

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

NORMA Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-004-SECRE-2014, Transporte por medio de ductos de gas licuado de petróleo y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Comisión Reguladora de Energía.

NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA NOM-EM-004-SECRE-2014, TRANSPORTE POR MEDIO DE DUCTOS DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y OTROS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS OBTENIDOS DE LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO.

La Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 4, 22 fracción II, X, XI y XIII, 41 fracción I, Transitorios Primero, Segundo y Tercero de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, fracción III, 81, fracción I, inciso c), 84 fracciones XIV, XV, XVIII y XIX, Transitorios Primero, Segundo, Cuarto, Quinto y Vigésimo Primero de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracciones II, V y IX, 40, fracción I, 41, 48, 73 y 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 1, 2, 4, 16, 57, fracción I, 69-A y 69-H, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y 1, 2, fracciones XVI, XXI, XXXVII, XXXIX, XL y XLI, 3, 14, fracción I, inciso b), 29, 67, fracciones I, II VI y XVI, 87, 90 y 105, segundo párrafo, del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo; 28, 34 y 80 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, y

RESULTANDO

Primero. Que la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (la Ley de los Órganos Reguladores) establece, en su artículo 41, fracción I, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) tiene la atribución de regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de transporte y distribución por medio de ductos de gas licuado de petróleo y petrolíferos, entre otras.

Segundo. Que, de igual forma, el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores establece que esta Comisión fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Tercero. Que el 9 de septiembre de 2010, mediante la Resolución RES/296/2010, esta Comisión otorgó a Pemex Gas y Petroquímica Básica el Permiso de transporte de gas licuado de petróleo por medio de ductos G/246/LPT/2010, para el Sistema Nacional de Gas Licuado de Petróleo, con el que Pemex suministra este combustible a los usuarios de dicho sistema.

Cuarto. Que a la fecha se encuentran vigentes cuatro permisos de transporte de GLP por medio de ductos, otorgados por esta Comisión de conformidad con lo establecido en los artículos 2, fracción VI, y 3, fracción XII, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, entonces vigente.

Quinto. Que, no se cuenta con una regulación técnica de carácter obligatorio que establezca los requisitos mínimos sobre diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad de sistemas de transporte por medio de ductos de GLP y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo, que se garantice que dichas actividades se realizan conforme a la práctica internacional de la industria y en condiciones de seguridad y se eviten daños a la salud y al bienestar de la población, al medio ambiente o a los recursos naturales.

CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con lo dispuesto por los artículos 2 y 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, esta Comisión es una Dependencia del poder Ejecutivo Federal, la cual tiene autonomía técnica, operativa y de gestión y cuenta con personalidad jurídica.

Segundo. Que, tal como se señala en el Resultando Primero, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 41, fracción I, de la Ley de los Órganos Reguladores, esta Comisión tiene por objeto, entre otros, promover el desarrollo eficiente del transporte que se realice por medio de ductos de GLP y de los petrolíferos tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo.

Tercero. Que, para el cumplimiento de su objeto, el artículos 48, fracción II, 56, 82 de la Ley de Hidrocarburos, confiere a este órgano regulador las atribuciones de otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables se requieran para la realización de las actividades reguladas y expedir disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere el Considerando anterior, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios; al igual que la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables, entre otros.

Cuarto. Que, de conformidad con el artículo Vigésimo Primero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, en tanto entra en funciones la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, de acuerdo con lo previsto en la Ley de la materia, esta Comisión continuará regulando y supervisando, en el ámbito de sus atribuciones, la industria de los Hidrocarburos en materia de seguridad industrial y operativa.

Quinto. Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 38, fracciones II y V, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), corresponde a las dependencias según su ámbito de competencia, expedir normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones y verificar que los procesos, instalaciones o actividades cumplan con dichas normas.

Sexto. Que, de acuerdo con el artículo 40, fracción I, de la LFMN, las normas oficiales mexicanas tendrán como finalidad, entre otras, establecer las características y/o especificaciones de seguridad que deben reunir los procesos, como es el caso de la actividad de transporte por medio de ductos, del GLP y de otros productos que se obtengan de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo (hidrocarburos líquidos) cuando éstos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas y sus bienes o dañar la salud humana, animal, vegetal o el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales.

Séptimo. Que el artículo 48 de la LFMN dispone entre otras cosas que, en casos de emergencia, la dependencia competente ordenará que se publique la norma oficial mexicana en el Diario Oficial de la Federación (DOF), con una vigencia máxima de seis meses, y que en ningún caso podrá expedirse más de dos veces la misma norma en los términos de dicho artículo.

Octavo. Que los sistemas de transporte objeto de la regulación de esta Comisión, conducen grandes cantidades de GLP y, además, en otros casos, se transportan productos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo; en ambos casos se requiere de la implantación de especificaciones técnicas relativas al diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad, a los que debe darse puntual seguimiento acorde a la práctica internacionalmente reconocida en la industria, y cuyo objeto primordial es aplicar criterios preventivos y de mitigación de riesgos probables en estos sistemas, como explosiones e incendios que, por las cantidades de materiales transportados, y las características de los mismos, pueden resultar en eventos de gran capacidad destructiva, muchas veces irreparables para los sistemas e irreversibles cuando afectan a personas y el medio ambiente.

Noveno. Que, con el fin de promover el desarrollo eficiente de los servicios de transporte por medio de ductos de GLP, así como la de los multicitados, salvaguardar la prestación de dichos servicios, fomentar una sana competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en su transporte y suministro, es necesario contar con una regulación técnica de observancia obligatoria que establezca las especificaciones y los requisitos mínimos de diseño y seguridad que deben satisfacer los materiales, equipos e instalaciones destinados al transporte de dichos hidrocarburos líquidos por medio de ductos, para lo cual esta Comisión ha diseñado un marco normativo que contienen las especificaciones técnicas para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de dichos sistemas.

Décimo. Que, si bien es cierto que esta Comisión propuso en el Programa Nacional de Normalización 2014 que el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Derivados del Petróleo, del Gas y Bioenergéticos debe desarrollar un anteproyecto de norma oficial mexicana sobre el transporte por medio de ductos de GLP y otros hidrocarburos líquidos, también lo es que se han otorgado diversos permisos de transporte de GLP por medio de ductos, entre ellos, el correspondiente al Sistema Nacional de GLP operado por Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y que existen hoy sistemas operando y mediante los cuales los particulares transportan hidrocarburos líquidos por medio de ductos, tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo, lo que ha hecho evidente la necesidad de emitir de manera inmediata la regulación técnica correspondiente, ante la inexistencia de la misma, el acaecimiento reciente de incidentes graves en la industria y la necesidad de establecer, mediante esta disposición técnica de emergencia, las condiciones de seguridad que, entre otras, dichos sistemas deberán observar, sin perjuicio de las acciones que al efecto ejecuta el Comité Consultivo Nacional de Normalización respecto de este tema a normalizarse.

Undécimo. Que el carácter de emergencia deriva de la existencia de diversos sistemas dedicados al transporte de GLP y otros hidrocarburos líquidos por medio de ductos que operan sin una regulación técnica verificable por la autoridad, que acredite el cumplimiento de las disposiciones mínimas en materia de diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad, por lo que esta Comisión debe acatar el mandato legal contenido en su propio ordenamiento, relativo a expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter técnico que resultan necesarias y aplicables a aquellos particulares que realicen dichas actividades con el fin de atender, entre otros aspectos, a la seguridad en el suministro y la prestación de los servicios que ésta regula, es decir, esta Comisión debe ser garante de la existencia de una regulación técnica obligatoria que considere e incluya en sus alcances los aspectos antes mencionados.

Duodécimo. Que los permisionarios de transporte de GLP por medio de ductos deben estar en condiciones de cumplir a cabalidad con la obligación que les impone la normatividad vigente, como la establecida en el artículo 84, fracción XVIII, de la Ley de Hidrocarburos, relativa a verificar su sistema en materia de mantenimiento de manera anual y demostrarlo mediante dictamen emitido por una unidad de verificación.

Decimotercero. Que el 12 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Norma Oficial Mexicana NOM-015-SECRE-2013, Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto, que entró en vigor el 10 de febrero de 2014 y que regula las características técnicas de esos sistemas de almacenamiento que se encuentran estrechamente vinculados a los sistemas de transporte de GLP por ductos, objeto de la regulación de la presente norma oficial mexicana de emergencia, con lo cual dichas actividades que técnicamente están relacionadas, quedan debidamente tuteladas mediante regulaciones técnicas garantes de su desarrollo bajo esquemas de seguridad.

Decimocuarto. Que tres, de los cuatro sistemas de transporte de GLP permitidos por esta Comisión, incluyendo el Sistema Nacional de GLP de PGPB, incorporan nueve Instalaciones de Recepción, Guarda y Entrega (IRGE), en los términos establecidos por el artículo 2, fracción XXXVII, del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, que deben observar criterios técnicos específicos aplicables a dicha instalaciones los cuales se incorporan en esta norma oficial mexicana de emergencia.

Decimoquinto. Que el objeto de la presente norma oficial mexicana de emergencia es establecer los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir el diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de los sistemas destinados al transporte de GLP y otros hidrocarburos líquidos para que dichas actividades se realicen bajo condiciones confiables y apegadas a las normas oficiales mexicanas y, en lo no previsto por éstas, a las prácticas internacionalmente reconocidas con el objeto de evitar daños irreparables o irreversibles a la población, el medio ambiente y a la infraestructura.

Decimosexto. Que los costos adicionales de verificar los sistemas de transporte por medio de ductos de GLP y de otros hidrocarburos líquidos bajo las especificaciones contenidas en la presente regulación, resultan inferiores en comparación a los costos en que incurrirían los regulados en caso de que sus sistemas tuviesen un siniestro de naturaleza irreparable e irreversible como pueden ocurrir en este tipo de sistemas en caso de no darle un seguimiento puntual y sistemático sobre el diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad.

Decimoséptimo. Que, con base en las consideraciones de hecho y de derecho señaladas y con el propósito de vigilar el cumplimiento de las obligaciones técnicas a cargo de los permisionarios que cuentan con permisos vigentes o que otorgue esta Comisión, respecto de los sistemas de transporte de GLP por medio de ductos, así como de aquellos particulares que realizan la actividad de transporte de hidrocarburos líquidos, es urgente contar con una norma oficial mexicana que establezca los requisitos mínimos en materia de diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad de dichos sistemas, por lo que se expide la siguiente:

**NORMA OFICIAL MEXICANA DE EMERGENCIA NOM-EM-004-SECRE-2014, TRANSPORTE
POR MEDIO DE DUCTOS DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y OTROS HIDROCARBUROS
LÍQUIDOS OBTENIDOS DE LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO**

ÍNDICE

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 ASPECTOS GENERALES

1.1 Objeto

1.2 Campo de Aplicación

1.3 Términos y definiciones

CAPÍTULO 2 DISPOSICIONES GENERALES

2.1 Requerimientos para ductos existentes

2.2 Puesta en operación

2.3 Registro de las operaciones

2.4 Medidas de protección para aumentar la seguridad de los sistemas de transporte

CAPÍTULO 3 MATERIALES

- 3.1 Materiales seleccionados y utilizados
- 3.2 Requisitos generales
- 3.3 Tubos de acero
- 3.4 Transporte de tubería
- 3.5 Válvulas
- 3.6 Registro de materiales

CAPÍTULO 4 DISEÑO

- 4.1 Aspectos generales
- 4.3 Clases de localización.
- 4.4 Cargas externas y fuerzas adicionales
- 4.5 Condiciones normales de operación
- 4.6 Determinación del espesor de la tubería.
- 4.7 Flexibilidad y expansión de la tubería
- 4.8 Componentes de la tubería, accesorios y misceláneos
- 4.9 Soportes para tubería y accesorios
- 4.10 Requisitos para tuberías en la proximidad de líneas de transmisión eléctrica
- 4.11 Estaciones de bombeo
- 4.12 Patines de medición y trampas de diablos
- 4.13 Registros
- 4.14 Control de la corrosión en tuberías

CAPÍTULO 5 SOLDADURAS

- 5.1 Disposiciones generales.
- 5.2 Requisitos generales.
- 5.3 Preparación para soldar.
- 5.4 Protección de las soldaduras.
- 5.5 Inspección, pruebas y criterios de aceptación.
- 5.6 Remoción o reparación de defectos.
- 5.7 Relevado de esfuerzos.
- 5.8 Empate o unión de tramos pendientes.

CAPÍTULO 6 CONSTRUCCIÓN DE DUCTOS DE TRANSPORTE

- 6.1 Requisitos generales.
- 6.2 Manejo y transporte de tubería.
- 6.3 Inspección de materiales.
- 6.4 Franja de seguridad del ducto:
- 6.5 Ancho mínimo de la franja de seguridad.
- 6.6 Profundidad mínima.
- 6.7 Instalación de la tubería en una zanja.
- 6.8 Restauración de la franja de seguridad del sistema.
- 6.9 Cambio de dirección.
- 6.10 Cruces especiales.
- 6.11 Perforación horizontal direccional.
- 6.12 Encamisado.
- 6.13 Protección contra factores externos.

- 6.14 Aislamiento térmico para cierto tipo de hidrocarburos.
- 6.15 Válvulas de seccionamiento.
- 6.16 Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior
- 6.17 Señalización
- 6.18 Diseño e instalación del sistema de protección catódica.
- 6.19 Construcción de patines o estaciones de medición
- 6.20 Reparaciones.
- 6.21 Medidas para evitar fuegos y explosiones durante la instalación.

CAPÍTULO 7 INSPECCIÓN Y PRUEBAS DE HERMETICIDAD

- 7.1 Requisitos generales.
- 7.2 Requisitos básicos para pruebas de hermeticidad.
- 7.3 Requisitos para la prueba de hermeticidad en ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC.
- 7.4 Requisitos de prueba de hermeticidad en ductos de acero que operan a un esfuerzo tangencial menor de 30% de la RMC.
- 7.5 Rupturas y fugas.
- 7.6 Reemplazo de componentes.
- 7.7 Documentación.
- 7.8 Eliminación de los medios de prueba.

CAPÍTULO 8 OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD

- 8.1 Requisitos generales.
- 8.2 Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad.
- 8.3 Detección de derrames en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.
- 8.4 Mantenimiento de sistemas de hidrocarburos que tienen elevada presión de vapor
- 8.5 Investigación de fallas y accidentes.
- 8.6 Derrames y rupturas de ductos.
- 8.7 Programas de capacitación y entrenamiento.
- 8.8 Comunicaciones.
- 8.9 Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP).
- 8.10 Confirmación y revisión de la MPOP
- 8.11 Medidas a considerar en caso de no resultar viable una reducción de la MPOP.
- 8.12 Cambios en la Clase de localización.
- 8.13 Dispositivos de control de presión, limitadores de presión y relevo de presión.
- 8.14 Mantenimiento de las válvulas.
- 8.15 Mantenimiento de registros.
- 8.16 Perforación de tuberías en operación.
- 8.17 Purgado de tuberías.
- 8.18 Reparación de derrames.
- 8.19 Vigilancia continua.
- 8.20 Protección catódica y control de la corrosión.
- 8.21 Patrullaje
- 8.22 Reparaciones de las tuberías.
- 8.23 Estaciones de bombeo.
- 8.24 Estaciones o patines de medición
- 8.25 Estaciones y equipos de odorización.

8.26 Reevaluación de la MPOP.

8.27 Medición de espesores.

8.28 Desactivación, reactivación, cambio de servicio y abandono de tuberías.

8.29 Elaboración del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad.

CAPÍTULO 9 PROGRAMA PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES (PPA)

9.1 Requisitos generales.

9.2 Procedimiento de prevención de daños.

9.3 Simulacros

CAPÍTULO 10 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE DUCTOS.

10.1 Generalidades.

10.2 Objetivos de un SAID.

10.3 Plan de Administración de la Integridad

10.4 Aspectos generales del estudio de riesgos.

10.5 Implementación del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID).

10.6 Fundamentos de un Sistema de Administración de la Integridad de Ductos.

10.7 Bases para iniciar el SAID.

10.8 Evaluación inicial y Plan base de evaluación

10.9 Elementos que constituyen un SAID.

10.10 Reporte de resultados.

10.11 Respuestas y medidas correctivas y de mitigación.

10.12 Programa de desempeño del SAID

10.13 Programa de comunicación del SAID

10.14 Programa de administración del cambio del SAID

10.15 Programa de control de calidad del SAID

10.16 Programa de investigación y análisis de accidentes

10.17 Reportes quinquenales del SAID

10.18 Evaluación del Sistema de Administración de la Integridad de una IRGE

10.19 Notificación del reporte anual de incidentes.

CAPÍTULO 11 CONCORDANCIA CON NORMAS INTERNACIONALES

CAPÍTULO 12 VIGENCIA

CAPÍTULO 13 VIGILANCIA

CAPÍTULO 14 NORMAS OFICIALES MEXICANAS Y NORMAS MEXICANAS DE REFERENCIA

CAPÍTULO 15 BIBLIOGRAFÍA

ANEXO I DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, SEGURIDAD, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DE RECEPCIÓN, GUARDA Y ENTREGA (IRGE) QUE FORMAN PARTE DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GLP

ANEXO II PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD DE LA NOM-EM-004-SECRE-2014

ANEXO III REQUISITOS MÍNIMOS PARA DETERMINAR LA EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD DE UN SISTEMA DE TRANSPORTE

ANEXO IV CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS

ANEXO V MONITOREO Y DETECCIÓN DE DERRAMES DE GLP Y OTROS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

ANEXO VI GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES (PPA)

Capítulo 1 Aspectos Generales

1.1 Objeto

Esta norma oficial mexicana de emergencia tiene por objeto establecer los requisitos mínimos sobre diseño, materiales, construcción, inspección, pruebas, operación, mantenimiento y seguridad de sistemas de transporte por medio de ductos de GLP y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo, a fin de evitar daños a la salud y al bienestar de la población, al medio ambiente o a los recursos naturales. Para el caso del transporte de otros hidrocarburos distintos al GLP, se han considerado aspectos que los hacen diferentes, como por ejemplo, su elevada presión de vapor o viscosidad entre otras propiedades, y que son relevantes para proporcionar una adecuada operación y mantenimiento.

1.2 Campo de Aplicación

1.2.1 En relación a los sistemas de transporte de GLP, las instalaciones de recepción, guarda y entrega (IRGE), a que se refiere el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo en su artículo 2, fracción XXXVII, en donde se define a un Sistema de Transporte por Ductos como un "sistema formado por un ducto o conjunto de ductos, equipo de bombeo, reguladores, medidores e instalaciones de recepción, guarda y entrega de GLP para llevar a cabo el transporte por medio de ductos o el transporte por medio de ductos para autoconsumo", deberán apegarse, en lo conducente, al diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento, establecidos en la NOM-015-SECRE-2013, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 12 de diciembre de 2013. La verificación de las IRGE la debe realizar la Unidad de Verificación o Tercero Especialista, acreditada y aprobada la primera, y autorizada la segunda, respectivamente, de conformidad con lo establecido en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

1.2.2 Esta norma oficial mexicana de emergencia es aplicable a los sistemas de transporte por medio de ductos del GLP e hidrocarburos líquidos como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo localizados en territorio nacional. Incluye todos aquellos sistemas de transporte en diseño, construcción y operación, e inclusive aquéllos que se encuentren empacados, inertizados y/o abandonados y que se pretendan poner en operación nuevamente, además de aquellos sistemas de transporte que ya estando contruidos, se modifiquen en su diseño original.

1.2.3 La aplicación de la presente norma oficial mexicana de emergencia a los sistemas de transporte localizados en territorio nacional comprende desde el(los) punto(s) de origen del ducto hasta el(los) punto(s) de destino, incluyendo las estaciones de bombeo iniciales o intermedias.

1.2.4 Esta norma oficial mexicana de emergencia es aplicable a ductos, equipos e instalaciones asociadas a los sistemas de transporte de GLP e hidrocarburos líquidos ya mencionados.

1.2.5 Todas las tuberías de instrumentación y otras tuberías auxiliares conectadas a la tubería principal deben estar contruidas de acuerdo a esta norma oficial mexicana de emergencia, siempre que operen a una presión manométrica que exceda 1 bar (14.5 psia¹).

1.2.6 Las consideraciones de esta norma oficial mexicana de emergencia deben ser aplicables a modificaciones del diseño original, cambios de trazo, rehabilitaciones, sustitución de partes o incremento en las condiciones normales de operación de los sistemas de transporte existentes, antes de la entrada en vigor de la presente norma oficial mexicana de emergencia.

1.2.7 Esta norma oficial mexicana de emergencia no aplica a los ductos siguientes:

- a) Ductos marinos costa afuera;
- b) Tuberías aguas abajo de la última válvula del patín de medición en la entrada a la planta de almacenamiento para depósito de hidrocarburos líquidos o a cualquier planta para almacenamiento o distribución de GLP.
- c) Tuberías para distribución de GLP por ductos en estado gaseoso;
- d) Líneas para el transporte de productos petroquímicos.

1.3 Términos y definiciones

Para efectos de la presente norma oficial mexicana de emergencia, se establecen los términos y definiciones siguientes:

¹ PSIA (Pounds per Square Inch Absolute, por sus siglas en inglés). Libras por pulgada cuadrada absoluta.

1.3.1 Análisis de riesgo: Actividades realizadas para identificar y evaluar los riesgos que una instalación industrial representa para la seguridad de las personas, el equilibrio ecológico o el ambiente, así como las medidas tendientes a mitigar o minimizar los efectos en caso de un incidente.

1.3.2 Área Unitaria: Está definida como el área delimitada por una longitud de 1,600 (un mil seiscientos) metros y 200 (doscientos) metros de ancho a ambos lados de la tubería dentro de un área clasificada, excepto cuando existan barreras físicas o factores de otra índole que limiten la expansión futura de las áreas pobladas, en cuyo caso, las márgenes del área clasificada que se deben ampliar quedarán delimitadas por dichas barreras, sin exceder las distancias indicadas.

1.3.3 Bitácora de operación y mantenimiento: Registro de las acciones que se realizaron en cierto trabajo o tarea de operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones; se deben incluir los reportes, órdenes de trabajo, resultados y demás formatos o documentos derivados de los procedimientos del Permissionario o Transportista.

1.3.4 Camisa: Tramo de tubería dentro del cual se alojan aisladores, centradores, sellos, y tubería conductora de un fluido, usada en cruzamientos de vías de ferrocarril, autopistas y carreteras federales, entre otros, para proteger a la tubería conductora de esfuerzos producidos por cargas externas.

1.3.5 Campo traviesa: Todo trayecto rural natural no-urbano alejado de los centros de población.

1.3.6 Centro de control: Lugar donde se coordina y controla la operación, seguridad y mantenimiento del ducto y sus componentes.

1.3.7 CRE o Comisión: La Comisión Reguladora de Energía.

1.3.8 Control de la corrosión externa: Medidas adoptadas para impedir la corrosión mediante recubrimientos anticorrosivos aplicados al exterior de la tubería y sus componentes e implementar un sistema de protección catódica a fin de evitar la corrosión externa; incluye también actividades incorporadas para operar y mantener en buen estado tanto los recubrimientos como el sistema de protección catódica.

1.3.9 Control de la corrosión interna: Sistema que usa testigos o probetas de corrosión para evaluar la velocidad de corrosión y, en su caso, la aplicación de un programa de dosificación de inhibidores de corrosión o algún otro método reductor acompañado de las actividades de inspección y ejecución inherentes.

