operación en condiciones normales de presión y temperatura, conforme los estándares de la industria. Las condiciones anormales o inusuales no están incluidas, como así tampoco detalles de ingeniería y construcción. Todos los trabajos realizados en instalaciones alcanzadas por este RTHL, deben estar de acuerdo como mínimo con los estándares de seguridad expresados en el mismo.
- d) El contenido de este RTHL concierne a la seguridad de las personas tal lo expresado precedentemente, pero no pretende suplantar las disposiciones de seguridad industrial aplicable a las diferentes tareas, prácticas y procedimientos de seguridad.
- e) Otras consideraciones:
  - 1) Unidades: En este RTHL se adoptan las unidades establecidas en la Ley N° 19.511 de Metrología (SIMELA), pudiendo indicarse entre paréntesis otras unidades.

Preservación del ambiente: Los operadores que diseñen, construyan, operen, mantengan, desafecten y eventualmente abandonen sistemas de tuberías dedicados al transporte de hidrocarburos líquidos, son responsables y tienen la obligación de cumplimentar el presente RTHL y la Disposición N° 123 de la ex – SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES, de la ex – SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del ex – MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS del 30 de agosto de 2006 o la normativa que la reemplace en el futuro.

### **I.1.1 Autorización de construcción**

Los requisitos informativos que se indican a continuación corresponden a los proyectos a realizarse o ya realizados en el marco de una Autorización de Transporte otorgada en los términos de la Sección 4° de Ley N° 17.319 y sus modificatorias.

El operador responsable de las instalaciones debe cumplir con todas las disposiciones y obligaciones alcanzadas por la presente Resolución en las etapas de construcción, habilitación, puesta en marcha de las instalaciones y operación.

Por otro lado, de llevarse a cabo futuras ampliaciones o modificaciones en el proyecto original, el operador deberá notificar a la Autoridad de Aplicación su intención antes de llevar a cabo cualquier adecuación.

### **I.1.2 Requisitos técnicos informativos**

- a) Requisitos previos al inicio de la obra:
  - 1) Memoria descriptiva técnica del proyecto: ubicación del oleoducto y sus instalaciones de superficie en formato KMZ, materiales constructivos, características del oleoducto y de las instalaciones de superficie (plantas de bombeo, plantas de tratamiento, trampas de scraper, válvulas de bloqueo de línea, unidades de medición, cruces especiales, etc.), presión de diseño y máxima presión admisible de operación (MAPO), volúmenes máximos estimados de transporte, previsiones de futuras ampliaciones o derivaciones a lo largo de la traza del oleoducto;

- 2) Comunicación formal de la designación del Representante Técnico del proyecto para intercambio de comunicaciones con la Autoridad de Aplicación;
  - 3) Composición química del producto transportado;
  - 4) Protocolo de prueba hidráulica;
  - 5) Cronograma de ejecución del proyecto, contemplando del diseño hasta la habilitación y puesta en servicio, el cual deberá actualizarse en caso de modificaciones sustanciales;
  - 6) Declaración Jurada de cumplimiento de la presente norma (basada en ASME B31.4) para el diseño, construcción y operación del ducto.
- b) Durante la etapa de construcción deberá presentarse un informe mensual, con numeración correlativa, donde se detalle el avance de la construcción hasta la conclusión de la misma;
- c) Requisitos durante la obra del oleoducto:
- 1) Comunicación efectiva del comienzo de las obras;
  - 2) Aviso formal de Habilitación de la Obra con al menos diez (10) días hábiles de anticipación.
- d) Requisitos al finalizar la obra
- 1) Acreditar la obtención de la Autorización de Transporte del proyecto;
  - 2) Planos conforme a obra aprobados en copia digital de:
    - i. Diagrama de tuberías e instrumentos (P&ID);
    - ii. Lay out mecánico (tuberías y equipos) de las etapas de bombeo, medición y almacenaje;
    - iii. Planos unifilares de la traza del oleoducto;
    - iv. Planialtimetrías del trazado del oleoducto (Información georreferenciada del oleoducto y sus instalaciones, la cual deberá ser entregada en archivos con formato "shapefile");
    - v. Actas de prueba hidráulica con carta de presión y temperatura;
    - vi. Informe de inspección de caliper instrumentado realizado con posterioridad a la prueba hidráulica;
    - vii. Acta de prueba aislación eléctrica detallada por tramos;
    - viii. Solicitud de autorización de llenado del ducto;
    - ix. Toda documentación que la Autoridad de Aplicación considere necesaria para la habilitación de la obra, se encuentre o no mencionada en esta Resolución, deberá estar disponible a solo requerimiento.
- e) Presentación del acta de comisionado con firma de los responsables técnicos del operador y del contratista.
- f) Requisitos durante la operación y mantenimiento del oleoducto, anualmente antes del 31 de marzo, deberá remitir:
- 1) Manuales de operación y mantenimiento actualizados;
  - 2) Última actualización del Plan de Emergencia;
  - 3) Resumen de las acciones realizadas para la Prevención de Daños;
  - 4) Programa de Gerenciamiento de Integridad y plan de evaluación base actualizados;
  - 5) Listado actualizado de las inspecciones internas efectuadas, incluyendo en cada remisión todas las inspecciones efectuadas desde la habilitación;

- 6) Información detallada de cambios de tramo realizados en el período;
- 7) Estudios de integridad para cada sección de oleoducto, el cual consiste en el establecimiento de las condiciones en que se encuentra el ducto, en referencia al crecimiento de las anomalías detectadas, con el objeto de establecer las reparaciones inmediatas y diseñar el plan de excavaciones para los próximos 5 años (integridad futura). En base a dicho estudio combinado con el análisis de riesgos, el operador debe establecer su plan de mitigación de riesgos y presupuestar los gastos de mantenimiento para los próximos años.
- 8) Protección catódica. Identificación y ubicación precisa de todos sus puntos de medición de potencial, indicando si se trata de kilométricos o describiendo sus singularidades. Valor y fecha de últimos potenciales ON-OFF y potencial natural (o de despolarización) medidos;
- 9) Toda la información debe ser presentada únicamente en formato digital, conforme los requerimientos que figuran en el sitio web de la Autoridad de Aplicación.

## **I.2 Hidrocarburos Líquidos**

Este RTHL establece los requisitos mínimos de seguridad para el diseño, el trazado, el mantenimiento y la integridad de los sistemas de tuberías que transportan hidrocarburos líquidos y otros por tuberías tales como:

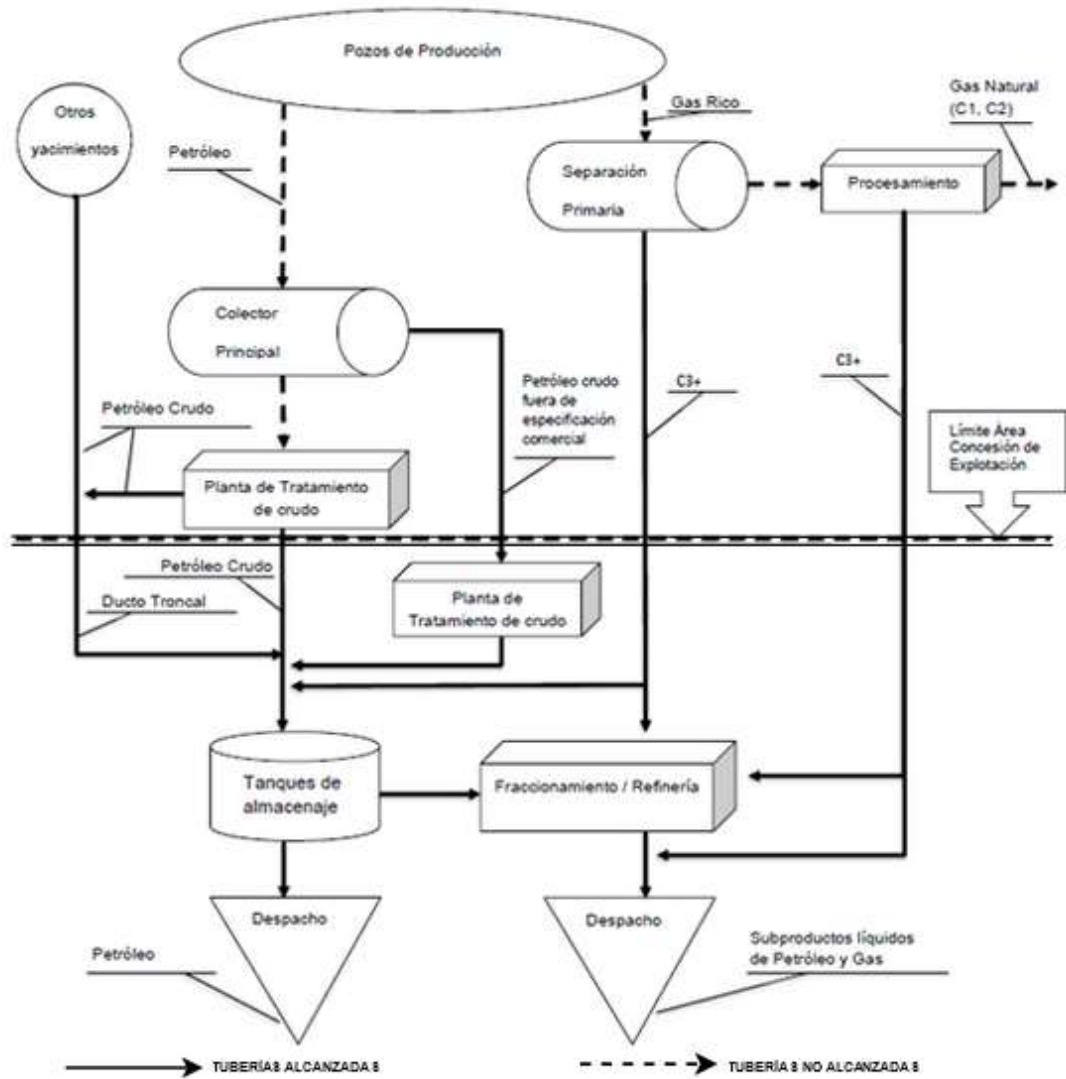
- Petróleo crudo.
- Condensados.
- Gasolina.
- Gas licuado de petróleo.
- Subproductos del petróleo.

Tuberías a las que aplica (ver Gráfico I.2.1), en función de lo establecido en el Capítulo I (tuberías interjurisdiccionales):

- a) Tubería que transporta petróleo en condición comercial, desde una Planta de Tratamiento hasta un Oleoducto Troncal, o hasta una Planta de Almacenaje (de Despacho o de Refinería).
- b) Oleoducto Troncal que recibe la producción de petróleo en condición comercial de varios yacimientos.
- c) Oleoducto que transporta petróleo crudo fuera de especificación comercial desde un colector principal de una Concesión de Explotación hasta una Planta de Tratamiento de Petróleo, ubicada fuera de los límites de dicha Concesión.
- d) Oleoducto entre Planta de Tratamiento y Planta de Almacenaje.
- e) Poliducto desde Refinería a Planta de Almacenaje y/o Despacho.
- f) Oleoducto/poliducto entre Plantas de Almacenaje o de Despacho.
- g) Poliducto que transporta subproductos líquidos desde Plantas de Procesamiento de gas natural a otras Plantas de Fraccionamiento, Almacenaje o Despacho.
- h) Oleoducto/poliducto entre otros puntos de Recepción y Despacho de producto.

- i) Cualquier Oleoducto/poliducto destinado a la exportación o importación.

**Gráfico I.2.1. Detalle de tuberías alcanzadas por el RTHL**



### I.3 Exclusiones del alcance de este RTHL

Quedan excluidas del alcance del presente RTHL las siguientes instalaciones:

- Entubado, tubo o tuberías usados en pozos de petróleo, montajes de bocas de pozos, colectores, separadores de petróleo y gas, tanques de producción de petróleo, otras instalaciones de producción;
- Tuberías internas de plantas de tratamiento de petróleo crudo, de plantas de almacenaje, de procesamiento de gas y refinerías de petróleo;
- Tuberías de transporte y distribución de gas natural;

d) Tuberías de distribución de GLP.

## **I.4 Definiciones**

Algunos de los términos más comunes utilizados en este RTHL están contenidos en el código ASME B31.4; sin embargo, las siguientes definiciones amplían o complementan las que se encuentran en dicho código.

**Accidente:** Suceso imprevisto no controlado que deriva en daños a bienes, servicios, a la producción, al ambiente y/o a las personas.

**Colector principal:** Instalación que recibe petróleo crudo fuera de especificación y lo transporta hasta una planta de tratamiento.

**Condensados:** Mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos que se encuentran en el estado líquido o vaporizado y que son separados por medio de separadores primarios a 15 °C y a 1 atmósfera, se presenta en estado líquido. Tienen una densidad relativa de más de 0,710 y menor de 0,800 (grados °API de 68 a 45) una Presión de Vapor Reid a 37,8 °C no mayor de 103,42 kPa (15 psig) y un punto final de destilación mayor de 200 °C y menor de 400 °C.

**Condiciones anormales:** estado que dura un tiempo limitado en el cual el sistema, como consecuencia de una falla imprevista, se aleja de las condiciones de presión, temperatura, caudal, composición química (o combinaciones de más de una de ellas) para las cuales fue diseñado.

**Controlador:** una persona calificada que monitorea y controla de forma remota las operaciones relacionadas con la seguridad de una instalación de tuberías a través de un sistema SCADA desde una sala de control, y que tiene autoridad operativa y responsabilidad por las funciones operativas remotas de la instalación de tuberías.

**Fluidos Categoría A:** fluidos inflamables en estado líquido a presión y temperatura ambiente. Ejemplos: petróleo crudo, condensado, gasolina, subproductos líquidos del petróleo.

**Fluidos Categoría B:** fluidos inflamables y/o que se presentan como gases a temperatura y presión ambiente, pero son transportados en estado líquido por modificación de las condiciones de presión y temperatura. Ejemplos típicos son los líquidos del gas natural, gas licuado de petróleo.

**Gasolina:** mezcla de hidrocarburos presentes en el gas natural extraído de los yacimientos, separados al estado líquido por medio de operaciones de enfriamiento mecánico o por procesos industriales propios de las plantas de acondicionamiento del gas natural y/o extracción de gas licuado. Se encuentra en estado líquido en condiciones estándar de presión y temperatura (1 atmósfera y 15 °C), el que estabilizado debe tener una Presión de Vapor Reid a 37,8 °C no mayor de 103,42 kPa (15 psig). Tienen una densidad relativa mayor de 0,600 y menor de 0,710 (grados API 104 a 68) y un punto final de destilación mayor de 100 °C y menor de 200 °C.

**Imperfección:** una discontinuidad o irregularidad detectada por un método de inspección.

Incidente: Suceso imprevisto no controlado que puede derivar en daños a bienes, servicios, a la producción y/o al ambiente.

Líquidos de Gas Natural (LGN): mezcla de hidrocarburos compuesta por todos los productos más pesados que el metano contenido en el gas natural. Los componentes predominantes son: Etano, Propano y Butano. Se encuentran en estado gaseoso en condiciones normales de presión y temperatura, pero para facilitar su almacenamiento y transporte, son convertidos a estado líquido, mediante modificaciones de las condiciones de presión y temperatura.

Monitoreo Computarizado de Tuberías (CPM): herramienta de monitoreo basada en software que alerta al despachador del ducto sobre una posible anomalía operativa del ducto que puede ser indicativa de una liberación de materia prima.

Operador: persona física o jurídica responsable de operar un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos.

Petróleo Crudo: mezcla de hidrocarburos líquidos en su estado natural u obtenido por condensación o extracción del gas de yacimiento y que permanece en estado líquido bajo condiciones normales de presión y temperatura. A los efectos de su transporte en sistemas concesionados o autorizados, debe hallarse desalinizada, deshidratada, desgasificada, reposada y estabilizada.

Planta de Tratamiento de Crudo (PTC): instalaciones en las que se trata el petróleo crudo — separándose el agua, gases y sales— hasta alcanzar las condiciones de comercialización.

RTHL: Reglamento de transporte de hidrocarburos líquidos.

Sala de control significa un centro de operaciones atendido por personal encargado de la responsabilidad de monitorear y controlar de forma remota una instalación de tuberías.

Siniestro: daño grave a las personas, el ambiente y/o instalaciones.

Sistema de Tuberías: todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el hidrocarburo líquido es conducido incluyendo tubos, válvulas, accesorios y elementos fijos al tubo, respondiendo a diferentes configuraciones de acuerdo al esquema del Gráfico I.2.1.

Tuberías de Captación: son las destinadas a recolectar los hidrocarburos de los pozos productores hasta el colector principal.

## **CAPÍTULO II: MATERIALES**

### **II.1 Materiales y especificaciones aceptadas**

Son aceptables aquellos materiales metálicos y no metálicos que se encuentren especificados en la Tabla 423.1-1 del Código ASME B 31.4, o que demuestren mediante normas reconocidas internacionalmente o documentación técnica del fabricante que poseen las aptitudes para cumplir con la condición de servicio.

Cada tramo de tubería, válvula o accesorio debe estar marcado de manera visible y permanente hasta su instalación indicando como mínimo:

- a) La especificación de fabricación o norma mediante la cual fue fabricado;
- b) La tensión mínima de fluencia especificada (TFME) o el grado especificado según corresponda;
- c) El diámetro nominal y el espesor de pared; y
- d) El fabricante o su código de fabricación.

El marcado debe realizarse de forma que no dañe la tubería, el componente o su revestimiento y debe permanecer visible hasta su instalación. La falta de marcación identificable inhabilita el uso del componente salvo que el operador pueda acreditar el grado y especificación mediante documentación de fábrica y pruebas de laboratorio.

## II.2 Materiales diferentes del Acero

Se aceptarán materiales plásticos y compuestos que cumplan con alguna de las siguientes normas que se detallan en la Tabla II.2, según el tipo de producto y condición de servicio.

**Tabla II.2 Normas de materiales no metálicos**

Norma	Producto / Aplicación
API 15HR	Tuberías de alta relación resistencia-masa en fibra de vidrio reforzada (RTRP) para servicio en petróleo y gas
API 15LE	Tuberías de polietileno (PE) de baja densidad para servicio en campo petrolero
API 15S	Tuberías de polietileno (PE) de alta densidad (HDPE) para servicio en campo de gas y petróleo
API 15PX	Tuberías de poliéster reforzado con fibra de vidrio (RTRP) para fluidos corrosivos
API 15LR	Tuberías de baja presión de fibra de vidrio reforzada (RTRP)
API 17K	Componentes y accesorios para sistemas flexibles de tuberías en entornos corrosivos
API 5B / API 15S	Sistemas de unión roscada y de extremo liso compatibles con los materiales anteriores

Para la aprobación del uso de un material diferente al acero no listado anteriormente, el operador deberá solicitar autorización a la Autoridad de Aplicación con al menos 180 días de anticipación al inicio de la obra, adjuntando la norma de fabricación, antecedentes de uso en servicios equivalentes y los datos técnicos completos del fabricante. La Autoridad de Aplicación deberá resolver dentro de los 90 días de recibida la documentación completa.

### **II.2.1 Inspección y mantenimiento de sistemas con materiales no metálicos**

Los sistemas de tuberías que incorporen materiales plásticos o compuestos deberán contemplar las siguientes consideraciones:

- a) Las inspecciones, evaluaciones y reparaciones de sistemas de tuberías de materiales plásticos se realizarán aplicando las recomendaciones de la norma ASME PCC-2 (Repair of Pressure Equipment and Piping) en la sección específica para materiales no metálicos y compuestos, en relación con los estándares del fabricante;
- b) Para tuberías de materiales plásticos y compuestos en el transporte, el operador deberá elaborar procedimientos escritos de inspección basados en los lineamientos de la norma API aplicable al material específico (15HR, 15S, 15PX, etc.) y en las recomendaciones del fabricante.
- c) Se deberán establecer programas de monitoreo de degradación específicos para materiales plásticos, que contemplen como mínimo:
  - 1) Inspección visual de la superficie exterior con búsqueda de fisuras, ampollas o deformaciones;
  - 2) Verificación de la integridad de las uniones; y
  - 3) Pruebas de presión a intervalos no mayores a los establecidos en el PGI para cada tramo.

### **II.3 Limitaciones de materiales por temperatura de servicio**

El material para los componentes del sistema deberá seleccionarse de acuerdo con el rango de temperatura de operación esperado, de forma que la tubería mantenga su integridad estructural en todo momento. Se aplicarán las siguientes limitaciones:

- Para servicio a temperaturas inferiores a  $-29^{\circ}\text{C}$  ( $-20^{\circ}\text{F}$ ), deberán utilizarse materiales de acero con tratamiento de impacto según Charpy V-notch a temperatura de diseño, conforme a la sección 423.2.6 de ASME B31.4. Las especificaciones API 5L grado X de baja temperatura son aplicables para estas condiciones.
- Para materiales plásticos, la temperatura máxima de operación estará limitada por la temperatura de deflexión bajo carga del material, con un factor de seguridad no inferior a 1,25, según la norma aplicable.
- Para materiales metálicos sometidos a altas temperaturas (superiores a  $120^{\circ}\text{C}$ ), deberá realizarse un análisis específico de fluencia conforme a los procedimientos del código ASME B31.4.

## **II.4 Materiales en entornos con presencia de H<sub>2</sub>S**

En sistemas que transporten fluidos con contenido de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) que puedan provocar agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC) o agrietamiento inducido por hidrógeno, los materiales metálicos deberán cumplir con los requisitos de la norma NACE MR0175 en su última edición vigente.

En particular, se deberán respetar los límites de dureza, resistencia a la tracción y temperatura de servicio establecidos en dicha norma para el grado de acero seleccionado. El operador deberá documentar el análisis de aptitud para el servicio de los materiales empleados en zonas con concentraciones de H<sub>2</sub>S mayores a 0,0003 MPa de presión parcial.

## **II.5 Materiales para tubería usada**

La utilización de tubería previamente instalada o usada en un sistema de tuberías está sujeta a los requisitos del Artículo III.8 de este Reglamento. En lo que respecta a los materiales, adicionalmente se deberá acreditar:

- La especificación de fabricación original mediante documentación de fábrica o, en su defecto, mediante pruebas de laboratorio que verifiquen el grado del material (prueba de tracción y análisis químico);
- La ausencia de defectos que reduzcan la vida remanente esperada mediante inspección por herramientas de inspección interna (ILI) o evaluación directa previa a la puesta en servicio;
- La historia de servicio del tramo, incluyendo presiones máximas, fluidos transportados e incidentes previos documentados.

## **II.6 Accesorios, válvulas y componentes especiales**

Cada válvula, accesorio y componente especial instalado en el sistema deberá cumplir con las especificaciones aplicables de la Tabla 423.1-1 del Código ASME B31.4 edición 2022. En ausencia de una especificación listada, el fabricante deberá proporcionar certificación de que el componente fue probado a presión en fábrica a un mínimo de 1,5 veces la presión de diseño, con documentación de los materiales empleados y las propiedades mecánicas verificadas.

Las válvulas de línea principal deberán ser del tipo paso pleno y aptas para el pasaje de herramientas de inspección interna, conforme a los requisitos de la Sección III.9, excepto en los casos expresamente exceptuados en este Reglamento.

## **CAPÍTULO III: DISEÑO**

### **III.1 Alcance**

Se prescriben los requisitos mínimos para el trazado de los nuevos sistemas de tuberías, así como para la reubicación, el reemplazo o cualquier otra modificación de los sistemas existentes.

#### **III.1.1 Calificación de componentes de tuberías**

Un componente está calificado para su uso si:

- a) Se puede demostrar mediante una inspección visual del componente limpio que no existe ningún defecto que pueda perjudicar la resistencia o la estanqueidad del componente; y
- b) Si el documento bajo el cual se fabricó el componente tiene requisitos iguales o mayores en:
  - 1) Prueba de presión;
  - 2) Materiales; y
  - 3) Rating de presión y temperatura.

### **III.2 Temperatura de diseño**

El material para los componentes del sistema debe elegirse de acuerdo con la temperatura de trabajo con que se utilizarán los componentes, de modo que la tubería mantenga su integridad estructural.

### **III.3 Variaciones de presión**

Se debe controlar y calcular el bombeo adecuadamente, instalando equipamiento de protección para prevenir que la elevación de presión dañe el sistema de transporte.

Si dentro de un sistema de tuberías se deben conectar dos o más componentes en un lugar donde uno operará a una presión más alta que el otro, el sistema debe diseñarse de manera que cualquier componente que opere a presión más baja no sufra una sobrecarga.

### **III.4 Presión interna de diseño**

- a) La presión de diseño interna de una tubería se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P = (2 S t / D) \times E \times F$$

$P$  = Presión de diseño interna en kPa manométrica.

$S$  = Tensión de Fluencia Mínima Especificada en kPa

$t$  = Espesor nominal de la pared de la tubería en milímetros.

$D$  = Diámetro exterior nominal de la tubería en milímetros

$E$  = Factor de junta de costura determinado de acuerdo con el cuadro de esta sección.

$F$  = Factor de diseño de 0,72<sup>1</sup>

b) La tensión de fluencia que debe utilizarse para determinar la presión interna de diseño de acuerdo con esta sección es la tensión de fluencia mínima especificada. Si se desconoce dicho límite se deberá utilizar en la fórmula de diseño uno de los siguientes:

1) Prueba de tracción

i. Se determinará realizando todas las pruebas de tracción de la especificación API 5L en muestras seleccionadas al azar con la siguiente cantidad de pruebas:

**Tabla III.4.1 Prueba de tracción para tubos**

Tamaño de la tubería	Número de pruebas
Diámetro inferior a 6" (168 mm)	Una prueba por cada 200 tubos
Diámetro 6" a 12" (168 mm a 305 mm)	Una prueba por cada 100 tubos
Diámetro mayor a 12" pulgadas (305 mm)	Una prueba por cada 50 tubos

ii. Si la relación de fluencia-tracción promedio supera 0,85, el límite elástico se considerará de 165.474 kPa (24.000 psi). Si la relación de fluencia-tracción promedio es igual o inferior a 0,85, el límite elástico de la tubería se considerará el menor de los siguientes:

- A. 80% de la tensión media de fluencia determinada por los ensayos de tracción; o
- B. La tensión de fluencia más baja determinada por las pruebas de tracción.

2) Si la tubería no se prueba a tracción según lo dispuesto en el ítem b, el límite elástico se tomará como 165.474 kPa (24.000 psi).

c) Si no se conoce el espesor nominal de pared que se utilizará para determinar la presión interna de diseño, se determinará midiendo el espesor de cada pieza de tubería en cuatro puntos en un extremo. Sin embargo, si la tubería es de grado, tamaño y espesor uniformes, solo se necesitará medir 10 tubos individuales o el 5 por ciento de todas las longitudes, lo que sea mayor. El espesor de las longitudes que no se midan debe verificarse aplicando un calibre ajustado al espesor mínimo encontrado por la medición. El espesor nominal de pared que se utilizará es el espesor de pared encontrado en las especificaciones comerciales que esté por debajo del promedio de todas las mediciones tomadas. Sin embargo, el espesor nominal de pared no puede ser más de 1,14 veces la medición más pequeña tomada en tubos que tenga menos de 20 pulgadas (508 mm) de diámetro exterior nominal, ni más de 1,11 veces la

<sup>1</sup> Considerar los valores establecidos en las Tablas III.4.3 y III.4.4

medición más pequeña tomada en tubos de 20 pulgadas (508 mm) o más de diámetro exterior nominal.