1.3.10 Corrosión: Proceso destructivo de un metal provocado por reacción química o electroquímica ocasionado por el medio ambiente al que está expuesto.

1.3.11 Diablo: Dispositivo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para fines de inspección y/o limpieza de la tubería.

1.3.12 Ductos: Tuberías y accesorios para la conducción de GLP y de productos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo.

1.3.13 Emergencia: Todo evento no previsto que se presenta súbitamente en el ámbito de las actividades reguladas técnicamente por esta norma oficial mexicana de emergencia y que por su naturaleza o magnitud pudiera poner en peligro la seguridad e integridad de las personas y/o sus bienes, o afectar al medio ambiente.

1.3.14 Esfuerzo de trabajo máximo permisible: Es el valor de esfuerzo a la tensión máxima a que se puede someter una tubería, considerando su resistencia, la eficiencia de soldadura y las tolerancias de especificación, sin que sufra deformaciones permanentes.

1.3.15 Estación de bombeo: Instalación destinada a la operación del equipo dinámico empleado para transformar la energía cinética de un fluido en presión interna, con el objeto de transportar un fluido en estado líquido de un punto a otro a través de un ducto.

1.3.16 Estación de medición: Lugar físico o recinto que contiene los accesorios y equipos destinados para medir el volumen de líquido transportado.

1.3.17 Estudio de riesgos: Evaluación realizada mediante la aplicación de una metodología específica para identificar y evaluar los riesgos que los sistemas de transporte de GLP e hidrocarburos líquidos por medio de ductos representan para la seguridad de las personas, las instalaciones o el equilibrio ecológico, así como las medidas tendientes a mitigar o minimizar los efectos en caso de presentarse un incidente. Dichas medidas, una vez documentadas y acompañadas de información detallada del sistema y las conclusiones derivadas de la simulación de los riesgos identificados, constituyen un estudio de riesgos

1.3.18 Evaluación de ingeniería: Análisis derivado del comportamiento de las variables físicas o propiedades del objeto o sistema bajo estudio usando principios de ingeniería con la finalidad de resolver un problema específico de diseño, operativo o de integridad de las instalaciones, entre otros.

1.3.19 Explosión: En este contexto, la expansión súbita de los vapores de los líquidos en ebullición dentro de un recipiente que genera una onda de presión y liberación rápida de energía térmica por el incendio que ocasiona.

1.3.20 Franja de seguridad: Sección de terreno para la protección operación, mantenimiento e inspección de los Ductos.

1.3.21 Franja de servicios urbanos: Sección de terreno donde se alojan las tuberías para el transporte de hidrocarburos líquidos en áreas urbanas municipales, estatales o federales (camellones, banquetas, calles, entre otros).

1.3.22 Gas inerte: Gas no combustible, no tóxico y no corrosivo.

1.3.23 Gas licuado de petróleo (GLP): Es el combustible compuesto primordialmente por butano y propano.

1.3.24 Hidrocarburo líquido: Producto compuesto primordialmente por carbono e hidrógeno, obtenido generalmente de la refinación del petróleo u otros procesos físicos de separación de las corrientes provenientes de pozos de extracción, entre los que se encuentran el GLP, la gasolina, la turbosina, el diésel y el combustóleo, cuyo transporte por medio de ductos se regula por medio de esta norma oficial mexicana de emergencia. Para fines de ésta, se considera el transporte por medio de ductos de los hidrocarburos líquidos tales como la gasolina, la turbosina, el diésel y el combustóleo.

1.3.25 Impacto ambiental: Modificación del ambiente ocasionada por la acción del hombre o de la naturaleza.

1.3.26 Ingeniería básica: Etapa de la ingeniería que consiste en la definición y especificaciones generales del Proyecto, relativos al diseño y tecnologías que se seleccionarán en las diversas disciplinas de la ingeniería. A partir de esta información, se deben elaborar planos y memorias técnico-descriptivas, diagramas de flujo e información general de las diversas instalaciones del Sistema de transporte.

1.3.27 Ingeniería de detalle: Etapa de la ingeniería que consiste en el diseño definitivo y especificaciones detalladas para cada componente del Sistema de transporte con base en la Ingeniería básica. Debe incluir la información definitiva sobre diagramas de flujo, diagramas de tuberías e instrumentación, en su caso, planos de construcción y memorias técnico-descriptivas de los sistemas civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, protección catódica, entre otros, que forman parte del Sistema de transporte.

1.3.28 Inicio de Operaciones: La etapa del Sistema de transporte a partir de la cual el Permisionario presta el servicio de transporte correspondiente.

1.3.29 Instalaciones de Recepción, Guarda y Entrega (IRGE): De conformidad con el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo en su artículo 2, fracción XXXVII, se define a un Sistema de Transporte por Ductos como un "sistema formado por un ducto o conjunto de ductos, equipo de bombeo, reguladores, medidores e instalaciones de recepción, guarda y entrega de GLP para llevar a cabo el transporte por medio de ductos o el transporte por medio de ductos para autoconsumo".

1.3.30 Mantenimiento mayor: Actividades de sustitución o modificación de los sistemas de transporte de acuerdo a un programa preestablecido de operación y mantenimiento.

1.3.31 Máxima presión de operación permisible (MPOP): Presión máxima a la cual un sistema de transporte o parte de él puede ser operado de acuerdo con lo establecido por esta norma oficial mexicana de emergencia.

1.3.32 Normas aplicables: Son las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), normas mexicanas y, a falta de éstas, las normas o lineamientos internacionales, y, en lo no previsto por éstas, las normas, códigos y estándares extranjeros que sean adoptados por el solicitante de un permiso o permisionario y que sean aplicables a la presente Norma oficial mexicana de emergencia.

1.3.33 Obras especiales: Son aquéllas que requieren procedimientos de trabajo diferentes a los empleados en la línea regular y que deben ser programadas y autorizadas por el responsable de la operación del sistema de transporte.

1.3.34 Odorización: Proceso mediante el cual se aplica un odorizante a una sustancia inodora.

1.3.35 Odorizante: Sustancia química compuesta primordialmente por mercaptanos que se añade deliberadamente a gases esencialmente inodoros para advertir su presencia en caso de fuga.

1.3.36 Operación anormal: La operación del Sistema de transporte cuando ésta se realiza bajo parámetros operativos que no son congruentes con lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia, pueden causar daño al equipo y traer como consecuencia un incidente o accidente.

1.3.37 Operación normal: La operación establecida dentro de los parámetros operativos del sistema de transporte, que se encuentren dentro de los límites establecidos en esta norma oficial mexicana de emergencia o con las Normas aplicables.

1.3.38 Presión máxima de operación MPO: Presión máxima a la cual el Sistema de Transporte opera con normalidad durante un ciclo de operación ordinario, de acuerdo con lo establecido por esta norma oficial mexicana de emergencia.

1.3.39 Permisionario: Persona dedicada a la actividad de recibir, conducir y entregar GLP, en términos del Permiso otorgado por la Comisión para realizar la actividad de transporte de GLP por medio de ductos.

1.3.40 Plan de emergencia: Procedimientos aplicables en situaciones imprevistas mediante la adopción de medidas inmediatas que superan los procedimientos normales, destinados a proteger la vida de las personas y sus bienes, restablecer, en su caso, la operación normal del sistema de transporte y minimizar los efectos al medio ambiente.

1.3.41 Poliducto: Ducto o tubería para transportar hidrocarburos líquidos que de manera usual transporta intermitentemente diferentes hidrocarburos líquidos o productos, regulados por esta norma oficial mexicana de emergencia.

1.3.42 Presión: Fuerza de un fluido ejercida perpendicularmente sobre una superficie, expresada en Pascales (Pa) en el sistema internacional de unidades.

1.3.43 Presión de diseño: Presión permitida de acuerdo con los procedimientos aplicables a tuberías, equipos y/o accesorios, para diseñar un sistema de transporte, la cual no debe ser rebasada en condiciones normales de operación.

1.3.44 Presión de prueba hidrostática: Es la presión máxima alcanzada a la cual se somete el ducto y sus componentes antes de entrar en operación con el fin de garantizar su hermeticidad e integridad.

1.3.45 Programa de prevención de accidentes: La planificación que detalla los procedimientos, recursos humanos y materiales, así como las acciones para proteger a la población y sus bienes, el medio ambiente y sus ecosistemas, de los accidentes que pudieran ser ocasionados por la realización de actividades peligrosas.

1.3.46 Protección catódica: Sistema que controla la corrosión externa de un metal enterrado o sumergido en contacto con un electrolito, convirtiendo el metal en el cátodo de una celda electrolítica mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

1.3.47 Proyecto: Documento integrado por la ingeniería básica, memorias técnico descriptivas, diagramas de flujo, así como por los planos de las diversas instalaciones de un Sistema de transporte.

1.3.48 Pruebas no destructivas: Técnicas de inspección para determinar la integridad de los materiales sin afectar la estructura de los mismos.

1.3.49 Rayos X: Radiación electromagnética de longitud de onda controlada utilizada para obtener radiografías de alta sensibilidad.

1.3.50 Recubrimiento anticorrosivo externo: Materiales y revestimientos que se usan para prevenir la corrosión de una estructura metálica con el objeto de aislarla del medio ambiente.

1.3.51 Registro: Espacio subterráneo en forma de caja destinado a alojar válvulas, accesorios o dispositivos.

1.3.52 Reparación definitiva: Remplazo del tramo de tubo que contiene una imperfección por otro de especificación similar o superior al original; sólo se permite en una longitud no menor de un diámetro y medio del tubo.

1.3.53 Reparación permanente: Remplazo del tramo de tubo que contiene un defecto o daño que consiste en la colocación de una envolvente metálica soldada longitudinalmente; sólo se permite en una longitud no menor de un diámetro y medio del tubo o refuerzo de la sección de ducto dañada.

1.3.54 Reparación provisional: Colocación de dispositivos como grapas atornilladas en la sección del ducto que tiene un daño o defecto con o sin fuga y que debe ser reparada en forma definitiva o permanente lo más pronto posible.

1.3.55 Resistencia mínima a la cedencia (RMC): Límite de deformación permanente especificado por el fabricante de la tubería que corresponde al valor del esfuerzo aplicado a un material después del cual éste sufre una deformación sin incremento sensible del esfuerzo.

1.3.56 Sistema de transporte: El conjunto de tuberías, válvulas, equipos de bombeo, medidores, trampas de envío y recibo de diablos y demás instalaciones asociadas al sistema, necesarias para el transporte de GLP o de algún hidrocarburo líquido, en donde se realizan actividades reguladas técnicamente por la Comisión o permitidas en el caso del transporte de GLP.

1.3.57 Técnica de inspección de pared sencilla: Es aquella en la que la radiación atraviesa solamente una pared de la soldadura donde el punto focal debe estar en el interior del ducto, al centro y perpendicular a la soldadura circunferencial.

1.3.58 Técnica de inspección de doble pared: Es aquella en la que la radiación atraviesa dos paredes de la soldadura en donde el punto focal está fuera del ducto.

1.3.59 Temperatura de entrapaso: Es la temperatura que, en trabajos de soldadura, debe tener el acero justo antes de que se aplique una deposición o paso adicional de soldadura sobre la soldadura previa.

1.3.60 Tercero Especialista: Persona física o moral en términos de lo establecido en el artículo 74 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, autorizada por la Comisión para realizar la evaluación de la conformidad o la determinación del grado de cumplimiento respecto de esta norma oficial mexicana de emergencia o con las Normas aplicables adoptadas por el Permisario o Transportista.

1.3.61 Trampa para dispositivos de limpieza e inspección interna (trampa de diablos): Es la instalación interconectada al ducto que se utiliza para fines de envío y recibo de dispositivos de inspección o limpieza interna de la tubería (diablos).

1.3.62 Transportista: Persona dedicada a la actividad de recibir, conducir y entregar un hidrocarburo líquido por medio de ductos, en los términos de lo dispuesto por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

1.3.63 Válvula de seccionamiento: Válvula colocada de manera estratégica utilizada para aislar un tramo específico del ducto.

1.3.64 Válvula troncal: Válvula colocada en un ramal para aislarlo del ducto principal.

Capítulo 2 Disposiciones generales

Forman parte de esta norma oficial mexicana de emergencia, los Anexos I, II, III, IV, V y VI.

2.1 Requerimientos para ductos existentes

1.2.8 Para la evaluación del grado de cumplimiento de los Sistemas de transporte que se encuentran en operación a la entrada en vigor de esta Norma oficial mexicana de emergencia, se deberá observar lo siguiente:

- a) El diseño, la construcción y las pruebas realizadas con anterioridad a la fecha de vigencia de esta norma serán evaluadas tomando como base la normatividad vigente en el momento de ejecución de dichas etapas.
- b) La operación, el mantenimiento y la seguridad deberán ser evaluadas en conformidad con esta norma oficial mexicana de emergencia.

2.2 Puesta en operación

2.2.1 Un Sistema de transporte que haya estado fuera de servicio antes de la entrada en vigor de esta norma oficial mexicana de emergencia, y que se pretenda poner en operación nuevamente, deberá realizar lo indicado a continuación y obtener un dictamen emitido por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista, previo a la puesta en operación, para comprobar el grado de cumplimiento con lo establecido en ella:

- a) Revisar el historial de diseño, construcción, pruebas realizadas, operación y mantenimiento del Sistema de transporte. Cuando no se cuente con dicha información, se debe valorar de conformidad con la disposición 3.3.2 de esta norma oficial mexicana de emergencia para determinar si el Sistema de transporte se encuentra en condiciones satisfactorias para su operación;
- b) Inspeccionar el Sistema de transporte para identificar las condiciones de operación que pudieran afectar la franja de desarrollo del sistema de los tramos superficiales y de los subterráneos;
- c) Evaluar todos los tramos del Sistema de transporte con relación a las Clases de localización y determinar si ha habido un cambio en la densidad de la población que implique modificación en las Clases de localización definidas en el numeral 4.3 de esta Norma oficial mexicana de emergencia con objeto de implementar las medidas conducentes de los tramos sujetos a cambio.

- d) Corregir los defectos y condiciones inseguras detectadas derivadas de un mal diseño, condiciones operativas o mantenimiento, o de cualquier otra índole, en su caso, que no estén apegadas a lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia, y
- e) Probar el Sistema de transporte de acuerdo con el capítulo Inspección y pruebas de hermeticidad para garantizar una MPOP que resulte en una operación segura del sistema, definida en el capítulo de Operación, en apego a lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia.

2.3 Registro de las operaciones

2.3.1 Se debe mantener, durante el periodo de operación del Sistema de transporte, un registro de las actividades de operación, pruebas, reparaciones, reemplazos y modificaciones o alteraciones realizadas. Para los sistemas de transporte que no cuenten con el registro aludido antes de la entrada en vigor de esta norma oficial mexicana de emergencia, éste se deberá llevar a cabo en forma obligatoria a partir de su entrada en vigor y mantenerse actualizado durante toda la vida operativa del Sistema de transporte.

2.4 Medidas de protección para aumentar la seguridad de los sistemas de transporte

2.4.1 Mediante el cumplimiento de esta norma oficial mexicana de emergencia se debe promover el uso de cinco medidas básicas o niveles de protección de instalaciones industriales en general: diseño seguro, instrumentación básica, alarmas críticas/acción de operadores, dispositivos fijos de protección y planes de emergencia, aplicables, en lo conducente, a los Sistemas de transporte.

Capítulo 3 Materiales

Este capítulo establece los requisitos generales aplicables en la selección y calificación de los materiales de los ductos y componentes que se utilizan en los Sistemas de transporte de GLP e hidrocarburos líquidos.

3.1 Materiales seleccionados y utilizados

3.1.1 Los materiales seleccionados y utilizados para la construcción de Sistemas de transporte de GLP e hidrocarburos líquidos deben cumplir con los requisitos establecidos en esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.2 Requisitos generales

3.2.1 Específicamente, en la selección de los materiales de los ductos y sus componentes se debe considerar los aspectos siguientes:

- a) Las propiedades químicas, físicas y mecánicas, los métodos y procesos de manufactura, el tratamiento térmico y el control de calidad.
- b) Los esfuerzos permisibles, los cuales deben determinarse de conformidad con los requerimientos de esta norma oficial mexicana de emergencia en sus numerales 4.6.4 a 4.6.6.
- c) La integridad estructural de acuerdo con las condiciones previstas de temperatura y otras condiciones del medio ambiente;
- d) Su compatibilidad química con el fluido que se transporte, y
- e) La compatibilidad de aquellos materiales que estén en contacto con la tubería.

3.3 Tubos de acero

3.3.1 Tubería nueva. La tubería nueva de acero debe cumplir con lo siguiente:

- a) Estar fabricada de acuerdo con lo establecido en la norma mexicana NMX-B-177-SCFI-1990 y, en lo no previsto por ésta, con las Normas aplicables.
- b) Cuando la tubería nueva sea expandida en frío, deberá cumplir con las Normas aplicables.

3.3.2 No se permite el uso de tubería usada.

3.4 Transporte de tubería

3.4.1 El transporte de tubería por ferrocarril, ríos o vías marinas que tenga una relación de diámetro externo-espesor de pared de 70 a 1 o mayor y que va a operar a esfuerzos del 30% o mayores de la RMC, deberá apegarse a lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia, y en lo no previsto por éstas, a las Normas aplicables.

3.4.2 Cuando no sea posible establecer si una tubería fue transportada de acuerdo con lo señalado en el numeral 3.4.1, dicha tubería deberá ser probada hidrostáticamente por un periodo de cuando menos 8 horas, conforme con lo siguiente:

- I. A 1.25 veces la MPOP para clase de localización 1
- II. A 1.5 veces la MPOP para clases de localización 2, 3 y 4.

3.5 Válvulas

Las válvulas de seccionamiento o de retención deben ser seleccionadas de conformidad con las Normas aplicables.

3.6 Registro de materiales

3.6.1 Los componentes deben estar identificados para su rastreabilidad por medio de un registro que los identifique con relación a la tubería, por ejemplo, válvulas, accesorios y/o conexiones; dicho registro debe contener, como mínimo, los datos siguientes:

- a) Especificación del componente;
- b) Número de pedido;
- c) Fabricante y/o proveedor, y
- d) Número de lote.
- e) Pruebas a las que el componente fue sometido
- f) Certificado de calidad o norma a la que se dio cumplimiento, en su caso

3.6.2 Control de registros de materiales. Se deben conservar los registros relativos a la especificación de los materiales del ducto, válvulas, accesorios y/o conexiones usados en la construcción de sistemas de transporte durante la vida del sistema. Asimismo, los materiales deben ser identificados y verificados antes de usarse.

Capítulo 4 Diseño

4.1 Aspectos generales

4.1.1 En el diseño de un Sistema de transporte se deben considerar, el tipo de hidrocarburo que va a transportarse, así como sus propiedades físico-químicas, con objeto de seleccionar los materiales, las condiciones de flujo y presión óptimas a las que va a operar. Deben evaluarse también las instalaciones accesorias requeridas, como sistemas de bombeo, diversos tipos de válvulas y medidas de seguridad para el transporte de la tubería, entre otras, de acuerdo con lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia.

4.1.2 Deben considerarse en el diseño aspectos específicos en aquellos sistemas de transporte que conducen hidrocarburos que poseen elevada presión de vapor (EPV), por ejemplo, gasolina y turbosina.

4.1.3 En zonas donde se encuentre la mancha urbana relativamente cerca o donde estén presentes riesgos externos al Sistema de transporte, se deberán tomar medidas adicionales en el diseño de sistemas que transporten hidrocarburos EPV. Dichas medidas pueden ser, sin ser limitativas, la colocación de planchas de concreto encima del ducto, enterrarlo a mayor profundidad, colocar señalamientos adicionales y comunicar a las autoridades locales sobre los riesgos adicionales y medidas preventivas que deben considerarse cuando un sistema de transporte conduce un hidrocarburo EPV.

4.1.4 El diseño de un Sistema de transporte debe incluir: la información detallada de los diferentes aspectos considerados en el diseño, las características y especificaciones detalladas de las partes que lo constituyen, los planos del proyecto, los diagramas de flujo y de tuberías e instrumentación, las normas y especificaciones, las memorias técnico-descriptivas y memoria de cálculo de sus componentes, entre otros.

4.1.5 Se deben considerar en el diseño de un Sistema de transporte aquellas condiciones inusuales o especiales como zonas de riesgo, por ejemplo, en las inmediaciones de un volcán, zonas clasificadas como reservas ecológicas o de otra índole, cruces de ríos, carreteras, puentes, áreas de tráfico intenso, suelos inestables, vibraciones, zonas sísmicas, entre otras. Algunas de las medidas que deben considerarse para un diseño seguro son la instalación de válvulas de seccionamiento adicionales, ya sea manuales o de acción remota, protecciones adicionales mediante encamisados, encofrados, aumento del espesor de la tubería, aumento de la profundidad de la zanja, medidas de identificación adecuadas o de señalamiento de la instalación del sistema, entre otras.

4.1.6 El espesor de pared de los ductos debe soportar la presión interna del fluido, así como las cargas externas, ver numeral 4.4, a las cuales se considera estarán expuestos durante y después de su instalación, tomando en cuenta, entre otros, los aspectos siguientes:

- a) Propiedades físico-químicas y termodinámicas del hidrocarburo líquido que se va a transportar;
- b) Máxima presión de operación en condiciones normales de flujo;

- c) Temperatura de diseño. Es la temperatura del metal esperada en condiciones normales de operación. No es necesario variar los esfuerzos de diseño del material si su valor está entre 30 °C y 120 °C. Para valores fuera de este rango deben seguirse las disposiciones de las Normas aplicables;
- d) Los esfuerzos externos del suelo, por ejemplo, de índole geológico, tráfico intenso, zonas de deslave, entre otros, y
- e) Máxima presión de operación.

La temperatura de diseño debe establecerse considerando:

- a) Las variaciones de temperatura resultantes de los cambios de presión y de temperaturas ambientales extremas;
- b) Las condiciones que resulten de la evaporación de los hidrocarburos líquidos a condiciones atmosféricas, y
- c) La temperatura del metal y su expansión como resultado de la transferencia de calor cuando las tuberías están expuestas a la radiación directa del sol.

4.2 Determinación de la clase de localización y MPOP. La determinación de la clase de localización deberá estar en conformidad con el área unitaria del sistema de transporte y de acuerdo con el numeral 4.3, y el establecimiento de la MPOP de acuerdo con el numeral 8.9.1 Para cada ducto se debe realizar un estudio de campo y gabinete para establecer:

- a) La clase de localización real de todo el sistema de transporte, y la MPOP.
- b) Que el esfuerzo tangencial producido por la MPOP, determinado conforme al numeral 4.6.4, corresponda a la clase de localización, conforme a lo indicado en el Cuadro 8 de esta Norma.
- c) En caso de que un ducto tenga una MPOP que produzca un esfuerzo tangencial que no corresponda a la clase de localización, se deben adecuar las condiciones de operación consideradas en el diseño.