- d) El espesor mínimo de pared de la tubería no podrá ser inferior al 87,5 % del valor utilizado para el espesor nominal de pared al determinar la presión de diseño interna conforme al inciso a) de esta sección. Además, deberán considerarse las cargas y presiones externas previstas que actúen simultáneamente con la presión interna. Una vez determinada la presión de diseño interna, el espesor nominal de pared deberá incrementarse según sea necesario para compensar dichas cargas y presiones simultáneas.
- e) El factor de junta de costura para las siguientes normas es:

**Tabla III.4.2 Factor de junta de costura para distintas especificaciones de acero**

Especificación	Clase de tubería	Factor de junta de costura
ASTM A53/A53M	Sin costura	1
	Soldadura por resistencia eléctrica	1
	Soldadura traslapada en horno	0,8
	Soldadura a tope en horno	0,6
ASTM A106/A106M	Sin costura	1
ASTM A333/A333M	Sin costura	1
	Soldado	1
ASTM A381	Soldadura por doble arco sumergido	1
ASTM A671/A671M	Soldadura por fusión eléctrica	1
ASTM A672/A672M	Soldadura por fusión eléctrica	1
ASTM A691/A691M	Soldadura por fusión eléctrica	1
Especificación API 5L	Sin costura	1
	Soldadura por resistencia eléctrica	1
	Soldadura eléctrica por flash	1
	Soldadura por arco sumergido	1
	Soldadura traslapada en horno	0,8
	Soldadura a tope en horno	0,6

- f) Criterios para el Cálculo de Espesor de Pared de tubería y Valores Admisibles

Para juntas soldadas se modificará el valor de diseño único 0,72 del código ASME B31.4 por el factor de diseño variable F. Según corresponda de las Tablas de Factores de Diseño: Tablas III.4.3 y III.4.4

**Tabla III.4.3 Factor de diseño para fluidos Categoría A (no distingue clase de trazado)**

Ubicación	Factor de Diseño
Ruta general (a través de campo)	0,72
Cruces e invasiones paralelas sobre caminos menores	0,72
Rutas, FFCC, canales, ríos, defensa de diques y lagos sin caño camisa	0,6
Cruces de áreas naturales protegidas o de sensibilidad particular	0,6
Trampas de lanzamiento de scraper	0,5
Tubería de acometida a plantas de proceso y terminales <sup>1</sup>	0,5
Construcciones especiales (prefabricados) y caños sobre puentes <sup>2</sup>	0,5

**Tabla III.4.4 Factor de diseño para fluidos Categoría B según clase de trazado**

Ubicación \ Clase de Trazado	1	2	3	4
Que atraviesa clase	0,72	0,6	0,5	30,4
Cruces y traza paralela que invade:				
a) Caminos menores	0,72	0,6	0,5	0,4
b) Rutas, FFCC, canales, ríos y cruces de agua	0,6	0,6	0,5	0,4
Cruces por áreas naturales protegidas o de sensibilidad particular	0,6	0,6	0,5	0,4
Trampas de lanzamiento de scraper	0,5	0,5	0,4	0,4
Tubería de acometida a plantas de proceso y terminales <sup>1</sup>	0,5	0,5	0,4	0,4
Construcciones especiales (prefabricados) y caños sobre puentes <sup>2</sup>	0,5	0,5	0,4	0,4

### III.5 Presión externa

Cualquier presión externa que se ejercerá sobre la tubería debe tenerse en cuenta al diseñar un sistema de tuberías.

### III.6 Cargas externas

Al diseñar un sistema de tuberías, se deben considerar las cargas externas posibles (p. ej., terremotos, vibraciones, expansión y contracción térmica).

<sup>1</sup> deberá utilizarse el factor correspondiente 200 m antes del punto que implica el cambio de clase de trazado y 200 m después.

<sup>2</sup> deberá adicionarse válvulas en los extremos del cruce.

La tubería y otros componentes deben estar soportados de forma que no generen tensiones localizadas excesivas. Al diseñar las fijaciones a la tubería, se debe calcular y compensar la tensión añadida a la pared de la tubería.

Adicionalmente se deberá realizar un estudio específico de riesgo hídrico que contemple el comportamiento de cuerpos de agua, inundaciones, escurrimientos y alteraciones históricas, con el fin de garantizar la integridad y seguridad ambiental del trazado.

Particularmente se detallan las siguientes consideraciones:

- a) Sismos: Al respecto, el profesional responsable calculará las tensiones compuestas de un sismo, teniendo en cuenta la acción conjunta de las tensiones longitudinales, circunferenciales y del esfuerzo de corte sobre la tubería. El factor de utilización, relación entre la tensión compuesta y la TFME (Tensión de Fluencia Mínima Especificada), debe ser menor que el 95%. Debe consultarse y aplicarse, en lo que corresponde, las normas, las clasificaciones, y los planos del Instituto Nacional de Prevención Sísmica (INPRES).
- b) Cargas de Viento: En el diseño de tuberías suspendidas deben adoptarse previsiones para soportar el efecto de la carga de viento, al respecto deben tomarse en primera instancia, las normas del Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para Obras Civiles (CIRSOC), pudiéndose aplicar cualquier otra norma que resulte más estricta.
- c) Olas y Corrientes: En el diseño de tuberías que cruzan cursos de agua (lagunas, arroyos, ríos, canales) deben adoptarse precauciones para evitar los efectos de las olas y las corrientes. Se deberá considerar en el caso de ríos de llanura, el cauce actual y el cauce histórico, para determinar el ancho del cruce. En ríos de montaña se deberán considerar los efectos de arrastre de sólidos y los cambios de densidad correspondientes. En las zonas inundables -estacionales o permanentes- se preverá el contrapeso de la tubería.
- d) Por circulación de equipos pesados: se deberá verificar las tensiones en la tubería debido a las cargas externas por la circulación de vehículos y maquinaria pesada, considerando los efectos de cargas estáticas, dinámicas y vibraciones inducidas sobre la tubería, especialmente en cruces viales, accesos y zonas industriales, verificando que las tensiones resultantes combinadas no superen los límites admisibles y adoptando medidas de protección cuando corresponda.

### **III.7 Tuberías**

Cualquier tubo instalado en un sistema de tuberías debe cumplir con lo siguiente:

- a) La tubería debe ser un material que sea capaz de soportar las presiones internas y las cargas y presiones externas previstas para el sistema de tuberías.
- b) La tubería debe fabricarse de acuerdo con una especificación escrita que establezca los requisitos químicos para el acero de la tubería y las pruebas mecánicas para que la tubería sea adecuada para el uso previsto.

### **III.8 Tubería usada**

Cualquier tubería usada instalada en un sistema de tuberías debe cumplir con lo previsto para a) y b) de III.7 y lo siguiente:

- a) La tubería debe cumplir con una especificación conocida y el factor de junta debe determinarse según el inciso e) y f) del punto III.4. Si no se conoce la tensión mínima de fluencia especificada o el espesor de la pared, se determinará de acuerdo con el inciso b) o c) del punto III.4, según corresponda.
- b) No debe poseer:
  - 1) Arrugas, grietas, ranuras, hendiduras, abolladuras u otros defectos superficiales que excedan la profundidad máxima de dicho defecto permitida por la especificación según la cual se fabricó la tubería; o
  - 2) Áreas corroídas donde el espesor de pared restante es menor que el espesor mínimo requerido por las tolerancias en la especificación con la que se fabricó la tubería.

### **III.9 Válvulas**

Cada válvula instalada en un sistema de tuberías debe cumplir con lo siguiente:

- a) Los materiales sometidos a la presión interna del sistema de tuberías, incluidos los extremos soldados y bridados, deben ser compatibles con la tubería o los accesorios a los que está conectada la válvula;
- b) Cada válvula debe ser sometida a pruebas hidrostáticas en la carcasa y en el asiento, sin presentar fugas, según los requisitos establecidos en la Sección 11 de la especificación API 6D;
- c) Cada válvula debe estar equipada con un medio para indicar claramente la posición de la válvula (abierta, cerrada, etc.);
- d) Cada válvula debe estar marcada en el cuerpo o en la placa de identificación, con al menos lo siguiente:
  - 1) Nombre o marca registrada del fabricante;
  - 2) Designación de clase o presión máxima de trabajo a la que puede estar sometida la válvula;
  - 3) Designación del material del cuerpo (el material de conexión del final, si se utiliza más de un tipo);
  - 4) Tamaño nominal de la válvula.

### **III.10 Accesorios**

- a) Los accesorios de soldadura a tope deben cumplir con los requisitos de marcado, preparación de extremos y resistencia a la rotura de ASME/ANSI B16.9 o MSS SP-75;
- b) No puede haber arrugas, abolladuras, grietas, ranuras ni otros defectos que puedan reducir la resistencia del mismo;

- c) El accesorio debe ser adecuado para el servicio previsto y tener al menos la misma resistencia que la tubería.

### **III.11 Inspección de las tuberías con herramientas inteligentes**

- a) Cada nueva tubería que se instale, o cada vez que se reemplace una sección de tubería, válvula, accesorio u otro componente, debe diseñarse y construirse para permitir el pasaje de las herramientas de inspección interna, de acuerdo con la norma NACE SP0102.
- b) Esta sección no se aplica a:
  - 1) Colectores;
  - 2) Tubería de instalaciones tales como estaciones de bombeo, estaciones de medición o regulación de presión;
  - 3) Tubería asociada a parque de tanques u otras instalaciones de almacenamiento;
  - 4) Diámetros tales que la inspección interna no está disponible comercialmente.

### **III.12 Conexiones de derivación**

Cada sistema de tuberías debe diseñarse de manera que la adición de cualquier conexión de ramal no reduzca la resistencia del sistema de tuberías.

### **III.13 Cierres**

Cada cierre que se instale en un sistema de tuberías debe cumplir con el Código de calderas y recipientes a presión ASME de 2007 (BPVC) (Sección VIII, División 1) y debe tener clasificaciones de presión y temperatura al menos iguales a las de la tubería a la que está conectado el cierre.

### **III.14 Conexión de brida**

Cada componente de una conexión de brida debe ser compatible con los demás componentes y ser adecuada para el servicio.

### **III.15 Tuberías de estaciones de bombeo**

Toda tubería que se instale en una estación de bombeo que esté sujeta a la presión del sistema debe cumplir con los requisitos aplicables de este capítulo.

### **III.16 Conjuntos fabricados**

Cada conjunto fabricado que se instale en un sistema de tuberías debe cumplir con los requisitos aplicables de este capítulo.

### **III.17 Detección de fugas**

Cada tubería debe tener un sistema para detectar fugas. El operador debe evaluar la capacidad de su sistema de detección de fugas para proteger al público, la propiedad y el medio ambiente, y modificarlo según sea necesario. Como mínimo, la evaluación del operador debe considerar los siguientes factores: longitud y diámetro del sistema de tuberías, tipo de producto transportado, rapidez en la detección de fugas, y ubicación del personal de respuesta más cercano;

Sistemas de detección de fugas (CPM): Los sistemas de detección de fugas de monitoreo computarizado de tuberías debe diseñarse de acuerdo con los requisitos de la sección 4.2 de API RP 1130, en cuanto a operación, mantenimiento, pruebas, registro y capacitación.

## **CAPÍTULO IV: CONSTRUCCIÓN**

### **IV.1 Alcance**

Se establecen los requisitos mínimos para la construcción de nuevos sistemas de tuberías, así como para la reubicación, el reemplazo o cualquier otra modificación de los sistemas de tuberías existentes.

### **IV.2 Cumplimiento de especificaciones o normas**

Cada sistema de tuberías debe construirse de acuerdo con especificaciones o normas escritas completas que sean consistentes con los requisitos de esta Resolución.

### **IV.3 Inspección general**

Se debe realizar una inspección para garantizar que la instalación de los sistemas de tuberías cumpla con los requisitos explicitados. El personal que realice la inspección deberá estar capacitado y calificado en la fase de construcción que inspeccionará. Un operador no deberá utilizar el mismo personal para realizar una inspección si este realizó la tarea de construcción. Nada de lo aquí dispuesto prohíbe al operador inspeccionar las tareas de construcción con personal que participe de otras tareas de construcción.

### **IV.4 Inspección de materiales**

- a) La inspección debe asegurar que todo el trabajo se realice conforme a las especificaciones del operador y a las normas que sean de aplicación, tanto en el ámbito internacional como local.

El inspector debe estar autorizado para ordenar reparaciones, remociones y reemplazos de cualquier componente que no conforme los requisitos mencionados en el párrafo anterior.

El operador debe reunir y conservar todos los registros necesarios que documenten las modificaciones efectuadas, que deben contar con su conocimiento y aval.

- b) Todo tramo de tubo y de otros componentes, deben ser inspeccionados visualmente en el sitio de instalación, como mínimo, para asegurar que no hayan sufrido ningún daño visible que pudiera afectar su grado de eficiencia.

Se deberá tener en cuenta:

- 1) Las inspecciones para localizar arañazos o estrías inadecuadas deben efectuarse antes del revestimiento, cuando se hace en obra, y durante las operaciones de bajada y tapada en todos los casos;
- 2) Los desgarramientos y defectos del revestimiento de protección deben ser cuidadosamente examinados antes de repararlos, determinando siempre si el material base fue también dañado;
- 3) Todas las reparaciones, reposiciones y modificaciones se inspeccionarán antes de ser cubiertas;
- 4) Para otros materiales distintos al acero, son válidos los conceptos anteriormente vertidos. La inspección deberá prestar principal atención durante la construcción, entre otras cosas a detectar cortes, ranuras, raspones, deformaciones e imperfecciones.

No se podrá instalar ninguna tubería u otro componente en un sistema de tuberías a menos que haya sido inspeccionado visualmente en el lugar de instalación para garantizar que no esté dañado de una manera que pueda perjudicar su resistencia o reducir su capacidad de servicio.

#### **IV.5 Transporte de tubos**

Deberá garantizarse que los medios de transporte sean aptos para el transporte de tuberías y la carga se asegure con cuñas, apoyos longitudinales y sistemas de amarre certificados. El traslado deberá contar con sistemas de monitoreo (GPS, sensores de vibración e impacto) para control de condiciones durante el tránsito.

Asimismo, deberá realizarse un análisis de riesgo por tramo que contemple planes de contingencia ante incidentes.

En puertos y áreas de acopio deberá contarse con equipos de izaje certificados para cargas tubulares, utilización de eslingas, perchas y accesorios que no afecten las características estructurales de los caños. Deberá considerarse protección anticorrosiva adicional para transporte marítimo y control de condiciones ambientales durante la navegación.

En virtud del medio de transporte se establecen las siguientes condiciones:

- a) Ferrocarril  
En una tubería que operará con una tensión circunferencial del 20 % o más de la tensión mínima de fluencia especificada (TMFE), el operador no podrá utilizar tuberías con una relación diámetro exterior/espesor de pared de 70 a 1 o más, transportadas por ferrocarril, a menos que el transporte se realice de acuerdo con la norma API RP 5L1.
- b) Buque o barcaza  
En una tubería que operará con una tensión circunferencial del 20 % o más de la tensión mínima de fluencia especificada (TMFE), el operador no podrá utilizar

tuberías con una relación diámetro exterior/espesor de pared de 70 a 1 o más, transportadas por barco o barcaza, tanto en vías navegables interiores como marítimas, a menos que el transporte se realice de conformidad con la norma API RP 5LW.

c) Camión

En una tubería que operará con una tensión circunferencial del 20 % o más de la tensión mínima de fluencia especificada (TMFE), el operador no podrá utilizar tuberías con una relación diámetro exterior/espesor de pared de 70 a 1 o más, transportadas por camión, a menos que el transporte se realice de acuerdo con la norma API RP 5LT.

## **IV.6 Soldadura de soportes y tirantes**

Los soportes o tirantes no se podrán soldar directamente a tuberías.

## **IV.7 Ubicación de la tubería**

El trazado de las tuberías debe seleccionarse de manera que evite, en la medida de lo posible, áreas que contengan viviendas privadas, edificios industriales y lugares de reunión pública.

Se debe seleccionar la traza de manera de minimizar la posibilidad de riesgo asociado con la morfología y comportamiento del terreno, la existencia de accidentes geográficos significativos, la posible falla de la instalación y el consecuente daño ambiental, considerando el futuro desarrollo urbano e industria.

Se debe efectuar una detallada evaluación de las condiciones planialtimétricas del lugar, estudiar el escurrimiento de las vías de agua existentes y sus alteraciones históricas, priorizar los tendidos que corran paralelos a caminos, vías férreas o picadas existentes evaluando la posibilidad de efectuar el tendido en la zona de influencia (zona de camino o ferrocarril), garantizando la accesibilidad permanente durante la construcción y después, durante la operación y el mantenimiento, a cualquier punto de la tubería.

### **IV.7.1 Categorización de productos transportados**

El producto a ser transportado debe ser clasificado en una de las dos categorías de acuerdo al potencial de peligrosidad que presenta frente a la seguridad pública y el ambiente.

Los fluidos categoría A hacen referencia a fluidos inflamables en estado líquido a presión y temperatura ambiente.

Los fluidos categoría B son fluidos inflamables que se presentan como gases a temperatura y presión ambiente, pero son transportados en estado líquido por modificación de las condiciones de presión y temperatura.

### **IV.7.2 Clases de trazado**

La unidad de clase de trazado es una superficie que se extiende 200 metros a cada lado del eje longitudinal de un tramo continuo de un sistema de tubería de 1.600 metros.

Excepto lo previsto en los párrafos de c) 2) y e) de esta sección, la clase de trazado queda determinada por la cantidad de edificios dentro de la unidad de clase de trazado.

Para los propósitos de esta sección, cada unidad de vivienda, en un edificio de múltiples viviendas, deberá ser contada como un edificio separado destinado a ocupación humana.

a) Clase 1 de trazado

Corresponde a la unidad de clase de trazado que contiene 10 o menos unidades de vivienda destinadas a ocupación humana. Dentro de la Clase 1, se considera una sub-clase denominada Clase 1 - División 1, que corresponde a la unidad de clase de trazado que no contiene unidades de vivienda y caracteriza a superficies o áreas de campos destinados a pastoreo o labranza, aledañas a áreas de explotación de hidrocarburos sin ocupación humana.

b) Clase 2 de trazado

Corresponde a la unidad de clase de trazado que tiene más de 10, pero menos de 46 unidades de vivienda destinadas a ocupación humana.

c) Clase 3 de trazado

Corresponde a:

- 1) Cualquier unidad de clase de trazado que contiene 46 o más unidades de vivienda destinadas a ocupación humana; o
- 2) Una zona donde la tubería está colocada dentro de los 100 metros de cualquiera de los siguientes casos:
  - i) Un edificio que es ocupado por 20 o más personas durante el uso normal;
  - ii) Un área pequeña, abierta, definida, que es ocupada por 20 o más personas durante el uso normal, tales como un campo de deportes o juegos, una zona de recreación, teatros al aire libre, u otros lugares de reunión pública.

d) Clase 4 de trazado

Corresponde a la unidad de Clase de trazado donde predominan edificios, con cuatro o más pisos sobre el nivel de terreno.

e) Los límites de las clases de trazado determinadas de acuerdo con los párrafos a) hasta d) de esta sección deben ser ajustados como se indica a continuación:

- 1) Una clase 4 de trazado finaliza a 200 metros del edificio más próximo de cuatro o más pisos sobre el nivel del terreno.
- 2) Cuando un grupo de edificios destinados a ocupación humana requiere una Clase 3 de trazado, ésta finalizará a 200 metros de los edificios más próximos del grupo.
- 3) Cuando un grupo de edificios destinados a ocupación humana requiere una Clase 2 de trazado, ésta finalizará a 200 metros de los edificios más próximos del grupo.

### **IV.7.3 Distanciamientos a tuberías**

Para Fluidos Categoría A, ninguna tubería puede ser colocada dentro de los 7,5 metros de una tubería existente, construcción privada, instalación industrial o pública. En caso

que inevitablemente la tubería deba pasar a una distancia menor a la prescrita en este RTHL, el operador deberá proveer medidas de protección adicionales que aseguren la

FLUIDOS CATEGORÍA A Y B			
	Desde la pared de tubería – Hasta	Ø Hasta 6"	Ø Mayores a 6"
Cualquier trazado	Límite Zona de cultivos	7,5	7,5
Cualquier MAPO	Tuberías paralelas	0,3	1 m más ½ diámetro
Cualquier MAPO	Tuberías paralelas en cruces de ríos	1	1 m más ½ diámetro
Cualquier MAPO	Limites planta de bombeo	7,5	10
Válvulas de bloqueo in-out	Plantas de bombeo, playa de tanques y terminales <sup>1</sup>	10	10
Cualquier clase de trazado	Líneas de AT aéreas <sup>2</sup> (mayor 65KV)	5	10
	Líneas de AT y MT subterráneas (6,6 KV a 65 KV) <sup>2</sup>	0,5 cada 10KV (mínimo 10 m)	1 cada 10 KV (mínimo 10 m)
	Línea de MT subterránea	1	1
	Puesta a tierra de AT	0,5 cada 10KV (mínimo 10 m)	1 cada 10 KV (mínimo 10 m)

integridad del sistema y contar con la autorización fehaciente de la Autoridad de Aplicación.

Las distancias de seguridad se corresponden con las distancias mínimas (en m) de pared de la tubería al límite indicado en la Tabla que sigue.

**Tabla IV.7.3.1 Distanciamientos desde la tubería**

**Tabla IV.7.3.2 Distanciamientos desde la tubería por clase de trazado**

FLUIDOS CATEGORÍA B			
	Desde la pared de tubería – Hasta	Ø Hasta 6"	Ø Mayores a 6"

<sup>1</sup> Las válvulas deben ubicarse bajo tierra, preferentemente en cámaras. De acuerdo con el estudio de riesgo que efectúe el operador, las válvulas pueden requerir ser telecomandadas además de ser operables manualmente

<sup>2</sup> En todos los casos es importante determinar la influencia de la inducción sobre la tubería y mitigar de manera que no tenga influencia negativa sobre su integridad (NACE RP0177). Las distancias se miden entre la pared de la línea de transporte a los límites de la servidumbre o a la proyección de la línea AT en su movimiento pendular correspondiente a la hipótesis de viento máximo, sobre el suelo, lo que resulte más exigente.

Trazado clase 1 y 2	Líneas de edificación y <sup>1</sup>	10	15
Trazado clase 3	Líneas de edificación y <sup>3</sup>	10	15
Trazado clase 4	Líneas de edificación y <sup>3</sup>	10	15

En la Tabla **IV.7.3.1** figuran las distancias mínimas desde la pared de la tubería al límite de la propiedad donde se pueda construir un edificio, normalmente habitable, para sistemas de tuberías que son diseñadas, construidas y mantenidas conforme a los requerimientos de este RTHL.

El estudio de la ruta de la traza de la tubería será el resultado de un análisis de riesgo, como parte de una evaluación pre operativa de seguridad.

#### **IV.8 Protección extra o sobreprotección**

El diseño de una tubería puede requerir una protección adicional para prevenir daños provenientes de condiciones inusuales.

La típica sobreprotección puede provenir de una o de una combinación de algunas de las siguientes medidas:

- a) incremento del espesor de la pared del tubo;
- b) protección adicional encima del tubo;
- c) aplicación al tubo de un revestimiento de hormigón u otro producto similar;
- d) utilización de un revestimiento de mayor espesor para mejorar la eficiencia del sistema de protección catódica;
- e) incremento de la tapada;
- f) utilización de mayor cantidad de mojoneros y cartelería de advertencia según norma IRAM N°3967 o cualquier actualización de esta;
- g) protección de la tubería aérea de la acción de impactos diversos.

---

<sup>1</sup> En casos especiales estas distancias podrán reducirse mediante un análisis de riesgos que permita determinar las medidas mitigadoras adicionales que compensen la falta de distanciamiento.

AT: alta tensión. MT: media tensión.

## **IV.9 Requerimientos de construcción**

Elegida la traza definitiva entre las posibles, el profesional responsable debe identificar a los propietarios y superficiarios para gestionar los permisos de paso correspondientes de acuerdo a la normativa vigente.

Debe minimizar las molestias y daños inevitables, brindando la máxima seguridad a la población.

## **IV.10 Estudio y estaqueado o marcado**

Una vez elegida la traza definitiva, y antes de iniciar el zanjeo en la pista de trabajo se estaqueará toda la línea indicando las progresivas kilométricas, el inicio y el final de las curvas horizontales y verticales, de los cruces especiales (ríos, carreteras y vías férreas), y de cualquier otro accidente topográfico que exija un tratamiento constructivo especial.

Si las instalaciones atravesaran ríos o lagunas, deberá gestionarse ante la Autoridad Marítima responsable la marcación de la traza en las cartas náuticas.

Se utilizarán todos los medios necesarios, durante la construcción, para advertir a las embarcaciones de la existencia de tuberías de refulado, barcos de tendido, dragas, remolcadores, etc.

## **IV.11 Zanjeo**

Antes de iniciar el zanjeo el constructor debe contar con toda la documentación necesaria que lo autorice a ingresar a los inmuebles para iniciar posteriormente, a través de los métodos de la mecánica de suelos, la determinación de las características de los mismos y sus propiedades principales a lo largo de toda la traza (límites de Atterberg, resistividades, consolidaciones, durezas, niveles de las napas freáticas, etc.)

Una vez reunida la información necesaria, seleccionará los métodos de zanjeo y el ancho de la pista de trabajo, que deberá ser el menor posible.

Se obtendrá la profundidad necesaria de la zanja, de manera de asegurar la tapada exigida, en forma progresiva, de manera tal de lograr el curvado vertical de la tubería naturalmente.

En ningún caso se forzará el tendido de la tubería, respetando siempre los radios de curvado mínimo del punto IV.12 del presente RTHL.

La profundidad de la zanja debe ser adecuada para la ubicación de la tubería de acuerdo a las características del terreno, y a las sobrecargas impuestas por los cruces de rutas y caminos, ferrocarriles y demás circunstancias existentes.

En los sectores donde se produzcan cruces con otras instalaciones, deberán realizarse estudios técnicos actualizados que permitan identificar tuberías enterradas u otras

interferencias, con el objeto de prevenir incidentes durante la ejecución, operación o mantenimiento.

#### **IV.12 Curvado de tuberías**

- a) La tubería no debe tener dobleces con arrugas.
- b) Cada curva realizada en campo debe cumplir con lo siguiente:
  - 1) Ninguna curva debe afectar la capacidad de la tubería;
  - 2) Cada curva debe tener un contorno suave y estar libre de pandeo, grietas o cualquier otro daño mecánico.
  - 3) En tuberías que contengan una soldadura longitudinal, la soldadura longitudinal debe estar lo más cerca posible del eje neutro de la curva, a menos que:
    - i) La curva se realice con un mandril de curvado interno; o
    - ii) La tubería tiene un diámetro exterior nominal de 12 pulgadas (305 mm) o menos o tiene una relación diámetro-espesor de pared menor a 70.
- c) Cada soldadura circunferencial ubicada en un lugar donde la tensión durante el doblado provoca una deformación permanente en la tubería debe ser sometida a ensayos no destructivos antes o después del proceso de doblado.

#### **IV.13 Soldadura**

##### **IV.13.1 Procedimiento de soldadura**

La soldadura debe ser realizada por soldadores calificados según la norma API Std 1104 Código API 1104 o Sección IX del Código de Calderas y Recipientes a Presión de ASME (ASME BPVC). La calidad de las soldaduras de prueba utilizadas para calificar los procedimientos de soldadura debe determinarse mediante pruebas destructivas.

Cada procedimiento de soldadura será registrado en detalle, incluyendo los resultados de los ensayos de calificación. Este registro será archivado y mantenido en uso mientras continúe siendo utilizado y formará parte del legajo técnico de la documentación "conforme a obra" del sistema de tuberías de que se trate.

##### **IV.13.2 Uniones a inglete**

No se permite una unión a inglete (sin incluir desviaciones de hasta 3 grados causadas por desalineación).

##### **IV.13.3 Calificación de soldadores y operadores de soldadura**

- a) Cada soldador debe estar calificado de acuerdo con la norma API Std 1104, o la sección IX del Código de calderas y recipientes a presión de ASME (ASME BPVC).
- b) Ningún soldador podrá soldar con un proceso de soldadura a menos que, dentro de los 6 meses calendario anteriores, el soldador u operador de soldadura haya:
  - 1) Calificado para soldar con ese proceso; o

- 2) Se haya realizado una prueba de soldadura y se encontró que era aceptable según el Apéndice A de la norma API Std 1104.

#### **IV.13.4 Condiciones climáticas durante la soldadura**

La soldadura debe protegerse de las condiciones climáticas que podrían perjudicar la calidad de la soldadura realizada.

#### **IV.13.5 Marcas de arco eléctrico**

- a) Las marcas de arco que se produzcan por la soldadura de arco eléctrico deben repararse eliminando completamente la muesca mediante rectificado, siempre que no se reduzca el espesor restante de la pared a un valor inferior al mínimo requerido por las tolerancias de la especificación de fabricación de la tubería. Si una muesca no se puede reparar mediante rectificado, se debe retirar un cilindro de la tubería que contenga toda la muesca;
- b) No se puede soldar una conexión a tierra a la tubería o al accesorio que se está soldando.

#### **IV.13.6 Normas de aceptabilidad**

- a) Cada soldadura debe inspeccionarse para garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa. La inspección visual debe complementarse con pruebas no destructivas;
- b) La aceptabilidad de una soldadura se determina según la norma API 1104. El Apéndice A de la norma API 1104 o Sección IX del Código de Calderas y Recipientes a Presión de ASME (ASME BPVC). El Apéndice A de la norma API 1104 no puede utilizarse para aceptar grietas.

#### **IV.13.7 Reparación o eliminación de defectos**

- a) Toda soldadura inaceptable según los criterios del punto anterior debe retirarse o repararse.
- b) Cada soldadura reparada debe eliminar el defecto hasta dejar el metal intacto, y el segmento a reparar debe precalentarse si existen condiciones que puedan afectar negativamente la calidad de la reparación. Tras la reparación, se debe inspeccionar el segmento para garantizar su aceptabilidad.
- c) La reparación de una grieta o de cualquier defecto en un área previamente reparada debe realizarse de acuerdo con los procedimientos escritos de reparación de soldadura, que surgen del punto IV.13.1. Los procedimientos de reparación deben garantizar que se cumplan las propiedades mecánicas mínimas especificadas en el material, para el procedimiento de soldadura de la soldadura original.

#### **IV.13.8 Pruebas no destructivas**

- a) Una soldadura puede ser sometida a ensayos no destructivos mediante cualquier proceso que indique claramente cualquier defecto que pueda afectar su integridad;
- b) Cualquier prueba no destructiva de soldaduras debe realizarse:
  - 1) De conformidad con un conjunto escrito de procedimientos para pruebas no destructivas; y
  - 2) Con personal calificado en los procedimientos establecidos y en el uso de los equipos empleados en las pruebas.

- c) Se deben establecer procedimientos para la interpretación adecuada de cada inspección de soldadura para garantizar la aceptabilidad de la soldadura según IV.13.6
- d) Durante la construcción, al menos el 10 por ciento de las soldaduras circunferenciales realizadas por cada soldador durante cada día deben probarse de forma no destructiva en toda la circunferencia de la soldadura.
- e) Todas las soldaduras circunferenciales instaladas cada día en las siguientes ubicaciones deben probarse de forma no destructiva en toda su circunferencia, excepto que cuando la prueba no destructiva no sea posible para una soldadura circunferencial, no es necesario realizar la prueba si la cantidad de soldaduras circunferenciales para las que la prueba no es posible no excede el 10 por ciento de las soldaduras circunferenciales instaladas ese día:
  - 1) En lugares donde pueda esperarse que una pérdida de líquido contamine cualquier arroyo, río, lago, embalse u otro cuerpo de agua, y cualquier área marina;
  - 2) Dentro del derecho de paso de las vías de ferrocarril o de caminos públicos;
  - 3) En los cruces de carreteras elevados y dentro de túneles;
  - 4) Dentro de áreas pobladas, incluyendo, pero no limitado a, zonas residenciales, centros comerciales, escuelas, áreas comerciales designadas, instalaciones industriales, instituciones públicas y lugares de reunión pública
- f) Al instalar tuberías usadas, el 100 por ciento de las soldaduras circunferenciales antiguas deben probarse de forma no destructiva.
- g) En las conexiones de tuberías, incluidas las conexiones de secciones de reemplazo, el 100 por ciento de las soldaduras circunferenciales deben probarse de forma no destructiva.
- h) En cruces especiales las soldaduras circunferenciales serán radiografiadas en el 100% de los casos.
- i) Para el caso que el operador determine la ejecución de soldaduras destinadas a vincular dos tramos de ducto previamente construidos y/o condicionados por interfaces constructivas, permisos o cambios de frente de obra, se considerarán soldaduras críticas de cierre por su carácter de integración final del sistema. Las soldaduras estimadas críticas deberán ser inspeccionadas al 100% mediante ensayos no destructivos volumétricos.

#### **IV.14 Instalación de la tubería en la zanja**

La tubería debe ser instalada de manera de adaptarse a la zanja, reduciendo al mínimo las tensiones que puedan originarse en ella, y protegiendo el revestimiento de posibles deterioros.

El relleno de la zanja debe proveer a la línea de apoyo firme, evitando daños de cualquier clase, incluso aquellos originados en los propios equipos de construcción o en el relleno.

Cualquier tubo sumergido se instalará de modo tal que la parte superior del tubo esté por debajo del fondo natural, salvo que, por razones justificadas, deba estar soportado

por pilotes, sujetado por anclajes o con revestimiento pesado de hormigón armado, o protegido por medios equivalentes.

Se detallan las consideraciones generales de instalación:

- a) En los sistemas de tuberías que operan a tensiones del 20% o más de la TFME (Tensión de Fluencia Mínima Especificada), resulta importante minimizar las tensiones inducidas por la construcción. El tubo debe acomodarse en la zanja sin el uso de fuerzas exteriores que lo mantengan en su lugar hasta completar el relleno.
- b) Inspecciones:
  - 1) En tierra:
    - i. Para la instalación de la tubería en la zanja, no se podrá utilizar el suelo superficial (top soil) como material de relleno. El suelo seleccionado deberá ser adecuado para proporcionar apoyo firme y protección al revestimiento, evitando daños y asegurando la estabilidad de la tubería
    - ii. Se debe inspeccionar el estado del fondo de la zanja, antes de bajar la tubería.
    - iii. Se debe inspeccionar la superficie del revestimiento del tubo a medida que se baje a la zanja. Las rayaduras y otros defectos en el revestimiento pueden indicar que la tubería ha sido dañada después de haber sido aplicado.
    - iv. Se inspeccionará visualmente la acomodación del tubo antes de proceder a rellenar.
  - 2) En cuerpos de agua:
    - i. La superficie del revestimiento anticorrosivo será inspeccionada antes de aplicar el lastrado.
    - ii. El lastrado debe ser inspeccionado antes de soldar cada tubo.
- c) Protección de cada unión de tubería
  - 1) En tierra:
    - i. Como prevención, se recomienda que los tramos de 1.000 a 1.500 m de tubería soldada sean sometidos a una prueba de fuga a 1/10 de la MAPO, previo al revestimiento de sus juntas y a la bajada a la zanja.
    - ii. Antes de la bajada de la tubería en la zanja, debe limpiarse el interior de la tubería e instalar tapas rígidas en las bocas de los extremos libres.
  - 2) En cuerpos de agua:
    - i. En la barcaza del tendido, cada unión soldada será protegida con el revestimiento correspondiente, y se colará el hormigón de lastre dentro de un molde o encofrado "perdido", a menos que el procedimiento constructivo contemple un tiempo de curado suficiente.

#### **IV.15 Cobertura sobre tuberías enterradas**

Todas las tuberías deben enterrarse por debajo del nivel del suelo. La tubería debe instalarse de manera que la cobertura entre su parte superior y el nivel del suelo, el nivel

del camino, el fondo del río o el fondo natural submarino (según lo determinen las prácticas reconocidas y generalmente aceptadas), cumpla con la siguiente Tabla:

Ubicación	Suelos normales	Roca Compacta <sup>1</sup>
Trazado Clase 1	1,00 m	0,50 m
Trazado Clase 2,3 y 4	1,20 m	0,75 m
Bajo solera de drenajes de cruces de caminos, carreteras y ferrocarriles	1,20 m	0,75 m

**Tabla IV.15.1 Tapada Mínima para Tuberías Enterradas**

La tubería a ser instalada en una vía navegable, arroyo o puerto, deberá tener la tapada necesaria para que el garreo de las anclas u otros elementos no lo lastime, pero la tapada mínima en el lecho no será menor a 1,20 metros y 0,75 m en roca compacta.

Las acometidas a la costa tendrán la tapada necesaria para proteger a la tubería de la acción de las olas, las erosiones del lecho de cualquier naturaleza, debiendo la tubería tener un recubrimiento de espesor adecuado de hormigón con malla metálica que le dé el peso negativo necesario y la proteja mecánicamente.

Si la técnica de tendido de la tubería es mediante perforación dirigida, el profesional responsable del trabajo, debe previamente efectuar las perforaciones estratigráficas necesarias para conocer el suelo, sus características y el grado de consolidación.

#### **IV.16 Relleno**

- a) En tierra firme el relleno deberá proporcionar un apoyo firme y continuo a la tubería, depositando en principio una "cama" de suelo seleccionado de 20 cm de espesor y se deben evitar daños en las tuberías y en su revestimiento causados por el equipo o el material de relleno.
- b) En cuerpos de agua el relleno de la zanja se completará totalmente con suelo natural, restituyéndose el lecho a los niveles originales.

#### **IV.17 Restauración y limpieza de la pista**

El constructor de la línea finalizará el completamiento electromecánico, antes del inicio de las primeras maniobras de comisionado y operación, con la limpieza y recolección de todos los elementos extraños indeseables incluidas las piedras provenientes de voladuras y procederá a la restauración de la pista a las condiciones ambientales iniciales, excepto en aquellos aspectos en que la mecánica de suelos indique alguna modificación para preservar la integridad de la tubería.

La sobremonta de suelo sobre la tapada tendrá una altura entre 0,30 m y 0,40 m, y se debe evitar que se convierta en un divisor de aguas superficiales. Esta sobre monta de

<sup>1</sup> Para considerar la tapada mínima indicada en "roca", la tubería, incluido su revestimiento, debe estar totalmente alojado en la zanja cavada en la roca.

suelo sobre tapada no constituye la tapada real de ducto. Será necesario realizar la tapada de los zanjeos de nuevos tendidos de tubería en capas humectadas compactadas mediante el uso de herramientas manuales.

#### **IV.18 Componentes sobre el suelo**

- a) Cualquier componente de una tubería podrá instalarse sobre el suelo en las siguientes situaciones, si se cumplen los demás requisitos aplicables de esta parte:
  - 1) Cruces elevados de carreteras, ferrocarriles o cuerpos de agua;
  - 2) Se extiende sobre zanjas y barrancos;
  - 3) Trampas de scraper o válvulas de bloqueo;
  - 4) Áreas bajo el control directo y continuo del operador;
  - 5) En cualquier zona inaccesible al público.
  
- b) Cada componente cubierto por esta sección debe estar protegido de las fuerzas ejercidas por las cargas previstas.

##### **IV.18.1 Estructuras elevadas**

Para las estructuras elevadas el operador deberá conservar las memorias de cálculo, los planos de detalle y demás especificaciones en el legajo técnico de obra durante toda la vida útil del sistema de tuberías.

##### **IV.18.2 Instalación sobre puentes**

En tuberías que se deban montar sobre puentes son consideraciones básicas del diseño, la utilización de bridas aislantes en las acometidas a la estructura existente, así como la colocación de válvulas de bloqueo confiables en el ingreso y en la salida.

La tubería deberá estar protegida del tránsito vehicular, si fuera el caso, y de daños de terceros en general.

#### **IV.19 Perforaciones dirigidas**

Se deberá reunir información preliminar representativa con el objeto de ajustar las variables fundamentales del proyecto.

Los parámetros mínimos a considerar para la realización de una perforación dirigida son:

- a) Caracterización del lugar, que debe incluir:
  - 1) Factores Geológicos;
  - 2) Aspectos geotécnicos;
  - 3) Detalles topográficos e hidrográficos; y
  - 4) Exploración del lugar.
  
- b) Consideraciones generales de diseño, que debe incluir:
  - 1) Definición del obstáculo a sortear;

- 2) Diseño y definición del perfil de la perforación;
  - 3) Especificación de la tubería;
  - 4) Definición del revestimiento externo de la tubería; y
  - 5) Estudios de suelos.
- c) Análisis de tensiones en la tubería, que debe incluir:
- 1) Tensiones y cargas propias de la instalación; y
  - 2) Tensiones y cargas propias de la operación.
- d) Estudio de impacto ambiental, de acuerdo a lo establecido en la Disposición N° 123 de la ex – SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES, de la ex – SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del ex – MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS del 30 de agosto de 2006 o la normativa que la reemplace.
- e) Se deberán realizar pruebas de aislamiento eléctrico, el valor máximo admisible es de 0,020 mA/m<sup>2</sup>, de no cumplirse este valor deberá aislarse el tramo e instalarse un sistema de protección exclusivo para este tramo.
- f) Implementación de sistemas de recuperación y reciclaje de fluidos de perforación.

#### **IV.20 Cruces de carreteras y vías férreas**

La tubería en cada cruce de ferrocarril o carretera debe instalarse de manera que resista adecuadamente las fuerzas dinámicas ejercidas por las cargas de tráfico previstas.

La consideración principal en este tipo de cruces es la seguridad pública y la prevención de daños a la tubería de transporte. La tubería del cruce, en toda zona ferroviaria y de camino debe mantenerse a la profundidad mínima constante, y será de al menos 1,20 m por debajo de las soleras de las cunetas.

El profesional responsable debe considerar un sobre espesor y evaluar los componentes de tensión cíclicos, para controlar las fallas por fatiga.

No resulta necesario el cruce de caminos mediante un tubo camisa, se reemplaza ese método con un sobre espesor de la tubería provisto por el factor de diseño específico para el cruce indicado.

##### **IV.20.1 Cruces con tuberías y servicios públicos**

Los cruces que se produzcan entre tuberías y otros servicios públicos, deben ser diseñados para proporcionar una separación mínima de 1 m, a menos que otras medidas que proporcionen protección sean autorizadas por el operador de la tubería instalada.

El cruce se deberá realizar en forma perpendicular a la instalación existente y por debajo de la misma a la distancia antes citada, medida desde la superficie externa de la tubería. Además, entre las mismas y sobre la tubería interferida se instalarán placas cuyas características mínimas serán de 1 m de ancho por 1,5 m de largo y por 0,08 m de

espesor con armadura de hierro en su interior. Finalmente, se instalará cartelería indicando la interferencia o cruce.

Asimismo, se tendrá especial consideración en el diseño del cruce para evitar que el asentamiento del suelo, las erosiones, eventos naturales, cargas cíclicas, etc. modifiquen la separación establecida.

Será necesario realizar la tapada de los zanjos de nuevos tendidos de tubería en capas humectadas compactadas mediante el uso de herramientas manuales. Para la ejecución de cruces con tuberías que operen con hidrocarburos líquidos, el operador deberá contar con un Plan de Contingencias Ambientales específico, que contemple medidas de prevención, mitigación y respuesta ante posibles incidentes o derrames

#### **IV.21 Trampas de scraper**

La trampa de scraper y sus componentes deben montarse de acuerdo con lo especificado en el presente RTHL y la presión de prueba aplicada tendrá los mismos límites que los de la tubería troncal.

Estará equipada con dispositivos de seguridad capaces de aliviar de manera segura la presión interior antes de introducir o extraer los scrapers.

El operador debe disponer de los instrumentos y dispositivos adecuados para conocer si la presión ha sido liberada, y en caso contrario un enclavamiento debe impedir la apertura de la tapa. Las tapas de las trampas deberán cumplir con ASME UG 34 respecto del enclavamiento de seguridad para apertura.

La trampa debe poseer señalizadores de pasaje de los scrapers que indiquen el ingreso o la salida de los scrapers.

#### **IV.22 Válvulas: general**

Cada válvula debe instalarse en un lugar accesible para los empleados autorizados y que esté protegido contra daños o manipulaciones.

En las tuberías se deben instalar válvulas de bloqueo de línea cumpliendo con los requisitos de espaciado de válvulas de esta sección y IV.22.1.

Las válvulas serán de paso completo de acuerdo con API 6D, aptas para pasaje del scraper.

Las válvulas deben ubicarse bajo tierra, preferentemente en cámaras. De acuerdo con el estudio de riesgo que efectúe el operador, las válvulas pueden requerir ser telecomandadas además de ser operables manualmente.

##### **IV.22.1 Válvulas: ubicación**

Se debe instalar una válvula en cada una de las siguientes ubicaciones:

- a) En el extremo de succión y en el extremo de descarga de una estación de bombeo de manera que permita el aislamiento del equipo de la estación de bombeo en caso de una emergencia;
- b) En cada tubería, en puntos a lo largo del trazado que minimicen riesgos a la seguridad o daños ambientales derivados de descargas accidentales, la separación entre válvulas no debe exceder los 32 km<sup>1</sup>;
- c) En cada toma lateral de una tubería de manera que se pueda cerrar el lateral sin interrumpir el flujo en la tubería;
- d) A cada lado de los cruces de agua, tanto permanentes como no permanentes, que tengan más de 30 metros de ancho desde una marca de agua alta hasta otra marca de agua alta, como se indica a continuación:
  - 1) Las válvulas deberán instalarse preferentemente en lugares fuera de la llanura de inundación de ocurrencia 100 años y estar equipadas con actuadores u otro equipo de control que se instale de manera que no se vea afectado por las condiciones de inundación; y
  - 2) El intervalo máximo de espaciamiento entre válvulas que protegen múltiples cruces de agua adyacentes no puede exceder 1.600 m de longitud.
- e) A cada lado de un reservorio que contiene agua para consumo humano.

#### **IV.22.2 Equipo de bombeo**

- a) Se debe proporcionar una ventilación adecuada en los edificios de las estaciones de bombeo para evitar la acumulación de vapores peligrosos;
- b) Se deben instalar dispositivos para advertir la presencia de vapores peligrosos en el edificio de la estación de bombeo;
- c) En cada estación de bombeo se deberá disponer de lo siguiente:
  - 1) Dispositivos de seguridad que eviten la sobrepresión de los equipos de bombeo, incluidos los equipos de bombeo auxiliares dentro de la estación de bombeo.
  - 2) Un dispositivo para la parada de emergencia de cada estación de bombeo.
  - 3) Si es necesaria energía para activar los dispositivos de seguridad, se utilizará una fuente de alimentación auxiliar.
- d) Cada dispositivo de seguridad debe probarse en condiciones que se aproximen a las operaciones reales y comprobarse que funciona correctamente antes de poder utilizar la estación de bombeo.
- e) Los equipos de bombeo deben instalarse en propiedades que estén bajo el control del operador y al menos a 15 m del límite de la estación de bombeo.
- f) Se debe instalar una protección contra incendios adecuada en cada estación de bombeo. Si el sistema de protección contra incendios requiere el uso de bombas, se debe proporcionar energía motriz para dichas bombas, independiente de la que opera la estación.

---

<sup>1</sup> Para áreas sensibles la distancia se reduce a 16 Km según VI.15

- g) Los cables conductores de energía y fuerza motriz que alimentan motores, equipos, tableros, edificios, columnas de alumbrado, etc., estarán adecuadamente distanciados de aquellos circuitos de control e instrumentación, de manera de evitar la existencia de ruido magnético. Cuando se instalen en tierra se dispondrán en trincheras o cañeros prolijamente construidos e instalados, dentro de los edificios y fuera de ellos, y cuando corresponda se dispondrán dentro de conductos conforme lo dispone la norma NFPA 70.

## **IV.23 Tanques de almacenamiento**

### **IV.23.1 Ubicación**

Deben respetarse las distancias entre las instalaciones fijadas por la Ley N° 13.660 y su Decreto Reglamentario N° 10.877/60, y la Norma para el Proyecto, Construcción y Operación de Plantas de Almacenamiento de Gases Licuados de Petróleo, NAG-112.

Los tanques para almacenamiento deberán cumplir con los requisitos mínimos para el diseño y construcción de tanques de almacenamiento de acero soldados para líquidos a presión atmosférica según la norma API 650 y mantenidos bajo las especificaciones de la norma API 653.

### **IV.23.2 Fundación**

Las fundaciones construidas de conformidad con especificaciones y planos detallados tendrán en cuenta las condiciones locales del suelo, el tipo de tanque, el uso y la ubicación geográfica.

Tendrá especialmente en cuenta si están ubicados en zonas sísmicas, para lo cual el operador debe consultar y aplicar las normas y especificaciones del Instituto de Prevención Sísmica (INPRES).

### **IV.23.3 Diques y paredes contra fuego**

Los muros de contención y las pantallas contra fuego, donde sea necesario, serán construidas de acuerdo a los requerimientos de la Ley N° 13.660 y su Decreto reglamentario 10.877 del 9 de septiembre de 1960, y las normas NFPA 30 y NAG 112. En el caso de especificaciones distintas, siempre se aplicará la más estricta.

## **IV.24 Registros de construcción**

El operador involucrado debe mantener un registro completo que muestre lo siguiente durante la vida útil de cada instalación de tubería:

- a) Listado de tuberías (pipe tally) de construcción, con coordenadas DGPS (sistema de posicionamiento global diferencial) relativo al cadenamiento de tubos de cada sección de tuberías;
- b) La ubicación de cada cruce con otra tubería;

- c) La ubicación de cada cruce de servicios públicos enterrado;
- d) La ubicación de cada cruce aéreo;
- e) La ubicación de cada válvula y estación de control de corrosión.

## **CAPÍTULO V: INSPECCIÓN Y PRUEBAS**

### **V.1 Requisitos generales**

Ningún operador podrá operar una tubería a menos que se haya sometido a una prueba de presión conforme a lo establecido en este capítulo sin que la tubería presente fugas.

Además, ningún operador podrá volver a poner en servicio un segmento de tubería que haya sido reemplazado, reubicado o modificado de otro modo hasta que se haya sometido el tramo reemplazado a una prueba de presión sin presentar fugas.

### **V.2 Pruebas**

#### **V.2.1 Prueba hidráulica**

Para los fluidos Categoría A en todas las clases de trazado, el sistema de tubería deberá ser sometido a una prueba hidráulica con un valor de presión equivalente a no menos de 1,25 veces la presión interna de diseño, durante un lapso no menor de 4 horas continuas.

Para fluidos Categoría B, el sistema de tubería será sometido a una prueba hidráulica con un valor equivalente a no menos de multiplicar el factor indicado en la tabla siguiente por la presión interna de diseño, durante un lapso no menor de 4 horas continuas.

En el caso de una tubería que no se inspecciona visualmente para detectar fugas durante la prueba, se deberá mantener durante al menos 4 horas continuas adicionales a una presión igual al 110 por ciento o más de la presión operativa máxima.

**Tabla V.2.1- Factor de Prueba Hidráulica**

Fluidos categoría B y Clase de Trazado	Factor de Prueba Hidráulica
Clase 1	1,25
Clase 1 - División 1	1,25
Clase 2	1,25
Clase 3	1,5
Clase 4	1,5

Para tramos ubicados en cursos de agua o que crucen los mismos, incluyendo la acometida costera, el factor es 1,50.

Cuando las tuberías sean probadas a presiones que desarrollen una tensión circunferencial, basada en el espesor nominal de la pared, que excedan al 90% de la tensión de fluencia mínima especificada del tubo, se deberán considerar los requerimientos descritos en el procedimiento de la Sección N 5.0 del Apéndice N del Código ASME B31.8.

#### **V.2.1.1 Medio de prueba**

La prueba hidráulica, debe ser realizada con agua de naturaleza tal que no sea perjudicial para la tubería, por lo cual se elimina la posibilidad de utilizar agua de producción o salada. Los parámetros mínimos de calidad del agua requeridos serán los indicados en el punto 2.2.4 de la normativa NAG 124. Cuando se utilice agua para el llenado y la realización de pruebas hidráulicas en nuevos ductos, su gestión y disposición final deberán cumplir estrictamente con la normativa ambiental vigente.

Cuando las condiciones operativas no permitan el uso de agua, se solicitará a la Autoridad de Aplicación la utilización de otro tipo de fluido junto con los elementos que justifiquen tal solicitud.

En ese caso, se podrá utilizar como medio de prueba petróleo líquido que no se vaporice en las condiciones de presión y temperatura de la prueba si:

- a) Todo el tramo de la tubería bajo prueba se encuentra fuera de áreas pobladas y no se afectan cursos de agua permanente o esporádica pero no con presencia de agua al momento de la prueba.
- b) Cada edificio dentro de un radio de 90 metros de la sección de prueba estará desocupado mientras la presión de prueba sea igual o mayor que una presión que produzca una tensión circunferencial del 50 por ciento de la tensión de fluencia mínima especificada;
- c) La sección de pruebas se mantiene bajo vigilancia mediante patrullas regulares durante la prueba; y
- d) Se mantiene una comunicación continua a lo largo de toda la sección de prueba.
- e) Se contempla dentro del plan de contingencia.

Se puede utilizar aire o gas inerte como medio de prueba en tuberías que operan en su totalidad a un nivel del 20 por ciento o menos de la tensión de fluencia mínima especificada (TFME) de la tubería, en los casos que ello no suponga un riesgo considerable para las personas y para la seguridad de las instalaciones.

#### **V.2.1.2 Prueba de rehabilitación de tuberías desafectadas**

Para retornar al servicio, en las instalaciones que han estado desafectadas de la operación por un período mayor a 2 años, corresponderá realizar una prueba de rehabilitación siguiendo los lineamientos de la VI.6.

### **V.2.2 Prueba de componentes**

- a) La prueba de presión debe probar todas las tuberías y accesorios adjuntos, incluidos los componentes, a menos que el párrafo siguiente lo permita de otra manera.
- b) Un componente, que no sea una tubería, que sea el único elemento que se reemplaza o agrega al sistema de tuberías no necesita ser probado hidrostáticamente, si el fabricante certifica que:
  - 1) El componente fue probado hidrostáticamente en la fábrica; o
  - 2) El componente se fabricó bajo un sistema de control de calidad que garantiza que cada componente tenga al menos la misma resistencia que un prototipo que fue probado hidrostáticamente en la fábrica.

### **V.2.3 Pruebas de interconexiones**

Las tuberías asociadas con conexiones deben probarse a presión, ya sea con la sección que se va a conectar o por separado.

### **V.2.4 Registros**

El operador confeccionará un protocolo de la prueba con los detalles y datos correspondientes incluyendo los gráficos y registros, conteniendo como mínimo la siguiente información:

- a) Datos de calibración de los instrumentos utilizados, de una vigencia máxima de 12 meses.
- b) El nombre del operador, el nombre del empleado del operador o contratista responsable de la realización de la prueba, el nombre de la compañía contratada si fuera el caso.
- c) La fecha de la prueba y tiempo empleado.
- d) Fluido de prueba utilizado y su composición.
- e) Las cartas de registro de presiones y otros registros de lectura de presión y temperatura.
- f) Variaciones de elevaciones que sean significativas (más de 30 m).
- g) Pérdidas y fallas registradas junto con su ubicación.
- h) Temperatura del medio de prueba y de la tubería durante la prueba.
- i) Al menos, los registros y protocolos de la última prueba efectuada al sistema de tuberías, debe permanecer archivada mientras permanezca en servicio.
- j) Una descripción de la instalación probada y del aparato de prueba;
- k) Una explicación de cualquier discontinuidad de presión, incluidas las fallas de prueba, que aparezcan en los gráficos de registro de presión.

## **CAPÍTULO VI: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

### **VI.1 Alcance**

Este capítulo prescribe requisitos mínimos para la operación y el mantenimiento de sistemas de tuberías construidos con tubos de acero.

### **VI.2 Requisitos generales**

Un operador deberá realizar reparaciones en su sistema de tuberías de acuerdo con los siguientes requisitos:

- a) Reparaciones por falta de integridad: siempre que se detecte una condición que pueda afectar negativamente la operación segura del sistema de tuberías, deberá corregirse de forma inmediata. Si la condición es de tal naturaleza, que representa un peligro inmediato para personas o bienes, el operador no podrá operar la parte afectada del sistema hasta que haya corregido la condición insegura.
- b) Reparaciones de defectos de gestión de integridad: cuando un operador descubre una condición en una tubería que sea considerada de reparación inmediata, de reparación en 60 días o de reparación en 180 días, cada una de ellas deben ser reparadas, sin excepción dentro del plazo establecido.