4.3 Clases de localización.

- a) Clase de localización 1. El área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población inferior a 50 habitantes por kilómetro cuadrado. Esta clase de localización pretende reflejar áreas como tierras baldías, tierras de pastoreo, tierras agrícolas y otras zonas escasamente pobladas.
- b) Clase de localización 2. El área unitaria con más de diez y hasta cuarenta y cinco construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población de 50 personas o más, pero menos de 250 personas por kilómetro cuadrado, con múltiples viviendas, con hoteles o edificios de oficinas donde no más de 50 personas pueden reunirse regularmente y con industrias dispersas. Esta clase de localización pretende reflejar áreas donde la densidad de población es intermedia entre la clase de localización 1 y la clase de localización 3, tales como las zonas marginales ubicadas alrededor de las ciudades y pueblos, ranchos y fincas.
- c) Clase de localización 3. El área unitaria que cuenta con cuarenta y seis construcciones o más ocupadas por personas y/o lugares con una densidad poblacional de 250 personas o más por kilómetro cuadrado, excepto donde prevalezca una clase de localización 4. Esta clase de localización pretende reflejar zonas donde existan desarrollos urbanos, zonas residenciales, zonas industriales y otras áreas pobladas que no estén incluidas en la clase de localización 4.

El tramo de un ducto ubicado en una clase de localización 1 o clase de localización 2 será reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 metros de:

- i. Una construcción ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles y centros de reunión;
 - ii. Un área al aire libre definida que sea ocupada por veinte o más personas, por ejemplo: campos deportivos, áreas recreativas, teatro al aire libre u otro lugar público de reunión, o
 - iii. Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.
- d) Clase de localización 4. Cuando además de las condiciones presentadas en una clase de localización 3, prevalece alguna de las características siguientes:
- i. Construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja.
 - ii. Vías de comunicación con tránsito intenso o masivo.
 - iii. Instalaciones subterráneas de servicios prioritarios o estratégicas para la zona urbana.

4.4 Cargas externas y fuerzas adicionales

4.4.1 En el diseño del ducto se deben considerar los efectos dinámicos ocasionados por condiciones ambientales, el peso de la tubería, y efectos de expansión y contracción por temperatura. Entre las cargas y fuerzas que se prevé actuarán sobre la tubería, se encuentran las siguientes:

- a) Cargas vivas (como el peso del hidrocarburo líquido, viento, corrientes de agua, entre otras);
- b) Cargas muertas (como el peso de la tubería, recubrimientos, accesorios no soportados, relleno de zanja y otras cargas permanentes);
- c) Cargas por tráfico cíclico de vehículos, y
- d) Esfuerzos ocasionados por:
 - i. Cruces con vías de comunicación;
 - ii. Movimientos sísmicos;
 - iii. Vibración y/o resonancia;
 - iv. Asentamiento o derrumbes en regiones inestables o volcánicas;
 - v. Corrientes fluviales o pluviales;
 - vi. Expansión térmica;
 - vii. Movimiento de los equipos conectados al ducto;
 - viii. Fenómenos transitorios como golpe de ariete.

4.5 Condiciones normales de operación

4.5.1 Para una condición normal de operación, la presión no deberá exceder la presión interna de diseño de la tubería y de los componentes.

4.5.2 Tolerancias de variación de las condiciones normales de operación. El aumento de presión de operación de un sistema de transporte producido por un cambio en la velocidad del fluido que resulta por el paro de una estación de bombeo o una bomba, cierre de una válvula o bloqueo de la corriente, no deberá exceder 10% de la presión interna de diseño en cualquier punto del sistema y equipos.

4.6 Determinación del espesor de la tubería.

4.6.1 Los ductos se deben diseñar con un espesor de pared suficiente para soportar la presión interna y las cargas externas a las cuales se prevé que estarán expuestos durante y después de su instalación, en conformidad con el numeral 4.6.2 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

4.6.2 Espesor de pared de tubería bajo presión interna.

4.6.2.1 Espesor nominal. El espesor de pared nominal t_n se determina con la siguiente ecuación. Por razones de seguridad, debe especificarse el valor inmediato superior de espesor de tubo (t_o) que se fabrique comercialmente:

$$t_n \geq t + A$$

donde:

t_n = espesor de pared nominal que satisface los requerimientos de presión y tolerancias (corrosión, cargas, entre otras);

t = espesor de pared mínimo, y

A = suma de todas las tolerancias, adiciones de espesor por corrosión y medidas de protección.

4.6.2.2 Espesor mínimo. La tubería de acero al carbón debe tener un espesor mínimo de pared requerido para soportar la presión interna del fluido de acuerdo con el valor calculado mediante la fórmula siguiente:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S}$$

donde:

t = espesor de pared mínimo de la tubería requerido debido a la presión interna (en cm);

P = presión manométrica interna de diseño (en kPa);

D = diámetro exterior de la tubería (en cm), y

S = esfuerzo de trabajo máximo permisible del material (en kPa), de acuerdo a lo siguiente:

El esfuerzo de trabajo máximo permisible S que debe ser usado en los cálculos de diseño para tubería nueva y de especificación conocida se determina como sigue:

$$S = F \times E \times RMC$$

donde:

F = Factor de diseño (ver numeral 4.6.7, Cuadros 1 y 2)

E = Factor de eficiencia de junta longitudinal (ver numeral 4.6.8 y Cuadro 3).

RMC = Resistencia mínima a la cedencia de la tubería, MPa (psia)

En tubería de especificación desconocida o ASTM A 120, para la determinación del esfuerzo de trabajo máximo permisible debe considerarse una RMC de 165 MPa (24 000 psia).

4.6.3 Espesor de pared de tubería bajo presión externa. La tubería puede estar sometida a condiciones particulares durante la construcción y operación donde la presión exterior excede a la presión interior. Para ello, deben seleccionarse los espesores de tuberías de forma que se evite su colapso, tomando en cuenta sus propiedades mecánicas y cargas externas a las que estará sometida la tubería.

4.6.4 Esfuerzo tangencial máximo permitido. La presión interna ejercida por el fluido sobre las paredes de la tubería causa un esfuerzo tangencial en la pared de la misma. El esfuerzo tangencial máximo permitido en los sistemas de tuberías se determina por medio de la siguiente fórmula:

$$ST = \frac{P \times D}{2 \times to}$$

ST = esfuerzo tangencial máximo permisible (en MPa);

P = presión manométrica de operación (en MPa);

D = diámetro exterior de la tubería (en mm);

to = espesor de pared seleccionado de la tubería (en mm);

Generalmente, el esfuerzo tangencial máximo permitido se establece como un porcentaje de la RMC de acuerdo a lo siguiente:

$$\% RMC = \frac{ST}{RMC} \times 100$$

4.6.5 Límites de esfuerzos calculados por cargas fijas o sostenidas y expansión térmica. En el diseño de los sistemas de transporte deben incluirse los esfuerzos enunciados a continuación causados por cargas fijas y sostenidas, así como por expansión térmica, de acuerdo con las Normas aplicables. El análisis de estos esfuerzos debe incluirse en la memoria de cálculo respectiva. Estos esfuerzos incluyen, entre otros, los siguientes:

- a) Presión interna. Los esfuerzos calculados por presión interna no deben exceder los valores permitidos de S determinados en el numeral 4.6.4.
- b) Presión externa. Los esfuerzos calculados por presión externa serán considerados adecuados cuando el espesor de pared de los componentes de tubería cumpla con los requerimientos de diseño y las tolerancias establecidas en esta norma oficial mexicana de emergencia.
- c) Permisibles de expansión. El esfuerzo permisible de tensión equivalente para líneas que tienen restricción de movimiento no debe exceder 90% de la RMC de la tubería. El rango de esfuerzo permisible para líneas que tienen libertad de movimiento no debe exceder el 72% de la RMC de la tubería.
- d) Longitudinales adicionales. La suma de los esfuerzos longitudinales ocasionados por presión, peso y otras cargas sostenidas no debe exceder 75% del esfuerzo permitido que se especifica para líneas con libertad de movimiento en el inciso anterior.
- e) Efectivos. La suma de los esfuerzos circunferenciales, longitudinales y radiales por presión, así como cargas externas en la tubería instalada bajo vías de ferrocarril o carreteras, no deben exceder 0.90 de la RMC . Las cargas deben incluir la carga del terreno, carga cíclica por paso de vehículos y ferrocarriles, así como esfuerzos térmicos.

4.6.6 Límites de esfuerzos calculados por cargas temporales. En el diseño de los Sistemas de transporte deben incluirse los siguientes esfuerzos causados por cargas temporales. El análisis de estos esfuerzos debe incluirse en la memoria de cálculo respectiva e incluyen, entre otros, los siguientes:

- a) Esfuerzos por operación. La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión, cargas vivas y cargas muertas, y aquéllos producidos por cargas temporales, tales como viento o temblores no deben exceder el 80% de la RMC de la tubería.
- b) Esfuerzos por pruebas. Los esfuerzos debidos a condiciones de prueba no están sujetos a las limitantes de los esfuerzos permisibles. No es necesario considerar las cargas por viento o sismo junto con las cargas vivas o muertas al momento de realizar la prueba de hermeticidad.

4.6.7 Factor de diseño (F) para ductos. El factor a utilizar en la fórmula de diseño en el numeral 4.6.2.2 se determina de acuerdo con lo indicado en los Cuadros 1 y 2, siguientes:

Cuadro 1.- Factor de diseño por densidad de población

Clase de localización	Factor de diseño (F)
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

Cuadro 2.- Factores de diseño para tubería de acero en construcción

Instalaciones	Clase de localización			
	1	2	3	4
Tuberías, ductos	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruce de vías de comunicación, sin encamisado:				
(a) caminos privados	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.60	0.50	0.50	0.40
Cruce de vías de comunicación con encamisado:				
(a) caminos privados	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.72	0.60	0.50	0.40
Ductos que corren en paralelo dentro del derecho de vías de comunicación:				
(a) caminos privados	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) caminos públicos no mejorados	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) caminos, carreteras o calles con superficie dura o ferrocarril	0.72	0.60	0.50	0.40
Componentes prefabricados, ensambles, conectores, cabezales, etc.	.60	0.60	0.50	0.40
Ductos sobre puentes	.60	0.60	0.50	0.40
Control y medición	.60	0.60	0.50	0.40
Tubería en estaciones de compresión	.50	0.50	0.50	0.40
Cerca de lugares de concentración pública, tales como: centros de culto religioso, centros educativos, áreas recreativas o habitacionales, etc.	.50	0.50	0.50	0.40

4.6.8 Factor de eficiencia de junta longitudinal (E) para ductos. El factor E de junta longitudinal que se utiliza en la fórmula de diseño del espesor de pared, se determina de acuerdo con el Cuadro 3 siguiente:

Cuadro 3.- Factor de eficiencia de junta longitudinal soldada (E)

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión eléctrica	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con arco sumergido con costura	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.70
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por <i>flasheo</i> eléctrico	1.00
	Soldado con arco sumergido con costura	1.00
	Soldado a tope en horno soldadura continua	0.60
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 101.6 mm (4 pulgadas)	0.80
	Tubería con diámetro nominal menor de 101.6 mm (4 pulgadas)	0.60

4.7 Flexibilidad y expansión de la tubería

4.7.1 El diseño de Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos debe incluir un análisis de flexibilidad y expansión que considere, entre otros, los aspectos siguientes:

- a) Flexibilidad suficiente para prevenir expansión o contracción que cause fatiga excesiva en el material, esfuerzo excesivo en juntas o fuerzas y momentos excesivos en puntos de conexión a equipos o en anclajes. Las fuerzas y momentos permitidos en equipos o accesorios deben ser menores que aquéllos determinados para la tubería conectada a los mismos.
- b) Cálculos de expansión para tuberías enterradas cuando se prevén cambios de temperatura considerables. La expansión térmica de líneas enterradas puede causar movimientos en los puntos donde la línea termina, donde cambia de dirección o cambia de diámetro. A menos que estos movimientos sean restringidos por anclaje adecuado, el estudio de flexibilidad resulta necesario.
- c) Expansión en líneas superficiales, la cual puede ser prevista mediante el anclaje de las mismas de manera que la expansión o contracción longitudinal, debida a cambios térmicos o de presión, sea absorbida por compresión axial directa o tensión del tubo en la misma manera que para tubos enterrados.

- d) Cuando las expansiones no sean absorbidas por la compresión directa axial del tubo, la flexibilidad debe ser proporcionada por el uso de codos, aros o compensaciones, o, de otro modo, se deben tomar medidas para absorber esfuerzos térmicos mediante juntas de expansión o acoplamientos de la junta deslizante, junta de bola o tipo fuelle. Si se usan juntas de expansión, se deben instalar anclajes y piezas de suficiente resistencia y rigidez para proporcionar un soporte adecuado a las fuerzas ocasionadas por la presión del fluido, entre otras causas.
- e) El coeficiente lineal de expansión térmica para acero al carbón y acero de baja aleación con alta tensión pueden ser tomados como 11.7×10^{-6} mm/mm/°C para temperaturas hasta 120 °C.
- f) Cálculos de flexibilidad, los cuales deben basarse en el módulo de elasticidad a temperatura ambiente.
- g) La relación de Poisson, la cual debe ser tomada como 0.3 para el acero.
- h) Análisis sobre la aplicación de diferentes límites permisibles de esfuerzo de expansión para tubería con restricción de movimiento y tubería sin restricción. El análisis debe basarse en las diferencias que existen entre las condiciones de carga para la tubería enterrada o porciones de la misma similarmente restringidas y porciones de tubería superficial no sujetas a una restricción axial sustancial.
- i) El efecto de restricciones al movimiento, como la fricción de soportes, conexiones de derivación, interferencias laterales, entre otras, deben ser consideradas en los cálculos de esfuerzo.
- j) Los cálculos deben tomar en cuenta los factores de incremento del esfuerzo encontrado en componentes que no sean tubo recto.
- k) Las dimensiones nominales del tubo y accesorios deben ser usadas en los cálculos de flexibilidad.
- l) Los cálculos de esfuerzo de tubería en aros, curvas y compensaciones deben basarse en el rango total de variación de la temperatura esperado. En los cálculos de expansión de la tubería deben considerarse los movimientos tanto lineales como angulares del equipo al cual estará unida.
- m) Los cálculos de fuerzas y momentos causados por cambios térmicos en anclajes y equipos como bombas, medidores e intercambiadores de calor deben basarse en la mayor diferencia que resulte entre la temperatura de instalación y las temperaturas máxima y mínima de operación esperadas.

4.7.2 Uso de la relación D/t. Se debe considerar la susceptibilidad de la tubería al aplastamiento, ovalado, pandeo y abollado. Estas deformaciones se incrementan en proporción directa al incremento de la relación D/t y decrece con el aumento del espesor de pared y con el aumento de la RMC. Las tuberías con relación D/t mayores de 100 requerirán de medidas adicionales de protección durante la etapa de construcción.

4.8 Componentes de la tubería, accesorios y misceláneos

4.8.1 Bridas y sus accesorios. Las bridas y sus accesorios (diferentes al hierro forjado) deben cumplir con lo establecido en las Normas aplicables.

4.8.1.1 Los ensambles bridados deben resistir la máxima presión a la cual operará la tubería y mantener sus propiedades físicas y químicas a cualquier temperatura a la que se prevé puedan llegar a estar sujetos en servicio.

4.8.1.2 Las bridas o uniones bridadas en tubos de hierro forjado deben cumplir con las dimensiones, perforaciones, diseño de cara y empaques establecidos en las Normas aplicables y deben coincidir íntegramente con el tubo, válvula, unión o accesorio.

4.8.2 Válvulas en sistemas de transporte. Todas las válvulas deben satisfacer los requerimientos mínimos establecidos en las Normas aplicables. Una válvula no se debe utilizar bajo condiciones de operación que superen los rangos aplicables de presión-temperatura contenidos en las especificaciones correspondientes de fabricación.

4.8.2.1. Válvulas de seccionamiento. El Sistema de transporte debe contar con válvulas de seccionamiento para aislar una sección del sistema de otra y así limitar el riesgo y daño provocados en caso de fuga o accidente, así como para facilitar el mantenimiento del sistema. Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las características siguientes:

- a) Ser de acero, lubricables y de paso completo; su diámetro interior debe ser igual al de la tubería a la que están unidas para permitir el libre paso de los dispositivos de limpieza e inspección interna;
- b) Probarse hidrostáticamente a la misma presión que la tubería a la que están conectadas;
- c) Contar con un dispositivo que indique claramente la posición "cerrada" o "abierta" en que se encuentre;

- d) Estar debidamente soportadas y ancladas de acuerdo con un análisis de flexibilidad, a fin de verificar que los esfuerzos no sobrepasen los permisibles indicados para el material;
- e) Contar con una inscripción en relieve o placa en la que se muestre: marca, diámetro nominal, presión o clase y material del cuerpo, y
- f) Cumplir con las especificaciones que establece la norma o especificación técnica que resulte aplicable.

4.8.2.2. Válvulas de retención. A partir de la etapa de diseño del sistema se debe considerar la instalación de válvulas de retención en paralelo con válvulas de bloqueo de paso completo para evitar el flujo inverso debido a la pendiente de la tubería. La ubicación de estas válvulas se describe en el capítulo de construcción.

4.8.3 Consideraciones para el diseño de codos. Los Sistemas de transporte tienen distintas opciones para efectuar los cambios de dirección en la trayectoria, ya sea mediante codos prefabricados o hechos en campo. Desde la etapa de diseño, deben preverse estas alternativas para dejar establecidas las especificaciones necesarias aplicables en la etapa de construcción.

4.8.3.1. Segmentos de tubo curvados. Pueden realizarse segmentos curvados al doblar el tubo en campo o al insertar codos prefabricados. El doblado no debe afectar la capacidad de servicio de la tubería. Los dobleces realizados en campo deben cumplir con lo siguiente:

- a) El radio mínimo de doblado se establece en Cuadro 4 siguiente:

Cuadro 4. – Radio mínimo de doblado.

Diámetro nominal milímetros (pulgadas)	Radio mínimo
304.8 mm (12 pulgadas) y menores	18D
355.6 mm (14 pulgadas)	21D
406.4 mm (16 pulgadas)	24D
457.2 mm (18 pulgadas)	27D
508 mm (20 pulgadas) y mayores	30D

D: diámetro nominal del ducto.

- b) En tubos de soldadura longitudinal debe cuidarse que ésta esté tan cerca como sea posible del eje neutral del doblez, a menos que:
 - I. El doblez se realice mediante un mandril interno, o
 - II. El tubo sea de un diámetro externo de 305 mm o menor, o
 - III. Tenga una relación diámetro a espesor de la pared menor a 70.
- c) Los dobleces deben estar libres de abolladuras, fracturas, ovalamiento y otros daños mecánicos evidentes. Los dobleces se deben realizar de tal forma que no se dañe la integridad estructural y operativa de la tubería.
- d) Las soldaduras que estén sujetas a esfuerzos durante el doblado deberán ser calificadas mediante pruebas no destructivas.
- e) La soldadura circunferencial en tubos de acero que se localice en un área que se vaya a someter a un proceso de doblado se debe probar mediante métodos no destructivos antes y después de dicho proceso.
- f) Los codos de acero forjado para soldar y los segmentos transversales de los mismos no se deben usar para cambios de dirección en tubos de acero de 50 mm (2 pulgadas) de diámetro o mayor, a menos que la longitud del arco, medido sobre la curva interna, sea de 25 mm, como mínimo.

4.8.3.2. Con relación al diseño por presión y libre paso de dispositivos de inspección o limpieza, los codos fabricados de línea deben tener un espesor mínimo de pared y curvatura que cumplan con las Normas aplicables. Asimismo, deben ser fabricados del mismo material u otro que tenga propiedades mecánicas y químicas similares a la tubería a la que van a ser unidos.

4.8.3.3. Codos hechos mediante gajos, cortes angulares de tubo o juntas a inglete. En aquellos sistemas que operen con esfuerzos circunferenciales de más del 20% de la RMC, no están permitidos los codos hechos mediante gajos, cortes angulares de tubo o juntas a inglete. Aquellos sistemas que operen a un esfuerzo circunferencial de 20% de la RMC o menor, se podrán usar este tipo de codos siempre que el ángulo entre gajos no exceda los 12.5 grados y la distancia entre gajos por la parte interna del codo no sea menor al diámetro del tubo. Para los sistemas que operen con esfuerzos circunferenciales menores al 10% de la RMC, las restricciones de 12.5 grados entre gajos y distancia mínima de 1 diámetro no aplican. Las deflexiones causadas por desalineación de hasta 3 grados no deben ser consideradas como parte de este tipo de codos.

4.8.4 Accesorios soldables y bridados. Los accesorios soldables deben cumplir con las especificaciones establecidas en las Normas aplicables.

4.8.5 Accesorios roscados. No están permitidos estos accesorios en ninguna parte principal ni secundaria de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos. Sólo están permitidos en líneas auxiliares menores a 50 mm (2 pulgadas) de diámetro con flujo estacionario, aguas abajo de una válvula de bloqueo como purgas, derivaciones para instrumentación y venteos, entre otros, en cuyo caso, deben cumplir con los espesores y tipo de cuerda marcados en la normatividad correspondiente.

4.8.6 Componentes de tubería usados. Los componentes de tubería usados, como codos, intersecciones, reducciones, bridas, válvulas y otros accesorios, pueden ser reusados siempre que se examinen y reacondicionen, en caso de ser necesario, para asegurar que cumplen con los requerimientos para el servicio al que sean destinados, estén libres de defectos y contengan la identificación de su especificación original. Cuando la especificación no pueda ser identificada, su uso se debe restringir a la máxima presión de operación permisible, basada en una RMC de 165 MPa (24,000 psi) o menor.

4.9 Soportes para tubería y accesorios

4.9.1 Soportes y anclajes. Durante el diseño se debe considerar que la tubería y sus accesorios se deben soportar o anclar por medio de una estructura que mantenga a la tubería en una posición fija para:

- a) Evitar esfuerzos y momentos transmitidos a los equipos y accesorios conectados como válvulas, filtros, tanques, recipientes a presión y bombas, entre otros;
- b) Resistir las fuerzas longitudinales causadas por flexión o desviación de la tubería;
- c) Evitar o amortiguar la vibración excesiva, y
- d) Evitar los esfuerzos debidos a la expansión y contracción térmica.

4.9.1.1. El diseño de los soportes debe considerar lo siguiente:

- a) Su construcción con material resistente, no combustible.
- b) Soportar la tubería sin causar esfuerzos excesivos locales en la misma y sin imponer fuerzas excesivas de fricciones axiales o laterales que puedan restringir los movimientos.
- c) Los tirantes y dispositivos de amortiguamiento pueden ser usados ocasionalmente para prevenir vibración de la tubería.
- d) Todo dispositivo o accesorio sujeto a la tubería debe ser diseñado para minimizar los esfuerzos que le agregan a la pared del tubo. Los aditamentos no integrales como las abrazaderas deben usarse principalmente para cumplir simultáneamente las funciones de soporte y anclaje.
- e) Si la tubería es diseñada para operar arriba del 20% de la RMC, todos los sistemas de sujeción añadidos deben estar hechos de manera que una parte cilíndrica separada abraza completamente la tubería y se suelde a ésta mediante soldadura continua circunferencial.
- f) Permitir una libre expansión y contracción de la tubería entre soportes o anclajes.

4.10 Requisitos para tuberías en la proximidad de líneas de transmisión eléctrica

4.10.1 Las tuberías instaladas en la proximidad de líneas de transmisión eléctrica y equipo auxiliar, deberán incorporar los criterios de diseño establecidos en las Normas aplicables, para mitigar los efectos eléctricos sobre las tuberías.

4.10.2 Las corrientes de falla que resulten de descargas eléctricas o anomalías de equipo eléctrico pueden resultar en condiciones de peligro al personal o daño al recubrimiento y tubería. Estos efectos adversos pueden ocurrir cuando una tubería se encuentra cerca de instalaciones de aterrizado de las estructuras de líneas de transmisión eléctrica, subestaciones, centrales de generación eléctrica, y otras instalaciones que tienen redes de tierras con elevadas corrientes de falla. Para ello, se deben tomar las medidas necesarias para mitigar las corrientes de falla.

4.10.3 Cuando se encuentran tuberías cerca de este tipo de redes de tierras, deben implementarse medidas para protegerlas de gradientes de voltaje a tierra.

4.10.4 Los ductos que corren paralelos a líneas de transmisión de corriente alterna, se encuentran sujetos a potenciales eléctricos. En este supuesto, deben tomarse las medidas necesarias para reducir mediante dispositivos dieléctricos, los potenciales a niveles aceptables.

4.11 Estaciones de bombeo

4.11.1 Localización. Las estaciones de bombeo se deben localizar en terrenos que estén bajo el control del Permisionario o del Transportista. La estación debe estar alejada de la propiedad adyacente, en un área libre, con el objeto de minimizar que en caso de incendio, éste traspase los límites de la propiedad. El espacio libre alrededor del área principal de bombeo debe permitir la libertad de movimiento del equipo de mantenimiento y contra incendio. Estas instalaciones deben estar cercadas de manera que se evite o minimice la intrusión por parte de terceros; los caminos y puertas deben estar localizados de manera que faciliten el acceso y la salida de las instalaciones.

4.11.2 El diseño de las estaciones de bombeo debe tomar en cuenta e incorporar los rubros siguientes:

- a) El tipo de hidrocarburo y sus propiedades físico-químicas con objeto de seleccionar el equipo más adecuado.
- b) La seguridad del sistema de bombeo, de acuerdo con las características, dimensiones, condiciones operativas y fluidos transportados.
- c) Disponer de un sistema de control de presión adecuado.
- d) Disponer de un sistema de alarmas por bajo flujo para protección de los equipos de bombeo.
- e) Disponer de los sistemas de alarmas de seguridad para los equipos de bombeo de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes.
- f) Considerar la ubicación de equipos y distancias mínimas de seguridad, de acuerdo con las Normas aplicables;
- g) Proporcionar las especificaciones y planos detallados para la construcción y localización de los edificios o construcciones y equipos de bombeo;
- h) Realizar la construcción con materiales no combustibles;
- i) Prever flexibilidad operativa de los sistemas de recirculación y descarga-succión para protección de los equipos de bombeo, y tomar en cuenta futuras ampliaciones; asimismo, debe evaluarse la necesidad de equipos de relevo y/u otros sistemas redundantes.
- j) Contar con válvulas de seccionamiento en la tubería de entrada y salida de la estación;
- k) Tener una ventilación cruzada y a favor de los vientos dominantes para garantizar que el personal que opera, mantiene, inspecciona y supervisa la instalación no corra riesgo por la acumulación de vapores;
- l) Considerar la filosofía de operación y control de la estación que incluya, como mínimo, el uso de dispositivos de seguridad que alerten por altas y bajas presiones, así como por altos y bajos flujos;
- m) Incorporar sistemas instrumentados de seguridad tanto de prevención como de mitigación en cada estación, de acuerdo con las Normas aplicables. En caso de no incorporar estos sistemas a las estaciones, se deberán incluir, al menos, funciones de paro de emergencia dentro del sistema de control de la estación de bombeo y la instalación de válvulas de corte de activación remota para el caso de fugas con incendio.
- n) Incorporar fuentes alternas de energía para accionar los dispositivos de seguridad en caso de emergencias;
- o) La instalación de filtros en la succión del equipo de bombeo para evitar la entrada de partículas sólidas que pueda arrastrar el hidrocarburo líquido;
- p) El área de operación de una instalación de bombeo, cuando es cerrada, debe contar, al menos, con dos salidas separadas y sin obstáculos ubicadas de tal manera que proporcionen una posibilidad de escape a un lugar seguro;
- q) La cerca perimetral de la estación de bombeo debe tener, al menos, dos puertas localizadas de manera que permitan la salida rápida del área a un lugar seguro, tanto a personas como a vehículos. Estas puertas se deben localizar a un radio mínimo de 30 m del área de bombas;

- r) El equipo eléctrico y la instalación eléctrica en las estaciones de bombeo deben ser a prueba de explosión y cumplir con la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización) o la que la sustituya;
- s) Los elementos metálicos de las estaciones de bombeo deben estar conectados a tierra conforme con las especificaciones de la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización) o la que la sustituya;
- t) Incluir sistemas adecuados de protección contra incendio de conformidad con las Normas aplicables, por ejemplo, las recomendaciones establecidas en la última versión del código NFPA 30 o su equivalente. Si el sistema instalado requiere del uso de bombas contra incendio, la fuerza motriz de éstas debe ser independiente de la fuerza motriz de la estación de bombeo, de tal forma que no se vea afectada su operación por el paro de emergencia de la estación;
- u) Incluir sistemas de protección contra incendio manuales, de acuerdo con las Normas aplicables.
- v) Incluir las especificaciones de los sistemas adicionales o periféricos de los equipos de bombeo que sean recomendados por el fabricante;
- w) Incluir el diseño civil de las cimentaciones para el equipo de bombeo, el cual debe considerar las características mecánicas del suelo; y
- x) Incluir los dispositivos de relevo de presión y sus especificaciones de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables. El diseño de los sistemas de relevo de presión deben considerar al menos lo siguiente:
 - I. Prever en su cálculo, los aumentos de presión por cambios de temperatura ambiental.
 - II. Establecer un valor de apertura de los dispositivos que sea igual o inferior a la MPOP de la parte del sistema que protege.
 - III. Tener la suficiente capacidad y sensibilidad de acuerdo al servicio para el que se diseña.
 - IV. En las líneas de alivio de presión debe instalarse una válvula de bloqueo de puerto completo entre el punto de presión y el dispositivo de relevo, de manera que la válvula puede ser asegurada o sellada en posición abierta y sólo se opere para el remplazo del dispositivo de seguridad.
 - V. Las tuberías de alivio de presión que parten del dispositivo de relevo deben ser conectadas a un recolector como una fosa adecuada, pozo o tanque auxiliar por medio de tuberías recolectoras. Éstas deben tener un dispositivo indicador de flujo situado en un lugar visible, con alarma para evitar derrames en el recolector y no deben tener válvulas entre el dispositivo de relevo y el recolector, a menos que la válvula situada pueda ser asegurada o sellada en posición abierta.
 - VI. La ubicación final del dispositivo de relevo debe ser visible y accesible, en un lugar seguro para evitar golpes al mismo.
 - VII. Estar soportados adecuadamente con materiales no combustibles para evitar la vibración del dispositivo.
 - VIII. Las tuberías de ramificación del ducto o cabezal destinadas al alivio de presión deben ser dimensionadas adecuadamente para evitar golpes de ariete y deterioro de la capacidad de relevo cuando el dispositivo de relevo accione.
 - IX. Para bombas de desplazamiento positivo, los sistemas de relevo de presión deben ser instalados entre la bomba y la primera válvula de bloqueo en la descarga, y la capacidad de relevo debe ser igual o mayor a la capacidad de la bomba.
- y) Incluir tanques de recolección auxiliares del sistema de relevo de presión donde sean necesarios.
- z) Incluir los sistemas de protección y seguridad para turbinas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante o con las Normas aplicables, en caso de que los equipos de bombeo sean accionados por estos equipos.

4.12 Patines de medición y trampas de diablos

4.12.1 Disposiciones generales. Los patines de medición y trampas de diablos generalmente se ubican dentro de las estaciones de bombeo y deben considerar en su diseño, entre otros puntos, los siguientes:

- a) Ubicarse tomando como base un estudio de riesgos, de manera que exista un área libre intermedia tanto entre los patines de medición y las trampas de diablos, como entre cada uno de éstos y el área de bombeo, con la finalidad de que, en caso de accidente, no se afecten las instalaciones vecinas. Si por razones de espacio no es posible considerar dicha área libre, será necesaria la colocación de barreras físicas.
- b) Las tuberías y los accesorios que formen parte de estos componentes deben cumplir en su diseño con las disposiciones establecidas en este capítulo.
- c) La tubería de estos componentes debe tener, en su parte inferior, una altura mínima de 0.65 metros sobre el nivel del piso y, de acuerdo con esta altura, construir los soportes.
- d) La tubería y componentes deben tener los espaciamientos mínimos requeridos para su mantenimiento.
- e) A estos componentes se les debe realizar un análisis de flexibilidad para determinar el tipo de soporte y anclaje, así como su ubicación. Dichos componentes deben quedar con anclajes adecuados y estar debidamente soportados sobre el terreno para evitar que se transmitan esfuerzos originados por la expansión y contracción de la tubería a las instalaciones y equipos conectados.

4.12.2 Patines de medición. Se debe considerar en su diseño lo siguiente:

- a) Las dimensiones de la tubería y el espacio necesario para la protección de los equipos e instrumentos que permitan las actividades de operación y mantenimiento.
- b) Líneas de desvío (by-pass) para mantenimiento, sin necesidad de interrumpir el flujo.
- c) Recomendaciones de los fabricantes de los medidores con relación a diámetros de las tuberías, conexiones y distancia a otros aparatos o accesorios en la instalación.
- d) Los medidores instalados, los cuales deben ser del tipo adecuado y recomendado por el fabricante, de acuerdo al servicio del fluido de trabajo y condiciones de operación. La presión soportada por los medidores debe ser superior a la presión máxima de operación del sistema.
- e) La capacidad del medidor, la cual debe estar acorde con los requerimientos operativos del sistema y recomendaciones del fabricante con relación al rango de trabajo del instrumento.
- f) Las conexiones para tomas de instrumentos, en las cuales se deben instalar válvulas de bloqueo, y
- g) El aislamiento eléctrico de las tuberías de entrada y salida, si éstas cuentan con protección catódica.

4.12.3 Corrida de dispositivos de inspección interna. Los ductos de transporte se deben diseñar y construir para permitir el paso o corrida de dispositivos instrumentados de inspección interna o dispositivos de limpieza. Esta disposición no es aplicable a:

- a) Cabezales;
- b) Tuberías en estaciones de bombeo o medición;
- c) Tubería asociada con las instalaciones de entrega y otras líneas de transporte continuo entre estaciones de bombeo;
- d) Cruzamientos especiales;
- e) Diámetros de tubería para los cuales no existe un dispositivo instrumentado de inspección interna, y
- f) Tuberías en las que el diseñador determine y justifique que resulta impráctico construir instalaciones para el paso de instrumentos de inspección interna.

4.12.4 Las trampas de diablos generalmente ubicadas dentro de las estaciones de bombeo y estación de recibo deben incorporar en su diseño lo siguiente:

- a) Características y dimensiones que permitan el alojamiento de los dispositivos de inspección de nueva generación de acuerdo con los requerimientos del sistema.
- b) Un dispositivo que indique la presión interior, así como válvulas de bloqueo que permitan despresurizarlas de manera previa a la extracción de los productos y residuos colectados.
- c) Válvulas de tipo compuerta de doble expansión o tipo bola, ambas de paso completo y continuado, con doble bloqueo.
- d) Válvulas que cuenten con tubería de drenaje para evitar su obstrucción.
- e) Cabezales colectores que deben contar con las conexiones necesarias para drenar de manera segura los productos y residuos a un colector fijo o portátil, o a un sistema cerrado.

4.13 Registros

4.13.1 Requisitos de diseño. Los registros subterráneos para válvulas y estaciones de relevo de presión, deben:

- a) Resistir las cargas externas a las que se pueden ver sometidos y proteger el equipo instalado;
- b) Contar con un espacio de trabajo que permita que el equipo requerido en el registro se pueda instalar, operar y mantener, y
- c) Estar contruidos con equipo eléctrico que satisfaga las especificaciones mínimas establecidas en la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización) o la que la sustituya.

4.13.2 Accesibilidad. Los registros subterráneos para válvulas y estaciones de relevo de presión deben estar localizados en lugares accesibles y lo más alejado posible de:

- a) Cruzamientos de calles o puntos donde el tráfico sea pesado o intenso;
- b) Puntos de elevación mínima, cuencas de recolección o lugares donde la cubierta de acceso tenga posibilidad de inundarse,
- c) Instalaciones de servicios de agua, eléctricos, telefónicos, tuberías de vapor, entre otras.

4.13.3 Sellado, venteo y ventilación. Los registros subterráneos o fosas de techo cerrado para ductos, válvulas y estaciones de relevo de presión deben estar sellados, venteados o ventilados como se indica a continuación:

- a) Cuando el volumen interno exceda 6 m³:
 - i. Contar con dos ductos de ventilación que tengan al menos el efecto de ventilación de una tubería de 10 cm de diámetro;
 - ii. Disponer de ventilación suficiente para minimizar la formación de una atmósfera explosiva en el interior, y
 - iii. Los ductos deben contar con una altura que permita la descarga y dispersión de los vapores y evitar la formación de una mezcla explosiva.
- b) Cuando el volumen interno sea mayor de 2 m³ pero menor de 6 m³:
 - i. Si el registro o fosa está sellado, la cubierta de ajuste hermético debe tener orificios que puedan abrirse con el objeto de detectar una mezcla explosiva. Se debe contar con los medios para probar la atmósfera interna antes de retirar la cubierta;
 - ii. Si el registro o fosa cuenta con ventilación, debe existir un medio para evitar que fuentes externas de ignición alcancen la atmósfera del registro, o
 - iii. Si el registro o fosa está ventilado deberán aplicarse los incisos a) o c) de este numeral.
- c) Si un registro o fosa considerado en el inciso b) anterior está ventilado por las aberturas en las cubiertas o por rejillas y la relación entre el volumen interno (en m³) y el área efectiva de ventilación de la cubierta o rejilla (en m²), es igual o menor a 6.0, no se requiere de una ventilación adicional.

4.14 Control de la corrosión en tuberías.

4.14.1 Esta sección establece los requisitos mínimos para la protección de los sistemas de tuberías en operación y nuevas, y sus componentes metálicos contra la corrosión interna y externa. Para la protección y/o control de la corrosión de los sistemas de transporte de los hidrocarburos que se encuentren enterrados o sumergidos deberán aplicarse las disposiciones del Anexo IV.

4.14.2 Corrosión externa. Las tuberías se deben proteger contra la corrosión utilizando un sistema de recubrimiento anticorrosivo y de protección catódica, salvo lo establecido en el numeral 3.2 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia. Se deben tomar las medidas para la selección, instalación, inspección y evaluación de los sistemas de protección contra la corrosión.

4.14.2.1 Recubrimiento anticorrosivo aplicado en planta.

La preparación, aplicación y pruebas del recubrimiento deberán cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- a) Aplicarse a la superficie de la tubería previamente preparada y limpia;
- b) Tener la suficiente adhesión a la superficie metálica del tubo para evitar la introducción de humedad entre el recubrimiento y el tubo;

- c) Ser suficientemente dúctil para evitar agrietamientos;
- d) Ser suficientemente resistente contra daños por el manejo de la tubería y por esfuerzos ocasionados por el suelo;
- e) Ser de alta resistividad eléctrica y baja capacidad de absorción de humedad, y
- f) Se deberá contar con el certificado de calidad del recubrimiento.

4.14.2.2 Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo. Cuando sea necesario la aplicación del recubrimiento en campo, incluyendo reparaciones, éste deberá realizarse de acuerdo al procedimiento correspondiente y utilizar un material de las mismas características o compatible con el recubrimiento del sistema. Se deben tomar las medidas para evitar daños al personal que lo aplica y al ambiente.

4.14.2.3 Asimismo, durante la construcción deben tomarse las medidas siguientes:

- a) El recubrimiento debe ser revisado y reparado de cualquier daño que tenga antes de bajar la tubería y tapar la zanja;
- b) El recubrimiento debe protegerse para evitar cualquier daño causado por los soportes de la tubería, irregularidades que se encuentren en la zanja o relleno de la misma, y
- c) Si la tubería recubierta va a ser introducida por perforación horizontal en cualquiera de sus modalidades (direccional, rompimiento, hincado o por topo) o por algún método similar, se deben tomar las medidas para minimizar daños al recubrimiento.

4.14.3 Control de corrosión interna: Cuando se retire un tramo de tubería en operación, se debe inspeccionar su superficie interna en busca de evidencias de corrosión y documentar los hallazgos, en cuyo caso se debe:

- a) Investigar los tramos adyacentes (posterior y anterior) de la tubería para determinar si existe extensión de la corrosión interna.
- b) Realizar el remplazo de la extensión requerida de acuerdo con un espesor de pared mínimo remanente, previamente establecido de acuerdo a la presión de operación y las condiciones de diseño de la tubería marcadas por esta norma oficial mexicana de emergencia.
- c) Tomar las medidas para minimizar la corrosión interna.

4.14.4 Monitoreo de la corrosión interna. En la eventualidad de presencia de gas corrosivo en el sistema de transporte, se deben utilizar probetas u otro dispositivo adecuado para determinar la efectividad de las medidas adoptadas para minimizar la corrosión interna. Cada probeta u otro medio de monitoreo de corrosión interna se debe implementar dos veces cada año calendario, pero con intervalos que no excedan 7.5 (siete y medio) meses calendario.

4.14.4.1 Los dispositivos que se pueden emplear para medir la corrosión interna o la eficiencia de los inhibidores incluyen sondas de hidrógeno, sondas de corrosión, probetas con pérdida de peso, embobinadoras de ensayo y equipo para ensayos no destructivos capaces de indicar pérdida del espesor de pared.

4.14.5 Control de la corrosión atmosférica en ductos e instalaciones superficiales. Los ductos e instalaciones superficiales que estén expuestos a la corrosión atmosférica se deben limpiar y proteger con recubrimientos de material adecuado para prevenirla, siguiendo el procedimiento recomendado por el fabricante. Además, se debe contar con un programa para controlar la corrosión exterior y llevar a cabo las reparaciones donde sea necesario.

4.14.5.1 Después de cumplir con los requerimientos del numeral 4.14.6, se debe evaluar cada tubería e instalación superficial expuesta a la atmósfera y tomar las medidas correspondientes de protección a intervalos que no excedan tres años.

4.14.6 Medidas correctivas. Se debe realizar lo siguiente:

- a) Proteger mediante recubrimiento externo el tramo de tubería metálica que remplace a un tubo dañado por corrosión externa;
- b) Proteger catódicamente cada tramo metálico de tubería que remplace a tramos removidos de una tubería dañada por corrosión externa;
- c) Proteger catódicamente cada tramo de tubería que se requiera reparar dañada por corrosión externa;

- d) Reemplazar o reducir la presión de operación de acuerdo con la resistencia calculada del ducto, basándose en el espesor de pared real remanente de cada tramo de un ducto de transporte con corrosión generalizada y con un espesor de pared remanente menor que el requerido para la MPOP de la tubería. Si el área con corrosión generalizada se reduce, el tubo corroído se puede reparar. La corrosión por picadura que esté agrupada puede afectar la resistencia total del tubo, por lo que se considerará como corrosión generalizada para el propósito de este inciso;
- e) Reemplazar, reparar o reducir la presión de operación de acuerdo con la resistencia del ducto basada en el espesor real de pared remanente en las picaduras de cada tramo de tubería que presente corrosión por picadura que pudiera provocar fugas;
- f) Pruebas de presión por un método analítico o por un método alternativo para determinar la resistencia remanente en una zona que sufrió corrosión, así como la viabilidad de continuar en servicio, y
- g) Reparar las secciones de tubería y juntas mediante el método que resulte adecuado basándose en una Evaluación de ingeniería (ver sección 8.12), y/o, en su caso, de conformidad con lo establecido en las Normas aplicables.

4.14.7 Reportes escritos de control de la corrosión. Se deben conservar los reportes escritos o mapas que muestren la localización de la tubería e instalaciones catódicamente protegidas, así como otras instalaciones y estructuras vecinas protegidas catódicamente.

4.14.7.1 Los mapas, reportes de pruebas, investigación o inspección requeridos en el numeral anterior que contengan información relativa a un adecuado control de la corrosión, deberán conservarse durante el tiempo que la tubería permanezca en servicio.

4.14.8 Recubrimiento externo. Los procedimientos de mantenimiento y operación deben incluir la metodología para la aplicación, manejo e inspección del recubrimiento. Éste debe ser inspeccionado antes, durante y después de la instalación de la tubería para detectar imperfecciones o fallas.

Capítulo 5 Soldaduras

5.1 Disposiciones generales.

5.1.1 Esta sección establece los requisitos mínimos para soldar tuberías de acero en un Sistema de transporte de GLP e hidrocarburos líquidos. Es aplicable también a las soldaduras cuando se utiliza el procedimiento de unir dos tubos, conocido como doble junta, así como a los componentes de la tubería de acero.

5.1.2 Esta sección no es aplicable a la soldadura longitudinal ni en espiral que se realiza en la fabricación de los tubos, ni a la soldadura que se realiza para la fabricación de componentes de tubería de acero o de recipientes a presión.

5.1.3 Los procesos de corte y soldadura deben realizarse de manera segura. Antes de realizar trabajos de corte y soldadura en áreas donde la posible fuga o presencia de vapor o líquido inflamable constituya un riesgo de fuego o explosión, se debe realizar una inspección exhaustiva para determinar la presencia de mezcla de gas-combustible o de líquido inflamable. Los procesos de corte y soldadura deben realizarse sólo cuando las condiciones seguras sean corroboradas.

5.2 Requisitos generales.

5.2.1 Requisitos del proceso de soldadura y del metal de aporte usado.

- a) La soldadura debe realizarse mediante un proceso manual, semiautomático o automático, o una combinación de procesos en que se haya demostrado que se pueden producir soldaduras que cumplen con los requisitos establecidos en las Normas aplicables.
- b) A menos que se especifique lo contrario, los electrodos de soldadura y consumibles deben cumplir con lo siguiente:
 - i. El metal de aporte y los consumibles deben ser seleccionados para que la resistencia de la soldadura final iguale o exceda la resistencia a la tensión mínima de los materiales que son unidos.
 - ii. Si se van a unir metales base de diferente resistencia a la tensión, la resistencia a la tensión nominal del metal de aporte de la soldadura debe igualar o exceder la resistencia a la tensión del metal más débil.

- iii. Cuando metales de aporte de diferentes resistencias son usados en la misma soldadura, las porciones deben ser tales que la soldadura final iguale la resistencia a la tensión mínima especificada del metal base.
- iv. Para aceros de aleación, el análisis químico del metal de aporte debe ser el mismo que el del metal base. Si se van a unir metales de diferente composición química, el metal de aporte debe ser el mismo que cualquiera de los metales base o de composición intermedia, excepto cuando los aceros austeníticos sean unidos a aceros ferríticos, en cuyo caso el metal de aporte deberá tener una estructura austenítica.

5.2.2 La soldadura debe ser realizada por un soldador calificado utilizando procedimientos calificados y actualizados por el Permisario o transportista.

5.2.3 Procedimientos de soldadura. Los procedimientos deben ser elaborados y calificados de manera previa a cualquier aplicación de soldadura. Tanto los soldadores como los procedimientos aplicados deben cumplir con los requisitos establecidos en esta sección. Para calificar el procedimiento de soldadura y asegurar que la calidad de la soldadura tiene propiedades mecánicas y resistencia adecuadas, deberán aplicarse pruebas destructivas o el método radiográfico.