### **VI.3 Manual de procedimientos para operaciones**

- a) Cada operador deberá preparar y seguir, para cada sistema de tuberías, un manual de procedimientos escritos o sistema de gestión integrado para la realización de las operaciones normales y el mantenimiento, así como para la gestión de operaciones anormales y emergencias. Este manual se revisará a intervalos no superiores a 39 meses, pero al menos una vez cada tres años calendario, y se realizarán las modificaciones pertinentes para garantizar su eficacia. Este manual deberá elaborarse antes del inicio de las operaciones de un sistema de tuberías, y estará disponible en los lugares donde se planifiquen y organicen las operaciones y el mantenimiento.
- b) El manual o sistema de gestión integrado debe incluir los siguientes temas, a fin de garantizar la seguridad durante el mantenimiento y las operaciones normales:
  - 1) Registros de construcción, planos, mapas e historial de operaciones según sea necesario para una operación y mantenimiento seguros;
  - 2) Recopilación de los datos necesarios para informar sobre los accidentes de manera oportuna y eficaz;
  - 3) Procedimientos de Operación, mantenimiento y reparación del sistema de tuberías de acuerdo con cada uno de los requisitos de esta normativa;
  - 4) Determinar qué instalaciones de tuberías se encuentran en áreas que requerirían una respuesta inmediata por parte del operador para evitar riesgos al público, la propiedad o el medio ambiente;
  - 5) Investigar y analizar accidentes y fallas en tuberías, incluido el análisis de la falla de la tubería, el componente o el equipo averiado para pruebas o

exámenes de laboratorio cuando corresponda, para determinar las causas y los factores que contribuyeron a la falla. En particular el operador debe:

- i. Desarrollar, implementar e incorporar las lecciones aprendidas, mediante una revisión del Plan de Gerenciamiento de Integridad, luego de fallas y accidentes en sus sistemas, incluyendo los programas pertinentes de capacitación y cualificación del personal del operador.
  - ii. El análisis debe incluir todos los factores relevantes que afecten al volumen de vertido y sus consecuencias, incluyendo, entre otros, los siguientes:
    - A. Detección, identificación, respuesta operativa, apagado del sistema y comunicaciones de respuesta a emergencias, según el tipo y volumen del evento de liberación o falla;
    - B. Adecuación y eficacia de los procedimientos y sistemas de tuberías, incluidos el control de supervisión y adquisición de datos (SCADA), las comunicaciones, el cierre de válvulas y el personal operador;
    - C. Tiempo de respuesta real desde la identificación de una ruptura después de una notificación de ruptura potencial, hasta el inicio de las acciones de mitigación y el aislamiento del segmento, y la idoneidad y eficacia de las acciones de mitigación adoptadas;
    - D. Ubicación y oportunidad de activación de todas las válvulas de bloqueo de línea; y
    - E. Todos los demás factores que el operador considere apropiados.
  - iii. Resumen de fallas y/o accidentes posteriores a la ruptura: Si una falla o accidente en una tubería se produjo luego de la notificación de posible ruptura, el operador debe completar un resumen de la revisión posterior a la falla o accidente dentro de los 90 días posteriores a la falla o accidente. El operador debe conservar, durante la vida útil de la tubería, el resumen final posterior a la falla o accidente, todos los documentos de investigación y análisis utilizados para prepararlo y los registros de las lecciones aprendidas.
- 6) Al poner en marcha y parar cualquier parte del sistema de tuberías, se debe tener en cuenta el líquido en el transporte, las variaciones de altitud a lo largo de la tubería y los dispositivos de control y monitoreo de presión.
  - 7) En el caso de una tubería que no esté equipada a prueba de fallas, desde una ubicación segura deberá monitorearse la presión de la tubería durante el arranque hasta que se alcancen condiciones de flujo y presión de estado estable y durante el cierre para asegurar el funcionamiento dentro de los límites prescritos.
  - 8) En el caso de instalaciones no equipadas a prueba de fallos que estén o que controlan la recepción y entrega del líquido, deberán advertirse condiciones operativas anormales mediante el monitoreo de la presión, temperatura, flujo u otros datos operativos apropiados y transmitir estos datos a una ubicación segura.
  - 9) Abandono de instalaciones de tuberías, incluyendo la desconexión segura de un sistema de tuberías en funcionamiento, la purga de combustibles y el sellado de instalaciones abandonadas que se mantienen en pie para minimizar los riesgos para la seguridad y el medio ambiente. Para cada instalación de tuberías marinas abandonadas o cada instalación de tuberías terrestres abandonadas que crucen, pasen por debajo o a través de vías

navegables comerciales, el último operador de dicha instalación debe presentar un informe de abandono.

- 10) Minimizar la probabilidad de ignición accidental de vapores en áreas cercanas a las instalaciones donde exista la posibilidad de presencia de líquidos o gases inflamables.
  - 11) Establecer y mantener medios de comunicación, mediante el acceso directo a un centro de llamadas de emergencia el cual debe estar disponible para coordinar las acciones en la ubicación del oleoducto con bomberos, policía y otros funcionarios públicos.
  - 12) Revisar periódicamente el trabajo realizado por el personal del operador para determinar la eficacia de los procedimientos utilizados en la operación y mantenimiento normales y tomar acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.
  - 13) Tomar precauciones adecuadas en las zanjas excavadas para proteger al personal de los peligros de acumulaciones peligrosas de vapor o gases, y poner a disposición, cuando sea necesario en la excavación, equipo de rescate de emergencia, incluyendo un aparato de respiración, un arnés y línea de rescate.
  - 14) Implementar los procedimientos de gestión de la sala de control.
- c) El manual o sistema de gestión integrado debe incluir procedimientos para casos de operación anormal, a fin de garantizar la seguridad cuando se excedan los límites de diseño de operación:
- 1) Responder, investigar y corregir la causa de:
    - i. Cierre involuntario de válvulas o paradas;
    - ii. Aumento o disminución de la presión o del caudal fuera de los límites normales de funcionamiento;
    - iii. Pérdida de comunicaciones;
    - iv. Funcionamiento de cualquier dispositivo de seguridad;
    - v. Cualquier otro mal funcionamiento de un componente, desviación del funcionamiento normal o error del personal que pudiera ocasionar un peligro a las personas o a la propiedad.
  - 2) Verificar las variaciones del funcionamiento normal una vez finalizado el funcionamiento anormal en suficientes ubicaciones críticas del sistema para determinar la integridad continua y el funcionamiento seguro.
  - 3) Corrección de variaciones del funcionamiento normal de equipos y controles de presión y caudal.
  - 4) Notificar al personal operador responsable cuando se recibe aviso de una operación anormal.
  - 5) Revisar periódicamente la respuesta del personal operador para determinar la eficacia de los procedimientos que controlan la operación anormal y tomar acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.
- d) El manual o sistema de gestión integrado debe incluir los siguientes procedimientos, a fin de garantizar la seguridad en caso de emergencia:
- 1) Recibir, identificar y clasificar avisos de eventos que requieran una respuesta inmediata por parte del operador, y comunicar esta información para que se tomen medidas correctivas inmediatas.
  - 2) Respuesta rápida y eficaz a un aviso de cada tipo de emergencia, incluidos incendios o explosiones que ocurran cerca o que involucren directamente a una instalación de tuberías, liberación accidental de líquido de una

- instalación de tuberías, falla operativa que cause una condición peligrosa y desastre natural que afecte a las instalaciones de tuberías.
- 3) Contar con personal, equipo, instrumentos, herramientas y material disponibles según sea necesario en el lugar de una emergencia.
  - 4) Tomar las medidas necesarias respecto a parada de emergencia, cierre de válvulas o reducción de presión, en cualquier sección del sistema de tuberías del operador. Cada operador debe desarrollar procedimientos escritos de identificación de rupturas para evaluar si una notificación de ruptura potencial, es un evento de ruptura real o un evento de no ruptura. Estos procedimientos deben especificar las fuentes de información, factores operativos y otros criterios que el personal del operador utiliza para evaluar una notificación de ruptura potencial.
  - 5) Procedimiento para el control de los productos liberados en la escena de un accidente para minimizar los peligros, incluida la posible ignición en los casos de líquidos altamente volátiles e inflamables.
  - 6) Minimizar la exposición pública a lesiones y la probabilidad de ignición accidental ayudando con la evacuación de residentes y ayudando a detener el tráfico en carreteras y ferrocarriles en el área afectada, o tomando otras medidas apropiadas.
  - 7) Notificar a los bomberos para coordinar y compartir información para determinar la ubicación del derrame, incluidas las respuestas planificadas y las respuestas reales durante una emergencia, y cualquier precaución adicional necesaria para una emergencia que involucre un oleoducto. El operador debe notificar de manera inmediata para coordinar y compartir información para determinar la ubicación de la liberación.
  - 8) En caso de falla de un sistema de tuberías se utilizarán instrumentos apropiados para evaluar la extensión y cobertura de la nube de vapor y determinar las áreas peligrosas.
  - 9) Prever una revisión de las actividades de los empleados después del accidente para determinar si los procedimientos fueron efectivos en cada emergencia y tomar medidas correctivas cuando se encuentren deficiencias.
  - 10) Acciones que debe tomar un controlador durante una emergencia, de acuerdo con los planes de emergencia del operador.
- d) El manual o sistema de gestión integrado debe incluir instrucciones que permitan al personal que realiza actividades de operación y mantenimiento reconocer condiciones que potencialmente puedan ser condiciones relacionadas con la seguridad.

#### **VI.4 Capacitación en respuesta a emergencias**

- a) Cada operador deberá establecer y llevar a cabo un programa de capacitación continua para instruir al personal de respuesta a emergencias a:
  - 1) Llevar a cabo los procedimientos de emergencia que se relacionen con sus funciones;
  - 2) Conocer las características y peligros de los líquidos transportados, incluyendo la inflamabilidad de mezclas con el aire, vapores inodoros y reacciones con el agua;
  - 3) Reconocer las condiciones que probablemente causen emergencias, predecir las consecuencias de fallas o mal funcionamiento de las

- instalaciones y derrames de líquidos y tomar las medidas correctivas apropiadas;
- 4) Tomar las medidas necesarias para controlar cualquier liberación accidental de líquido y para minimizar el riesgo de incendio, explosión, toxicidad o daño ambiental;
  - 5) Aprender de las causas, tipos, tamaños y consecuencias del fuego y el uso apropiado de extintores portátiles y otros equipos de control de incendios en el lugar, involucrando, cuando sea posible, una condición simulada de emergencia en la tubería.
- b) A intervalos que no excedan de 15 meses, pero al menos una vez cada año calendario, cada operador deberá:
- 1) Revisar con el personal su desempeño en el cumplimiento de los objetivos del programa de capacitación en respuesta a emergencias; y
  - 2) Realizar cambios apropiados al programa de capacitación de respuesta a emergencias según sea necesario para garantizar que sea eficaz.
- c) Cada operador deberá exigir y verificar que sus supervisores mantengan un conocimiento profundo de los procedimientos de respuesta a emergencias establecidos.

## **VI.5 Mapas, planos y registros**

- a) Cada operador deberá mantener mapas, planos y registros actualizados de sus sistemas de tuberías que incluyan al menos la siguiente información:
- 1) Ubicación e identificación de las siguientes instalaciones de tuberías:
    - i. Estaciones de bombeo;
    - ii. Instalaciones de scraper;
    - iii. Válvulas de bloqueo de línea;
    - iv. Accesos al trazado de la tubería; y
    - v. Dispositivos de seguridad.
  - 2) Todos los cruces de vías públicas, ferrocarriles, ríos, servicios públicos enterrados y tuberías de terceros.
  - 3) La presión máxima de funcionamiento de cada tubería.
  - 4) El diámetro, grado, tipo y espesor nominal de la pared de todas las tuberías.
- b) Cada operador deberá mantener durante al menos 3 años registros operativos diarios que indiquen:
- 1) La presión de descarga en cada estación de bombeo; y
  - 2) Cualquier operación de emergencia u anormal a la que se apliquen los procedimientos establecidos en la normativa.
- c) Cada operador deberá mantener los siguientes registros durante los períodos especificados:
- 1) La fecha, ubicación y descripción de cada reparación realizada a la tubería se deberán mantener durante la vida útil de la tubería.
  - 2) La fecha, ubicación y descripción de cada reparación realizada a partes del sistema de tuberías que no sean tuberías se deberán mantener durante al menos 1 año.

- 3) Se deberá mantener un registro de cada inspección y prueba requerida durante al menos 10 años o hasta que se realice la siguiente inspección o prueba, lo que sea más largo.

## VI.6 Máxima presión de operación admisible (MAPO)

- a) Salvo presiones excesivas y otras variaciones con respecto a las operaciones normales, ningún operador podrá operar una tubería a una presión que exceda cualquiera de los siguientes:
- 1) La presión interna de diseño de la tubería se determina de acuerdo con III.4. Sin embargo, para tuberías de acero, si se desconocen uno o más factores de la fórmula de diseño, se utilizará una de las siguientes presiones como presión de diseño:
    - i. La presión que resulta de afectar con el factor K de la Tabla VI.6.1 a la presión de prueba que produce fluencia, siguiendo el procedimiento de la sección N 5.0 del Apéndice N del Código ASME B31.8. Se deberán considerar los factores determinados en la sección III.4

**Tabla VI.6.1 - Factores K para la determinación de la MAPO**

Tipo de Fluido y Clase	Factor <sup>1</sup>
Fluido categoría "A" (para todas las clases de trazado)	1,25
Fluidos categoría "B" - Clase 1 y 2	1,25
Fluidos categoría "B" - Clase 3 y 4	1,5

- ii. Consideraciones particulares para el Factor: El 80% de la presión de prueba para cualquier parte de la tubería que haya sido sometida a prueba de presión.
  - A. La presión que resulta de afectar con el factor K la presión de prueba de cualquier porción de la tubería que haya sido probada siguiendo los lineamientos de la sección V.2; o
  - B. La presión que resulta de afectar con el factor K la presión de prueba en fábrica o prueba prototipo para cualquier componente individual exceptuado de prueba hidráulica según lo determinado en la sección V.2; o
  - C. Para tuberías que no hayan sido sometidas a pruebas de presión según, el 80 por ciento de la presión de prueba o la presión operativa más alta a la que estuvo sometida la tubería durante 4 o más horas continuas que se puedan demostrar mediante gráficos de registro o registros

---

<sup>1</sup> Para tramos sumergidos en cuerpos de agua, incluyendo la acometida, el factor es 1,50.

realizados en el momento en que se realizaron la prueba o las operaciones.

- b) Ningún operador podrá permitir que la presión en una tubería, durante sobretensiones u otras variaciones con respecto a las operaciones normales, supere el 110 % del límite de presión de operación. Cada operador deberá proporcionar controles y equipos de protección adecuados para mantener la presión dentro de este límite.

## **VI.7 Comunicaciones**

- a) Cada operador deberá contar con un sistema de comunicación que permita la transmisión de la información necesaria para la operación segura de su sistema de tuberías, el cual debe incluir:
  - 1) Monitoreo de datos operativos;
  - 2) Recibir avisos del personal del operador, del público y de las autoridades públicas sobre condiciones anormales o de emergencia y enviar esta información para que se tomen medidas correctivas;
  - 3) Realizar comunicación vocal bidireccional entre un centro de control y el lugar de operaciones anormales y emergencias; y
  - 4) Proporcionar comunicación con bomberos, policía y otras autoridades públicas apropiados durante condiciones de emergencia, incluido un desastre natural.

## **VI.8 Reducción de la presión de operación en tuberías**

- a) El operador podrá utilizar los procedimientos de cálculo de presión de falla a los fines de calcular la reducción de presión necesaria ante el conocimiento de defectos en la tubería.
- b) El operador deberá mantener procedimientos para reducir la presión de operación en los casos en que se realizan tareas sobre la tubería tales como:
  - 1) Nuevas derivaciones mediante hot tap;
  - 2) Reparaciones de defectos (volumétricos, planos o geométricos), considerando la severidad de los mismos;
  - 3) Investigación de defectos (volumétricos, planos o geométricos) considerando la severidad de los mismos;
  - 4) Renovación del revestimiento;
  - 5) Instalación o remoción de anclajes sobre la tubería;
  - 6) Recomposición de tapada sobre tubería o trabajos de movimientos de suelo.
  - 7) Excavaciones;
  - 8) Reparación de fugas o pérdidas;
  - 9) Contacto con la tubería por terceros;
  - 10) Vandalismo;
  - 11) Desplazamiento del terreno o situaciones donde la tubería queda expuesta.

## **VI.9 Marcadores de línea**

- a) Cada operador deberá colocar y mantener marcadores de línea sobre cada tubería enterrada de acuerdo con lo siguiente:
  - 1) Se deben ubicar marcadores en cada cruce de vía pública, en cada cruce de ferrocarril y en cantidad suficiente a lo largo del resto de cada línea enterrada para que se conozca con precisión su ubicación.
  - 2) El marcador deberá indicar al menos lo siguiente sobre un fondo de color fuertemente contrastante:
    - i. La palabra “Advertencia”, “Precaución” o “Peligro” seguida de las palabras “Oleoducto (o el nombre del líquido transportado)”, todas las cuales, excepto los marcadores en áreas urbanas altamente desarrolladas, deben estar en letras de al menos 1 pulgada (25 milímetros) de alto con un trazo aproximado de 1/4 de pulgada (6,4 milímetros).
    - ii. El nombre del operador y un número de teléfono (incluido el código de área) donde se pueda contactar con el operador en todo momento.
- b) No se requieren marcadores de línea para tuberías enterradas ubicadas:
  - 1) En cruces o debajo de vías fluviales y otros cuerpos de agua; o
  - 2) En áreas urbanas altamente desarrolladas.
- c) Cada operador deberá proporcionar señalización de línea en los lugares donde ésta se encuentre sobre el suelo en áreas que sean accesibles al público.

## **VI.10 Inspección de cruces especiales y cruces bajo aguas navegables**

- a) Cada operador deberá inspeccionar, a intervalos no superiores a 3 semanas, pero al menos 26 veces al año calendario, el estado de la superficie de cada cruce especial de tubería o sus inmediaciones. Los métodos de inspección incluyen caminar, conducir, volar u otros medios adecuados para recorrer el derecho de paso.
- b) Cada operador deberá inspeccionar todos los cruces de ductos bajo cursos de agua de régimen permanente y vías navegables con una periodicidad no mayor a cinco (5) años y, dentro de los (90) días corridos posteriores a la ocurrencia de cualquier evento extremo identificado en su matriz de riesgo.

## **VI.11 Inspecciones en áreas afectadas por condiciones climáticas**

- a) Tras un fenómeno meteorológico extremo o un desastre natural que pueda causar daños a la infraestructura por la erosión o el movimiento del suelo que rodea el tubería, una inundación que supere las crecidas de ríos, costas o arroyos en la zona de la tubería, un deslizamiento de tierra en la zona de la tubería o un terremoto, el operador debe inspeccionar todas las instalaciones potencialmente alcanzadas por el fenómeno para detectar condiciones que hubieren afectado negativamente su operación segura.
- b) El operador debe considerar la naturaleza del evento, así como las características físicas, las condiciones de operación, la ubicación y el historial de la tubería

afectada para determinar el método adecuado para realizar la inspección inicial, a fin de determinar la magnitud del daño.

- c) La inspección requerida debe comenzar dentro de las 72 horas posteriores al cese del evento, definido como el momento en que el personal y el equipo necesarios para realizar la inspección puedan acceder de forma segura al área afectada.
- d) El operador deberá tomar medidas correctivas rápidas y adecuadas para garantizar la operación segura de una tubería, basándose en la información obtenida como resultado de la inspección. Dichas medidas podrán incluir, entre otras:
  - 1) Reducir la presión de operación o cerrar la tubería;
  - 2) Modificar, reparar o reemplazar cualquier instalación de tubería dañada;
  - 3) Prevenir, mitigar o eliminar cualquier condición insegura en el derecho de vía de la tubería;
  - 4) Realizar patrullajes, estudios, pruebas o inspecciones adicionales;
  - 5) Implementar actividades de respuesta a emergencias con personal local; y
  - 6) Notificar a las comunidades afectadas sobre las medidas que se pueden tomar para garantizar la seguridad pública.

## **VI.12 Notificación de posible ruptura**

- a) Una notificación de ruptura potencial significa la notificación a, o la observación por, un operador en base a valores observados en una sala de control, personal de campo, personal de tuberías o servicios públicos cercanos, el público, personal de respuesta local o autoridades públicas de uno o más de los siguientes indicios de una posible liberación no intencional o no controlada de un gran volumen de líquidos de una tubería:
  - 1) Una pérdida de presión imprevista o inexplicable fuera de las presiones normales de operación de la tubería, según se define en los procedimientos escritos del operador. El operador debe establecer en sus procedimientos escritos que una pérdida de presión imprevista o no planificada está fuera de las presiones normales de operación de la tubería cuando se produce una pérdida de presión superior al 10 % en un intervalo de 15 minutos o menos, a menos que el operador haya documentado en sus procedimientos escritos la necesidad operativa de un umbral de cambio de presión mayor debido a la dinámica del flujo de la tubería (incluidos los cambios en la presión de operación, el caudal o el volumen), causados por fluctuaciones en la demanda, los ingresos o las entregas de producto.
  - 2) Un cambio imprevisto o inexplicable en el caudal, la presión, el funcionamiento del equipo u otra indicación de la instrumentación de la tubería en la estación aguas arriba o aguas abajo que pueda ser representativa de un evento; o
  - 3) Cualquier liberación rápida imprevista o inexplicable de un gran volumen de líquido, un incendio o una explosión, en las inmediaciones de la tubería.

### **VI.13 Reparaciones de tuberías**

- a) Al reparar sus sistemas de tuberías, cada operador deberá garantizar que las reparaciones se realicen de manera segura y de modo que se eviten daños a personas o propiedades.
- b) Ningún operador podrá utilizar ninguna tubería, válvula o accesorio como reemplazo en la reparación de instalaciones de tuberías, a menos que esté diseñado y construido según lo requiere esta norma.
- c) Para las reparaciones de tuberías se utilizará el estándar ASME PCC-2 Reparación de Equipos y Tuberías a Presión.

### **VI.14 Movimiento de tuberías**

- a) Ningún operador podrá mover ninguna tubería, a menos que la presión en la sección de la línea involucrada se reduzca a no más del 50 por ciento de la presión operativa máxima.
- b) Ningún operador podrá mover ninguna tubería que contenga líquidos altamente volátiles donde los materiales en la sección de la línea involucrada estén unidos mediante soldadura a menos que:
  - 1) El movimiento cuando la tubería no contiene líquidos altamente volátiles no es práctico;
  - 2) Los procedimientos del operador contienen precauciones para proteger al público contra el peligro de mover tuberías que contienen líquidos altamente volátiles, incluido el uso de advertencias, cuando sea necesario, para evacuar el área cercana a la tubería; y
  - 3) La presión en esa sección de la línea se reduce al valor inferior de los siguientes:
    - i. Cincuenta por ciento o menos de la presión máxima de funcionamiento; o
    - ii. El nivel práctico más bajo que mantendrá al líquido altamente volátil en un estado líquido con flujo continuo, pero no menos de 50 psi (345 kPa) por encima de la presión de vapor del producto.
- c) Ningún operador podrá mover ninguna tubería que contenga líquidos altamente volátiles donde los materiales en la sección de la línea involucrada no estén unidos mediante soldadura a menos que:
  - 1) El operador cumple con los requisitos de los párrafos b) 1 y b) 2; y
  - 2) Esa sección de línea está aislada para evitar el flujo de líquido altamente volátil.

### **VI.15 Válvulas: Cierre de válvulas en tierra para mitigación de rupturas**

- a) Para los segmentos de tuberías terrestres de líquidos correspondientes a nuevas construcciones y completamente reemplazados, que podrían afectar áreas de alta consecuencia, un operador debe instalar válvulas de mitigación de ruptura.
- b) Las válvulas deben instalarse de acuerdo con los siguientes requisitos:

- 1) Un "segmento de cierre" se refiere al segmento de tubería ubicado entre la válvula aguas arriba más cercana al extremo aguas arriba del segmento de tubería reemplazado o que se encuentre entre al menos dos válvulas de mitigación de ruptura. Si alguna tubería de cruce o lateral para la recepción o entrega de productos se conecta al segmento reemplazado entre las válvulas aguas arriba y aguas abajo, el segmento de cierre también se extiende hasta una válvula en la(s) conexión(es) de cruce o lateral(es), de modo que, cuando todas las válvulas estén cerradas, no haya una vía de flujo para el transporte de productos al lugar de la ruptura (excepto para los líquidos residuales que ya se encuentren en el segmento de cierre).
  - 2) Los segmentos de tubería deben estar protegidos aguas arriba y aguas abajo con válvulas. La distancia entre las válvulas no debe exceder:
    - i. Para segmentos de tuberías que transportan líquidos: 32 Km, con una distancia máxima que no exceda los 16 Km desde los puntos finales de un segmento de cierre; o
    - ii. Para segmentos de tubería con tuberías de alta presión: 16 Km. La distancia máxima entre válvulas puede incrementarse en 1,25 veces la distancia de separación, hasta un máximo de 24 Km en un punto final, siempre que el operador notifique a la Autoridad de Aplicación.
  - 3) Un operador puede usar una válvula manual como tecnología equivalente alternativa para una conexión de cruce si, durante las operaciones normales, la válvula se cierra para evitar el flujo de líquidos con un dispositivo de bloqueo u otro medio diseñado para impedir su apertura por personas no autorizadas por el operador. El operador debe documentar que la válvula se ha cerrado y bloqueado de acuerdo con sus procedimientos de bloqueo y etiquetado para evitar el flujo.
- c) Operación manual al identificar una ruptura. Los operadores que utilicen una válvula manual como tecnología equivalente alternativa, deben desarrollar e implementar procedimientos operativos, así como designar y ubicar adecuadamente al personal cercano para asegurar el cierre de la válvula, de conformidad con esta sección y el punto **VI.16** La operación manual de las válvulas debe incluir el tiempo necesario para reunir al personal operativo necesario, adquirir las herramientas y el equipo necesarios, conducir en condiciones de tráfico intenso y al límite de velocidad establecido, caminar hasta la válvula y cerrar manualmente todas las válvulas, sin exceder el tiempo de respuesta establecido en la sección **VI.16**

## **VI.16 Capacidades de las válvulas**

- a) Los requisitos de esta sección se aplican a las válvulas de bloqueo de línea instaladas de conformidad con **VI.15** y **IV.22**.
- b) Identificación de rotura y tiempo de cierre de la válvula: Si un operador observa o recibe una notificación de una fuga de líquido que pueda ser representativa de un evento de fuga no intencional o incontrolada que cumpla con una notificación de posible rotura, incluyendo cualquier cambio inexplicable en el caudal, la presión, el funcionamiento del equipo u otras indicaciones de la instrumentación de la tubería observadas por el operador, este debe, tan pronto como sea posible pero dentro de los 30 minutos siguientes a la identificación de la rotura, cerrar completamente cualquier válvula reguladora de flujo necesaria para minimizar el

- volumen de líquido liberado de una tubería y mitigar las consecuencias de una rotura.
- c) Una válvula debe tener la capacidad de accionamiento necesaria de cerrar para mitigar las consecuencias de una ruptura, de acuerdo con los requisitos de esta sección.
  - d) Una válvula de cierre automático debe poder ser monitoreada o controlada por personal remoto o in situ, de la siguiente manera:
    - 1) Operado durante condiciones operativas normales, anormales y de emergencia;
    - 2) Monitoreo del estado de la válvula (abierta, cerrada o parcialmente cerrada/abierta), la presión aguas arriba y la presión aguas abajo. En el caso de las válvulas de retención, el operador no necesita monitorear remotamente el estado de una válvula si tiene la capacidad de monitorear las presiones o el caudal dentro de cada segmento de tubería ubicado entre las válvulas de cierre automático para identificar y localizar una ruptura. Los segmentos de tubería que utilizan una tecnología alternativa equivalente deben tener la capacidad de monitorear las presiones y los caudales de líquidos en la tubería para identificar y localizar una ruptura.
    - 3) Disponer de una fuente de energía de respaldo para mantener los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) u otras comunicaciones remotas para el estado operativo de la válvula de control remoto o válvula de cierre automático o ser monitoreado y controlado por personal en el lugar.
  - e) La posición y el estado operativo de una válvula deben monitorearse adecuadamente mediante comunicación electrónica con instrumentación remota u otros medios equivalentes. Un operador no necesita monitorear remotamente el estado de una válvula de cierre automático si tiene la capacidad de monitorear la presión o el caudal de líquidos en la tubería para identificar y localizar una ruptura.
  - f) Antes de utilizar una válvula de cierre automático como válvula de cierre de retención, el operador debe modelar el flujo del segmento de cierre y de cualquier ramal que lo alimente, de modo que la válvula se cierre en un plazo máximo de 30 minutos tras la identificación de la rotura, de acuerdo con los procedimientos del operador y de conformidad esta sección. El modelado de flujo debe incluir los volúmenes de flujo máximos, normales o de cualquier otro tipo, las presiones u otras condiciones operativas previstas durante el año, sin exceder un período de 15 meses, y debe modelarse para el flujo entre las válvulas de cierre automático, y cualquier tubería en bucle o conexión para la recepción de líquidos. Si las condiciones de operación cambian y pudieran afectar las presiones de la válvula cierre automático y el tiempo de cierre de la válvula de 30 minutos tras una notificación de posible rotura, el operador deberá realizar un nuevo modelo de flujo y restablecer las presiones de la válvula de cierre automático antes de la siguiente revisión de las presiones de la válvula cierre automático de acuerdo con la sección **VI.17**. El modelo de flujo deberá incluir un diagrama de tiempo/presión para el segmento que contiene la válvula de cierre automático en caso de rotura. El operador deberá realizar este modelo de flujo antes de realizar cambios en las condiciones de flujo que puedan impedir el cierre de la válvula de 30 minutos.

## VI.17 Mantenimiento de válvulas

- a) Cada operador deberá mantener en buen estado de funcionamiento en todo momento cada válvula que sea necesaria para el funcionamiento seguro de su sistema de tuberías.
- b) Cada operador debe inspeccionar cada válvula de la línea principal al menos dos veces al año, pero a intervalos que no excedan de 7 meses y medio, para verificar su correcto funcionamiento. No se requiere que los operadores cierren la válvula completamente durante la inspección; un cierre mínimo del 25 % de la válvula es suficiente para demostrar el cumplimiento, a menos que el operador tenga información operativa que requiera un porcentaje de cierre adicional para mantener la confiabilidad.
- c) Cada operador deberá proporcionar protección a cada válvula contra operaciones no autorizadas y contra vandalismo.
- d) Para cada válvula de control remoto un operador debe realizar una verificación punto a punto entre las pantallas del sistema SCADA y las válvulas, sensores y equipos de comunicación instalados.
- e) Para cada tecnología alternativa equivalente que sea operada de forma manual o local (no una válvula de retención):
  - 1) Los operadores deben lograr un tiempo de respuesta de 30 minutos o menos, mediante un simulacro inicial y la validación periódica. El operador debe revisar cada fase de la respuesta al simulacro y documentar los resultados para validar que el tiempo total de respuesta, incluyendo la identificación de una ruptura, y el tiempo de cierre de la válvula sea menor o igual a 30 minutos después de la identificación de la ruptura.
  - 2) Dentro de cada sistema de tuberías, y dentro de cada unidad de trabajo de campo de operación o mantenimiento, los operadores deben seleccionar aleatoriamente una tecnología equivalente alternativa de bloqueo de línea autorizada para un simulacro de validación anual de tiempo de respuesta total de 30 minutos que simule las peores condiciones para esa ubicación. Los operadores no están obligados a cerrar la tecnología equivalente alternativa por completo durante el simulacro; un cierre mínimo del 25 por ciento de la válvula es suficiente para demostrar el cumplimiento de los requisitos del simulacro a menos que el operador tenga información operativa que requiera un porcentaje de cierre adicional para mantener la confiabilidad. El simulacro de respuesta debe realizarse al menos una vez cada año calendario, a intervalos que no excedan los 15 meses. Los operadores deben incluir en sus procedimientos escritos el método que utilizan para seleccionar aleatoriamente qué tecnología equivalente alternativa se prueba de acuerdo con este párrafo.
  - 3) Si no se puede alcanzar el tiempo de respuesta máximo de 30 minutos durante el simulacro, el operador deberá revisar las medidas de respuesta a más tardar 12 meses después del simulacro. Las medidas alternativas para el cierre de válvulas deberán cumplir con el párrafo f) de esta sección dentro de los 7 días posteriores al simulacro.
  - 4) Con base en los resultados de los simulacros de tiempo de respuesta, el operador debe incluir las lecciones aprendidas en:
    - i. Programas de formación y cualificación;

- ii. Manuales de diseño, construcción, pruebas, mantenimiento, operación y procedimientos de emergencia; y
  - iii. Cualquier otra área identificada por el operador como necesitada de mejoras.
- f) Cada operador debe implementar las siguientes medidas correctivas para corregir cualquier válvula instalada en una tubería terrestre o una válvula de retención que se indique que no funciona o no puede mantener un cierre efectivo:
- 1) Reparar o reemplazar la válvula lo antes posible, pero a más tardar 12 meses después de determinar que la válvula no funciona o no puede mantener el cierre.
  - 2) Colocar una válvula alternativa que cumpla con los requisitos dentro de los 7 días calendario siguientes al hallazgo mientras se realizan las reparaciones y documente un plan de respuesta provisional para mantener la seguridad. Las válvulas alternativas que cumplan con los requisitos de espaciado de válvulas de esta parte no están obligadas a cumplir con los requisitos de espaciado de válvulas.
- g) Un operador que utilice una válvula de alivio de presión, como vehículo de control de presión debe documentar y confirmar, las presiones de cierre de la válvula de alivio anualmente, sin exceder los 15 meses. Las presiones de cierre de la válvula de alivio deben comprobarse y reajustarse individualmente al menos cada año, pero a intervalos que no excedan los 15 meses.

## **VI.18 Scraper y esferas**

Ningún operador podrá utilizar un lanzador o receptor que no esté equipado con un dispositivo de alivio capaz de liberar la presión del barrel de forma segura antes de insertar o retirar los raspadores o esferas. El operador deberá usar un dispositivo adecuado para indicar que se ha liberado la presión del cañón o deberá proporcionar un medio para evitar la inserción o extracción de raspadores o esferas si no se ha liberado la presión del cañón.

## **VI.19 Dispositivos contra sobrepresión y sistemas contra sobrellenado**

A fin de determinar el buen funcionamiento, la correcta condición mecánica y la adecuada capacidad y disponibilidad del servicio, el operador deberá inspeccionar y probar los dispositivos limitadores de presión, válvulas de alivio, reguladores de presión y otros elementos y equipos de control de presión, con la siguiente frecuencia:

- a) Para fluidos Categoría A: al menos una vez al año y que el intervalo no supere los 15 meses.
- b) Para fluidos Categoría B: al menos 2 veces al año y que el intervalo no supere los 7 meses y medio.

## **VI.20 Equipo contra incendios**

Cada operador deberá mantener un equipo adecuado contra incendios en cada estación de bombeo y área del tanque de desconexión. El equipo deberá ser:

- a) En correcto estado de funcionamiento en todo momento;
- b) Estar claramente marcado de modo que su identidad como equipo contra incendios sea clara; y
- c) Ubicado de manera que sea fácilmente accesible durante un incendio.

## **VI.21 Protección contra el fuego**

Debe realizarse en un todo de acuerdo con la Ley N° 13.660 y su Decreto Reglamentario N° 10.877/60 y la norma para el Proyecto, Construcción y Operación de Plantas de Almacenamiento de gases licuados de Petróleo NAG-112.

Pueden utilizarse como norma de consulta la NFPA 30 y en ese caso aplicará siempre la más exigente.

Si el sistema instalado requiere los servicios de bombas contra incendio, la energía de alimentación de las mismas será independiente de la alimentación de energía de la instalación principal, de manera que en una emergencia la parada y/o bloqueo de dicha instalación, no las afecte.

## **VI.22 Señalización**

Cada operador debe mantener letreros visibles al público alrededor de cada estación de bombeo y zona de tanques. Cada letrero debe contener el nombre del operador y un número de teléfono (incluido el código de área) donde se le pueda contactar en todo momento al centro de recepción de llamadas.

Se deberá indicar la prohibición de fumar y hacer llamas abiertas en cada área de estación de bombeo y en cada zona de tanques donde exista la posibilidad de fuga de líquidos o de presencia de vapores inflamables.

## **VI.23 Gestión de la sala de control**

- a) Todo operador de una instalación de tuberías deberá contar con un controlador trabajando en una sala de control que monitoree y controle total o parcialmente la instalación mediante un sistema SCADA debe contar y seguir procedimientos escritos de gestión de la sala de control que implementen los requisitos de esta sección.
- b) Roles y responsabilidades: Cada operador debe definir los roles y responsabilidades de un controlador durante condiciones operativas normales, anormales y de emergencia. Para garantizar una respuesta rápida y adecuada del controlador ante las condiciones operativas, el operador debe definir cada uno de los siguientes aspectos:

- 1) La autoridad y responsabilidad de un controlador para tomar decisiones y realizar acciones durante las operaciones normales;
  - 2) El papel del controlador cuando se detecta una condición operativa anormal, incluso si el controlador no es el primero en detectar la condición, incluida la responsabilidad del controlador de tomar acciones específicas y comunicarse con otros;
  - 3) El papel del controlador durante una emergencia, incluso si no es el primero en detectar la emergencia, incluida su responsabilidad de adoptar medidas específicas y comunicarse con otros;
  - 4) Un método para registrar los cambios de turno del controlador y cualquier transferencia de responsabilidad entre controladores; y
  - 5) Las funciones, responsabilidades y calificaciones de otras personas que tienen la autoridad para dirigir o sustituir las acciones técnicas específicas de los controladores.
- c) Proporcionar información adecuada. Cada operador debe proporcionar a sus controladores la información, las herramientas, los procesos y los procedimientos necesarios para que estos desempeñen las funciones y responsabilidades que el operador ha definido, realizando cada una de las siguientes acciones:
- 1) Implementar API RP 1165 siempre que se agregue, amplíe o reemplace un sistema SCADA, a menos que el operador demuestre que ciertas disposiciones de API RP 1165 no son prácticas para el sistema SCADA utilizado;
  - 2) Realizar una verificación punto a punto entre las pantallas SCADA y los equipos de campo relacionados cuando se agrega o mueve equipo de campo y cuando se realizan otros cambios que afectan la seguridad de la tubería en los equipos de campo o las pantallas SCADA;
  - 3) Probar y verificar un plan de comunicación interna para proporcionar medios adecuados para la operación manual de la tubería de manera segura, al menos una vez cada año calendario, pero a intervalos que no excedan los 15 meses;
  - 4) Pruebe todos los sistemas SCADA de respaldo al menos una vez cada año calendario, pero a intervalos que no excedan los 15 meses y;
  - 5) Implementar la sección 5 de API RP 1168 para establecer procedimientos para cuando un controlador diferente asume la responsabilidad, incluido el contenido de la información que se intercambiará.
- d) Mitigación de la fatiga. Cada operador debe implementar los siguientes métodos para reducir el riesgo asociado con la fatiga del controlador, que podría inhibir su capacidad para desempeñar las funciones y responsabilidades que le han sido asignadas:
- 1) Establecer turnos de duración y programar rotaciones que proporcionen a los controladores tiempo libre suficiente para lograr ocho horas de sueño continuo;
  - 2) Educar a los controladores y supervisores en las estrategias de mitigación de la fatiga y cómo las actividades fuera de servicio contribuyen a la fatiga;
  - 3) Capacitar a los controladores y supervisores de la sala de control para que reconozcan los efectos de la fatiga; y
  - 4) Establecer un límite máximo para las horas de servicio del controlador, que puede prever una desviación de emergencia del límite máximo si es necesario para la operación segura de una instalación de tuberías.
- e) Gestión de alarmas. Todo operador que utilice un sistema SCADA debe contar con un plan de gestión de alarmas por escrito para garantizar una respuesta eficaz

del controlador ante las alarmas. El plan del operador debe incluir disposiciones para:

- 1) Revisar las operaciones de alarma relacionadas con la seguridad de SCADA utilizando un proceso que garantice que las alarmas sean precisas y respalden operaciones seguras de tuberías;
  - 2) Identificar al menos una vez cada mes calendario los puntos que afectan la seguridad que han sido retirados del análisis en el host SCADA, han tenido alarmas inhibidas, han generado falsas alarmas o han tenido valores forzados o manuales por períodos de tiempo superiores a los requeridos para las actividades de mantenimiento u operación asociadas;
  - 3) Verificar los valores de ajuste de las alarmas relacionadas con la seguridad y las descripciones de las alarmas cuando se calibren o cambien los instrumentos de campo asociados y al menos una vez cada año calendario, pero a intervalos que no excedan los 15 meses;
  - 4) Revisar el plan de gestión de alarmas requerido por este párrafo al menos una vez cada año calendario, pero a intervalos que no excedan los 15 meses, para determinar la eficacia del plan;
  - 5) Supervisar el contenido y el volumen de la actividad general dirigida y requerida a cada controlador al menos una vez cada año calendario, pero a intervalos que no excedan los 15 meses, lo que garantizará que los controladores tengan tiempo suficiente para analizar y reaccionar ante las alarmas entrantes;
- f) Gestión de cambios. Cada operador debe garantizar que los cambios que puedan afectar las operaciones de la sala de control se coordinen con el personal de la sala de control mediante las siguientes acciones:
- 1) Implementar la sección 7 de API RP 1168 para el cambio de gestión de la sala de control y requerir la coordinación entre los representantes de la sala de control, la gerencia del operador y el personal de campo asociado al planificar e implementar cambios físicos en el equipo o la configuración de la tubería; y
  - 2) Exigir a su personal de campo que se comuniquen con la sala de control cuando existan condiciones de emergencia y cuando se realicen cambios en campo que afecten las operaciones de la sala de control.
- g) Experiencia operativa. Cada operador debe asegurar que las lecciones aprendidas de su experiencia operativa se incorporen, según corresponda, en sus procedimientos de gestión de la sala de control, realizando cada una de las siguientes acciones:
- 1) Revisar los accidentes que deben informarse para determinar si las acciones de la sala de control contribuyeron al evento y, de ser así, corregir, cuando sea necesario, las deficiencias relacionadas con:
    - i. Fatiga del controlador;
    - ii. Equipo de campo;
    - iii. El funcionamiento de cualquier dispositivo de socorro;
    - iv. Procedimientos;
    - v. Configuración del sistema SCADA; y
    - vi. Rendimiento del sistema SCADA.
  - 2) Incluir las lecciones aprendidas de la experiencia del operador en el programa de capacitación requerido por esta sección.
- h) Capacitación. Cada operador debe establecer un programa de capacitación para controladores y revisar su contenido para identificar posibles mejoras al menos

una vez al año, con una frecuencia que no exceda los 15 meses. El programa del operador debe incluir la capacitación de cada controlador para que desempeñe las funciones y responsabilidades definidas por él. Además, el programa de capacitación debe incluir los siguientes elementos:

- 1) Responder a condiciones operativas anormales que puedan ocurrir simultáneamente o en secuencia;
- 2) Uso de un simulador computarizado o un método no computarizado para entrenar a los controladores para que reconozcan condiciones operativas anormales;
- 3) Capacitar a los controladores sobre sus responsabilidades en materia de comunicación según los procedimientos de respuesta a emergencias del operador;
- 4) Capacitación que proporcionará al controlador un conocimiento práctico del sistema de tuberías, especialmente durante el desarrollo de condiciones operativas anormales;
- 5) Para configuraciones operativas de tuberías que se utilizan de manera periódica, pero con poca frecuencia, brindar una oportunidad para que los controladores revisen los procedimientos relevantes antes de su aplicación; y
- 6) Entrenamiento y ejercicios para el equipo de la sala de control que incluyan tanto a los controladores como a otras personas, definidas por el operador, que razonablemente se espera que colaboren operativamente con los controladores (personal de la sala de control) en situaciones normales, anormales o de emergencia.

#### **VI.24 Desafectación y abandono de instalaciones**

Las tuberías a ser desafectadas o abandonadas deberán ser tratadas siguiendo los lineamientos del ANEXO P.

Cuando una tubería tenga más de 2 años desde su desafectación y se pretenda poner en servicio nuevamente, el operador deberá realizar una prueba hidráulica en toda su traza y/o una inspección interna en línea.

Si se opta por la prueba hidráulica, dentro de un plazo máximo de 2 años deberá llevarse a cabo una inspección interna en línea.

Si la tubería fue abandonada en lugar de ser desafectada (inertizada y con protección catódica) y se rehabilita con una prueba hidráulica, de todos modos, el operador deberá hacer una inspección interna en línea antes de cumplir 2 años desde la fecha de la nueva puesta en marcha.

## **CAPÍTULO VII: CONTROL DE LA CORROSIÓN**

### **VII.1 Alcance**

Se establecen los requisitos mínimos para el control de la corrosión en sistemas de tuberías de acero al carbono que transportan hidrocarburos líquidos.

### **VII.2 Definiciones**

Enterrado: cubierto o en contacto con el suelo.

Evaluación directa método de evaluación de integridad que utiliza un proceso para evaluar ciertas amenazas (como corrosión externa, corrosión interna y corrosión bajo tensión) a la integridad de un segmento de tubería. El proceso incluye la recopilación e integración de datos sobre factores de riesgo, el examen o análisis indirecto para identificar áreas sospechosas de corrosión, el examen directo de la tubería en estas áreas y la evaluación posterior.

Estudio eléctrico: serie de lecturas de tubería a suelo muy espaciadas a lo largo de una tubería que se analizan posteriormente para identificar ubicaciones por donde sale una corriente corrosiva de la tubería.

Evaluación directa de la corrosión externa (ECDA): un proceso de cuatro pasos que combina una evaluación previa, una inspección indirecta, un examen directo y una evaluación posterior para evaluar la amenaza de corrosión externa a la integridad de una tubería.

Entorno de tuberías: incluye la resistividad del suelo (alta o baja), la humedad del suelo (húmedo o seco), los contaminantes del suelo que pueden promover la actividad corrosiva y otras condiciones conocidas que podrían afectar la probabilidad de corrosión activa.

### **VII.3 Calificaciones para los supervisores**

Se debe exigir y verificar que los supervisores mantengan un conocimiento profundo de los procedimientos de control de corrosión establecidos en el presente Capítulo cuyo cumplimiento son responsables de garantizar.

### **VII.4 Revestimiento para el control de la corrosión externa**

Cada tubería enterrada o sumergida debe tener un revestimiento externo para el control de la corrosión externa si la tubería es:

- a) Construida, reubicada, reemplazada o modificada;

b) Acondicionada;

- 1) Tiene un revestimiento externo que cumple antes de que la tubería se ponga en servicio; o
- 2) Es un segmento que se reubica, reemplaza o altera sustancialmente.

## **VII.5 Material de recubrimiento**

El material de recubrimiento para el control de la corrosión externa debe cumplir con las siguientes condiciones:

- a) Estar diseñado para mitigar la corrosión de la tubería enterrada o sumergida;
- b) Tener suficiente adhesión a la superficie del metal para evitar la migración de humedad debajo de la película;
- c) Ser suficientemente dúctil para resistir el agrietamiento;
- d) Tener suficiente resistencia para resistir daños debidos al manejo y al estrés del suelo;
- e) Ser compatible con un sistema de protección catódica seleccionado por el operador, debiendo contemplar el caso que el revestimiento pueda generar apantallamiento eléctrico;
- f) Si el recubrimiento es de tipo aislante, tendrá baja absorción de humedad y proporcionará alta resistencia eléctrica; y
- g) Ser resistente al despegue catódico.

## **VII.6 Inspección del revestimiento**

Previo al descenso de la tubería al interior de la zanja, deberá realizarse un control de discontinuidades del revestimiento mediante un detector de fallas tipo holiday detector y no deberán registrarse fallas en el revestimiento.

En caso de detectarse discontinuidades, estas deberán ser reparadas y verificadas nuevamente antes de bajar la tubería.

Una vez finalizadas las tareas de bajado, tapado y con los puntos de medición de potencial instalados, deberá efectuarse una Prueba de Aislación Eléctrica (PAE).

El criterio de aceptación para una tubería revestida será una densidad de corriente no mayor a 0,010 mA/m<sup>2</sup>.

En caso de no cumplirse el criterio de aceptación, deberá procederse a la localización de las discontinuidades del revestimiento, realizar las reparaciones necesarias y repetir la Prueba de Aislación Eléctrica (PAE) hasta cumplir con los valores establecidos.

## **VII.7 Protección catódica**

Toda tubería enterrada o sumergida que se construya, reubique, reemplace o modifique debe contar con revestimiento externo y protección catódica.

La protección catódica tiene que cumplir con punto el **VII.10** antes de que la tubería se ponga en servicio.

Las tuberías que se cateen o queden descubiertas temporalmente, las zonas de tanques y las tuberías enterradas de estaciones de bombeo deben contar con protección catódica.

## **VII.8 Instalación y mantenimiento de cables de prueba**

Toda tubería bajo protección catódica, debe contar con cables de prueba eléctricos para el control de la corrosión externa.

Los cables de prueba deben instalarse como se indica a continuación:

- a) Colocar los cables a intervalos lo suficientemente frecuentes para obtener mediciones eléctricas que indiquen la idoneidad de la protección catódica.
- b) Dejar suficiente bucle o holgura para que el relleno no tense indebidamente ni rompa el cable de manera que permanezca mecánicamente seguro y eléctricamente conductor.
- c) Para los cables instalados en conductos, deberá aislarse adecuadamente el cable del conducto.
- d) En la conexión a la tubería mediante soldadura cuproaluminotérmica u otro método aceptable de soldadura de conductor eléctrico al acero, deberá recubrirse cada cable de prueba desnudo y área metálica desnuda con un material aislante eléctrico compatible con el revestimiento de la tubería y el aislamiento del cable.

Los cables de prueba deben mantenerse en condiciones que permitan obtener mediciones eléctricas para determinar si la protección catódica cumple con el criterio: "6.2.1" de NACE SP 0169-2024 o el que en el futuro lo reemplace.

## **VII.9 Partes expuestas de las tuberías enterradas**

Cuando se tenga conocimiento de que alguna parte de una tubería enterrada está expuesta, debe examinarse dicha área para detectar evidencia de corrosión externa, comprobando fehacientemente si la tubería está descubierta o si el revestimiento está deteriorado.

Si se encuentra corrosión externa que requiera medidas correctivas, se debe investigar circunferencial y longitudinalmente más allá de la parte expuesta (mediante examen visual, método indirecto o ambos) para determinar si existe corrosión adicional que requiera medidas correctivas en las proximidades de la parte expuesta. Adicionalmente se deberá testear el grado de adherencia del revestimiento.

Se deberá elaborar un documento con un anexo fotográfico que registre la condición encontrada del revestimiento y el acero, junto a la reparación efectuada y el revestimiento aplicado.

### **VII.10 Idoneidad de la protección catódica**

La protección catódica requerida debe cumplir con uno o más de los criterios aplicables y otras consideraciones para la protección catódica contenidos en la sección 6 de NACE SP 0169 última revisión.

### **VII.11 Monitoreo de la protección catódica**

Para determinar si la protección catódica requerida cumple con lo establecido en VII.10, debe realizarse lo siguiente:

- a) Realizar pruebas en la tubería protegida al menos una vez al año calendario, con una frecuencia no mayor a 15 meses. En tuberías sumergidas, si las pruebas a estos intervalos no son viables, se podrán realizar mediciones continuas al menos una vez cada 3 años calendario, con una frecuencia no mayor a 39 meses.
- b) Donde no se pueda afirmar que los potenciales medidos en dos cables de prueba sucesivos son representativos de los potenciales en cada uno de los puntos intermedios, entre ellos, se deberán realizar mediciones a intervalo cercano (CIS) o una tecnología comparable, una vez cada 5 años con una frecuencia no mayor 66 meses. La ocurrencia de una fuga obligara a realizar una medición de potencial CIS en una longitud de 2000 m, aguas arriba y aguas debajo de la misma.
- c) Debe comprobarse eléctricamente el correcto funcionamiento de los dispositivos al menos seis veces cada año calendario, pero con intervalos que no excedan de 3 meses para: rectificador, interruptor de corriente inversa, enlace de interferencia cuyo fallo pone en peligro la protección estructural y para ánodo galvánicos individuales o en batería de varios ánodos al menos una vez cada año con intervalos menores a 15 meses.

### **VII.12 Aislaciones: inspecciones, pruebas y protecciones**

Debe aislar eléctricamente toda tubería enterrada de otras estructuras metálicas, a menos que interconecte eléctricamente y proteja catódicamente la tubería y las otras estructuras como una sola unidad.

Deberá instalarse uno o más dispositivos aislantes donde sea necesario el aislamiento eléctrico de una parte de una tubería para facilitar la aplicación del control de la corrosión.

Debe inspeccionar y probar eléctricamente cada aislamiento eléctrico para asegurarse de que el aislamiento sea adecuado.

Si el dispositivo aislante se coloca en un área clasificada donde es razonable prever una atmósfera combustible, deberá cumplir con los requerimientos de seguridad correspondiente para evitar la formación de arcos eléctricos.

### **VII.13 Corrientes de interferencia**

Para las tuberías expuestas a corrientes de interferencia o parásitas, es necesario contar con un programa para identificar, probar y minimizar los efectos perjudiciales de dichas corrientes.

Se deberá diseñar e instalar un sistema de corriente impresa o ánodo galvánico para minimizar cualquier efecto adverso sobre las estructuras metálicas adyacentes existentes.

### **VII.14 Mitigación de corrosión interna (Inhibidores)**

Mediante la evaluación de la corrosión interna, el monitoreo de bacterias y el uso de inhibidores de corrosión se podrá mitigar la corrosión interna de la tubería. A tal fin deberá utilizarse la cantidad suficiente para proteger el sistema de tuberías y de ser necesario instalar cupones u otros equipos de monitoreo para determinar la eficacia de los inhibidores, cuyos resultados deberán examinarse al menos dos veces cada año calendario, pero con intervalos que no excedan de 7 meses y medio.

Al retirar un tramo de tubo de una tubería, debe inspeccionarse su superficie interna para detectar evidencia de corrosión. Si encuentra corrosión interna que requiera medidas correctivas, debe investigar circunferencial y longitudinalmente más allá de la tubería retirada (mediante inspección visual, método indirecto o ambos) para determinar si existe corrosión adicional que requiera medidas correctivas en las inmediaciones de la tubería retirada.

### **VII.15 Monitoreo del control de la corrosión atmosférica**

Deberá inspeccionarse toda tubería o porción de tubería que esté expuesta a la atmósfera para detectar evidencia de corrosión atmosférica, de la siguiente manera:

- a) En tierra, al menos una vez cada tres años calendario, con intervalos no mayores a 39 meses;
- b) En zona costera al menos una vez al año calendario, con intervalos no mayores a 15 meses.

Durante las inspecciones, se debe prestar especial atención a las tuberías en las interfaces suelo-aire, debajo del aislamiento térmico, debajo de revestimientos desprendidos, en los soportes de las tuberías, en las zonas de salpicaduras, en las penetraciones de cubiertas y en los tramos sobre el agua, si encuentra corrosión atmosférica durante una inspección, debe proporcionar protección contra la corrosión.

### **VII.16 Metodologías de evaluación directa**

Para la evaluación de corrosión externa, interna y corrosión bajo tensión se pueden aplicar las metodologías descritas en la última revisión de las siguientes prácticas estándar que se indican en la Tabla VII.16.