5.2.3.1. Los procedimientos de soldadura aplicados a un Sistema de transporte se deben conservar e incluir la calificación y los resultados respectivos de las pruebas de calificación de soldadura para cada procedimiento.

5.2.3.2. Los procedimientos de soldadura deben elaborarse de acuerdo con las Normas aplicables, por ejemplo, código API 1104 o equivalente. El procedimiento debe ser calificado y certificado mediante pruebas destructivas y no destructivas, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas para la tubería y accesorios; deben establecerse, además, el alcance y limitaciones del procedimiento para cada aplicación. La calificación del procedimiento debe efectuarla un inspector de soldadura calificado.

5.2.3.3. Se pueden usar procedimientos de soldadura calificados por un grupo o institución técnicamente competente. Los procedimientos deben ser aprobados por la empresa responsable de la operación del ducto, haciéndose responsable también de la calificación hecha por terceros.

5.2.3.4. Cuando los materiales, consumibles, restricciones mecánicas, condiciones de servicio y/o condiciones ambientales hagan necesario un trabajo más específico, por ejemplo, precalentamiento, temperatura de entrapado y tratamiento térmico post-soldado, cuyo propósito sea obtener soldaduras resistentes, dichas operaciones deberán establecerse en los procedimientos de soldadura. Cuando se vayan a unir materiales con requisitos específicos de dureza, particularmente para servicio a baja temperatura, los procedimientos deberán considerarlos tanto para el metal base como para la zona afectada por el calor.

5.2.4 Calificación de soldadores. La habilidad y capacidad de los soldadores que intervienen en los trabajos de soldadura se deben determinar mediante una calificación, de conformidad con las Normas aplicables, por ejemplo, Código ASME sección IX o en el código API 1104, o equivalente.

5.2.4.1. El operador del Sistema de transporte es el responsable de la calificación de los soldadores y de los procedimientos de soldadura. La preparación de una especificación del procedimiento de soldadura y/o el desarrollo de las pruebas de calificación pueden ser delegadas a terceros.

5.2.4.2. La calificación de los soldadores debe realizarse cuando se modifique el procedimiento de soldadura. Las pruebas de calificación de un soldador podrán ser requeridas por la Unidad de Verificación o Tercero Especialista si existe alguna razón para cuestionar la capacidad de un soldador o si éste no ha realizado tareas de soldadura durante un periodo de 6 meses o mayor.

5.2.4.3. Se debe guardar un registro de los soldadores calificados durante la vida operativa del ducto. Este registro debe contener las fechas y resultados de las pruebas, y estar disponible para su consulta por la persona responsable de la operación del ducto o su representante, o por la autoridad.

5.3 Preparación para soldar.

5.3.1 Antes de iniciar cualquier proceso de soldadura, se debe cerciorar que las superficies a soldar estén limpias y libres de cualquier material que pueda afectar la calidad de la soldadura. La tubería y sus componentes deben estar alineados para proporcionar las condiciones más favorables para la deposición de la soldadura en la raíz del área a soldar. La alineación se debe conservar mientras la soldadura de fondo está siendo depositada.

5.3.2 Los requisitos de precalentamiento y calentamiento entre pasos de la tubería y accesorios se deben establecer en base a sus propiedades mecánicas y metalúrgicas; dichos requisitos deberán incluirse en el procedimiento de soldadura correspondiente. El procedimiento debe indicar la temperatura mínima de precalentamiento cuando ésta esté por arriba de la temperatura ambiente. Debe indicarse también el método

de calentamiento. La temperatura de entrapaso puede ser necesaria para los materiales tratados térmicamente y otros de alta resistencia, así como para aquéllos probados por impacto. El responsable de la construcción debe determinar, en base a las Normas aplicables, cuándo se requieren los límites para la temperatura de entrapaso; las temperaturas deben incluirse en los procedimientos de soldadura.

5.3.3 Cuando se suelden materiales distintos con diferentes requisitos de precalentamiento, el material que requiera la mayor temperatura de precalentamiento será el que controle el proceso. La temperatura de precalentamiento debe verificarse mediante el uso de crayones indicadores, termopares, pirómetros u otro método adecuado para asegurarse que dicha temperatura se ha alcanzado antes de la aplicación de soldadura, misma que debe mantenerse durante el proceso.

5.4 Protección de las soldaduras.

5.4.1 Se deben evitar condiciones ambientales adversas que pudieran perjudicar la calidad de la soldadura en tuberías. Las soldaduras terminadas deben ser protegidas contra la corrosión de acuerdo con lo establecido en el Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.

5.5 Inspección, pruebas y criterios de aceptación.

5.5.1 Métodos de inspección. La inspección no destructiva debe consistir de inspección visual y examen radiográfico u otro método aceptable no destructivo, y debe basarse en las Normas aplicables. Los métodos usados deben ser aptos para mostrar defectos potenciales, en su caso, que deben ser interpretados y evaluados.

5.5.2 Inspección. Se debe realizar una inspección visual de la soldadura para asegurar que se aplique de acuerdo con el procedimiento mencionado en el numeral 5.2.3 y que sea aceptable de acuerdo con el numeral 5.5.4. Asimismo, las soldaduras en una tubería que va a operar a una presión que ocasione esfuerzos tangenciales iguales o mayores al 30% (treinta por ciento) de la RMC, se deben probar mediante pruebas no destructivas de acuerdo con el numeral 5.5.3. Las pruebas no destructivas no son requeridas para aquellas soldaduras que son visualmente inspeccionadas y aceptadas por un inspector de soldadura calificado cuando la tubería tenga un diámetro nominal menor de 152.4 mm (6 pulgadas).

Todas las soldaduras en la tubería deberán ser inspeccionadas en los siguientes casos; cuando algunas de ellas sean inaccesibles, se inspeccionarán cuando menos 90% de las soldaduras:

- a) Dentro de áreas frecuentadas por personas como zonas residenciales, centros de reunión y comerciales, y áreas industriales.
- b) En cruces tanto superficiales como en el lecho de ríos, lagos, arroyos y áreas sujetas a inundaciones frecuentes.
- c) En cruces tanto subterráneos como aéreos de ferrocarril, autopistas, carreteras y caminos vehiculares de terracería.
- d) En soldaduras circunferenciales antiguas en tubería usada.
- e) En soldaduras circunferenciales de empate no probadas hidrostáticamente.

5.5.3 Pruebas. Para poder realizar las pruebas no destructivas en soldaduras y previo al inicio de los trabajos, se deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Disponer de los procedimientos aprobados establecidos en las Normas aplicables, por ejemplo, en el código ASNT, técnico nivel III.
- b) El personal técnico encargado de tomar, revelar e interpretar radiografías de juntas soldadas debe presentar documentación que lo acredite como técnico calificado en inspección no destructiva de acuerdo a las Normas aplicables, por ejemplo, SNT-TC-1A de la ASNT (American Society of Non-Destructive Testing) o equivalente. Asimismo, deberá estar capacitado y calificado en la aplicación del método de inspección no destructivo correspondiente y familiarizado con los procedimientos, así como con el equipo que se va a utilizar y acreditar los niveles I y II en cada prueba. El personal responsable de la inspección radiográfica debe estar formado, cuando menos, por dos técnicos en radiografía (un nivel I y un nivel II) por unidad o frente de trabajo.
- c) Contar con los certificados e informes de calibración vigentes aplicables de los equipos de radiografía y de ultrasonido que se vayan a utilizar durante la ejecución de los trabajos.
- d) Contar con las licencias de operación vigentes aplicables durante la ejecución de los trabajos, emitidas por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas de la Secretaría de Energía.

5.5.3.1. Durante el periodo de vida del sistema de transporte se debe conservar el registro histórico correspondiente del trazo general del ducto por secciones, con los reportes radiográficos de las soldaduras inspeccionadas, como son: radiografías aceptadas, rechazadas, reparadas o sustituidas y pruebas no destructivas realizadas a la tubería. Las placas radiográficas deben tener indicadas las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta en campo.

5.5.3.2. Soldaduras de campo. Las soldaduras de campo tanto en la línea principal como en obras especiales, empates y doble junta, se deben radiografiar al 100% usando la técnica de inspección adecuada y cubrir los requisitos requeridos de acuerdo con las Normas aplicables, para obtener la calidad adecuada en las radiografías.

5.5.3.3. Para los accesorios y tramos de ducto en donde no es práctico o conveniente realizar pruebas radiográficas después de la instalación, se deben realizar pruebas no destructivas y de hermeticidad antes de su puesta en operación. Para ello se debe mantener la presión de la prueba de hermeticidad por un mínimo de 4 horas y conservar la evidencia documental durante la vida útil del ducto.

5.5.4 Criterios de aceptación. Los criterios de aceptación o rechazo de una soldadura inspeccionada visualmente o mediante cualquier método de prueba no destructivo se determinarán de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables, por ejemplo, el código API 1104, considerando los criterios alternativos para soldaduras circunferenciales del apéndice II del código API 1104 o equivalente.

Las soldaduras completas que hayan sido retiradas para realizarles pruebas destructivas deben cumplir con las Normas aplicables, por ejemplo, los requisitos del código API 1104 para la calificación de soldadores por pruebas destructivas o equivalente.

5.6 Remoción o reparación de defectos.

5.6.1 La reparación de una soldadura rechazada se debe realizar de acuerdo con los procedimientos de reparación aprobados.

5.6.2 Límite de reparaciones. Las soldaduras que sean rechazadas de acuerdo con el numeral 5.5.4, se deben reparar o remover. Sólo se permite reparar dos veces la misma soldadura. En caso de que la soldadura, una vez efectuadas las dos reparaciones, continúe fuera de norma, se procederá a cortarla y retirarla.

5.6.3 Quemaduras por arco. Las quemaduras por arco pueden causar concentraciones de esfuerzos en la tubería y deben ser evitadas, retiradas o reparadas. Las muescas en el metal causadas por quemaduras de arco deben ser retiradas por esmerilado siempre que el esmerilado no reduzca el espesor de pared a menos del mínimo permitido por las especificaciones del material. La remoción completa de las muescas en el metal creadas por estas quemaduras debe realizarse de acuerdo al procedimiento respectivo, el cual debe ser aprobado y de conformidad con las Normas aplicables. Si el espesor de pared del tubo después del esmerilado es menor al permitido por las especificaciones del material, la zona del tubo que contenga la quemadura por arco debe ser retirada o reparada. Los parches por injerto no están permitidos.

5.6.4 Defectos de soldadura. Las actividades para reparar soldaduras, retiro y reparación de defectos de soldadura, así como las pruebas realizadas de reparaciones de soldadura deben incluir, al menos, el retiro del defecto de raíz. Una vez que la soldadura ha sido reparada, ésta debe inspeccionarse radiográficamente para evaluar si se acepta. Adicionalmente, se podrán efectuar otras pruebas no destructivas.

5.6.5 Defectos de tubería. Las laminaciones y otros defectos en tubería deben ser reparados o retirados de acuerdo al procedimiento correspondiente, el cual debe ser aprobado y acorde con las Normas aplicables.

5.7 Relevado de esfuerzos.

5.7.1 El procedimiento de soldadura debe especificar si se requiere el relevado de esfuerzos y/o tratamiento térmico debido a la composición del material, espesor, proceso de soldadura, restricciones de la soldadura o condiciones del servicio a que se someterá.

5.8 Empate o unión de tramos pendientes.

5.8.1 Los tramos de tubería que queden pendientes de unir a lo largo de la línea de construcción de un ducto, como cruces de ríos, canales, autopistas o vías de ferrocarril, requieren atención especial al momento de continuar con su instalación para garantizar una alineación y proceso de soldadura correctas. Se debe tener cuidado de no forzar o tensar la tubería durante el trabajo de alineación.

Capítulo 6 Construcción de ductos de transporte

6.1 Requisitos generales.

6.1.1 La construcción de un ducto de transporte nuevo, así como las reparaciones de sistemas existentes se deben realizar de acuerdo con las especificaciones establecidas en esta norma oficial mexicana de emergencia y, en lo no previsto por ésta, en las Normas aplicables. En la construcción de un Sistema de transporte se debe tomar en cuenta el tipo de hidrocarburo que se va a conducir, así como sus propiedades físico-químicas. En ausencia de criterios específicos de construcción aplicables a un tipo de hidrocarburo líquido, se deberá estar de acuerdo con lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia y, en lo no previsto por ésta, en las Normas aplicables.

6.2 Manejo y transporte de tubería.

6.2.1 Se debe cumplir con los códigos y Normas aplicables al manejo y transporte de tubería y sus componentes, desde los centros de aprovisionamiento hasta el punto de recepción y almacenamiento en los sitios de construcción con objeto de evitar daños a la tubería y recubrimientos aplicados. Las medidas de protección al recubrimiento mecánico deben ser acorde a lo establecido en las Normas aplicables.

6.2.2 En el caso de tubos con recubrimiento anticorrosivo aplicado en planta, se deben tomar las medidas necesarias para evitar daños al recubrimiento durante el transporte.

6.2.3 Cuando no sea posible establecer si una tubería fue transportada de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables, dicha tubería deberá ser probada hidrostáticamente de acuerdo con el Capítulo 7 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.3 Inspección de materiales.

6.3.1 Cada tramo de tubería y sus componentes se deben inspeccionar visualmente en el sitio de la instalación (franja de seguridad del Sistema de transporte) por personal calificado para asegurar que cualquier daño identificado sea corregido y no afecte la operación y seguridad del sistema.

6.3.2 Imperfecciones superficiales en tuberías de acero. Las imperfecciones superficiales como ralladuras, muescas, hendiduras, entre otras, se deberán evaluar cuando la tubería opere a esfuerzos de 50 MPa o mayores o en tuberías mayores de 114.3 mm de diámetro exterior con un espesor de pared nominal de 6.0 mm o menor. Estas tuberías se deben probar a una presión igual a su presión de diseño antes de ser usadas para el transporte de hidrocarburos líquidos.

6.4 Franja de seguridad del ducto:

6.4.1 Los trabajos que se realicen sobre la franja de seguridad deben minimizar los daños al terreno y las condiciones que favorezcan la erosión.

6.5 Ancho mínimo de la franja de seguridad.

6.5.1 El ancho mínimo de la franja de seguridad para la protección, operación, mantenimiento e inspección de los ductos, se indica en la Cuadro 5 siguiente.

Cuadro 5.- Ancho mínimo de franja de seguridad del sistema para alojar la tubería de transporte.

Diámetro Nominal milímetros (pulgadas)	Ancho mínimo de la franja de seguridad (metros)		
	A	B	C
Hasta 200 mm (8")	7	2	5
De 250 mm (10") a 450 mm (18")	10	5	5
De 500 mm (20") y mayores	14	5	9

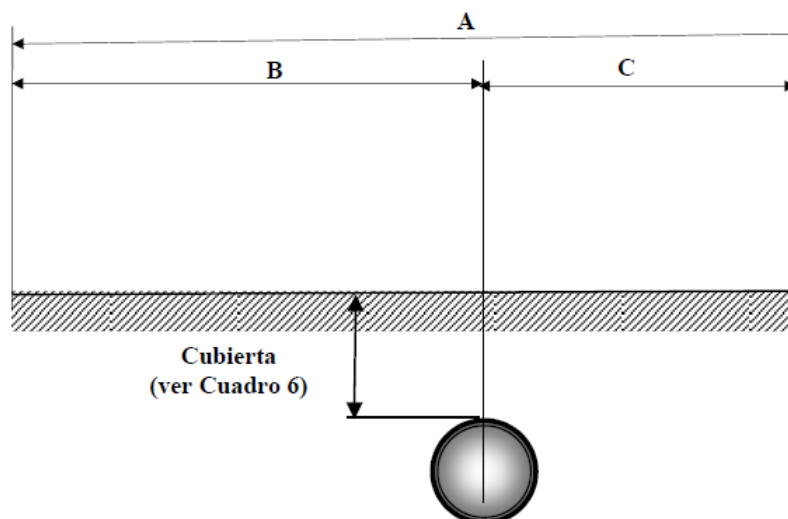
Notas:

(1) Se debe conservar una distancia mínima de 5 m del eje longitudinal del ducto al hombro de la superficie de rodamiento de caminos menores y de 10 m con caminos mayores o vías de ferrocarril.

Para ductos menores de 20 pulgadas de diámetro, éstos se pueden calcular para cargas bajo condiciones de aplastamiento con profundidad mínima de 1.2 m y un factor de diseño (F) no mayor de 0.4, a efecto de evitar las distancias mínimas de separación con caminos y vías de ferrocarril.

(2) Para el caso en que dentro de una misma franja de seguridad se aloje más de un ducto, el ancho de ésta se debe aumentar en proporción del diámetro de cada ducto adicional más la separación que haya entre ellos de acuerdo con la **Disposición 6.7.4**.

(3) En la medida de lo posible, se deberá evitar alojar los ductos en forma paralela dentro del derecho de vía de carreteras o vías de ferrocarril.



Dentro de zonas urbanas	
Hasta 101.6 mm (4 pulgadas)	Diámetro exterior de la tubería + 101.6 mm (4 pulgadas) a cada lado de la tubería
De 152.4 mm a 203.2 mm (6 a 8 pulgadas)	Diámetro exterior de la tubería + 152.4 mm (6 pulgadas) a cada lado de la tubería
De 254 mm a 304.8 mm (10 a 12 pulgadas)	Diámetro exterior de la tubería + 203.2 mm (8 pulgadas) a cada lado de la tubería
Mayores a 304.8 mm (12")	Diámetro exterior de la tubería + 254 mm (10 pulgadas) a cada lado de la tubería

6.5.2 Para el alojamiento de un ducto en una franja de seguridad de un sistema existente, el Permisionario o Transportista debe sujetarse a las disposiciones del titular de dicha franja.

Cuando el Permisionario o Transportista requiera instalar otro ducto en la misma franja de seguridad de un ducto existente, el ancho mínimo de ésta debe ser el correspondiente al diámetro mayor que se muestra en el Cuadro 5 y se deberá agregar la separación entre paños de tubos; dicha separación deberá cumplir con la Disposición 6.7.4. Cuando por limitaciones físicas no sea posible aumentar el ancho de la franja de seguridad asociado a la separación de tuberías, el o los nuevos ductos se deben calcular para cargas bajo condiciones de aplastamiento con profundidad mínima de 1.2 m y un factor de diseño (F) no mayor de 0.4. En cualquier caso, la separación entre ductos debe permitir efectuar las actividades de mantenimiento en cualquiera de ellos sin afectar a los otros ductos.

6.5.3 Cuando no se pueda establecer una franja de seguridad del sistema de ductos como lo indica el Cuadro 5 y se tenga que alojar el ducto en una "franja de servicios urbanos", se deberá cumplir con los requerimientos del numeral 6.7.4 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.6 Profundidad mínima.

6.6.1 Para ductos de transporte enterrados, la profundidad mínima medida del lomo de tubo hasta la superficie, debe cumplir con lo que se indica en el Cuadro 6 siguiente:

Cuadro 6.- Profundidad mínima

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al lomo de tubo)	
Clase de localización 1 y 2	60	45
Clase de localizaciones 3 y 4	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

6.6.2 Cuando los requerimientos de profundidad mínima no puedan ser cumplidos o donde las cargas externas sean excesivas, el ducto debe ser encamisado o diseñado para soportar la carga externa anticipada.

6.6.3 En las áreas donde se lleven a cabo actividades agrícolas que requieran de arado profundo, en áreas sujetas a erosión o en áreas donde se planea la construcción de carreteras, vías de ferrocarril, entre otras, se deberá considerar protección adicional o enterrar el ducto a una mayor profundidad.

6.6.4 Las tuberías que se instalen en un río navegable, cuerpo de agua o en puerto marítimo deben tener una profundidad mínima de 120 cm en suelo normal o 60 cm en roca consolidada. Sin embargo, en estos casos se permite una cubierta menor a la establecida de acuerdo con el numeral anterior.

6.7 Instalación de la tubería en una zanja.

Los ductos de transporte se deben instalar en una zanja de tal manera que la tubería se adapte y ajuste al fondo de ésta sobre una superficie uniforme con objeto de minimizar los esfuerzos. Al efectuar el tendido de la tubería, se debe inspeccionar ésta y su recubrimiento para verificar que no presente daños ocasionados durante el transporte y manejo. La tubería debe ser izada y bajada a su posición final dentro de la zanja con equipo y accesorios adecuados y seguros.

6.7.1 El tendido de los ductos del Sistema de transporte debe realizarse de forma que:

- a) Se tenga fácil acceso a todos sus componentes, por ejemplo, válvulas, estaciones de bombeo, estaciones de medición, trampas de envío de diablos y registros, entre otros, con objeto de dar una adecuada operación y mantenimiento,
- b) Se cumpla con las distancias mínimas indicadas en el numeral 6.7.4, respecto de otras instalaciones, áreas de almacenamiento de sustancias inflamables o peligrosas, estaciones de servicio de hidrocarburos diversos, líquidos o gaseoso, derechos de vía de otros servicios, edificaciones y zonas urbanas, con objeto de minimizar el riesgo de accidentes e impacto a la población y sus bienes en caso de ocurrir un incidente.

6.7.2 Cubierta de zanja. Cuando se cubre la zanja donde se aloja un ducto, ésta se debe rellenar de manera que:

- c) Se proporcione un soporte firme bajo el ducto, y
- d) Se eviten daños al ducto y a su recubrimiento provocados por el equipo de maniobras o material de relleno

6.7.3 En terreno rocoso, se debe colocar una capa de 10 centímetros de espesor mínimo de material suelto libre de piedras o componentes de aristas agudas o cortantes sobre el fondo de la zanja.

6.7.4 En la separación de ductos con otras instalaciones, se deberá cumplir con las consideraciones siguientes:

6.7.4.1 Cuando los ductos corran paralelos o crucen cualquier instalación subterránea, se debe tener una separación mínima de 30 centímetros entre ellos, a excepción de canalizaciones de líneas eléctricas donde la separación debe ser como mínimo de un 1 metro.

6.7.4.2 Cuando no sea posible mantener la separación mencionada en el numeral anterior durante el proceso de construcción del ducto, se deben tomar medidas adicionales para proteger los ductos de agentes externos y asegurar el acceso a los mismos para fines de mantenimiento, para lo cual podrán instalarse registros, divisiones o protecciones constituidas por materiales con características térmicas, dieléctricas y aislantes adecuadas que brinden una protección adicional más segura, de conformidad con las Normas aplicables.

6.7.4.3 La separación mínima entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de una línea de transmisión eléctrica y el ducto, debe ser la mayor posible, pero no menor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts o menores. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas indicadas, se debe realizar un estudio específico de manera previa, a la instalación del ducto, para reforzar el recubrimiento dieléctrico de la tubería donde sea necesario y garantizar la seguridad del personal operativo del Sistema de transporte, así como la integridad física de éste. Por ningún motivo la distancia debe ser menor a 3 metros.

6.7.4.4 La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1 metro como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 metros como mínimo, medido del diámetro exterior de cada ducto. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas indicadas, se debe realizar un estudio específico de análisis de cargas, con el fin de demostrar que los ductos no sufrirán daño y que no se afectarán los sistemas de protección catódica de ambos ductos.

6.7.4.5 No se deberán invadir derechos de vía de otros servicios (por ejemplo, una carretera o ferrocarril), salvo cuando la franja de seguridad del ducto se comparta con otros poliductos, en su caso.