**Tabla VII.16 Normas de metodologías de evaluación**

Norma	Aplicación
NACE SP0502	Evaluación directa de la corrosión externa de tuberías (ECDA)
NACE SP0204	Metodología de evaluación directa de la fisuración por corrosión bajo tensión (SCC)
NACE SP0206	Metodología de evaluación directa de la corrosión interna en gasoductos que transportan gas natural normalmente seco (DG-ICDA)
NACE SP0208	Metodología de evaluación directa de la corrosión interna en oleoductos de líquidos (LP-ICDA)
NACE SP0110	Metodología de evaluación directa de la corrosión interna por gas húmedo en oleoductos (WG-ICDA)
NACE SP0210	Evaluación directa confirmatoria de la corrosión externa de tuberías
NACE SP0116	Metodología de evaluación directa de la corrosión interna en flujo multifásico (MP-ICDA) para tuberías.

Toda evaluación directa debe incluir procedimientos para cada una de las 4 etapas:

- a) evaluación previa;
- b) inspección indirecta;
- c) examinación directa y
- d) evaluación posterior de todo el proceso.

Cada una de las 4 etapas deberá ser documentada.

### **VII.17 Información sobre control de corrosión**

- a) Se deberá mantener registros o mapas actualizados para mostrar la ubicación de:
  - 1) Tuberías protegidas catódicamente;
  - 2) Estructuras vecinas unidas a sistemas de protección catódica.
- b) Los registros o mapas que muestran una cantidad determinada de ánodos, instalados de una manera o con un espaciamiento determinado, no necesitan mostrar distancias específicas a cada ánodo enterrado.
- c) Debe mantener un registro de cada análisis, verificación, demostración, examen, inspección, investigación, revisión, estudio y prueba requeridos por este capítulo, con suficiente detalle para demostrar la idoneidad de las medidas de control de la corrosión o que no existen medidas de control que la requieran. Debe conservar estos registros durante al menos 10 años.

## **VII.18 Requerimientos para la protección catódica**

Para instalaciones en tierra se colocarán puntos de medición de potenciales a intervalos de 1 Km (+/- 10%), pudiéndoselos desplazar sólo en aquellos casos que resulte de difícil cumplimiento o su presencia obstaculicen actividades agrícolas sobre la superficie donde se encuentre enterrada la tubería.

Entendiendo como una línea sumergida a aquella que se encuentre debajo de un curso de agua permanente; o bien que se encuentre debajo del agua en un curso de agua temporal al momento de la inspección: Si el tramo tiene una longitud mayor a 1,5 Km se utilizarán relevamientos de potenciales continuos (empleando metodología reconocida internacionalmente) entre los puntos extremos de la línea a fin de controlar y garantizar los niveles de protección.

## **CAPÍTULO VIII PLAN DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD**

### **VIII.1 Objetivo**

El objetivo de este Capítulo es que los operadores de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por tuberías implementen un Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI) que, a través de la sistematización y análisis de la información, permita adecuar las prácticas de Operación y Mantenimiento, evitando la ocurrencia de derrames o fugas que puedan dañar a las personas, al ambiente y a otras instalaciones.

#### **VIII.1.1 Evaluación de integridad**

Atento a ello, se requiere que dichos operadores desarrollen una evaluación de integridad que se sustente en las siguientes acciones básicas:

- a) Evaluación de los riesgos derivados de las amenazas existentes en los distintos tramos del sistema de tuberías;
- b) Evaluación de la integridad de las tuberías, al menos cada 5 años, mediante herramientas de Inspección Interna (II);
- c) Reparación de los defectos encontrados con tiempos de respuesta prescriptos según su severidad;
- d) Implementación de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA) para Áreas Sensibles (AS);
- e) Informar a la Autoridad de Aplicación en forma periódica los planes a implementar en el ciclo anual próximo y los resultados del ciclo anual anterior;
- f) Implementación de un Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI) que garantice el cumplimiento de las disposiciones de esta sección.

#### **VIII.1.2 Elementos del plan de gerenciamiento de integridad (PGI)**

El PGI se implementará en distintas etapas, a saber:

- a) Recopilar e integrar la información existente;
- b) Elaborar un Análisis de Riesgo (AR);
- c) Elaborar un Plan de Inspección (PI);
- d) Elaborar un Plan de Respuesta (PR).

### **VIII.1.3 Requerimientos generales del plan de gerenciamiento de integridad**

El operador deberá desarrollar y documentar los procedimientos de inspección, evaluación y reparación de los sistemas de transporte, así como documentar el proceso que garantice la revisión y mantenimiento del PGI.

A través del PGI se analizarán todas las amenazas aplicables a cada tramo de los sistemas de transporte alcanzado por el presente RTHL.

Se analizará toda la información disponible y se definirá un Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD) para los tramos en que no se disponga de información con la calidad y cantidad acorde con las necesidades del PGI.

El operador deberá implementar un sistema de evaluación de riesgos, Análisis de Riesgo (AR), que le permita desarrollar la planificación de las actividades de Integridad.

Para las Áreas Sensibles (AS) se implementarán Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA) para minimizar el riesgo.

El operador deberá desarrollar y documentar criterios y procedimientos para reparar los defectos que detecte mediante las inspecciones periódicas estipuladas en el presente RTHL. Dichos defectos serán evaluados y de acuerdo a su condición de severidad serán clasificados como de reparación inmediata, con plazos de hasta 60 días y 180 días.

El PGI deberá ser revisado y actualizado en forma anual y un conjunto mínimo de información deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación en forma mandataria. Se reportarán también un conjunto de indicadores de eficiencia de gestión.

Ante un accidente o un incidente el operador deberá presentar un Informe Preliminar y Final de Derrame, Fuga o Rotura. Los mismos serán presentados de acuerdo a lo que establece el ANEXO 2 de la presente Resolución.

Se deberá elaborar y mantener actualizado un programa escrito de capacitación de personal propio y contratado que desarrolle las tareas inherentes a este RTHL.

### **VIII.2 Definiciones**

Amenazas: Son los fenómenos que actúan sobre las tuberías provocando una merma en sus condiciones de integridad. Este Capítulo incluye las nueve categorías de amenazas posibles que deben analizarse en todos los tramos de los sistemas de transporte evaluados mediante el PGI.

**Análisis de Riesgo (AR):** Proceso sistematizado que permite evaluar en forma conjunta, para una localización dada, la probabilidad de que ocurra una falla y las consecuencias que produciría la misma.

**Áreas Sensibles (AS):** Son las áreas donde una eventual fuga o rotura produciría daños de gran magnitud a las personas o al ambiente. A los efectos de considerar los posibles daños a las personas se utilizará el concepto de clase de trazado, considerándose Áreas Sensibles (AS) a las zonas donde las tuberías atraviesen clases de trazado 3 y 4.

Respecto a los eventuales daños al ambiente se considerarán Áreas Sensibles (AS) a las líneas que atraviesan:

- a) cursos de agua o cauces temporales.
- b) sitios de interés ecológico (esenciales para la supervivencia de especies).
- c) lagunas, playas, salinas o mallines.
- d) sitios declarados área natural o reserva.
- e) sitios declarados de interés arqueológico, histórico, cultural y/o paleontológico.
- f) reservas aborígenes.
- g) zonas identificadas como Áreas Sensibles (AS) en los estudios ambientales realizados de acuerdo a la Disposición N° 123 de la ex – SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES, de la ex – SECRETARÍA DE ENERGÍA, dependiente del ex – MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS del 30 de agosto de 2006 o la normativa que la reemplace en el futuro.

**Base de Datos (BD):** Conjunto de archivos digitales y documentos donde se almacena la información necesaria para elaborar y respaldar al PGI.

**Condición anómala:** Situación en que el operador detecta la presencia de un defecto en la integridad de la tubería, debido al resultado de una inspección en línea o por situaciones del entorno del ducto, que afectan las propiedades de la tubería. El comienzo de la condición anómala se define a partir del conocimiento de la misma por el operador y finaliza cuando el operador realiza las tareas de mantenimiento necesarias como para restituir la condición de integridad original de diseño.

**Corrosión Bajo Tensiones (Stress Corrosión Cracking) (SCC):** Es un término que describe a un mecanismo de fisuración de gasoductos y oleoductos donde actúan en conjunto el medio corrosivo, el material de construcción, las tensiones de tracción y la temperatura.

**Daño por Terceros (DPT):** Es el daño que se ocasiona a la tubería por actividades relacionadas con tareas o trabajos en las proximidades. Estos daños pueden ser directos, tal como un golpe a la tubería con una retroexcavadora, o indirectos tal como movimientos de tierra que producen desviaciones de cursos de agua afectando a la tubería. A los efectos de mitigar su ocurrencia estos daños pueden subdividirse en tres grupos de acuerdo al causante de los mismos:

- a) primeras partes: producidos por personal propio del operador,
- b) segundas partes: producidos por personal contratado por el operador y
- c) terceras partes: producidos por personas o trabajos no relacionados en forma directa con el operador.

**Defectos Geométricos:** Son los que afectan la geometría de la tubería, debiéndose mayormente a problemas de montaje o daños por terceros, son las abolladuras y pliegues. También pueden presentarse en combinación con defectos planos (fisuras) o volumétricos (corrosión principalmente), condición que modifica drásticamente la vida remanente de los mismos.

**Defectos Planos:** Son los que generan discontinuidades en la pared de la tubería, mayormente son las fisuras o colonias de fisuras, siendo necesario utilizar ensayos no destructivos para detectarlos y dimensionarlos. Generalmente producen roturas en lugar de fugas. Dentro de los defectos planos también se incluyen las discontinuidades en las soldaduras longitudinales, tal como los defectos de fabricación en los tubos construidos con soldadura ERW de baja frecuencia.

**Defectos Volumétricos:** Son los que presentan pérdida de metal volumétrica, es decir, una merma en la cantidad de metal de la pared de la tubería, y se pueden ver a simple vista cuando son externos o detectar con ultrasonido cuando son internos. Generalmente son consecuencia de la corrosión, pueden también deberse a problemas de fabricación de la chapa o por daños mecánicos luego de la instalación.

**Fuga:** Toda pérdida de fluido que ocurre involuntariamente liberando producto al ambiente. La misma ocurre a través de un orificio o fisura o cualquier discontinuidad en la tubería, que permita la liberación del producto. La discontinuidad producida en la tubería no tiene dimensiones suficientes como para perder la geometría y la tubería mantiene todavía la posibilidad de mantener la presión interior diferente de la atmosférica.

**Inspección Interna (II):** Método de evaluación de integridad que se realiza introduciendo una herramienta inteligente dentro de la tubería, que colecta información de los defectos de la misma, que luego es procesada para obtener las dimensiones y localización de los mismos. Existen herramientas de inspección interna apropiadas para detectar y dimensionar cada tipo de defectos en particular geométricos, volumétricos y planos.

**Manual de Integridad (MI):** Es un documento donde figuran los métodos de inspección y de evaluación, las especificaciones técnicas de las herramientas de inspección, las especificaciones para la PH, los criterios de aceptación y rechazo de defectos, los plazos máximos para las reparaciones (PR), los registros que se relevarán durante las reparaciones en concordancia con las necesidades del PGI, la capacitación del personal, el organigrama y toda otra documentación de respaldo referente a las actividades de integridad que el operador considere necesario incluir.

**Máxima Presión de Operación (MOP):** Es la presión local máxima que se dio en un determinado punto de la tubería en los últimos 6 meses y se mantuvo por al menos 4 horas. Se utiliza como referencia para determinar las reducciones de presión para los defectos de reparación inmediata.

**Medidas Mitigativas:** Medidas tomadas para minimizar o eliminar las consecuencias de una posible falla en la tubería. Por ejemplo: instalación de válvulas, mejora o implementación del sistema de detección de fugas, implementación y mejora del plan de contingencia, etc.

**Medidas Preventivas:** Medidas tomadas para reducir la probabilidad de falla en una tubería. Por ejemplo: mejora en el plan de prevención de daños por terceros, mejora en

el monitoreo y mantenimiento de la protección anticorrosiva, mejora en el plan de mantenimiento de las instalaciones de alivio y control de la presión.

**Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD):** Es un plan donde el operador detalla el momento y tipo de relevamiento que realizará para mejorar la calidad y cantidad de los datos de integridad. La certeza de los resultados que se obtengan del Análisis de Riesgo (AR) está íntimamente ligada a la calidad de los datos de entrada al sistema. La incertidumbre en los datos de entrada generará desconfianza en los resultados y esto estará reflejado en un aumento en los costos de inspección y reparación. El operador deberá balancear los costos que representan mejorar los datos en oposición con los gastos de inspección y reparación. Ejemplo de la colección y mejora de datos puede ser caracterizar el material del tubo, ya que el desconocimiento de este dato obligará a asumir una calidad mínima que redundará en mayor cantidad de reparaciones.

**Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI):** Es un conjunto de políticas, procesos y procedimientos que sustentan las acciones de inspección, mantenimiento, operación y capacitación relacionadas con la integridad.

**Plan de Relevamiento Base y Plan de Inspección (PI):** El Plan de Relevamiento Base es el primer Plan de Inspección (PI) donde el operador describe, para todos los tramos alcanzados por el presente RTHL, con qué método inspeccionará la línea y en qué momento. Este Plan se elaborará en función de los resultados obtenidos del Análisis de Riesgo Básico, de las posibilidades operativas del sistema y de la experiencia propia de la empresa o de empresas similares, no obstante, se deberán inspeccionar primero las líneas de mayor riesgo. Luego de la primera campaña de inspecciones y reparaciones, toda la información recopilada realimenta el Análisis de Riesgo (AR), con estos datos actualizados se revisa el Plan de Relevamiento Base, readecuándose en el caso de ser necesario, por lo que se transforma a partir del segundo período en el Plan de Inspección (PI) que será revisado y actualizado anualmente.

**Plan de Respuesta (PR):** Es un plan donde se definen las acciones a tomar ante el conocimiento de la existencia de alguna anomalía en las tuberías, debe incluir al menos: reducción de presión ante el conocimiento de la anomalía, reducción de presión para la investigación directa en función del tipo y severidad de los defectos, criterios de evaluación para los distintos tipos de defectos (volumétricos, planos o geométricos), criterio de aceptación y rechazo de los defectos con sus respectivos factores de seguridad, tiempo de respuesta para la reparación de los defectos en función de la severidad de los mismos. En el presente RTHL se dan los requisitos mínimos para la elaboración del Plan de Respuesta (PR).

**Presión de Falla (PF):** Es la presión en la que un defecto localizado en una tubería producirá una falla. La presión de falla se determina mediante los cálculos realizados en base a las características del defecto y propiedades del material de la tubería. El mayor conocimiento de la geometría del defecto y de las propiedades del material dará una mejor aproximación a la presión de falla real. A los efectos de la determinación de la Presión de Falla (PF), se deberán utilizar procedimientos de cálculo con respaldo internacional de probada consistencia en los resultados. Los factores de seguridad que se apliquen a la Presión de Falla (PF) para el cálculo de la presión segura de trabajo estarán acordes con la precisión y confiabilidad del método elegido. Cuando las características de los defectos sean relevadas con herramientas inteligentes de inspección interna, el operador deberá considerar la incertidumbre provocada por el error inherente al proceso de toma de datos, y dicha incertidumbre deberá ser considerada en los coeficientes de seguridad para el cálculo de la presión. Cuando las

características de los defectos sean relevadas en una verificación directa, el operador deberá considerar la incertidumbre provocada por el error inherente a los instrumentos utilizados y dicha incertidumbre deberá ser considerada en los coeficientes de seguridad para el cálculo de la presión falla. Para la incorporación de las características del material (resistencia y tenacidad) a las fórmulas de cálculo de Presión de Falla (PF) se utilizarán valores conocidos y respaldados por la documentación correspondiente. En los casos que sean necesarios suponer estos datos se optará por tomar valores conservadores

**Presión de rotura (PC):** Es la mínima presión de colapso pronosticada para un caño degradado. La presión de rotura de un caño corroído se determina por cálculo, considerando la tensión de flujo y las dimensiones de la pérdida de metal (profundidad y longitud). A los efectos de la determinación de la Presión de Rotura (PC), se deberán utilizar procedimientos de cálculo con respaldo internacional de probada consistencia en los resultados.

**Riesgo:** Es una medida que cuantifica la probabilidad de ocurrencia de una falla y la magnitud de las consecuencias que produciría la misma.

**Rotura:** Colapso de la tubería que ocurre involuntariamente liberando producto al ambiente. La rotura puede ocurrir por una fractura que libera el producto. En una rotura, el componente varía significativamente su geometría y pierde la capacidad de soportar presión interna diferente a la atmosférica.

**Tramos o segmentos:** Son las subdivisiones de la tubería que decida realizar el operador a los efectos de optimizar el análisis y manejo del PGI.

**Variante (cambio de Traza):** Cambio o reubicación de la tubería en otra trayectoria con el objeto de prevenir o mitigar alguna amenaza en particular.

**Verificaciones directas (VD):** Verificaciones que se realizan en pozos de investigación donde se descubre la superficie de la tubería. En ellas se recaban datos y se efectúan mediciones que se realizan en forma directa sobre la tubería.

### **VIII.3 Requerimientos mandatorios del PGI**

Los operadores de los sistemas de transporte alcanzados por el presente RTHL deberán elaborar y mantener actualizada la siguiente documentación, la cual conformará el Manual de Integridad (MI) del sistema de tuberías en cuestión:

- a) Política de Integridad del Operador;
- b) Funciones y Responsabilidades (Operación, Mantenimiento e Integridad)
  - 1) Organigrama de la empresa con la descripción de las responsabilidades concernientes a cada sector.
  - 2) Los registros y planes de capacitación de los individuos sobre los que recaen las responsabilidades.
- c) Descripción de los elementos del Plan de Gerenciamiento de Integridad (PGI)
  - 1) Descripción del proceso de colección e integración de datos.
  - 2) Descripción del sistema de AR para la elaboración del Plan de Inspección (PI).

- 3) Descripción de la metodología para elaborar el Plan de Inspección (PI).
  - 4) Descripción del Plan de Respuesta (PR).
  - 5) Descripción de la Base de Datos (BD) utilizada.
  - 6) Descripción del sistema de Análisis de Riesgo (AR) utilizado a partir del segundo año.
  - 7) Descripción de la metodología para actualizar el Plan de Inspección (PI) a partir del segundo año.
  - 8) Descripción de la metodología para elaborar el Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD).
  - 9) Descripción de la metodología para la elaboración de los medidores de performance.
- d) Planes y Resultado
- 1) Datos Básicos del Sistema.
  - 2) Resultados del AR.
  - 3) Plan de Inspección (PI).
  - 4) Plan de Respuesta (PR).
  - 5) Áreas Sensibles (AS) identificadas.
  - 6) Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD)
  - 7) Plan de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA).
  - 8) Base de Datos (BD), este elemento puede estar solamente en soporte digital.
  - 9) Resumen de los resultados y hallazgos de las inspecciones: Inspección Interna (II).
  - 10) Resumen de las reparaciones realizadas.
  - 11) Evaluación de la efectividad del PGI.
  - 12) Otros planes y resultados que el operador considere de relevancia.

#### VIII.4 Cronograma de entrega de documentación

El Operador deberá presentar a la Autoridad de Aplicación la siguiente documentación en los plazos requeridos

**Cuadro VIII.4.1 – Cronograma de entrega de documentación para tuberías nuevas**

Entrega 1	
Datos Básicos del Sistema	6 meses
Informe de prueba hidráulica	
Informe de prueba de aislación eléctrica	
Resumen del Análisis de Riesgos Básico	

Funciones y Responsabilidades	
Entrega 2	
Plan de Inspecciones (PI)	12 meses
Descripción del Análisis de Riesgo	

**Cuadro VIII.4.2 – Cronograma de entrega de documentación para tuberías en operación**

<b>Para ductos en operación</b>	
Entrega 3	
Plan de Inspecciones (PI)	Anualmente en la última semana de Marzo
Plan de Respuesta (PR) y su cumplimiento	
Indicadores de Gestión de PGI	
Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA)	
Entrega circunstancial	
Tecnología de Inspección distinta a Inspección Interna	90 días antes de la ejecución
Modificaciones del Plan de Respuesta (PR)	90 días antes del vencimiento de las inspecciones o reparaciones
Defectos que no puedan ser reparados	10 días antes del vencimiento

Segmento que no será inspeccionado	180 días antes del vencimiento
Informe Preliminar y Final de Derrame, Fuga o Rotura	A las 24 hs y a los 120 días
Cambios en las responsabilidades del Gerenciamiento de Integridad	Cuando ocurran

## **VIII.5 Colección e integración de datos**

### **VIII.5.1 Colectar Datos**

El operador debe coleccionar toda la información disponible para comenzar con el desarrollo del PGI.

El operador deberá presentar a la Autoridad de Aplicación los Datos Básicos solicitados en el ANEXO 1 del presente RTHL.

Ante el desconocimiento de alguno de los datos el operador deberá adoptar el valor más conservador.

### **VIII.5.2 Integrar datos**

El operador deberá desarrollar e implementar un proceso de colección y de integración de datos que permita obtener y manejar en forma sistemática la información antes requerida para cada uno de los tramos de su sistema.

Deberá desarrollarse un sistema de referenciamiento común (en unidades consistentes) a efectos de permitir que todos los datos coleccionados puedan ser analizados para una misma localización. El sistema elegido para integrar los datos debe estar georeferenciado. El error inherente al método desarrollado para la integración de los datos debe ser compatible con el método de Análisis de Riesgo (AR) que se adopte.

## **VIII.6 Análisis de Riesgos (AR)**

### **VIII.6.1 Identificación de las amenazas aplicables**

El operador debe analizar para cada tramo alcanzado la aplicabilidad de cada una de las siguientes amenazas:

- a) Dependientes del tiempo transcurrido:
  - 1) Corrosión Interna;
  - 2) Corrosión Externa;
  - 3) Stress Corrosion Cracking (SCC);
  - 4) Fatiga;
  - 5) Otras.
  
- b) Estáticas o Residentes:

- 1) Defectos de Fabricación en Caño y Accesorios:
    - I. Soldadura Longitudinal;
    - II. Cuerpo del Caño y Material.
  - 2) Construcción:
    - I. Soldaduras Circunferenciales Defectuosas;
    - II. Soldaduras Defectuosas;
    - III. Curvas con Arrugas o Pliegues;
    - IV. Roscas y Cuplas Defectuosas;
  - 3) Equipamiento:
    - I. Fallas en Juntas, Empaquetaduras y Retenes;
    - II. Fallas en Equipos y Dispositivos de Alivios;
    - III. Fallas en Sellos de Bombas y Empaquetaduras;
    - IV. Misceláneos.
  - 4) Otros
- c) Independientes del Tiempo:
- 1) DPT (Daños Mecánicos):
    - I. Daños Ocasionados por Primeras (personal del operador), Segundas (personal contratado por el operador) o Terceras (personal ajeno al operador) partes con consecuencias instantáneas;
    - II. Ídem anterior con Modo de Manifestación Retardada;
    - III. Vandalismo;
    - IV. Otros.
  - 2) Operación Incorrecta:
    - i. Procedimientos de Operación Incorrecta
  - 3) Fuerzas externas relacionadas con el clima:
    - I. Tiempo Extremadamente Frío;
    - II. Descargas Atmosféricas;
    - III. Lluvias Copiosas o Inundaciones
    - IV. Movimientos del Suelo
  - 4) Otros

### **VIII.6.2 Identificación de Áreas Sensibles (AS)**

El operador deberá identificar las zonas donde las tuberías alcanzadas por el presente RTHL cruzan Áreas Sensibles (AS).

En esta etapa del proceso de implementación del PGI podrá hacer una identificación somera de las Áreas Sensibles (AS), ya que es esperable que no cuente con la información detallada necesaria para un análisis exhaustivo.

### **VIII.6.3 Segmentación por tramos**

Una división en tramos apropiada permitirá asignar los recursos de mantenimiento en una forma más eficiente.

### **VIII.6.4 Análisis de riesgo básico**

El Operador debe seleccionar un método de Análisis de Riesgo (AR) apropiado para su sistema y para el PGI. En esta etapa basta con un método que permita priorizar

en forma somera las actividades de inspección para la elaboración del Plan de Relevamiento Base.

El Análisis de Riesgo Básico debe ser conducido, como mínimo, para cada uno de los tramos incluidos en el alcance del presente RTHL. En el proceso deben considerarse todas las amenazas posibles.

## **VIII.7 Plan de Inspección (PI)**

### **VIII.7.1 Evaluación de integridad para cada tramo / Amenaza**

Identificadas las amenazas existentes en cada tramo, se definirá la tecnología de inspección aplicable y el periodo óptimo de inspección. A partir de la puesta en marcha de un sistema de tuberías, la evaluación se realizará mediante las tecnologías de inspección interna, debiéndose realizar la primera inspección dentro de los cinco (5) años a partir del comisionado.

Al utilizar tecnologías de inspección interna a veces puede ocurrir:

- a) Falta de herramientas de inspección interna: El operador puede justificar el período de evaluación más largo de un segmento abarcado, si las herramientas de inspección interna no están disponibles para evaluar la tubería en la fecha necesaria. El operador debe demostrar que la herramienta de inspección interna no puede disponerse dentro del período de evaluación requerido y además que las acciones que está tomando para evaluar la integridad del segmento de tubería en el ínterin.
- b) Mantener el abastecimiento del líquido transportado: El operador puede justificar un período de evaluación más largo de la tubería si demuestra que la reevaluación afectará la provisión de líquido, y que no está disponible una alternativa de abastecimiento.
- c) Si alguna de las condiciones del párrafo a) o b) aplica, el operador debe notificar a la Autoridad Regulatoria 180 días antes de terminar el intervalo de reevaluación, solicitando un intervalo de evaluación más largo, y brindando un estimativo de cuándo podría completarse la evaluación.

### **VIII.7.2 Utilización de otra tecnología que no sea inspección interna (II)**

No todas las tuberías ni todas las amenazas pueden ser evaluadas utilizando herramientas en inspección interna, si por razones justificadas el operador solicitara utilizar como metodología de inspección la Prueba Hidráulica u otra tecnología que no fuera Inspección Interna (II) para evaluar los efectos de una amenaza, deberá enviar a la Autoridad de Aplicación con 90 días de anticipación a la presentación del Plan de Inspección (PI), la documentación técnica que justifique que dicha tecnología provee un nivel de comprensión de la amenaza a evaluar, que resulta equivalente a la Inspección Interna (II).

### **VIII.7.3 Desarrollo del Plan de Inspección (PI)**

El operador debe establecer un Plan de Inspección basado principalmente en los resultados del AR, enfocando sus esfuerzos en los tramos con mayor riesgo. El Plan de

Inspección (PI) deberá contemplar el tiempo desde la última inspección, si es que la hubiera, y los resultados de la misma.

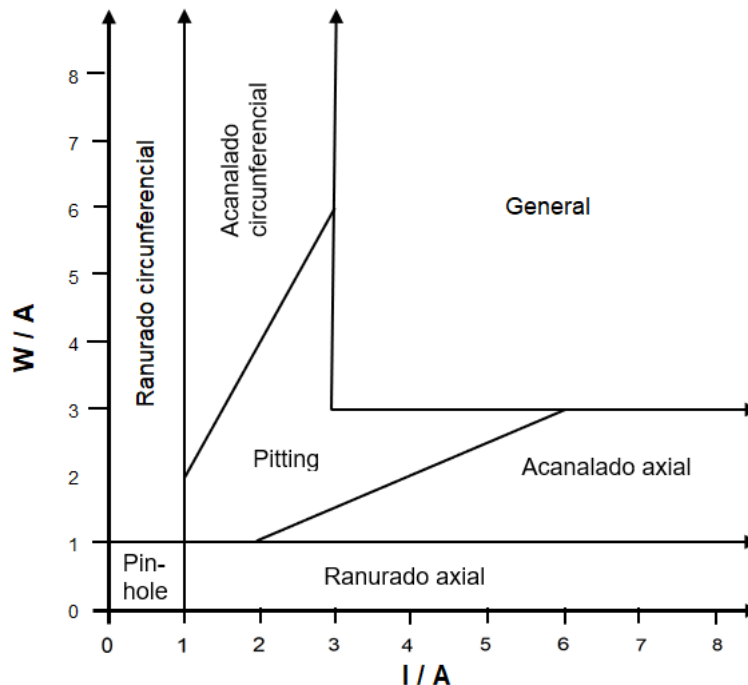
El Plan de Inspección (PI) debe incluir el método y el cronograma de inspección para cada tramo de acuerdo a las amenazas antes identificadas.

Se podrán tomar en cuenta consideraciones prácticas (inspeccionar diámetros iguales, etc.), no obstante, los tramos de mayor riesgo deben ser inspeccionados primero.

#### VIII.7.4 Evaluaciones de tuberías

- Se consideran las tuberías que están preparadas para la inspección mediante herramientas de inspección en línea;
- El operador deberá realizar una evaluación inicial de cada uno de sus segmentos de tubería y realizar evaluaciones periódicas al menos una vez cada 5 años calendario a partir del año de la evaluación anterior.
- La inspección interna estará equipada implementando tecnología que permita detectar, caracterizar y proveer las dimensiones de los distintos tipos de anomalías, en línea con las especificaciones del POF 100 (Pipeline Operators Forum).

Gráfico VIII.7.4 Representación gráfica de las dimensiones superficiales de pérdida de metal según el POF 100-2021



El parámetro geométrico A está relacionado para el método de ensayo no destructivo de la siguiente manera:

Si  $t$  es  $< 10$  mm entonces A es 10 mm

Si  $t$  es  $\geq 10$  mm entonces A es  $t$

Donde: W es el ancho de una anomalía  
A es el área de la anomalía  
I Indicación  
t es el espesor

- d) El operador debe realizar la evaluación de integridad para el rango de amenazas relevantes a la tubería mediante el uso de una o más herramientas de inspección en línea adecuadas. Al realizar una evaluación utilizando una herramienta de inspección en línea, el operador debe cumplir con las recomendaciones de la norma API Std 1163, Norma de Calificación de Sistemas de Inspección en Línea; ANSI/ASNT ILI-PQ, Calificación y Certificación del Personal de Inspección en Línea y NACE SP0102 (última revisión), Inspección en Línea de Tuberías.
- e) La inspección en línea también puede realizarse utilizando herramientas conectadas o de control remoto, siempre que cumplan con las secciones aplicables de NACE SP0102 (última revisión). El operador debe considerar explícitamente las incertidumbres en los resultados informados (incluyendo la tolerancia de la herramienta, los hallazgos de anomalías y los gráficos de unidad u otros métodos equivalentes para determinar las incertidumbres) al identificar anomalías. Si esto es impracticable con base en los límites operativos, incluyendo la presión de operación, el bajo caudal y la longitud de la tubería o la disponibilidad de tecnología de herramientas de inspección en línea para el diámetro de la tubería, entonces el operador debe realizar la evaluación utilizando el o los siguientes métodos:
- 1) Una prueba de presión realizada de acuerdo con el Capítulo V;
  - 2) Evaluación directa de la corrosión externa de acuerdo con las normas que se aplican para la evaluación directa; o
  - 3) Otra tecnología: Los operadores pueden optar por utilizar otras tecnologías si pueden demostrar que proporcionan una comprensión equivalente del estado de la tubería para la amenaza que se está evaluando. El operador que opte por esta opción debe notificar a la Autoridad de Aplicación 90 días antes de realizar la evaluación para su aprobación.
- f) Los métodos que un operador seleccione para evaluar tuberías soldadas por resistencia eléctrica de baja frecuencia, tuberías con un factor de costura inferior a 1.0, según se define en III.4 e), o tuberías soldadas por solape susceptibles a fallas longitudinales en la costura, deben ser capaces de evaluar la integridad de la costura, la presencia de grietas y detectar anomalías de corrosión y deformación.
- g) Análisis de datos. Una persona calificada por sus conocimientos, capacitación y experiencia debe analizar los datos obtenidos de una evaluación realizada según el párrafo b) de esta sección para determinar si una condición podría afectar negativamente la operación segura de la tubería. Los operadores deben considerar las incertidumbres en los resultados reportados (incluida la tolerancia de las herramientas) como parte de dicho análisis.
- h) El descubrimiento de una condición ocurre cuando un operador cuenta con información suficiente (fecha de recepción del informe del proveedor de la herramienta de inspección interna) para determinar que existe una condición que representa una amenaza potencial para la integridad de la tubería. Un operador

debe obtener con prontitud, pero a más tardar 180 días después de realizada la inspección del ducto, información suficiente sobre la condición para tomar la determinación requerida en el párrafo g) de esta sección. Si el operador puede demostrar fehacientemente que 180 días son impracticables para tomar una determinación sobre una condición detectada durante una evaluación, el operador de la tubería debe notificar a la Autoridad de Aplicación e indicar una fecha prevista en la que se dispondrá de la información adecuada.

- i) Un operador debe cumplir con los requisitos generales de esta sección si descubre una condición que podría afectar negativamente la operación segura de una tubería en función de los plazos establecidos en VIII.9.1

### **VIII.8 Plan de Respuesta (PR)**

El operador deberá definir y documentar el tratamiento que dará a los defectos que detecte en las tuberías durante las inspecciones y posteriores verificaciones directas (VD).

Considerará a tal fin los distintos tipos de defectos según su característica y tipo de inspección que se le realizó a la línea.

El operador debe revisar los resultados de las verificaciones directas (VD) y en forma conjunta con información adicional, ya integrada para el Análisis de Riesgo (AR), deberá establecer el cronograma de reparaciones de la tubería. Una vez conocida la condición anómala, el operador deberá confeccionar un plan escrito de reparaciones contemplando los requerimientos de plazos, en base a la severidad de los defectos reportados.

Existen 3 condiciones de severidad de los defectos evaluados que deben ser atendidos con tres tiempos de respuesta correspondientes: Inmediata, de 60 días, y de 180 días.

El operador debe tomar acción para solucionar la condición anómala descubierta. La reparación que se realice debe ser permanente y no presentar una amenaza a la integridad futura de la tubería. En ese sentido, el operador, debe ser capaz de demostrar la calidad de las reparaciones que realice, los métodos de reparación deben estar incluidos en el "Manual de Mantenimiento".

- a) Condición Inmediata: Una vez descubierta la condición anómala será necesario reducir la presión de operación (PO) a los efectos de mantener la seguridad. Durante las verificaciones directas (VD) deberá realizarse una reducción adicional de la presión dependiendo del valor de presión al que se encuentra el sistema.

Los defectos que merecen reparación inmediata son los siguientes:

- 1) Pérdidas de metal superior o iguales al 80% de la pared del tubo, más allá de sus dimensiones.
- 2) Cuando la presión de falla calculada de los defectos esté por debajo del 110 % de la MOP establecida en la progresiva de la ubicación de la anomalía. o lo que es lo mismo cuando la relación PF/MOP sea menor o igual a 1,1. En los casos de que se trate de un Área Sensible (AS) el factor que utilice será 1,25. (NOTA 1).

- 3) Cuando se detecte una abolladura en la parte superior del caño (entre hora 8 y hora 4) que tenga alguna indicación de pérdida de metal, fisuras o concentradores de tensiones.
  - 4) Cuando se detecte una abolladura en la parte superior del caño (entre hora 8 y hora 4) que tenga una profundidad igual o mayor al 6% del diámetro nominal.
  - 5) Fisuras originadas por corrosión bajo tensión cuya profundidad supere el 40% del espesor de la tubería y todo tipo de defectos planos detectados en la soldadura que no cumplan con el criterio de aceptación de la norma aplicable (API 1104 y API 5L)
  - 6) Cuando se detecte una anomalía que a juicio de una persona calificada y designada por el operador para evaluar defectos resulte de reparación inmediata.
- b) Condición de 60 días: Con excepción de las anomalías listadas en la condición anterior de la presente sección, los siguientes defectos deben ser reparadas en un plazo no mayor a 60 días de descubierta la condición:
- 1) Una abolladura localizada en la parte superior del caño (entre hora 8 y hora 4) con una profundidad mayor al 3% del diámetro nominal (mayor a 6 mm para diámetros nominales menores a 12”).
  - 2) Una abolladura en la parte inferior del caño que tenga una indicación de pérdida de metal, fisuras o concentradores de tensión.
- c) Condición de 180 días: Con excepción a las anomalías listadas en las condiciones anteriores del presente párrafo, los siguientes defectos deben ser reparados en un plazo no mayor a 180 días de descubierta la condición:
- 1) Una abolladura con una profundidad mayor a 2% del diámetro nominal (mayor a 6 mm para caños de diámetro menor a 12”) que afecte un caño curvado en la soldadura circunferencial o longitudinal.
  - 2) Una abolladura localizada en la parte superior del caño (entre hora 8 y hora 4) con una profundidad mayor al 2% del diámetro nominal (mayor a 6 mm para diámetros nominales menores a 12”).
  - 3) Una abolladura localizada en el fondo del caño con una profundidad mayor al 6% del diámetro de la tubería.
  - 4) Cuando la presión de falla calculada de los defectos esté por debajo del 125% de la MAPO o lo que es lo mismo cuando la relación PF/MAPO sea menor o igual a 1,25. En los casos de que se trate de un Área Sensible (AS) el factor que utilice será al menos 1,39 (NOTA 1).
  - 5) Un área de corrosión generalizada con una pérdida mayor al 60% de la pared del tubo.
  - 6) Un área de pérdida de metal mayor al 60% de la pared del tubo que se encuentre en un cruce con otro ducto, o que se extienda circunferencialmente, o que esté afectando la soldadura, o que se encuentre dentro de un Área Sensible (AS).
  - 7) Una indicación de fisura que luego de excavada es confirmada como fisura y su profundidad es menor que el 40% del espesor de la pared del tubo. La gestión de estas indicaciones se podrá realizar conforme la normativa API RP 1176.
  - 8) Corrosión en la zona de la costura longitudinal o a lo largo de ella, la cual deberá ser evaluada considerando las propiedades fractomecánicas del material en el sitio.

- 9) Una raspadura o acanaladura con una profundidad mayor al 12,5% de la pared nominal del tubo.
- d) Otras condiciones: Además de las condiciones listadas en los puntos a), b), c) de la presente sección, el operador deberá evaluar cualquier condición identificada que sea una amenaza a la integridad de la tubería y planificar apropiadamente su reparación.

NOTA 1: Entre los métodos adecuados para el cálculo de la resistencia residual se incluyen, entre otros, ASME/ANSI B31G y PRCI PR-3-805 (R-STRENG)

## **VIII.9 Inspecciones y reparaciones**

### **VIII.9.1 Realizar inspecciones según el Plan de Inspección (PI)**

El operador deberá realizar las inspecciones y subsiguientes reinspecciones de acuerdo al Plan de Inspección (PI). Las sucesivas reinspecciones deberán llevarse a cabo en un plazo no mayor de 5 años, estos plazos podrán extenderse como máximo un período de 6 meses o disminuirse cuando el operador cuente con análisis y estudios que justifiquen la modificación de los plazos.

El operador es el responsable de que los plazos sean ejecutados en tiempo y forma para mantener la integridad del sistema y evitar cualquier accidente o incidente.

El servicio prestado por los proveedores de herramientas de Inspección Interna (II) se brinda en diferentes calidades con sus respectivas especificaciones técnicas de resolución, precisión y confiabilidad. La selección del servicio deberá ser acorde con las exigencias que se espera de la información que se colecte en la inspección y a su vez debe ser compatible con los criterios que se asumen en el Plan de Respuesta (PR). En el Manual de Integridad (MI) del operador constará la información que deberá quedar registrada por cada corrida de Inspección Interna (II), así como los procedimientos para el manejo de la misma. En tal sentido, como mínimo deberá contener lo siguiente: informe de limpieza del tramo, informe de carrera, informe preliminar e informe final.

### **VIII.9.2 Resultados de las inspecciones y Verificaciones Directas (VD)**

Los resultados de las inspecciones serán evaluados de acuerdo a los criterios establecidos en el Plan de Respuesta (PR). Los resultados de las inspecciones internas deberán ser evaluados contra los criterios correspondientes. El operador tendrá, si es necesario, procedimientos diferenciales para tratar la severidad de los defectos, según de donde provenga el dato que está analizando, es decir podrá contemplar distintos criterios para evaluar los datos de Inspección Interna (II) o Verificaciones Directas (VD).

### **VIII.9.3 Defectos que no pueden ser reparados por el Plan de Respuesta (PR)**

Si como resultado de la evaluación de los defectos y comparación de los resultados con los requerimientos del Plan de Respuesta (PR), surgiera que hay defectos que requieren reparación inmediata se deberá reducir la presión y proceder a la reparación de los mismos.

Las reparaciones deben ser llevadas a cabo dentro de los plazos establecidos en el Plan de Respuesta (PR) y de acuerdo a la severidad de los defectos. Si el operador no

podiera llevar a cabo las reparaciones en los plazos prescriptos, deberá justificar las razones que le impiden realizar los trabajos y asegurar que, en ningún caso, pondrá en peligro la seguridad de las personas o del ambiente. La condición de no cumplimiento de los plazos establecidos deberá ser informada a la Autoridad de Aplicación antes que venza el tiempo de ejecución estipulado.

Las condiciones que obliguen a una reducción de presión no podrán ser mantenidas por más de 365 días.

## **VIII.10 Base de Datos (BD)**

### **VIII.10.1 Implementar una Base de Datos e incorporar los datos y resultados**

Los datos constructivos de los tramos, los resultados de las inspecciones, los resultados de las evaluaciones directas, las conclusiones de las reparaciones, los informes de falla, los datos medioambientales y su sensibilidad, los datos de población deberán ser integrados, contenidos y actualizados en forma continua, en una única base de datos.

Para los operadores que no tengan desarrollado una base de datos consistente al nivel de las exigencias del PGI se propone el uso de los formatos estandarizados a nivel internacional, compatibles con los programas comerciales de Análisis de Riesgo (AR) y con los GIS (Global Information System)

Los operadores que ya cuenten con una Base de Datos (BD) consistente y acorde a las exigencias del PGI exigido por el presente RTHL, podrán seguir utilizándola, previa demostración de su aptitud para el análisis y soporte de los datos.

### **VIII.10.2 Identificar y/o revisar las Áreas Sensibles (AS)**

El operador identificará las Áreas Sensibles (AS) por donde cruzan las tuberías. Asimismo, debe implementar un proceso para determinar y revisar cuales son los tramos que pueden afectar dichas Áreas Sensibles (AS). La revisión deberá focalizarse en los cambios poblacionales y/o geomorfológicos y conclusiones que pueda obtener en base a la mejora del conocimiento de la traza de las tuberías.

### **VIII.10.3 Revisar segmentación**

El operador deberá revisar la segmentación en tramos de acuerdo a las modificaciones a las instalaciones, a la información referente a las Áreas Sensibles (AS), o por decisión de optimizar el proceso. Si se optara por una nueva segmentación, deberá ser incorporada en el PGI.

## **VIII.11 Implementar un método de análisis de riesgo (AR) y calcular riesgo**

El operador debe seleccionar e implementar un método de Análisis de Riesgo (AR) apropiado para su sistema y el PGI. En esta etapa debe seleccionar un método que permitirá al menos:

- Analizar e integrar la información de las evaluaciones e inspecciones.
- Analizar e integrar la información correspondiente a las Áreas Sensibles.

- Analizar las consecuencias potenciales de un derrame, sobre las personas y el ambiente en función del tipo de producto y características de diseño y operación del tramo.
- Calcular el riesgo como el producto de una probabilidad de falla multiplicado por una valoración de las consecuencias.
- Administrar y presentar la información de salida (resultados) en forma analítica y gráfica.
- Importar los datos de las instalaciones, inspecciones, coordenadas, etc. de la Base de Datos (BD).
- Exportar las salidas de las corridas del Análisis de Riesgo (AR) permitiendo la trazabilidad de los datos utilizados como reales y los datos supuestos para la generación de escenarios de análisis.
- Se deben considerar todas las amenazas posibles para cada tramo en el proceso del Análisis de Riesgo (AR), y en la evaluación de las consecuencias considerar el tipo de producto transportado.
- El Análisis de Riesgo (AR) debe ser conducido para cada uno de los tramos incluidos en el alcance de este RTHL.

En cada ciclo el operador deberá evaluar las salidas del Análisis de Riesgo (AR) con el objetivo de establecer las bases técnicas y prioridades para la elaboración y actualización del Plan de Inspección (PI) y del Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD).

En base a la experiencia del personal técnico y especialistas, se ponderarán las conclusiones que surjan del Análisis de Riesgo (AR). Una vez que ha alcanzado cierta madurez la Base de Datos (BD) y los algoritmos de ponderación, el Análisis de Riesgo (AR) es una herramienta que permite tener una visión global del estado de riesgo del sistema, sin embargo, no libera al operador de la responsabilidad de revisar las salidas del Análisis de Riesgo (AR), permitiendo así el uso del sentido común y las buenas reglas de la ingeniería.

Una vez actualizada la Base de Datos (BD) se realizará una corrida del Análisis de Riesgo (AR) y con los resultados de la misma se priorizarán nuevamente los tramos según su riesgo global.

Se deberá revisar con la nueva información disponible la aplicabilidad de las amenazas para cada tramo, en los casos que corresponda.

El operador decidirá qué tipo de Análisis de Riesgo (AR) desea implementar, cualitativo (basado en comparaciones relativas) o cuantitativo (basado en probabilidades concretas de falla y en alcances de consecuencias simuladas). Cada uno trae aparejado sus características, un análisis cualitativo permitirá priorizar los segmentos en cuanto al riesgo global (ponderando cada una de las amenazas y escenarios de consecuencias), mientras que uno cuantitativo le permitirá calcular la probabilidad de que un defecto — del cual se conocen detalladamente sus características— produzca una falla.

En el análisis cuantitativo se requiere de más y mejor información, mayor precisión en la integración de los datos, mejor capacitación del personal a cargo de realizar las tareas de evaluación de los defectos, de la cartografía y del software del Análisis de Riesgo (AR) adoptado. A cambio de estas mayores exigencias podrá administrar situaciones de mayor compromiso en lo referente a la integridad del sistema.

## **VIII.12 Plan de colección y mejora de datos**

### **VIII.12.1 Actualizar Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD)**

El operador debe presentar el Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD) donde describirá las acciones que implementará en el período entrante en lo que hace a la mejora de los datos de la Base de Datos (BD). Deberá describir en qué tramos comprometerá recursos en mejorar la calidad de los datos.

Luego de haber realizado el AR inicial y presentado el primer Plan de Inspección (PI), el operador implementará un método de Análisis de Riesgo (AR) acorde con las aspiraciones del PGI. En esta etapa es necesario definir qué tipo de datos y de qué calidad, serán necesarios para cargar la Base de Datos (BD) que alimentará el Análisis de Riesgo (AR) y justificará las decisiones de control de la integridad del sistema. Con un mayor y mejor conocimiento de los datos se podrán tomar acciones más certeras y precisas, por lo que, el resultado será que disminuirá más el riesgo con menor mantenimiento.

El desconocimiento de algunas variables puede conducir a tomar medidas generales y acciones más dispersas para reducir el riesgo, aumentando así los recursos necesarios para el mantenimiento.

### **VIII.12.2 Estudiar e implementar las (APyMA) para tramos ubicados en (AS)**

En los casos que haya tramos que atraviesan Áreas Sensibles (AS) o que las consecuencias de un derrame pudieran afectar Áreas Sensibles (AS), el operador deberá estudiar Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA) para disminuir el riesgo.

Esta disminución del riesgo se hará trabajando sobre los dos factores que lo componen. Para disminuir la probabilidad de falla el operador deberá estudiar medidas preventivas, en forma independiente sobre cada amenaza posible y medidas concretas para disminuir la probabilidad de ocurrencia de una falla (por ej.: remover defectos de corrosión para disminuir la probabilidad de rotura, aplicar losetas para prevenir un daño por maquinaria en un basural, mejorar la limpieza e inhibición para disminuir la probabilidad de falla por corrosión interna etc.).

Las acciones preventivas y mitigativas pueden ser desarrolladas utilizando como guía la normativa API 1160.

Las acciones preventivas tendientes a disminuir la probabilidad de falla son, pero no se limitan, a las siguientes:

- a) Mejorar las prácticas de prevención de daños.
- b) Mejorar el monitoreo de la protección catódica.
- c) Acortar los intervalos entre inspecciones.
- d) Implementar y/o mejorar el sistema de detección de pérdidas.
- e) Aumentar la capacitación.
- f) Instalar losetas sobre la tubería.

Las acciones mitigativas tendientes a disminuir las consecuencias de una falla son, pero no se limitan, a las que siguen:

- 1) Instalar válvulas de línea automáticas.
- 2) Mejorar el sistema de emergencia.
- 3) Mejorar los planes de evacuación.
- 4) Mejorar el tiempo de respuesta ante una fuga.

El operador deberá informar a la Autoridad de Aplicación el conjunto de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA) que se compromete a implementar en el próximo período para las diferentes Áreas Sensibles (AS) identificadas.

#### **VIII.12.3 Determinar el / los métodos de reinspección**

En base a la experiencia colectada durante las inspecciones, las VERIFICACIONES DIRECTAS (VD) y los resultados del Análisis de Riesgo (AR), el operador deberá determinar el o los métodos de inspección para una nueva inspección. Los métodos que elija el operador para evaluar la integridad de los caños cuya soldadura longitudinal sea tipo ERW o lap welded y sean susceptibles a roturas en las mismas, deberán ser capaces de evaluar la integridad de la soldadura detectando corrosión en la soldadura longitudinal, así como deformaciones geométricas.

#### **VIII.12.4 Tramo que pueda ser Inspeccionado en un lapso mayor a 5 años**

El presente RTHL prevé la posibilidad de prolongación del período de 5 años en función de la performance histórica del PGI en un tramo determinado. Para que la Autoridad de Aplicación acepte dicho diferimiento, se deberá enviar a la misma, una justificación en la que se adjunte la documentación que respalde técnicamente que la instalación mantendrá su integridad con los parámetros operativos previstos.

#### **VIII.12.5 Actualizar el Plan de Inspección (PI)**

Basado en los resultados del Análisis de Riesgo (AR), luego de haber incorporado los datos provenientes del previo Plan de Inspección, reparaciones y Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales (APyMA), el operador debe establecer el cronograma para la próxima inspección de las líneas. La reinspección debe realizarse dentro de los 5 años de cumplida la última inspección. El plazo de reinspección podrá ampliarse en función de la performance histórica del PGI en un tramo determinado. Para que la Autoridad de Aplicación acepte dicha ampliación del periodo para la reinspección se deberá enviar a la misma una justificación en la que se adjunte la documentación que respalde técnicamente que la instalación mantendrá su integridad con los parámetros operativos previstos.

### **VIII.13 Indicadores de gestión**

Los indicadores de gestión son una herramienta para evaluar la efectividad del PGI, el presente RTHL exige la presentación a la Autoridad de Aplicación de un conjunto de indicadores mandatorios. Asimismo, es recomendable que el operador implemente un conjunto más extenso de indicadores que le permitirán conocer con mayor detalle la eficiencia de su PGI, logrando de esta manera identificar las áreas que merecen mayor atención.

#### **VIII.13.1 Indicadores mandatorios**

El operador deberá mantener actualizada e informar a la Autoridad de Aplicación – a partir de la Entrega 3 - los siguientes indicadores, que deberán ser desarrollados para cada ducto, presentando la información con los siguientes formatos:

1)  $I_1$  Longitud inspeccionada mediante Inspección Interna (II) / Longitud comprometida en el PI

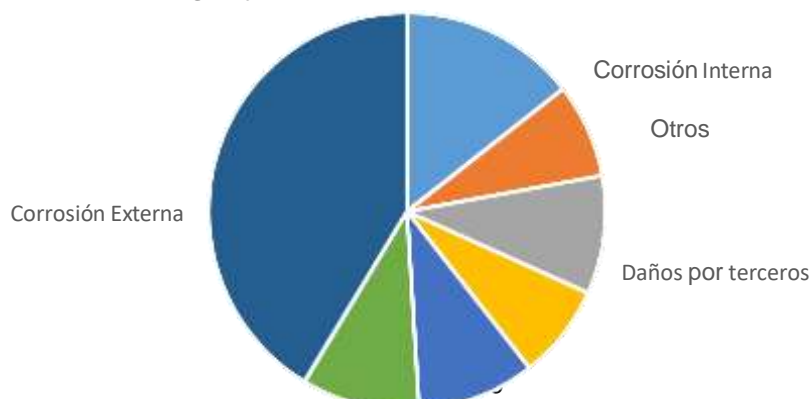
INDICADOR $I_1$	
Instrumento utilizado:	
Longitud Inspeccionada con herramienta de inspección interna	a (km)
Longitud total del oleoducto	c (km)
Longitud comprometida en el Plan de Inspección	b (km)
	$a/b$ (km)

2)  $I_2$  Cantidad de Fugas y Roturas

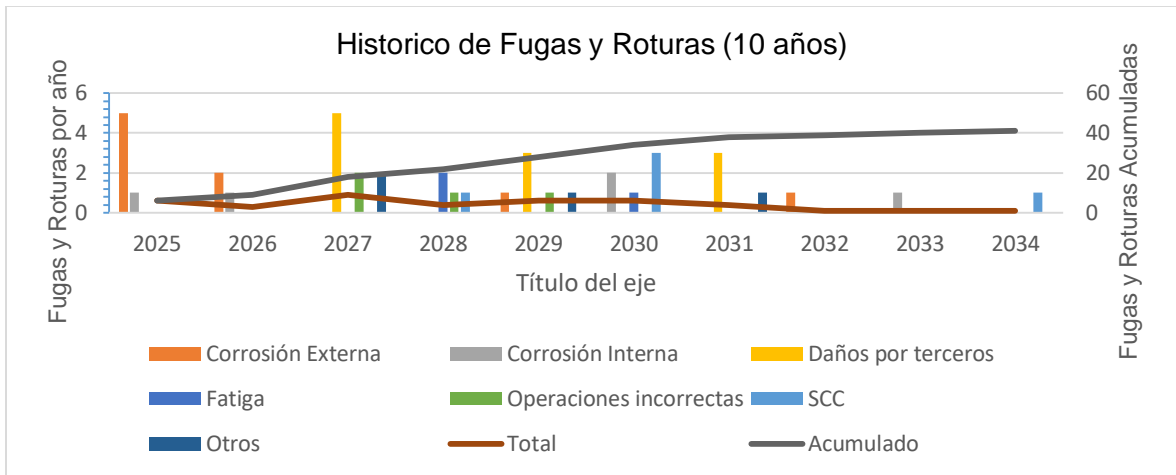
INDICADOR $I_2$	
Cantidad de Roturas	c
Cantidad de Fugas	d
	$c + d$

3)  $I_3$  Distribución de Fugas y Roturas

Distribución de Fugas y Roturas



4) I4 Histórico de Fugas y Roturas (10 años)



En este indicador se deberán graficar, para un intervalo de los últimos 10 años, el conjunto de fugas y roturas. El mismo deberá contener una Tabla con el detalle de amenazas, la cantidad por año y la cantidad acumulada en los últimos 10 años comparada con el registro histórico de incidentes de ductos de hidrocarburos líquidos de la Argentina, con el objeto de establecer una comparativa de frecuencia de falla (incidente/km.año).

5) Cantidad de accidentes e incidentes en el año

INDICADOR I <sub>5</sub>	
Cantidad de Accidentes debido a.....	e
Cantidad de Incidentes debido a.....	f
	<i>e + f</i>

6) Cantidad de defectos reparados luego de la Inspección Interna (II) / Longitud inspeccionada

INDICADOR I <sub>6</sub>	
Reparación - Condición Inmediata	g
Reparación - Condición 60 días	h
Reparación - Condición 180 días	i
Longitud Inspeccionada	j
	$(g + h + i)/j$

7) Cumplimiento del Plan de Respuesta

- a) Cantidad de defectos inmediatos efectivamente reparados luego de la Inspección Interna (II) / Defectos a reparar de manera inmediata según el criterio del RTHL

INDICADOR I <sub>7a</sub>	
Cantidad de defectos inmediatos efectivamente reparados luego de la II	k
Defectos a reparar de manera inmediata según el criterio del RTHL	l
	$k/l$

- b) Cantidad de defectos con plazo 60 días efectivamente reparados luego de la Inspección Interna (II) / Defectos a reparar con plazo de 60 días según el criterio del RTHL

INDICADOR I <sub>7b</sub>	
Cantidad de defectos con plazo 60 días efectivamente reparados luego de la II	m

Defectos a reparar con plazo de 60 días según el criterio del RTHL	n
	$m/n$

- c) Cantidad de defectos con plazo de 180 días efectivamente reparados luego de la Inspección Interna (II) / Defectos a reparar con plazo de 180 días según el criterio de este RTHL.