6.7.4.6 Se deberá guardar una distancia mínima de 10 metros de cualquier edificación, con objeto de proporcionar una zona de amortiguamiento y de maniobras de emergencia en caso de presentarse un incidente.

6.7.4.7 Se deberá situar a una distancia mínima de 15 metros de estaciones de servicio de combustibles líquidos o gaseosos o cualquier instalación donde se almacenen sustancias peligrosas o inflamables.

6.7.4.8 Se deberá situar a más de 50 metros de centros de reunión como salas de concierto, iglesias, centros de convención y parques recreativos, entre otros.

6.7.4.9 En los casos no previstos, por ejemplo, separación de ductos de transporte con estaciones de servicio de combustibles ya sean líquidos o gaseosos, deberá realizarse un estudio de riesgos y consecuencias que pudieran ocasionarse a las instalaciones y a la población en general en caso de ocurrir un incidente en el sistema de transporte o en dichas estaciones de servicio. Se deberán de implementar los resultados obtenidos del estudio de riesgos y consecuencias, y guardar las distancias correspondientes a fin de garantizar la seguridad de la población e instalaciones diversas.

6.8 Restauración de la franja de seguridad del sistema.

6.8.1 Al terminar la construcción de un ducto, la franja de seguridad del sistema donde se aloje el ducto o, en su caso, el derecho de vía, se debe restaurar tanto como sea posible a su condición original y quedar libre de materiales y desperdicios de la propia obra.

6.9 Cambio de dirección.

6.9.1 Los cambios de dirección durante la construcción pueden llevarse a cabo por medio del doblado de la tubería o codos conforme a lo establecido en el numeral 4.8.3.1 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.10 Cruces especiales.

6.10.1 Los cruces de cuerpos de agua, vías de ferrocarril, carreteras y autopistas, requieren de un proyecto específico y, cuando éste proceda, se debe obtener el permiso de ejecución de la autoridad oficial federal y local. La ubicación de las obras especiales se debe indicar con precisión en los planos de ingeniería del proyecto. Cada una de las soldaduras que se realicen en obras especiales deben ser radiografiadas en toda su longitud. Durante la construcción de estos cruces, se deben minimizar los problemas de tráfico o las actividades de las zonas adyacentes.

6.10.2 Cuando el cruce bajo una corriente fluvial se efectúe mediante perforación horizontal direccional, ésta debe realizarse basada en los estudios tanto de mecánica de suelos como de impacto ambiental.

6.11 Perforación horizontal direccional.

6.11.1 El personal que implemente y ejecute la perforación horizontal debe estar capacitado y tener la experiencia adecuada.

6.11.2 Antes de comenzar los trabajos sobre perforación horizontal, se debe tener un plan que incluya procedimientos sobre las acciones que deben implementarse para llevar a cabo la perforación exitosamente. El plan debe considerar, al menos, lo siguiente:

- a) Uso de la herramienta perforadora y equipo de rastreo para verificar la ruta
- b) Requisitos de espacio para el equipo en los puntos de entrada y salida
- c) Requisitos de espacio adecuado para construir el área para jalar la tubería
- d) Protección a la tubería contra la abrasión durante el proceso de colocación
- e) Requerimientos de agua y líquido de perforación
- f) Plan de protección al ambiente y monitoreo de las actividades
- g) Plan sobre el manejo del líquido de perforación
- h) Planes de contingencia sobre derrame o pérdida de fluido, respuesta a dicha emergencia, limpieza y mitigación
- i) Especificaciones del equipo a utilizar e integridad de los mismos

6.11.3 Los procedimientos para el manejo e instalación deben desarrollarse para que la tubería reciba el menor daño posible al recubrimiento y se eviten esfuerzos excesivos durante su instalación. Se debe utilizar equipo de tamaño adecuado para levantar y colocar la tubería en el punto de salida de la broca de perforación.

6.11.4 La evaluación de la integridad de la tubería y su recubrimiento debe considerar:

- a) Inspección visual y no destructiva de la tubería y cordones de soldadura, antes de jalar la tubería
- b) Inspección visual de la tubería y recubrimiento en el sitio donde sale del punto de perforación
- c) Prueba de presión después de la instalación de la sección que fue colocada mediante perforación horizontal

6.12 Encamisado.

6.12.1 En el encamisado que se instale a un ducto de transporte que cruza una vía de ferrocarril o carretera, se debe considerar lo siguiente:

- a) Un diseño adecuado para resistir las cargas específicas en estas aplicaciones;
- b) Sellar los extremos del encamisado si existe la posibilidad de que pudiera penetrar agua en el ánulo que forman la tubería con el encamisado;
- c) En caso de sellarse los extremos de un encamisado sin ventilación y el sello es lo suficientemente resistente para mantener la presión máxima permisible de operación del ducto, el encamisado deberá estar diseñado para soportar esta presión a un nivel de esfuerzo no mayor al 72% de la RMC;
- d) En cruzamientos, se permite instalar una tubería sin encamisar, siempre y cuando en el diseño se hayan tomado en cuenta las cargas externas de la misma, y
- e) Si se instalan venteos, se deben proteger contra agentes atmosféricos para evitar que entre agua al encamisado.

6.13 Protección contra factores externos.

6.13.1 Los ductos deben estar protegidos contra deslaves, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra, avenidas de ríos u otros riesgos que puedan provocar que la tubería se mueva o que esté sometida a cargas anormales. Para obtener una adecuada protección de la tubería se deberá considerar lo siguiente:

- a) Las instalaciones superficiales o aéreas (ducto de transporte o cabezal principal) deben estar protegidas de daño accidental ocasionado por tráfico vehicular u otras causas similares y colocarse a una distancia segura del tráfico o en su defecto colocar barricadas.
- b) Cuando los ductos crucen zonas que normalmente se hallan bajo agua o en áreas que tienen la probabilidad de inundarse, como niveles freáticos altos, lagos, pantanos y cruces de ríos, se debe aplicar a la tubería un peso o anclaje (lastre) suficiente para impedir su flotación.
- c) El cruce de tubería en un cuerpo de agua debe instalarse en la margen y lecho más estables. Tanto la profundidad de la instalación como el espesor de pared de la tubería se deben seleccionar considerando las características físicas del cruce.
- d) Se deben tomar las medidas para proteger a un ducto de transporte de eventos naturales y considerar, entre otros, los aspectos siguientes: aumentos de espesor de pared, construcción de muros de contención de materiales naturales, medidas preventivas contra la erosión, instalación de anclajes, incorporación de medidas que aumenten la flexibilidad y recubrimientos especiales.

6.14 Aislamiento térmico para cierto tipo de hidrocarburos.

6.14.1 Cuando se transporte un hidrocarburo de alta viscosidad, por ejemplo, combustóleo que requiera de una determinada temperatura para facilitar su flujo, se deberá proporcionar el aislamiento térmico adecuado y congruente con lo establecido en las Normas aplicables.

6.15 Válvulas de seccionamiento.

6.15.1 Durante la construcción se debe vigilar que las válvulas de seccionamiento cumplan con las características físicas establecidas en el numeral 4.8.2 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.15.2 Válvulas de seccionamiento. El ducto debe contar con válvulas de seccionamiento a lo largo de su trayectoria, e instalarse de acuerdo a su clase de localización, como se menciona a continuación, pero sin exceder la distancia marcada.

- a) En ductos ubicados en localizaciones clase 1, cada 32 (treinta y dos) kilómetros;
- b) En las tuberías ubicadas en localizaciones clase 2, cada 24 (veinticuatro) kilómetros;
- c) En las tuberías ubicadas en localizaciones clase 3, cada 16 (dieciséis) kilómetros, y
- d) En las tuberías ubicadas en localizaciones clase 4, cada 8 (ocho) kilómetros.

En caso de restricciones físicas o de accesibilidad, el espaciamiento entre válvulas de seccionamiento puede ser modificado para permitir que la válvula sea instalada en un lugar accesible.

6.15.3 Instalación de válvulas de seccionamiento. Se deben instalar válvulas de seccionamiento de acuerdo con lo siguiente:

- a) Antes y después del cruce de ríos, lagos o lagunas;
- b) Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano, y
- c) En cada conexión de un ramal (lateral) al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercana al ducto principal
- d) En las entradas y salidas de las estaciones de bombeo y en la entrada de las estaciones de recibo de instrumentos de limpieza.
- e) En la proximidad de zonas residenciales, comerciales e industriales, la máxima separación debe ser de 12 kilómetros.
- f) En aquellas zonas donde la mancha urbana o los desarrollos de vivienda y edificaciones de diversa índole se encuentren a distancias menores de la franja de seguridad del ducto a las establecidas en el numeral 6.5.1 o, en caso extremo, invadiendo la franja de seguridad, la distancia entre válvulas debe resultar de la evaluación de un estudio de riesgos así como del análisis de las consecuencias a la población y sus bienes, con objeto de minimizar el daño a éstas en caso de ocurrir un incidente. Asimismo, en este supuesto, se deberá considerar la instalación de válvulas de seccionamiento automáticas, dadas las condiciones precarias de acceso al Sistema de transporte y a la necesidad de restringir el flujo del hidrocarburo en el menor tiempo posible en caso de presentarse una fuga.

6.15.4 El Permisario o Transportista que identifique invasiones a la franja de seguridad y/o al derecho de vía de un ducto, deberá notificarlo, a la brevedad posible, al gobierno estatal y local de que se trate, así como a la Comisión para que ésta tome las medidas regulatorias pertinentes.

6.15.5 Localización de válvulas de seccionamiento. Estas válvulas se deben localizar en lugares accesibles, protegidas contra daños o manipulaciones externas, y soportadas adecuadamente para evitar movimientos de la tubería a la que están conectadas.

6.15.6 En las estaciones de bombeo se deben instalar válvulas de seccionamiento, así como válvulas adicionales de bloqueo o válvulas de retención considerando las características del terreno y que ante algún evento imprevisible se requiera cortar o minimizar el contraflujo. Se debe analizar la ubicación estratégica y espaciamiento de las válvulas de seccionamiento en áreas industriales, comerciales y residenciales donde las actividades cotidianas o de construcción puedan representar un riesgo particular de daño externo al ducto o de acceso a dichas válvulas, tomando en cuenta el tipo de hidrocarburo transportado.

6.15.7 De manera general, las válvulas de seccionamiento a lo largo del ducto deben instalarse acompañadas de válvulas de retención para protegerlas de flujo inverso.

6.16 Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior.

6.16.1 Las trampas de diablos deben instalarse para enviar y recibir dispositivos de limpieza e inspección interior para mantener la eficiencia de transporte del ducto. Toda la tubería, válvulas, tapas y accesorios de las trampas deben cumplir con las secciones correspondientes establecidas en las Normas aplicables. Para la construcción o instalación de las trampas de diablos deben tomarse en cuenta las disposiciones de diseño del numeral 4.12.4

6.16.2 Las trampas de diablos ubicadas en los extremos de los ductos y sus conexiones asociadas, deben sujetarse al piso con anclas adecuadas y en concreto; así mismo, deben contar con los soportes superficiales adecuados para prevenir la transmisión de esfuerzos al ducto debido a expansión y contracción.

6.17 Señalización.

6.17.1 Requisitos generales de los señalamientos. Los señalamientos tienen el propósito de indicar el trayecto del ducto enterrado, delimitar la franja de seguridad del sistema, identificar las instalaciones superficiales del sistema de transporte, así como los tramos de ducto superficiales. Lo anterior, a efecto de reducir la posibilidad de daño o interferencia.

6.17.2 El señalamiento deberá ser instalado sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de seguridad del ducto y debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento, de acuerdo a lo indicado en el Cuadro 7 siguiente:

Cuadro 7. Distancia mínima entre cada señalamiento

Clase de localización	Distancia en metros
1 y 2	Cada 1000
3	Cada 500
4	Cada 100

6.17.3 Señalamientos obligatorios. Se deben instalar señalamientos lo más cerca posible, en los casos siguientes:

- a) En ambos lados del cruce de una carretera, camino público y ferrocarril o cuerpos de agua
- b) Antes y después de los cambios de dirección mayores a 30 grados

6.17.4 Señalamientos en instalaciones superficiales. En instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, estaciones de recibo/entrega, medición y/o bombeo, deben incluirse anuncios alusivos a la seguridad, como pueden ser: uso de equipo de protección personal, restricción de acceso, no fumar, no fuentes de ignición, entre otros.

6.17.5 Contenido mínimo de información en los señalamientos:

- a) El señalamiento debe contener alguna de las palabras siguientes: "Advertencia, cuidado, precaución". Estas palabras deberán tener una altura de 25 por 6 mm de ancho y ser seguida de las frases.
- b) "Tubería a presión bajo tierra, GLP, gasolina, diésel, etc."
- c) "No cavar, no golpear, no construir"; Esta frase puede ir en letras o en símbolo.
- d) "En caso de emergencia, llamar a: (Nombre del Permisionario o Transportista)"
- e) "Teléfonos: Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo" y
- f) Los señalamientos deberán ser en letras color negro sobre fondo amarillo y"

6.17.6 Excepciones. En el caso de los tramos de ducto donde los señalamientos antes descritos no puedan ser colocados debido a impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se puede realizar mediante las alternativas siguientes:

- a) Colocar el señalamiento a cierta distancia del ducto, indicando la distancia y dirección en que va el ducto,
- b) Placas en el piso o pared (tachuelas o estoperoles), que contengan como mínimo: nombre del Permisionario o transportista, teléfono(s) del mismo, y las leyendas "GLP, gasolina, diésel, etc., no cavar".
- c) En ambos casos, el transportista deberá considerar medidas adicionales en el programa de operación y mantenimiento.
- d) Cuando en la franja de seguridad del ducto existan dos o más ductos, el Permisionario o transportista podrá indicar con un solo señalamiento en ese sitio, la distancia a la que se encuentran los lomos de todos los ductos.

6.17.7 Señalamientos en estaciones de bombeo:

- a) Se deben colocar señalamientos que sirvan de advertencia en áreas riesgosas en las estaciones de bombeo.
- b) Las áreas clasificadas o de alto voltaje deben ser marcadas y aisladas mediante la señalización correspondiente.
- c) En estas instalaciones se deben colocar señalamientos para el público en general que indiquen como mínimo el nombre del Permisionario o Transportista y un teléfono de contacto para caso de emergencia.

6.18 Diseño e instalación del sistema de protección catódica.

6.18.1 El diseño e instalación de los sistemas de protección catódica deben cumplir con lo establecido en el Apéndice II de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.18.2 Protección catódica. Los ductos nuevos o existentes, enterrados y/o sumergidos, deben protegerse catódicamente contra la corrosión, como complemento al recubrimiento anticorrosivo, por medio de un sistema de ánodos galvánicos o de corriente impresa que garantice la protección total de la instalación, de acuerdo con lo señalado en el Apéndice II de esta norma oficial mexicana de emergencia.

6.18.3 Los ductos protegidos catódicamente se deben aislar eléctricamente en todas las interconexiones con estructuras adyacentes. Se deben colocar juntas dieléctricas para aislar los ductos de instalaciones superficiales tales como estaciones de bombeo, de medición, entre otras.

6.18.4 La conexión eléctrica al ducto debe hacerse empleando un proceso de soldadura de baja temperatura y los alambres empleados deben quedar holgados para evitar que se rompan o dañen durante el relleno de la excavación. Esta conexión se debe cubrir con material que proporcione aislamiento eléctrico y sea compatible con el recubrimiento del ducto.

6.19 Construcción de patines o estaciones de medición

6.19.1 La construcción de los patines o estaciones de medición de flujo del producto se debe efectuar de acuerdo con el diseño del proyecto y cumplir con lo establecido en los numerales 4.12.1 y 4.12.2.

6.19.2 La construcción de los patines o estaciones de medición debe cumplir con los aspectos siguientes:

- a) Usar materiales no combustibles;
- b) Contar con detectores de vapores de hidrocarburos y detectores de fuego.
- c) Proporcionar el espacio necesario para la protección de los equipos e instrumentos y permitir las actividades de operación y mantenimiento;
- d) Tener una ventilación cruzada a favor de los vientos dominantes para garantizar que el personal que opera, mantiene, inspecciona y supervisa la instalación, no corra riesgos por acumulación de gases;
- e) Cuando los patines o estaciones estén en un recinto aislado de las estaciones de bombeo, el recinto deberá estar cercado y tener puertas que permitan el acceso al personal y al equipo para que se realicen los trabajos de operación, mantenimiento e inspección;
- f) Cuando se encuentren ubicados fuera de las estaciones de bombeo, deberán contar con accesos para atención a emergencias;
- g) La instalación eléctrica debe ser a prueba de explosión y cumplir con los lineamientos de la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización) o la que la sustituya;
- h) Los elementos metálicos deben estar conectados a tierra conforme con las especificaciones de la NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (su utilización) o la que la sustituya;
- i) Contar con un sistema de protección eléctrica contra descargas atmosféricas;
- j) Contar con válvulas de bloqueo en las tuberías de entrada y salida de la estación o patín;
- k) Contar con líneas de desvío (by-pass) para mantenimiento, en su caso;
- l) Los procedimientos de soldadura empleados durante la instalación de la estación o patín deben observar lo establecido en las Normas aplicables;
- m) La tubería de acero se debe proteger contra la corrosión exterior;
- n) En las conexiones para tomas de instrumentos se deben instalar válvulas de bloqueo;
- o) La instalación debe considerar la posibilidad de instalar filtros a la entrada de la estación a fin de retener partículas sólidas que pueda contener el hidrocarburo transportado;
- p) La estación o patín debe estar aislada eléctricamente de las tuberías de entrada y salida, si éstas cuentan con protección catódica, y
- q) Contar con un cobertizo de dimensiones adecuadas para protegerla de la radiación solar, en caso necesario.

6.19.3 En la instalación de los medidores se deben observar las recomendaciones del fabricante respecto de los diámetros de las tuberías, conexiones y distancia a otros aparatos.

6.20 Reparaciones.

6.20.1 Todas las reparaciones realizadas al Sistema de transporte durante la etapa de construcción deben apegarse a la sección K Reparaciones del capítulo 8 Operación, Mantenimiento y Seguridad.

6.21 Medidas para evitar fuegos y explosiones durante la instalación.

6.20.1 Las actividades durante la construcción que impliquen riesgos, tales como soldadura con gas, soldadura eléctrica y corte con soplete se deben realizar en forma segura de acuerdo con las Normas aplicables. Siempre que la tubería contenga un combustible, se deben tomar medidas para evitar la formación de una mezcla combustible-aire y medir los límites de inflamabilidad antes de iniciar cualquier trabajo de reparación.

Capítulo 7 Inspección y pruebas de hermeticidad

7.1 Requisitos generales.

7.1.1 Esta sección establece los requisitos mínimos para realizar pruebas hidrostáticas para determinar la hermeticidad y resistencia de los ductos.

7.1.2 Requisitos de seguridad y protección. Al realizar las pruebas establecidas en este capítulo, se deben tomar las medidas necesarias, conforme al procedimiento de prueba, para proteger a los operadores y técnicos del Sistema de transporte y al público en general durante la realización de las mismas.

7.1.3 Durante el desarrollo de las pruebas, las personas que no participen en ellas deberán permanecer fuera del área durante el periodo en el cual la presión se eleve a más del 50% (cincuenta por ciento) de la presión de prueba, hasta que ésta sea reducida a la presión de operación del ducto. Asimismo, en el caso de usar gas inerte como medio de prueba, se debe asegurar que dicho gas no ocasione daño al medio ambiente.

7.1.4 En el caso de ductos nuevos, una vez concluida la instalación dentro de la zanja y realizados los empates con las obras especiales, se debe efectuar la prueba de hermeticidad. Ésta se debe hacer tanto en el sistema completo como en tramos de ductos y componentes antes de la entrada en operación del Sistema de transporte.

7.1.5 Las pruebas de hermeticidad deben ser atestiguadas por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista acreditada y aprobada en los términos de la LFMN. Para tramos de tuberías en instalaciones superficiales con longitud igual o menor a 25 m en donde no sea práctico solicitar la presencia de una Unidad de Verificación o Tercero Especialista para el atestiguamiento de la prueba, el Permisionario o Transportista deberá mantener los datos de la prueba en un documento firmado por el personal responsable de la misma para su posterior verificación por parte de la Unidad de Verificación o Tercero Especialista.

7.1.6 El Permisionario o Transportista deberá contar con los procedimientos respectivos para llevar a cabo de manera segura las pruebas de hermeticidad que garanticen la detección de todas las fugas en el tramo que se está probando.

7.1.7 Deberá realizarse una prueba de hermeticidad a aquellos ductos que tengan más de 20 años de operación y que:

- a) No se haya realizado una corrida de diablo instrumentado,
- b) No cuenten con los documentos relativos a los materiales, construcción e historial sobre su operación y mantenimiento,
- c) No pueda evidenciarse, mediante una inspección directa, el estado físico en que se encuentran.

7.2 Requisitos básicos para pruebas de hermeticidad.

7.2.1 Para asegurarse que un ducto puede iniciar operaciones sin la presencia de fugas del hidrocarburo que transporta y que pongan en riesgo la seguridad de la población, ambiente e instalaciones, se debe realizar lo siguiente:

- a) Probar el sistema de transporte o ducto en conformidad con esta sección. El medio de prueba puede ser agua, aire o gas inerte. Cuando se use agua, ésta debe estar libre de materiales que sedimenten y, en caso de usarse aire, deberá estar libre de polvo.
- b) Durante la prueba de hermeticidad se deben generar los registros de presión y temperatura, los cuales deberán conservarse durante la vida útil del Sistema de transporte.
- c) Localizar y eliminar todas las fugas de conformidad con lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia.

7.3 Requisitos para la prueba de hermeticidad en ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC.

- a) Se debe probar la hermeticidad de cada tramo de tubería de acero;
- b) Todos los ductos y cabezales localizados en la clase de localización 1 y 2 se deben probar neumática o hidrostáticamente como mínimo a 1.25 veces la MPO;
- c) Todos los ductos y cabezales en clase de localización 3 se deben probar neumática o hidrostáticamente como mínimo a 1.5 veces la MPO;
- d) Para ductos ubicados en clases de localización 4 se deben probar neumática o hidrostáticamente como mínimo a 1.5 veces la MPO;
- e) En clases de localización 1 o 2, cada estación de bombeo, de medición y las instalaciones de entrega se deben probar en conformidad con los requerimientos de prueba para clases de localización 3, como mínimo.
- f) Si la prueba es hidrostática, la presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática 24 horas; adicionalmente, se deberá observar lo siguiente:

El esfuerzo tangencial máximo permitido de la presión de prueba al utilizar como medio aire o gas inerte, debe ser el indicado en el cuadro 8 siguiente:

Cuadro 8.- Esfuerzo tangencial máximo permitido de la presión de prueba mediante aire o gas

Clase de localización*	Esfuerzo tangencial máximo permitido como % de la RMC
1	80
2	75
3	50
4	40

7.4 Requisitos de prueba de hermeticidad en ductos de acero que operan a un esfuerzo tangencial menor de 30% de la RMC.

- a) Se deben probar neumática o hidrostáticamente a una presión que produzca un esfuerzo tangencial del 30% con respecto de la RMC, pero nunca inferior a 689 kPa.
- b) La presión se debe mantener como mínimo 1 hora.

7.5 Rupturas y fugas.

- a) Fugas. En caso de ocurrir fugas durante la prueba de hermeticidad y, en consecuencia, que no fuese posible mantener la presión de prueba, se deberá reparar el ducto y repetir la prueba de acuerdo con lo establecido en este capítulo hasta que no exista fuga alguna.
- b) Rupturas. Cuando ocurran fugas por rupturas en el ducto durante la prueba de hermeticidad, el ducto se deberá reparar y posteriormente repetir la prueba hasta su aceptación.

7.6 Remplazo de componentes.

7.6.1 Si un componente distinto del ducto es la única pieza que va a ser remplazada o agregada a un sistema de transporte, no requerirá de prueba de hermeticidad después de su instalación si el fabricante del componente certifica que:

- a) El componente se probó, como mínimo, a la presión requerida del sistema al cual se adiciona, o
- b) El componente se fabricó bajo un sistema de control de calidad que asegura que cada pieza fabricada es, cuando menos, de resistencia equivalente a un prototipo que fue probado a la presión requerida del sistema al cual se adiciona.

7.7 Documentación.

7.7.1 Se deben elaborar y mantener durante la vida útil del ducto los registros de las pruebas de hermeticidad realizadas a los ductos y secciones o parte de los mismos. Estos registros deben contener como mínimo la información siguiente:

- a) Nombre de la empresa que efectúa la prueba;
- b) Medio de prueba empleado;
- c) Longitud y localización de las tuberías probadas;
- d) Presión de prueba y de diseño;
- e) Duración de la prueba;
- f) Gráficas de registro de pruebas u otros reportes de lecturas de presión y temperatura firmados por los responsables de la ejecución de la prueba;
- g) El registro vigente de calibración del equipo de medición utilizado para la prueba; dicho registro deberá tener la trazabilidad conforme a la LFMN;
- h) Variaciones de los incrementos de presión, siempre que sean significativas para la prueba en particular, y
- i) Fugas y fallas observadas y, en su caso, las medidas tomadas para corregirlas, así como la información que se generó durante las mismas.

7.8 Eliminación de los medios de prueba.

7.8.1 Los fluidos utilizados durante la prueba de hermeticidad se deben desechar de conformidad con las Normas aplicables, de tal manera que se minimice el impacto al medio ambiente y se reduzcan los riesgos para el personal involucrado.

Capítulo 8 Operación, mantenimiento y seguridad

8.1 Requisitos generales.

8.1.1 La operación, mantenimiento y seguridad de un Sistema de transporte deben considerar, entre otras, el tipo de hidrocarburo y sus propiedades físico-químicas. Dichas actividades se deben realizar de conformidad con lo establecido en este capítulo y, en aquellos aspectos no previstos, con las Normas aplicables. Antes de iniciar la operación del Sistema de transporte, se debe contar con los documentos siguientes:

- a) Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad.
- b) Programa para la Prevención de Accidentes (PPA); ver capítulo 9 de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- c) Programa de capacitación y entrenamiento al personal de operación.
- d) Especificaciones de diseño, construcción, planos y datos históricos de las condiciones de operación, mantenimientos y reparaciones efectuadas al sistema (para un sistema ya construido), así como datos de corrosión y de protección catódica que deben ponerse a disposición del personal operativo.
- e) Programa anual de operación, mantenimiento y seguridad avalado por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista.

8.1.2 Asimismo, antes de operar un Sistema de transporte nuevo o poner en servicio un ducto que haya sido reubicado o sustituido, se debe realizar una prueba de hermeticidad de acuerdo con lo establecido en el capítulo 7 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.2 Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y seguridad.

8.2.1 El manual debe revisarse y actualizarse al menos una vez cada año calendario en base a auditorías internas. Cuando se encuentren deficiencias en su aplicación, deben modificarse los procedimientos. Los manuales deben estar disponibles en los lugares donde se realicen las actividades de operación y mantenimiento, en formato electrónico o en medio impreso.

8.2.2 Características del manual para la operación, mantenimiento y seguridad. El manual debe incluir procedimientos detallados para garantizar que las actividades de operación y mantenimiento se realicen de manera segura y considerar, como mínimo, lo siguiente:

8.2.2.1 Para condiciones normales:

- a) Los procedimientos aplicables a tuberías, sistemas de bombeo, válvulas, equipos y accesorios;
- b) El detalle de las tareas para el arranque y paro programado de cualquier componente del Sistema de transporte;

- c) Los procedimientos aplicables a las estaciones de bombeo, medición, así como instalaciones de entrega;
- d) Los procedimientos aplicables al control de la corrosión interna y externa de tuberías de acero para el Sistema de transporte;
- e) Los diagramas de flujo del Sistema de transporte con un listado de las principales variables de operación como presión, temperatura, flujo, que deben controlarse durante la operación normal;
- f) Las medidas que deben tomarse en registros y en zanjas excavadas para proteger al personal de riesgos por la presencia de fugas o de acumulación de vapores, así como la descripción y ubicación de los equipos de seguridad y emergencia;
- g) Las instrucciones para el patrullaje de las instalaciones y franja de seguridad del sistema conforme con lo establecido en el numeral 8.21.1.
- h) Las instrucciones para detectar desviaciones de las condiciones normales de operación relativas a los sistemas de medición de flujo, presión y temperatura del fluido.

8.2.2.2 Operación anormal. El manual debe incluir los procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad requeridas cuando se hayan excedido los límites de operación normal de los equipos y considerar:

- a) Respuesta del equipo e instalaciones e indagar cuáles fueron las condiciones anormales y medidas correctivas implementadas, en su caso, relativas al:
 - i. Cierre de válvulas y paros no intencionales, paro de estaciones de bombeo y de medición de flujo;
 - ii. Incremento / disminución de flujo o presión en el rango fuera de los límites de operación normal;
 - iii. Respuesta de emergencia de aquellos componentes cuyo mal funcionamiento pueda resultar en riesgo para las personas o las instalaciones y su secuencia de operación inmediata para evitar los posibles daños.
 - iv. Pérdida de comunicaciones;
 - v. Operación de cualquier dispositivo de seguridad, control de flujo, presión y
 - vi. Cualquier otro funcionamiento no deseable de un componente, desviación de la operación normal o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad.
- b) Procedimientos para evaluar las variaciones de la operación normal, en su caso, después de que hayan cesado las operaciones anormales. Esto debe realizarse las veces que sea necesario, principalmente en los puntos críticos del sistema para determinar su integridad y operación segura;
- c) Logística para notificar al personal operativo responsable en caso de presentarse una operación anormal, y
- d) Evaluación periódica de la respuesta del personal operativo mediante simulacros para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y, en su caso, tomar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

8.2.3 Adicionalmente a lo señalado en el numeral 8.2.1, se deben actualizar los manuales de operación y mantenimiento cuando cambien las condiciones de operación, se actualice o modifique la MPOP o se realicen modificaciones técnicas al Sistema de transporte.

8.3 Detección de derrames en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.

8.3.1 Los Permisarios y Transportistas deben hacer mediciones periódicas de balance de materia para verificar la hermeticidad de sus sistemas y detectar fugas, en su caso. La tecnología para medir y realizar un balance en sistemas bifásicos puede ser impráctico y limitado; para esos sistemas deben aplicarse otras técnicas disponibles en las Normas aplicables para verificar su hermeticidad.

8.3.2 Los Permisarios y Transportistas deben revisar periódicamente sus programas de detección de fugas para verificar su efectividad.

8.3.3 El uso de dispositivos o la implementación de prácticas operativas deben ser adecuados para detectar en forma temprana cualquier fuga en el sistema. Asimismo, el equipo de medición debe ser calibrado regularmente con objeto de operar dentro de las especificaciones que establece el fabricante.

8.3.4 Cualquier fuga deberá investigarse inmediatamente.

8.4 Mantenimiento de sistemas de hidrocarburos que tienen elevada presión de vapor.

8.4.1 Los métodos y procedimientos para la operación, mantenimiento y reparación de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos son, en términos generales, aplicables a la operación y mantenimiento de sistemas que conducen hidrocarburos que poseen elevada presión de vapor (EPV).

8.4.2 En zonas donde se encuentre la mancha urbana a menos de 100 metros del Sistema de transporte o donde estén presentes riesgos externos a éste, se deberán tomar medidas adicionales durante la operación y mantenimiento de ductos que transporten hidrocarburos que poseen EPV.

8.4.3 Los vapores de los hidrocarburos EPV son más pesados que el aire, por lo que permanecen cerca del piso y pueden acumularse en las partes bajas.

8.4.4 El personal asignado a las actividades de operación, mantenimiento y reparación debe usar ropa y equipo adecuados; este último debe poseer las características específicas para soportar el efecto de enfriamiento de los hidrocarburos EPV.

8.4.5 Las tareas de mantenimiento o reparación deberán planificarse y realizarse considerando las propiedades físico-químicas de los hidrocarburos EPV, especialmente cuando haya una fuga presente.

8.4.6 Cuando se esté realizando una reparación o inspección en un área donde se esté presentando una fuga de una tubería o equipo diverso que conduzca un hidrocarburo EPV, debe ponerse especial atención a la dirección y velocidad del viento, el terreno circundante, vegetación y edificaciones aledañas. Deben eliminarse o, en la medida de lo posible, aislar efectivamente probables fuentes de ignición y utilizar instrumentos detectores de vapor en las labores de inspección y reparación para conocer los niveles de concentración de los vapores de hidrocarburos EPV.

8.5 Investigación de fallas y accidentes.

8.5.1 El acaecimiento de fallas y accidentes en un Sistema de transporte deben investigarse mediante la contratación de una empresa profesional especializada y de un laboratorio de pruebas de materiales con objeto de determinar científicamente las causas que las originaron e implementar medidas preventivas para evitar su repetición. El resultado de la investigación y medidas implementadas, deberán notificarse a la Comisión e incluirse y reportarse en el dictamen anual de operación y mantenimiento inmediato siguiente.

8.6 Derrames y rupturas de ductos.

8.6.1 Cualquier derrame o ruptura en el ducto deberá ser atendido por el Permisionario o Transportista inmediatamente y notificarlo a la Comisión, documentarlo y registrarlo, así como informar sobre las reparaciones realizadas para controlar el incidente. El registro de un incidente se deberá realizar conjuntamente con la inspección de la fuga. Los registros correspondientes se deben conservar por el tiempo que permanezca operando el Sistema de transporte.

8.7 Programas de capacitación y entrenamiento.

8.7.1 Las personas que realicen actividades de transporte deberán contar con programas de capacitación y entrenamiento enfocados a la seguridad del sistema en cuanto a su operación y mantenimiento, mismos que deberán ser actualizados al menos una vez al año o antes si se requiere, y que deben contener como mínimo, lo siguiente:

- a) Operación del sistema;
- b) Operación anormal y de emergencia;
- c) Procedimientos relativos al uso de equipo contra incendio;
- d) Registro de la capacitación y entrenamiento al personal que realiza la operación, y
- e) Realización de simulacros.

8.8 Comunicaciones.

8.8.1 Se debe contar con un Centro de Control Operativo con infraestructura de comunicación adecuada para la operación segura y el mantenimiento de los ductos bajo condiciones de operación normales y de emergencia, que incluya una vía de comunicación directa previamente establecida con las autoridades locales como Protección Civil y el H. Cuerpo de Bomberos para comunicar emergencias.

8.8.2 Se deben establecer y mantener sistemas de comunicación entre el Centro de Control Operativo y las diversas áreas de operación y mantenimiento a lo largo del trayecto del sistema de transporte.

8.8.3 El Centro de Control Operativo debe contar con una bitácora para registrar los eventos de operación, mantenimiento y seguridad del sistema, así como la capacidad para registrar y guardar la información operativa con objeto de analizarla y establecer una adecuada trazabilidad en caso de alguna contingencia.

8.8.4 El Centro de Control Operativo debe contar con un registro que contenga lo relativo al diseño, construcción, inspección, mantenimiento y pruebas realizadas al sistema de transporte, así como copia de los planos de construcción actualizados y de la memoria técnica. Este registro debe incluir como mínimo la localización e identificación de las instalaciones siguientes:

- a) Estaciones de bombeo;
- b) Trampas de diablos;
- c) Válvulas de seccionamiento y bloqueo;
- d) Sistemas de protección catódica;
- e) Franja de seguridad del sistema;
- f) Dispositivos de seguridad;
- g) Cruzamientos con carreteras, vías de ferrocarril, ríos, entre otros;
- h) Presión de operación de cada tramo de línea;
- i) Especificaciones de toda la tubería, y
- j) Presiones de succión y descarga de las estaciones de bombeo, y flujos.

8.9 Máxima Presión de Operación Permissible (MPOP).

Un sistema de transporte no debe operar a una presión mayor de la MPOP establecida como límite de seguridad.

8.9.1. Determinación de la MPOP. La MPOP que se establezca para el sistema de transporte no debe exceder de los valores de presión siguientes:

- a) La presión de diseño del elemento más débil en el ducto que se determine de acuerdo con el capítulo 4 de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- b) La presión que resulte de dividir la presión a la cual se probó el tramo de tubería después de ser construido, de acuerdo con el capítulo 7 de esta norma oficial mexicana de emergencia, entre el factor que se establece en el cuadro 9 siguiente:

Cuadro 9.- Factores usados para obtener la MPOP en ductos de acero operados a 689 kPa o mayor.

Clase de Localización	Factor
1	1.25
2	1.25
3	1.40
4	1.40

- c) La presión más elevada a la cual el tramo de ducto estuvo sujeto durante los últimos 5 años, a no ser que el tramo de ducto haya sido probado de acuerdo con el inciso b) de este numeral o, en su caso, que se haya reevaluado de acuerdo con las Normas aplicables.
- d) La presión determinada como la máxima que se establece después de considerar la integridad física del tramo de ducto, particularmente por el nivel de corrosión presente, en su caso.

8.10 Confirmación y revisión de la MPOP. Para aquellos sistemas de transporte en operación cuyo esfuerzo tangencial correspondiente a la MPOP establecida en un tramo de tubería ya no corresponde con la clase de localización pero el tramo se encuentra en condiciones físicas satisfactorias, la MPOP de ese tramo se debe evaluar y confirmar su valor de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) La MPOP del tramo se debe reducir de manera que el esfuerzo tangencial correspondiente sea menor que el permitido por esta norma oficial mexicana de emergencia para tuberías en esa misma clase de localización.
- b) Si el tramo ha sido probado previamente durante un periodo mayor de 8 horas de acuerdo con lo establecido en el capítulo 10 Pruebas de hermeticidad de esta norma oficial mexicana de emergencia, la MPOP debe ser la que indica el cuadro 10 siguiente:

Cuadro 10. Confirmación y revisión de la MPOP

Clase de localización	MPOP	Esfuerzo tangencial máximo
1 y 2	0.800 veces la presión de prueba	72% de la RMC
3	0.667 veces la presión de prueba	60% de la RMC
4	0.555 veces la presión de prueba	50% de la RMC

- c) Si el tramo no ha sido probado, se debe probar de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 7 Inspección y Pruebas de hermeticidad de esta norma oficial mexicana de emergencia y su MPOP se debe establecer de acuerdo con los criterios siguientes:
- La MPOP confirmada no debe exceder aquélla existente antes de la prueba;
 - La MPOP después de la prueba de revaloración debe ser la indicada en el Cuadro 10, y
 - El esfuerzo tangencial máximo debe ser el indicado en el Cuadro 10.
- d) La modificación de la MPOP que se requiera como resultado de un estudio de acuerdo con el numeral 8.10 , así como la reducción de presión, se deben realizar dentro de los 18 meses siguientes al cambio de clase de localización.

8.11 Medidas a considerar en caso de no resultar viable una reducción de la MPOP. En caso de no resultar viable una reducción de la MPOP debido al cambio en la clase de localización de un ducto de acuerdo con los numerales 8.10 y 8.12, se pueden considerar las medidas siguientes:

- a) Reemplazo del tramo o tramos de ducto afectados, por tubería que cumpla con los requisitos de presión de diseño correspondientes a la nueva clase de localización, de acuerdo con el Capítulo 7 de esta norma oficial mexicana de emergencia, o
- b) Implementación de medidas de seguridad adicionales a la parte del Sistema de transporte afectado que refuerce la integridad mecánica a fin de garantizar la seguridad de la población y sus propiedades en caso de presentarse un incidente.

8.12 Cambios en la Clase de localización.

8.12.1 Evaluación de ingeniería.- En aquellos puntos donde proceda un cambio en la clase de localización como resultado de un cambio de la densidad de población o nuevos desarrollos urbanos, el tramo o tramos afectados del Sistema de transporte deberán evaluarse bajo los requerimientos de la nueva clase de localización o sujetarse a una Evaluación de ingeniería que considere lo siguiente:

- a) Revisión de las condiciones originales de diseño, construcción y pruebas a que se sujetó el sistema de transporte y comparación con los requisitos de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- b) Evaluación del estado físico que guardan los tramos afectados realizada mediante la verificación en campo, revisión de programas de operación y mantenimiento implementados, así como la evaluación de la integridad del ducto, en su caso.
- c) Evaluación del tipo de edificaciones o desarrollo urbano de que se trata, poniendo especial atención en la ubicación de escuelas, hospitales, centros de reunión y parques recreativos, así como de instalaciones que representen riesgo adicional, por ejemplo, estaciones de servicio de GLP, gasolineras, entre otros.

8.12.2 Cuando la Evaluación de ingeniería resulte aceptable y se demuestre que el tramo o tramos son adecuados a la nueva clase de localización, no procederá una modificación de la máxima presión de operación permisible.

8.12.3 Cuando la Evaluación de ingeniería resulte inaceptable y el tramo o tramos sean inadecuados a la nueva clase de localización, deberá realizarse un cambio de tubería a la brevedad posible o reducirse la máxima presión de operación permisible de conformidad con lo establecido en el numeral 8.10 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.12.4 Los Sistemas de transporte que estén sujetos a cambios en la clase de localización, deberán llevar a cabo una evaluación anual para determinar si ha habido un cambio; lo anterior aplica a menos que el Sistema de transporte haya sido diseñado, construido y operado de acuerdo a la clase de localización 4.

8.12.5 El Permisionario o Transportista deberá informar a la Comisión sobre los cambios en la clase de localización implementados y conservar, durante la vida del Sistema de transporte, la Evaluación de ingeniería, modificaciones y pruebas realizadas, en caso de ser requeridas por la Comisión u otra autoridad.

8.13 Dispositivos de control de presión, limitadores de presión y relevo de presión.

8.13.1 Se deberán observar las consideraciones siguientes en estos dispositivos:

- a) Cuando exista un cambio en la MPOP de un sistema de transporte o en un tramo de ducto, se deberán cambiar y/o ajustar los dispositivos de protección por sobrepresión de acuerdo a la nueva MPOP establecida.
- b) Los dispositivos de relevo, limitadores de presión y control de presión deberán ser inspeccionados y probados cuando menos una vez cada año calendario, con un intervalo máximo de 15 meses entre inspección e inspección, excepto para discos de ruptura, cuya vida útil está determinada en la garantía del fabricante, la cual se debe observar. Además, se debe verificar que se encuentren bien instalados y evaluar que tienen la capacidad para las condiciones reales de operación del ducto.

8.14 Mantenimiento de las válvulas.

8.14.1 Las válvulas del Sistema de transporte que pudieran ser requeridas durante una emergencia se deben inspeccionar y verificar su funcionalidad operativa a intervalos que no excedan 15 meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario. Se deben establecer cumpliré implementar programas que incluyan:

- a) La revisión, lubricación de válvulas de seccionamiento, válvulas de trampas de dispositivos de limpieza e inspección interior de la tubería, con sus accesorios y mecanismos actuadores, para asegurar su operatividad;
- b) La verificación del torque recomendado por el fabricante en los espárragos de las uniones mecánicas de las válvulas.

8.14.2 Se debe verificar el buen funcionamiento de las válvulas de las trampas de diablos cada vez que se corra en la tubería un dispositivo de limpieza o de inspección interior (diablo instrumentado).

8.15 Mantenimiento de registros.

8.15.1 Los registros o fosas que alojen válvulas, equipo de limitación de presión, y que tengan una capacidad interna volumétrica igual o mayor de 6 m³, se deben inspeccionar a intervalos que no excedan de 15 meses, pero al menos una vez cada año calendario, para determinar que se encuentren en condiciones operativas y con ventilación. Asimismo:

- a) Cuando se detecte hidrocarburo líquido, vapores o gas en el registro, el equipo, tuberías y accesorios se deben inspeccionar para identificar la fuga, en su caso, misma que se deben reparar de inmediato;
- b) Se debe comprobar que la ventilación funcione adecuadamente, y
- c) Se deben inspeccionar las cubiertas de los registros para asegurarse que no presenten un riesgo a la seguridad pública.

8.16 Perforación de tuberías en operación.

8.16.1 Las conexiones a tuberías en operación deben realizarse de acuerdo a procedimientos establecidos y aprobados. Las conexiones deben considerarse como instalaciones permanentes, siempre y cuando hayan sido realizadas de acuerdo con los procedimientos que cumplan con los requerimientos específicos establecidos en las Normas aplicables.

8.16.2 Cuando se realicen conexiones en vivo a tuberías de acero, las áreas afectadas de ésta, incluyendo soldaduras de costura hechas en fábrica, deberán inspeccionarse para identificar si existen defectos como resultado del proceso.

8.16.3 Requisitos para realizar soldaduras y conexiones en líneas vivas.- Las soldaduras que unen líneas vivas con derivaciones, deben ser realizadas de acuerdo a un procedimiento de soldadura. Se deben establecer las presiones máximas permisibles durante el proceso de soldadura considerando, cuando menos, los factores siguientes:

- a) Tamaño, grado y espesor de la tubería viva
- b) Parámetros de soldadura y electrodos que van a usarse
- c) El flujo y temperatura del hidrocarburo en la tubería viva
- d) Tamaño de la tubería secundaria
- e) Clase de localización del ducto de transporte (tubería viva)

8.16.4 Todo el proceso de conexión a una línea viva puede realizarse, con excepción del proceso de soldadura referido en el numeral anterior, a la presión de operación del Sistema de transporte, siempre y cuando no se exceda la máxima presión de trabajo del equipo para realizar la conexión en vivo.

8.16.5 Las perforaciones en tuberías bajo presión deben ser realizadas por personal especializado con el equipo adecuado. Se deben considerar los rubros siguientes:

- a) El personal que realice las perforaciones cuando las tuberías estén presurizadas debe:
 - i. Estar familiarizado con las limitaciones de presión del equipo a utilizar, y
 - ii. Estar capacitado en los procedimientos mecánicos y en las medidas de seguridad relacionadas con el uso del equipo.
- b) Localización de otros servicios. Cuando se lleven a cabo este tipo de perforaciones se deberán aplicar las normas de seguridad y técnicas utilizadas en las Normas aplicables e indagar sobre la posible instalación de otros servicios subterráneos en la zona. En ese supuesto, se deberá contactar a las autoridades locales o a los propietarios de dichas instalaciones subterráneas para solicitar los planos de construcción correspondientes y determinar su ubicación precisa.
- c) Realizar las adecuaciones a las condiciones operativas del ducto de manera previa y durante la realización de los trabajos.
- d) Mantener una comunicación directa durante la realización de estos trabajos entre el personal que los realiza y el personal encargado de la operación del sistema de transporte.

8.17 Purgado de tuberías.

8.17.1 Cuando se va a purgar una tubería que contiene aire mediante un hidrocarburo líquido, se deben tomar las previsiones necesarias en los flujos y presiones tanto de desalojo de aire como de inyección del hidrocarburo para evitar que se forme una mezcla inflamable con los vapores del hidrocarburo dentro del ducto. Se debe considerar invariablemente la presión de vapor del hidrocarburo en cuestión.