INDICADOR $I_{7c}$	
Cantidad de defectos con plazo 180 días efectivamente reparados luego de la II	o
Defectos a reparar con plazo de 180 días según el criterio del RTHL	p
	$o/p$

- 8) Cantidad de roturas detectadas mediante Prueba Hidráulica (PH) / Longitud del tramo inspeccionado mediante prueba hidráulica (cuando aplique).

INDICADOR $I_8$	
Cantidad de roturas luego de la prueba hidráulica en el tramo.....	q
Longitud del tramo .....	r
	$q/r$

- 9) Protección Catódica

INDICADOR $I_9$	
Método adoptado para proteger la instalación	.....

Criterio adoptado	.....
Puntos de medición	s
Puntos que no cumplen con el criterio adoptado	t
Longitud del tramo.....	u
	$(s + t)/u$

### VIII.13.2 Indicadores adicionales

Podrá agregarse cualquier indicador adicional que se considere relevante para evaluar la performance del sistema.

## ANEXO 1

### A1 – 1 Introducción

El presente ANEXO establece los requisitos de información que deberán ser presentados a la Autoridad de Aplicación junto con la Entrega 1.

Ducto	Nombre del Ducto, desde Locación "A" – hasta Locación "B"
Tramo	<p>Nombre del Tramo, Subdivisión de la tubería en Tramos.</p> <p>Información georreferenciada y sus metadatos asociados, indicando plantas de tratamiento, válvulas de bloqueo y de retención, trampas de scraper, estaciones de bombeo, etc. Dicha información se enviará en un soporte digital, el cual deberá contener la documentación requerida en los siguientes formatos: Para la información geográfica: archivos con formato shapefile (.shp + .dbf + .shx + .prj) y adicionalmente con formato compatible DWG y su correspondiente formato KMZ, denominados de manera inequívoca para poder ser correctamente identificados. Para información de metadatos: archivos en formato Excel (.xls), denominados de manera inequívoca para poder ser correctamente identificados. Asimismo, los shapefiles a entregar deberán cumplir con la siguiente georreferenciación: Sistema de Proyección: Coordenadas Geográficas (latitud y longitud) y Sistema de Referencia: definido o el elipsoide y datum WGS84.</p> <p>Por último, y con relación a las respectivas capas temáticas, se solicita se cumpla con la siguiente geometría: DU – Ductos. Geometría: Línea, y PC – Puntos Característicos. Geometría: Puntos.</p> <p>Toda la documentación a enviar deberá ser contenida en una única carpeta comprimida a formato .zip o .rar, designándola con el nombre de la empresa y cada uno de los tuberías correctamente identificados.</p> <p>Dicha información se actualizará cada 2 (DOS) años. En el caso de que no se</p>

	detecten actualizaciones respecto de la entrega anterior, se deberá indicar dicha situación.
Diámetro	Diámetro nominal de la tubería a lo largo del tramo.
Espesor	Espesor de la pared de la tubería en el tramo.
Longitud	Longitud del tramo indicando progresivas inicial y final.
Material	Material del cuerpo del caño, Norma y Grado de la tubería.
Soldaduras	Tipo de Soldadura Longitudinal (DSW, SW, otras).
Constr. Código	Código de construcción (ASME B 31.4, 31.8, otros).
Constr. Año	Año de construcción del tramo y de los cambios de tramos (indicando progresivas).
Prueba Hidráulica	Presión de Prueba Hidráulica: Corresponde poner la presión a la que fue probado el ducto en la construcción (no en fábrica) bajo un procedimiento adecuado o la presión de reprobación, si la hubo.
Prueba Hidráulica año	Año de realización de la Prueba Hidráulica vigente.
MAPO	Máxima Presión Operativa Admisible validada por la prueba hidráulica y el código de construcción.
MOP	Máxima Presión Operativa.
Fluido	Tipo de fluido que transporta

## **ANEXO 2: INF. PRELIMINAR Y FINAL DE DERRAME, FUGA O ROTURA**

### **A2 – 1 Introducción**

El presente ANEXO describe los requisitos para la presentación de los Informes Preliminar y Final en el caso de ocurrencia de un accidente o un incidente que puede derivar en daños a bienes, propiedades, servicios, producción, ambiente o personas. El Informe Preliminar se presentará dentro de las 24 hs y el Informe Final de Derrame, Fuga o Rotura dentro de los 120 días.

El Informe Final de Derrame, Fuga o Rotura, deberá completar y hacer referencia al Informe Preliminar que como Planilla "Informe Preliminar" debe enviarse en forma inmediata siguiendo los lineamientos indicados más abajo.

El objetivo del Informe Final de Derrame, Fuga o Rotura, es aclarar las causas que condujeron a la ocurrencia de la falla luego de varios meses de investigación, recolección y análisis de datos. Se deberá incluir en el informe un análisis crítico del tratamiento de la amenaza en el contexto del PGI. Si fuera necesario, el informe deberá incluir las modificaciones al PGI para mitigar el riesgo de la amenaza correspondiente. La profundidad y extensión del desarrollo del informe queda a criterio del operador, pero esta interpretación debe estar de acuerdo a la magnitud del evento ocurrido, considerando no solo las consecuencias particulares del hecho, sino las consecuencias potenciales de otros incidentes relacionados con la amenaza implicada.

### **A2 – 2 Informe preliminar y final de derrame, fuga o rotura**

Es mandatoria para los casos en que se produzca:

- Derrames de fluido cuyo volumen supere un metro cúbico (1 m<sup>3</sup>).
- Una rotura de la tubería.
- Fugas reiteradas con características similares que merecen atención por su recurrencia y cantidad.
- Fugas crónicas que hayan producido un gran impacto ambiental.
- Todo aquel incidente ambiental que, independientemente de su magnitud, tome relevancia por su afectación a los recursos humanos, naturales y/o socioeconómicos.

## **A2 – 3 Elementos mínimos a incluir en el informe preliminar**

El Informe Preliminar deberá ser denunciado dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de ocurrido el incidente, completando la planilla de Informe Preliminar, en la página web de la Autoridad de Aplicación.

## **A2 – 4 Elementos del Informe Final de derrame, fuga o rotura**

### **A2-4.1 Resumen Ejecutivo**

Resumen de los hechos y del contexto del problema, que contenga una descripción del tipo de defecto que produjo la falla, de los Recursos afectados, de datos de la empresa y cualquier otra información general de relevancia.

- a) Listar la documentación relacionada, presentada ante Autoridad de Aplicación que correspondiere de acuerdo a normativas vigentes.
- b) El Análisis de falla contendrá al menos los siguientes elementos:
  - 1) Análisis de la causa raíz más probable de la falla.
  - 2) Amenaza que produjo el daño.
  - 3) Micrografías, fotografías, imágenes al microscopio electrónico, análisis de fatiga, susceptibilidad, estudios de agresividad del producto, estudio de composición de suelo, composición de productos de corrosión y cualquier otro elemento que se considere útil a efectos de esclarecer los mecanismos de falla actuantes.
- c) Descripción detallada de la reparación realizada en la tubería, ensayos y pruebas realizadas, material utilizado, etc.
- d) Historial de cambios relevantes en las condiciones operativas de la tubería a través de los años, con detalle el de los últimos treinta (30) días.
- e) Exponer los daños ocasionados por el incidente a las personas -muerte o lesiones-, a los bienes concesionados, a los bienes de terceros, al ambiente y a cualquier otro sujeto.
- f) Datos de mantenimiento de la tubería, procedimientos aplicables de limpieza, protección anticorrosiva, recorridas, relevamiento y/o detección de fugas, mantenimiento de la picada, cruces especiales, patrullaje, control de la invasión a la zona de seguridad, rutinas de prevención de daños y toda otra rutina de mantenimiento aplicable a la tubería en cuestión.
- g) Cantidad de incidentes que tiene el tramo de la tubería en los últimos cinco (5) años.

- h) Plan de Remediación y Tecnología utilizada, aprobado por la Autoridad de Aplicación correspondiente.
- i) Iniciada la Remediación, se deberá presentar la Aprobación del Monitoreo Anual de la Remediación realizada por la Autoridad de Aplicación correspondiente.
- j) Informe Final o de Cierre de Remediación y su aprobación por la Autoridad de Aplicación correspondiente.

#### **A2-4.2 Consideraciones Especiales**

Cuando el Operador considere relevante incluir otras consideraciones tales como:

- a) Comportamiento de líneas similares en la República Argentina, o en el exterior.
- b) Referencia a modos de falla similares dados en otras tuberías, estudios estadísticos comparativos.
- c) Acciones correctivas tomadas en circunstancias parecidas por otros operadores o que ilustren acerca de accionares diferentes.

#### **A2-4.3 Planilla Informe Final de Accidente o Incidente**

La misma se deberá entregar anexada al RESUMEN EJECUTIVO, y será utilizada como antecedente para elaborar estadísticas de los incidentes, y poder cotejar y comparar con estadísticas del exterior, por lo cual dicha planilla ha tomado como base la DOT 7000-1, solicitada por el código 49 CFR 195.54.

### **A2 – 5 SOPORTE**

Lo aquí indicado será presentado de la siguiente manera:

- Informe Preliminar: Deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación vía web.
- Informe Final y Planilla: Deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación en formato papel firmado y copia digital.
- El informe completo Técnico y Ambiental quedará en custodia del operador formando parte de la documentación del PGI. Estos informes deberán estar a disposición de la Autoridad de Aplicación, cada vez que se los solicite.

#### **PLANILLA INFORME PRELIMINAR**

Fecha de Impresión:	
Declaración Jurada	

Razón Social o Nombre del Operador:	
Fecha de ingreso a la base de datos:	
Código del Informe de Incidente:	
Permiso/Concesión:	
Yacimiento:	
Provincia:	
Cuenca:	
Fecha Ocurrencia:	
Hora de Ocurrencia:	
Tipo de Incidente:	
Coordenada Sistema de Referencia: [WGS84]	
Nombre del ducto:	
Nombre del tramo:	
Detalle de localización del incidente:	
Tipo de instalación involucrada:	
Subtipo de instalación involucrada:	
Tipo de evento causante:	
Subtipo de evento causante:	
Volumen de fluido derramado (m3):	
Volumen de gas emitido (Mm3):	
Superficie afectada (m2)	
Volumen de fluido recuperado (m3):	
Recursos afectados:	
Medidas adoptadas:	
Archivos Adjuntos	

## PLANILLA INFORME FINAL (ACCIDENTE O INCIDENTES)

PARTE A - DATOS BÁSICOS

1. Nombre del Operador:	
1a. Tipo de Ducto (Ej: Oleoducto, poliducto y otros):	
1b. Nombre del Ducto	
1c. Nombre del Tramo del ducto	
2. Fecha y hora del Accidente/Incidente:	
3. Ubicación del Accidente/Incidente	
Sistema de Proyección (Coordenadas Geográficas – Ver ANEXO 1:	
- Latitud	
- Longitud	
4. Clase de trazado	
5. Fluido (s) derramado (s) (%):	
6. Volumen de fluido derramado (m <sup>3</sup> ):	
7. Volumen de fluido recuperado (m <sup>3</sup> ):	
8. Superficie del área afectada (m <sup>2</sup> ):	
9. ¿Pararon las operaciones del ducto debido al Accidente/Incidente?	
- Si responde que Sí, complete las Preguntas 9a. y 9b.:	
9a. Fecha y hora del cierre	
9b. Fecha y hora de puesta en operación nuevamente	
- ¿Sigue cerrado? Causa	
10. ¿Hubo incendio, explosión u otros?	
11. Cantidad de público en general evacuado:	
12. ¿Se produjeron fatalidades?	
- Si responde que Sí, especifique el número por categorías (personal propio, personal contratista u otros):	
- Total de fatalidades (suma de las anteriores):	
13. ¿Existieron heridos que requirieron o no hospitalización?	
- Si responde que Sí, especifique el número por categorías (personal propio, personal contratista u otros)	
- Total de heridos (suma de las anteriores):	

14. Secuencia de tiempo:	
14a. Hora del Accidente/Incidente, identificada por el Operador, Terceros u otros:	
14b. Hora de arribo del Operador al lugar:	
<b>PARTE B - INFORMACIÓN LOCAL ADICIONAL</b>	
- Si el Accidente/Incidente fue en tierra, responda:	
1. ¿Estaba el ducto instalado en forma aérea o enterrada en el área de Accidente/Incidente?	
Si estaba enterrado, indique la profundidad de tapada (m)	
2. ¿Ocurrió el Accidente/Incidente en un cruce?	
- Si responde que Sí, especifique qué tipo de cruce (Ej: Puente, vías, río y otros.)	
- Si el Accidente/Incidente fue en cruces con cauces de agua, responda:	
3. Profundidad aproximada del agua en el punto del Accidente/Incidente (m):	
4. Área del Accidente/Incidente:	
<b>PARTE C - INFORMACIÓN ADICIONAL DE LA INSTALACIÓN</b>	
1. Elemento involucrado en el Accidente/Incidente:	
- Si es tubería, especifique:	
1a. Año de construcción/puesta en marcha de la tubería:	
1b. Diámetro nominal del caño (pulg):	
1c. Espesor de pared (mm):	
1d. TFME del caño (kg/cm <sup>2</sup> ):	
1e. ¿Opera el sistema > 20% TFME o ≤ 20% TFME?	
1f. Especificación del caño (Tipo de material):	
1g. Tipo de Soldadura del Caño:	
1h. Tipo de revestimiento del caño en el lugar del Accidente/Incidente, especifique:	
2. Tipo de evento causante del Accidente/Incidente:	
- Describa el subtipo de evento causante (Ej: Falla de material, corrosión u otros)	
- Tipo de orientación (Ej: Axial, longitudinal u otros)	

PARTE D - INFORMACIÓN ADICIONAL DE LA CONSECUENCIA	
1. Impacto sobre la flora y fauna silvestre	
- Si existe impacto, especificar sobre qué:	
Peces u organismos acuáticos	
Aves	
Organismos Terrestres	
Vegetación (Acuática y/o Terrestre)	
2. Impacto sobre el suelo	
3. Se realizó un Monitoreo del Impacto a corto o largo plazo	
4. Medidas adoptadas para una remediación anticipada	
- Si existe impacto, especificar sobre cuál recurso:	
Aguas superficiales	
Aguas subterráneas	
Suelo	
Vegetación	
Fauna	
5. Contaminación acuática	
- Si existe contaminación, especificar sobre cuál recurso:	
Aguas Superficiales	
Aguas subterráneas	
Aguas para consumo humano	
Pozos privados	
Tomas de agua públicas	
6. ¿En el lugar de este Accidente/Incidente, se ha identificado que el tramo de tubería o instalación "podría afectar" un Área Sensible de acuerdo a lo determinado por el Programa de Gerenciamiento de Integridad del Operador?	
7. ¿El fluido derramado, alcanzó u ocurrió en una o más Áreas Sensibles?	
- Si responde que Sí, especifique el tipo(s) de Área(s) Sensible(s):	
8. Costo Estimado (u\$s):	

8a. Costo estimado por daño a la propiedad pública o privada que no sea del Operador:	
8b. Costo estimado por pérdida(s) de fluido(s):	
8c. Costo estimado por reparaciones y daños de propiedad del Operador:	
8d. Costo estimado por respuesta ante la emergencia por parte del Operador:	
8e. Costo estimado por remediación ambiental por parte del Operador:	
8f. Otros costos estimados:	
8g. Total estimado (Suma de todos los anteriores):	
<b>PARTE E - INFORMACIÓN ADICIONAL DE OPERACIÓN</b>	
1. Última MAPO de la Instalación (Kg/cm <sup>2</sup> )	
2. Máxima Presión de Operación (MOP) en el sitio y hora del Accidente (Kg/cm <sup>2</sup> ):	
3. Máximo caudal operativo	
4. Caudal antes del Accidente/Incidente	
5. Temperatura antes del Accidente/Incidente	
6. ¿Estaba la instalación con algún/alguno(s) tipo(s) de Sistema de Control y Adquisición de Datos, detección de fugas, etc. (Ej: SCADA u otros.)? Indique.	
- Si responde que sí:	
6a. ¿Estaba éste completamente funcional en el momento del Accidente/Incidente?	
6b. ¿Dio soporte el sistema basado en información (tal como alarma(s), alerta(s), evento(s), y/o cálculos de volumen) con la detección del Accidente/Incidente?	
7. ¿Cómo fue inicialmente identificado el Accidente/Incidente por parte del Operador?	
<b>PARTE F – CAUSA DEL ACCIDENTE/INCIDENTE.</b>	
<b>F1 – DEPENDIENTES DEL TIEMPO TRANSCURRIDO</b>	
- Si es corrosión externa:	
1. Tipo de corrosión:	
2. El/Los tipo(s) de corrosión mencionado(s) en la Pregunta 1 están basados en lo siguiente:	

(seleccione todas las que apliquen)	
- Examen de campo	
- Determinado por análisis metalúrgico	
- Si es Otro, Describa:	
3. ¿Estaba el sistema en el área del Accidente/Incidente bajo protección catódica al momento de producirse el mismo?	
- Indique el año de inicio de la protección:	
4. ¿Estaba desprendido el revestimiento en el punto del Accidente/Incidente?	
5. ¿Se han hecho una o más medidas de potenciales de Protección Catódica en el punto del Accidente/Incidente?	
- Si es "Sí", medición de potenciales – Año más reciente realizado (Adjuntar gráfico Potencial vs. Progresiva):	
- Otros estudios de PC – Tipo y Año más reciente realizado:	
- Si responde que No:	
¿Estaba la zona del Accidente/Incidente, externamente revestido o pintado? Indique el tipo.	
- Si es corrosión interna	
6. Tipo de corrosión:	
7. El/Lo/s tipo(s) de corrosión mencionado(s) en la Pregunta 1 están basados en lo siguiente: (seleccione todas las que apliquen)	
- Examen de campo	
- Determinado por análisis metalúrgico	
- Si es Otro, Describa:	
8. ¿Estaba tratado el fluido con inhibidores de corrosión o biocidas?	
9. ¿Estaba el interior recubierto o revestido con una capa protectora?	
10. ¿Fueron rutinariamente utilizados los pigs de limpieza/deshidratación (u otras operaciones)?	
11. ¿Fueron utilizados sistemas de monitoreo interno? Describa.	
- Otros	
Describa:	
F2 – ESTÁTICAS O RESIDENTES	

1. Defectos de fabricación en caño y accesorios – Sub- Causa:	
- Soldadura longitudinal	
- Cuerpo de caño y material	
- Si es Otro, Describa:	
2. Construcción:	
- Soldaduras circunferenciales defectuosas	
- Soldaduras defectuosas	
- Curvas con arrugas o pliegues	
- Roscas y cuplas defectuosas	
- Si es Otro, Describa:	
3. Equipamiento:	
- Fallas en juntas, empaquetaduras y retenes	
- Fallas en equipos y dispositivos de alivio	
- Fallas en sellos de bombas y empaquetaduras	
- Misceláneos	
4. Otros	
Describa:	
<b>F3 – INDEPENDIENTES DEL TIEMPO</b>	
1. Fuerzas externas relacionadas con el clima:	
- Tiempo extremadamente frío	
- Descargas atmosférica	
- Lluvias copiosas o inundaciones	
- Movimientos del suelo	
- Si es Otra, Describa:	
2. Operación incorrecta:	
- Procedimientos de operación incorrecta	
- Ningún procedimiento establecido	
- Falla al seguir el procedimiento	
- Otra:	
- Si es Otra, Describa:	
3. DPT (Daños mecánicos)	

Indique si el/los daño(s) fue/fueron ocasionado(s) por primeras (personal del Operador), segundas (personal contratado por el Operador-Contratistas) o terceras (personal ajeno al Operador) partes con consecuencias instantáneas.	
- Ídem anterior con modo de manifestación retardada.	
- Vandalismo	
- Si es Otra, Describa:	
Complete lo siguiente si cualquier sub-causa de Falla es seleccionada y el "Elemento Involucrado en el Accidente/Incidente" (de la PARTE C, Pregunta 1) es caño o soldadura.	
12. ¿Existen datos de una o más inspecciones con herramientas inteligentes en el punto del Accidente/Incidente? - Si responde que Sí:	
12a. ¿Qué empresa(s) realizó/realizaron?	
12b. Última herramienta de inspección utilizada y el año de la corrida más reciente:	
13. ¿Ha realizado una o más pruebas hidráulicas u otra prueba de presión desde la construcción original en el lugar del Accidente/Incidente? - Si responde que Sí:	
13a. Año más reciente de prueba:	
13b. Presión de Prueba:	
14. ¿Ha realizado uno o más evaluaciones directas en este segmento? (Por ECDA o ICDA) - ¿Se realizó una excavación para investigar en el sitio del Accidente/Incidente?:	
Año más reciente realizado:	
15. ¿Ha realizado uno o más ensayos no destructivos en el sitio del Accidente/Incidente? - Para cada examen realizado, seleccione el tipo de ensayo (Ej: Radiografía u otras), año más reciente realizado:	
ADJUNTAR A RESUMEN EJECUTIVO	De acuerdo a lo descrito en ANEXO 2 del RTHL

## **ANEXO N: PREVENCIÓN DE DAÑOS POR EXCAVACIONES**

### **N1 – Alcance**

Todo operador de un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos alcanzado por este RTHL, confeccionará por escrito —de acuerdo con la presente sección— un Programa de Prevención de Daños (PPD) a sus tuberías como consecuencia de actividades de excavación, a efectos de garantizar su integridad.

Para esta sección las "actividades de excavación" comprenden: excavaciones, voladuras, construcción de túneles, rellenos, remoción de estructuras subterráneas o superficiales, y cualquier otra actividad de movimiento del terreno.

### **N2 - Generalidades**

Como mínimo, el PPD debe:

- 1) Incluir la identificación, sobre una base amplia, de las empresas y/o personas que normalmente están dedicadas y comprometidas en actividades de excavación, dentro del área en la cual la tubería está ubicada.
- 2) Proveer toda información necesaria para advertir al público, dentro de la vecindad de la tubería, y notificar fehacientemente a las empresas/personas identificadas en 1), para hacer que ellas conozcan y permanezcan actualizadas en todo lo referente a:
  - i. el programa de prevención de daños y su propósito;
  - ii. cómo proceder, antes de comenzar cualquier actividad de excavación, a ubicar la tubería enterrada, siempre con la colaboración del operador.
- 3) Suministrar los medios de recepción y registro de las notificaciones de las actividades de excavación planeadas por terceras partes.
- 4) Si el operador tiene tuberías enterradas dentro del área de actividad de la excavación, debe suministrar, para la notificación real de las personas responsables que informaron su intención de realizar excavaciones, los planos de detalle correspondientes, el tipo de señales temporarias a colocar en obra y la manera de identificarlas.
- 5) Antes de que la actividad de excavación comience, la compañía a cargo de las tareas debe instalar señales temporarias de ubicación de las tuberías enterradas, dentro del área de excavación que interesa.
- 6) Para las tuberías propias, sobre las cuales el operador tiene razonable certeza que podrían ser dañadas por las actividades de excavación, proveer inspecciones con las siguientes características:
  - i. la inspección debe ser integral, tan frecuente y/o permanente como sea necesario;
  - ii. en el caso de uso de explosivos, la inspección incluirá la investigación de posibles pérdidas en la tubería.

### **N3 – Programa de prevención de daños (PPD)**

Deberán establecerse los propósitos y los objetivos del PPD, determinando los métodos y los procedimientos para lograrlos.

Los procedimientos deben incluir:

- 1) Definición de las actividades de excavación:  
De acuerdo a las actividades de excavación definidas por el PPD, el operador debe contar con toda la normativa local y/o nacional que le sea aplicable.
- 2) Sistemas de llamadas y/o denuncia.  
El operador considerará la posibilidad de utilizar algún sistema existente de llamadas de emergencia o configurará un sistema propio. Sin embargo, cualquiera de estos sistemas no satisface todos los requisitos del ANEXO.
- 3) Identificación de entidades y particulares que deben ser informadas del programa.

Las fuentes que se enumeran a continuación pueden resultar útiles al preparar el listado de entidades dedicadas a las actividades de construcción:

- a) Centros existentes de llamadas de emergencias.
- b) Asociaciones de contratistas.
- c) Empresas locales de servicios públicos.
- d) Compañías de transporte por tuberías.
- e) Compañías aseguradoras de transporte por tuberías.
- f) Organismos estatales, provinciales y municipales que ejecutan trabajos o los licitan en vía pública.
- g) Registros de compañías de servicios afines.
- h) Superficiales adyacentes al sistema de tubería.
- i) Organismos estatales, provinciales y municipales que otorgan permisos en vía pública.
- j) Organismos que otorgan concesiones a contratistas.
- k) Listado de teléfonos de:
  - Contratistas de excavación y movimiento de tierras.
  - Contratistas de construcción.
  - Contratistas de voladuras.
  - Contratistas de perforación de pozos y túneles.
  - Contratistas ambientales.
  - Contratistas de nivelación de tierras y subsuelos.
  - Compañías de trazados.
  - Contratistas de líneas de energía eléctrica.
  - Listado del público/habitantes identificados en las cercanías de la línea de transporte.

### **N4 - Métodos de información a las entidades respecto al PPD**

Para efectuar las notificaciones, el operador debe utilizar uno o más de los métodos siguiente:

- a) A los excavadores:
  - 1) Email
  - 2) Teléfono.
  - 3) Visita personal.

Estas acciones deben estar documentadas. El procedimiento debe contemplar la notificación periódica a los excavadores.

b) Al público en general:

- 1) Volantes.
- 2) Avisos de radio, televisión, revistas y diarios.
- 3) Locutores conocidos de grupos locales.
- 4) Colaboración de las autoridades y funcionarios públicos que otorgan permisos en vía pública, en la distribución de la información.
- 5) Listado de direcciones de clientes de compañías de servicios públicos.
- 6) Avisos comerciales.
- 7) Programas de educación pública de los planes de emergencia y procedimientos de prevención de daños.
- 8) Programas escolares.
- 9) Visita a los vecinos de la traza.

## **N5 - Información a comunicar**

Los operadores deben informar a las entidades involucradas que se dediquen a las actividades de excavación, el propósito del PPD y cómo detectar la ubicación de las tuberías subterráneas, antes de iniciar su actividad en las zonas comprometidas.

## **ANEXO P: DESAFECTACIÓN Y ABANDONO DE TUBERÍA**

### **P1 - Desafectación**

Cuando se proceda a desafectar parcial o totalmente instalaciones de un sistema de tuberías, las mismas deberán ser purgadas e inertizadas adecuadamente y quedar totalmente desconectadas y aisladas de toda fuente de suministro de producto.

Las instalaciones desafectadas del servicio deben ser protegidas contra la corrosión externa con un sistema de protección catódica independiente. Asimismo, estarán sometidas a un plan de mantenimiento y conservación, para preservar su estado, integridad y capacidad de operación. Dicho plan deberá ser presentado anualmente ante la Autoridad de Aplicación.

### **P2 - Abandono**

Las instalaciones a ser abandonadas serán preparadas para tal fin siguiendo los lineamientos del presente ANEXO, y los requerimientos ambientales aplicables. De acuerdo a la normativa vigente, el operador deberá ser previamente autorizado a abandonar las instalaciones y tuberías que componen el sistema de transporte a su cargo.

Luego, implementará un plan de trabajos, que deberá ser presentado a la Autoridad de Aplicación para su aprobación, conteniendo todos los pasos y etapas a ser llevadas a cabo y los procedimientos de tareas y técnicas a ser empleadas para tal fin, siguiendo los lineamientos del presente ANEXO y requerimientos ambientales aplicables.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
Año de la Grandeza Argentina

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo**

**Número:**

**Referencia:** EX-2026-25223801-APN-DGDA#MEC - ANEXO I - Reglamento de Transporte de Hidrocarburos Líquidos

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 108 pagina/s.