8.17.2 Cuando en una tubería se purga el hidrocarburo líquido utilizando aire, se deben tomar las mismas previsiones a que hace referencia el párrafo anterior. Para ambos casos se debe contar con un procedimiento de conformidad con las Normas aplicables.

8.18 Reparación de derrames.

8.18.1 Cualquier derrame en los ductos de un Sistema de transporte se debe atender y reparar de manera inmediata. Asimismo, se deberán implementar las medidas para garantizar la seguridad de la población en general y de las instalaciones de dicho sistema. Los derrames de hidrocarburos líquidos en un Sistema de transporte deben ser reportados a la Comisión de acuerdo a la regulación vigente.

8.19 Vigilancia continua.

8.19.1 Las personas que realicen actividades de transporte deben mantener una vigilancia continua de sus instalaciones con objeto de implementar la acción adecuada en caso de presentarse cambios en la franja de seguridad, fallas en el Sistema de transporte, invasiones a la franja de seguridad o derecho de vía del sistema y fugas, entre otros. Invariablemente, los reportes de la vigilancia continua deben incorporarse al elemento correspondiente del Sistema de administración de la integridad de ductos, establecido en el capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.19.2 Se debe realizar vigilancia continua del Sistema de transporte para poder identificar condiciones físicas, operativas o de mantenimientos anormales o inusuales, con el fin de evitar que dichas condiciones anormales originen incidentes. La vigilancia se debe realizar mediante:

- a) Inspección visual de las instalaciones, con relación a:
 - i. Modificación en la densidad de población en la franja de seguridad;
 - ii. Efecto de la exposición a la intemperie o movimiento de las tuberías;
 - iii. Cambios en la topografía que pudieran afectar las instalaciones;
 - iv. Manipulación peligrosa en los sistemas, vandalismo, daños o evidencia de tales situaciones;
 - v. Acciones de terceros sobre las tuberías, y
 - vi. Posible filtración de hidrocarburos líquidos o sus vapores a construcciones desde los registros y fosas.

- b) Inspección y evaluación de:
 - i. Fugas;
 - ii. Válvulas
 - iii. Equipos de alivio y limitación de presión;
 - iv. Control de corrosión, e
 - v. Fallas de las instalaciones en general.

8.19.3 En caso de determinar que un ducto se encuentra en condiciones operativas no satisfactorias, pero no existe un riesgo inmediato, se debe iniciar un programa para reacondicionar o eliminar el tramo afectado y, en caso de que dicho tramo no se pueda reacondicionar o eliminar la falla en ese momento, se debe reducir la MPOP de acuerdo con el numeral 8.10.

8.20 Protección catódica y control de la corrosión.

8.20.1 Se deben establecer programas de mantenimiento para determinar que la protección catódica en ductos enterrados y/o sumergidos es satisfactoria. La inspección y conservación del sistema de protección catódica se debe realizar conforme con lo establecido en el Apéndice II de esta norma oficial mexicana de emergencia. La frecuencia de inspección debe ser al menos dos veces por año calendario. Las inspecciones pueden ser más frecuentes si el sistema de administración de integridad de ductos (capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia) así lo requiere.

8.20.2 Protección con recubrimientos anticorrosivos. Los recubrimientos anticorrosivos en las tuberías enterradas, así como en las instalaciones superficiales, deben mantenerse en buen estado mediante un programa de inspección. Cuando se localicen fallas en los recubrimientos, éstas deben corregirse con material compatible con el ya instalado.

8.20.3 Corrosión interna. Si la evaluación de la corrosión interna de un ducto indica una rapidez de corrosión superior a 2 milésimas de pulgada por año (MPA), se deben implantar acciones con el fin de disminuir la tasa de corrosión entre ellas, y aumentar la dosificación de inhibidores de corrosión.

8.20.4 Cualquier acción preventiva o correctiva para el control de la corrosión debe estar debidamente fundamentada e incluida en el elemento correspondiente del sistema de administración de la integridad de ductos, de acuerdo con el capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.21 Patrullaje

8.21.1 Se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales y sus zonas adyacentes a la franja de seguridad del sistema de transporte en busca de indicios de fugas, condiciones inseguras del ducto, condiciones de cruces (aéreos, con ríos o cuerpos de agua, sobre puentes, entre otros), limpieza y vegetación que pueda dañar al ducto, actividades de construcción, excavaciones, invasión y asentamientos humanos irregulares, sustracción de dispositivos de protección catódica, tomas clandestinas de producto, perforaciones en los ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad, integridad y operación del sistema.

8.21.2 Las formas de patrullajes pueden ser:

- a) Terrestre:- en vehículo o a pie;
- b) Aéreo.- El método aéreo se considera como una alternativa que debe evaluarse de acuerdo con las necesidades específicas del caso; o
- c) Cualquier otro medio que se considere apropiado.

8.21.2.1 La frecuencia de los patrullajes se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemática particular de cada línea involucrada, presiones de operación, invasiones a la franja de seguridad, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos mínimos entre patrullajes se deben realizar de la siguiente manera:

- I. En áreas urbanas no deben exceder 2 semanas, y
- II. En líneas fuera de áreas urbanas no deben exceder más de un mes.
- III. Los ductos de transporte que se encuentren en áreas industriales, comerciales o residenciales, se deben patrullar a intervalos que no excedan 1 semana.

8.21.2.2 Se debe poner particular atención a las áreas pobladas y/o protegidas de biósferas, carreteras, cruces de ríos o cuerpos de agua y vías de ferrocarril, así como áreas públicas de reunión y de recreo como parques y campos de juego. Los programas de patrullaje deben considerar al menos los aspectos siguientes:

- a) Mantenimiento de los caminos de acceso a la franja de seguridad del sistema y a las instalaciones superficiales para que sean transitables todo el tiempo, a efecto de permitir el paso del personal y equipo de mantenimiento del sistema de transporte;
- b) Diversos tipos de inspección para detectar fugas de hidrocarburos líquidos en el sistema, con objeto de cumplir con lo señalado en el Apéndice III de esta norma oficial mexicana de emergencia;
- c) Reporte de áreas con riesgo de deslave y erosión causados por agentes naturales, a fin de reforzar y/o construir las obras especiales que apliquen para cada caso en la franja de seguridad del sistema. Deben tomarse en cuenta posibles asentamientos humanos irregulares y actividades de construcción que afecten la integridad, seguridad y operación del sistema de transporte;
- d) Localización de tramos donde el espesor de tierra sobre los ductos ya no conserva las dimensiones de diseño, con objeto de implantar las acciones correctivas;
- e) Inspección de obras especiales tales como cruzamientos de carreteras, vías de ferrocarril, ríos, pantanos, trampas de dispositivos de limpieza e inspección y válvulas de seccionamiento, para evaluar si conservan sus condiciones de diseño;
- f) Mantenimiento de la señalización informativa, restrictiva y preventiva del trayecto del sistema de transporte, la cual se debe conservar legible y en buen estado, y
- g) Reporte de las anomalías encontradas y las acciones correctivas programadas una vez concluido el patrullaje o implantadas en forma inmediata, si el caso lo amerita.

8.21.2.3 Detección y localización de fuga del hidrocarburo. La frecuencia para realizar la inspección sobre detección de fugas se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, invasión a la franja de seguridad, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos para la inspección sobre detección de fugas de hidrocarburos se deben realizar conforme a lo indicado en los apartados I, II y III del numeral 8.21.2.1. En caso de localización de fuga del hidrocarburo, ésta debe atenderse de inmediato.

8.21.2.4 Las disposiciones marcadas en esta sección de patrullajes, establecen los requisitos mínimos para atender estas actividades, las cuales pueden ser más estrictas si los elementos del Sistema de administración de integridad de ductos, de acuerdo al capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia, así lo requieren.

8.21.3 Invariablemente las actividades de patrullaje deberán estar debidamente coordinadas por el Sistema de administración de integridad de ductos y los resultados de los patrullajes deberán retroalimentarlo.

8.22 Reparaciones de las tuberías.

8.22.1 Requisitos generales de los procedimientos de reparación. Se deben tomar medidas temporales inmediatas para proteger la vida y seguridad públicas, siempre que:

- a) Se detecte una fuga, imperfección o daño que afecte el servicio de un tramo de ducto, y
- b) No sea posible realizar una reparación definitiva en el momento de su detección, la cual se deberá programar a la brevedad posible.

8.22.1.1 No se deben utilizar parches soldados como medio de reparación.

8.22.1.2 Las reparaciones se deben realizar mediante un procedimiento aprobado, el cual debe contener las medidas de seguridad necesarias para evitar un siniestro. Asimismo, los trabajos deben ser supervisados por personal calificado, entrenado y que tenga conocimientos de los riesgos que las reparaciones representan. En caso que la reparación requiera de soldadura, ésta debe apegarse a lo indicado en el capítulo 5 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.22.1.3 Antes de reparar permanentemente una tubería de acero por medios mecánicos o por soldadura, se debe determinar por medio de pruebas no destructivas si las características del tubo (espesor e integridad de la pared) son adecuadas para el tipo de reparación seleccionado. En caso negativo, se deben buscar alternativas de reparación de acuerdo a las Normas aplicables.

8.22.1.4 Todas las reparaciones que involucren trabajos de soldadura deberán ser inspeccionadas de acuerdo a los numerales 5.5.1 y 5.5.2 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.22.2 Reparación de tubos de acero. Cada imperfección o daño que afecte las propiedades físicas de un tramo de tubo de acero se debe reparar o retirar de acuerdo al numeral 5.6 de esta norma oficial mexicana de emergencia. Si la reparación provoca una disminución de la pared del tubo, el espesor de pared remanente deberá presentar las características siguientes para no retirarse:

- a) El espesor mínimo será el requerido por las tolerancias que señale la especificación bajo la cual se fabricó, y
- b) El espesor nominal de la pared del ducto será el requerido por la presión de diseño de la tubería.

8.22.2.1 Las abolladuras y hendiduras se deben retirar de los tubos de acero que van a operar a presiones que producen un esfuerzo tangencial del 30% (treinta por ciento) o más de la RMC en los casos siguientes:

- a) Cuando se presenta una rasgadura, muesca, ranura, o quemadura de arco de soldadura que puedan causar concentración de esfuerzos;
- b) Cuando afecten la soldadura longitudinal o circunferencial;
- c) Cuando las hendiduras tengan más de 6 mm en tubos de 324 mm o menor en diámetro exterior, y
- d) Cuando las hendiduras tengan más del 2% (dos por ciento) del espesor nominal en tubos mayores de 324 mm de diámetro exterior.

8.22.2.2 Para el propósito de esta sección, una abolladura es una depresión que provoca una deformación o perturbación en la curvatura de la pared del tubo sin reducir el espesor de pared del mismo. La profundidad de una abolladura se mide como la separación entre el punto más bajo de la misma y la prolongación del contorno original del tubo.

8.22.2.3 Se deben reparar o remover las quemaduras con soldadura de arco en tubos de acero que van a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o mayores de la RMC. Esta reparación o eliminación debe realizarse de acuerdo al numeral 5.6; la reparación debe mantener los espesores señalados en los incisos a y b del numeral 8.22.2

8.22.2.4 Las abolladuras, muescas, quemaduras por soldadura de arco o hendiduras no se deben reparar con parches de inserción, golpeteo y/o martillado. Cuando van a ser removidos de un tramo de tubo, estos defectos deben ser retirados cortando la parte dañada como un carrete.

8.22.3 Reparación definitiva o permanente de imperfecciones y daños de tubería en campo.

8.22.3.1 Las imperfecciones o daños que se describen a continuación deberán ser reparados de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.22.3.2

- a) Hendiduras con una profundidad mayor de 10% (diez por ciento) de espesor nominal de pared;
- b) Aquellas que provoquen una concentración de esfuerzos, tales como estrías, muescas, rasgaduras, quemaduras por soldadura, entre otras;
- c) Toda laminación que no sea aceptable en la especificación aplicable al material en cuestión o toda fisura detectada por medios de inspección no destructiva en el metal base o en la soldadura longitudinal o circunferencial, y
- d) Toda corrosión externa o interna que exceda las tolerancias en profundidad y longitud para una presión de operación segura, de acuerdo a las Normas aplicables.

8.22.3.2 Reparación de imperfecciones o daños Las imperfecciones o daños deberán ser reparadas, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Se debe sacar de servicio el tramo, cortar el carrete dañado y reemplazar por otro de espesor de pared igual o mayor; asimismo, el carrete debe ser de grado y especificación compatibles con el de la tubería existente;
- b) En caso de no ser posible sacar de servicio el tramo, se debe reducir la presión de operación hasta un nivel que garantice la integridad y seguridad del ducto;
- c) Colocar envoltentes bipartidas soldables sobre el área total dañada del tubo;
- d) Se puede remover el defecto por medio de perforación en línea viva siempre y cuando la localización, ancho y largo del defecto se determinen por una inspección visual;
- e) Las abolladuras se deben retirar cuando presenten cualquiera de las condiciones siguientes:
 - Afecten la curvatura de un tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial a tope;
 - Contengan una raspadura o ranura;
 - Excedan una profundidad del 6% (seis por ciento) del diámetro exterior (nominal) del tubo;
- f) Si el defecto no es una abolladura, se puede esmerilar para eliminarlo; si después de eliminar el defecto se determina que el espesor no es suficiente para las condiciones de operación, se deberá proceder conforme a los puntos del inciso anterior;
- g) Las tuberías sumergidas en aguas navegables continentales se pueden reparar por medios mecánicos, instalando abrazaderas atornilladas de diseño apropiado sobre el daño o imperfección;

8.22.4 Reparación permanente de soldaduras en campo. Cada soldadura que no sea aceptable de acuerdo con el numeral 5.5.4 se debe reparar como se describe a continuación:

- a) Sacar de servicio el tramo de tubería de transporte para reparar la soldadura y cumplir con las disposiciones de los numerales 5.6.3. a 5.6.5
- b) Reparar de acuerdo con los numerales 5.6.3 a 5.6.5, mientras el tramo de la tubería de transporte está en servicio sólo si:
 - i. No existe fuga en la soldadura;
 - ii. La presión en el tramo se reduce de manera que no produzca un esfuerzo tangencial que sea mayor del 30% (treinta por ciento) de la RMC del tubo, y
 - iii. El espesor remanente de la soldadura, después del esmerilado de preparación, no es inferior a 3.2 mm.
- c) Las soldaduras fabricadas por medio de arco sumergido que tengan defectos deberán ser reparadas por medio de una envolvente bipartida soldable; las soldaduras circunferenciales son opcionales.
- d) Las soldaduras fabricadas por medio de resistencia eléctrica que tengan defectos deberán ser reparadas por medio de una envolvente bipartida soldable; las soldaduras circunferenciales completas de esta envolvente son obligatorias.
- e) Una soldadura defectuosa que no se pueda reparar de acuerdo con los incisos a) o b) anteriores, se debe corregir mediante la instalación de envolventes bipartidas soldables de diseño apropiado.

8.22.5 Reparación de derrames o fugas en campo. La reparación de un derrame o fuga en un ducto de transporte, se debe realizar considerando las disposiciones del numeral 8.22.1, las envolventes atornilladas y cualquier otro medio para eliminación de fugas establecido en las Normas aplicables. Si se utiliza una reparación provisional, deberá programarse su remplazo por una reparación definitiva en el menor tiempo posible.

8.22.6 Prueba en tubería de remplazo. Si un tramo de una línea de transporte se repara cortando el carrete dañado, el tubo de remplazo se debe probar a la presión requerida para una línea nueva que se instale en la misma localización. Esta prueba se debe realizar en el tubo antes de su instalación, de acuerdo con lo establecido en los numerales 7.3 y 7.4 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.22.7 Prueba de las reparaciones realizadas por soldadura. Las reparaciones que se realicen por soldadura de acuerdo con los numerales 8.22.1 a 8.22.3 anteriores deben examinarse bajo el criterio establecido en el numeral 5.5.4 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.22.8 Envolventes de refuerzo. Las envolventes de refuerzo que ayudarán a contener la presión interna de la tubería se deben considerar como reparaciones permanentes, siempre y cuando sea soldadas, y se extiendan longitudinalmente por lo menos 100 mm o medio diámetro de la tubería, la que resulte mayor, más allá del extremo del defecto o imperfección. Asimismo, para la instalación de estas envolventes se deberá determinar el espesor de la tubería y realizar una inspección no destructiva por radiografía o ultrasonido en las partes del tubo adyacentes al defecto con el fin de asegurar que no existen defectos o imperfecciones adicionales en la zona de interés.

En la instalación de las envolventes se deberá observar lo siguiente:

- a) Proporcionar el soporte adecuado durante la instalación y operación;
- b) La concentración de esfuerzos a la flexión de la tubería debe localizarse dentro de la envolvente;
- c) El material de la envolvente deberá tener características de resistencia a la presión, igual o mayor, y ser compatible con el de la tubería de transporte instalada;
- d) Proporcionar el espacio adecuado con relación a otros dispositivos de la tubería;
- e) Probarse a la presión de prueba correspondiente que marca esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.22.8.1 Resistencia de las envolventes de refuerzo. La resistencia de las envolventes se debe determinar de acuerdo con las Normas aplicables y utilizar un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2.3.

8.22.8.2 Envolventes para soportar la presión. Se permite el uso de envolventes atornilladas para soportar la presión interna de la tubería como reparación permanente si están diseñadas y construidas de material que sea adecuado para soldadura y que pueda soportar la presión de la tubería de acuerdo con los requerimientos de diseño. La tubería debe ser sellada a presión entre el ánulo de la tubería y la envolvente para relevar los esfuerzos asociados a la imperfección o defecto.

8.23 Estaciones de bombeo.

8.23.1 Las estaciones de bombeo deben iniciarse, operarse, mantenerse y ponerse fuera de operación de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

8.23.2 Los dispositivos y sistemas de paro deben revisarse periódicamente para verificar su funcionamiento adecuado.

8.23.3 Corrosión.- Cuando las estaciones y equipo auxiliar de bombeo se encuentren ubicados en lugares que propicien la corrosión, se deberá disponer de procedimientos para implementar inspecciones rutinarias a intervalos adecuados que permitan tomar medidas preventivas y, en su caso, acciones correctivas para impedir que la corrosión afecte tuberías y funcionamiento del equipo de bombeo. Cuando se identifique corrosión, deberán implementarse inmediatamente medidas correctivas o de remplazo de equipo para parar el proceso de deterioro.

8.23.4 El equipo de bombeo, auxiliares y tubería deberán aislarse para darles mantenimiento y, cuando sea necesario, purgarse antes de incorporarlos a servicio nuevamente, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

8.23.4.1 Combustibles y lubricantes.- Los combustibles y lubricantes utilizados para la operación del equipo en cantidades mayores que aquellas requeridas para el uso diario, deberán almacenarse en una estructura separada construida de material no combustible ubicada lejos del equipo de bombeo. Los tanques de almacenamiento de los combustibles y lubricantes ubicados en la superficie deberán apegarse a las condiciones de seguridad establecidas en las Normas aplicables.

8.23.4.2 Se debe contar con un manual de operación y mantenimiento que contenga procedimientos para el arranque, operación normal y anormal, y paro de los equipos de la estación de bombeo. Dichos procedimientos deben considerar, entre otras, el tipo de hidrocarburo transportado y sus propiedades físico-químicas, las medidas preventivas y correctivas aplicables a los componentes de los sistemas de seguridad con objeto de proporcionar un funcionamiento adecuado del sistema de paro de emergencia, control de bombeo y alarma de condiciones inseguras.

8.23.4.3 Todos los controles y equipos de protección, incluyendo los dispositivos limitadores de presión, elementos de los lazos de regulación de presión, válvulas de relevo, dispositivos o elementos de los sistemas de seguridad como el sistema automático de protección contra incendio, entre otros, deben estar sujetos a inspecciones, pruebas sistemáticas y periódicas, cuando menos una vez al año, para determinar que:

- a) Se encuentran en buena condición mecánica
- b) Son adecuados desde el punto de vista de capacidad y confiabilidad de operación para el servicio para el cual son empleados
- c) Están calibrados para funcionar a la presión o flujo correctos
- d) Están instalados correctamente y protegidos de materiales extraños u otras condiciones que pueden interferir con su adecuada operación.

8.23.4.4 Se debe establecer un programa periódico de mantenimiento, inspección, prueba y calibración de todo el equipo en las estaciones de bombeo para asegurar un funcionamiento adecuado y reducir riesgos, el cual debe incluir:

- a) Dispositivos de medición y alarmas de flujo, presión y temperatura, para detectar desviaciones en sus condiciones normales de operación;
- b) Dispositivos de seguridad por sobrepresión como son válvulas de relevo y elementos de los lazos de regulación de presión;
- c) Sistemas y equipos contra incendio manuales, los cuales se deben mantener en óptimas condiciones de operación, estar claramente identificados y con fácil acceso en caso de fuego, y
- d) El equipo electromecánico y obra civil de la estación.

8.23.4.5 Los equipos asociados a los ductos que se encuentren en las estaciones de bombeo deben ser evaluados regularmente para la detección de fugas, de conformidad con el Apéndice III de esta norma oficial mexicana de emergencia. Para cumplir con lo anterior, se debe considerar lo siguiente:

- a) Instalar sistemas de control como detectores de gas, alarmas de falla de sellos de bombas y alarmas de alto nivel de tanques de recolección auxiliares del sistema de relevo de presión.
- b) Realizar patrullajes de observación o verificaciones operacionales, llevados a cabo cada hora, diarios, semanales o mensuales, programados de acuerdo a los factores locales

- c) Realizar pruebas periódicas de presión estática de los ductos
- d) Evaluar en forma rutinaria los balances de recibo, entrega e inventario de producto
- e) Realizar pruebas de emisiones fugitivas de sellos de bombas.
- f) Elaborar programas de concientización pública para mejorar la respuesta a emergencias

8.23.4.6 La revisión periódica y el análisis de las fugas que han ocurrido deben considerarse para la toma de acciones correctivas.

8.24 Estaciones o patines de medición

8.24.1 Inspección y pruebas. Las estaciones o patines de medición y su equipo se deben sujetar a inspecciones y pruebas a intervalos que no excedan de quince meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario para determinar que:

- a) Se encuentran en una condición mecánica adecuada desde el punto de vista de capacidad y confiabilidad operativa;
- b) Se encuentran operando a las condiciones para las cuales fueron seleccionadas;
- c) Sus instrumentos, accesorios o aditamentos susceptibles de calibración, cuentan con calibración vigente;
- d) No presentan fugas;
- e) Los soportes se encuentran en buen estado y no se presenta holgura entre éstos y la tubería, ni vibración de esta última.
- f) No hay almacenados materiales ajenos a la instalación.

8.24.2 Prevención de incendios accidentales. Se deben instrumentar las medidas de seguridad de acuerdo a las recomendaciones que resulten del estudio de riesgos para minimizar el peligro de una ignición accidental en áreas donde la presencia de algún hidrocarburo líquido constituya un riesgo de fuego o explosión. Se deberán tomar en cuenta, entre otras medidas, las siguientes:

- a) Cuando un volumen de un hidrocarburo sea liberado al ambiente como resultado de una condición operativa anticipada, se debe tener cuidado de retirar del área cualquier fuente de ignición potencial y contar con el equipo contra incendio adecuado en caso de emergencia;
- b) La soldadura o corte eléctrico o con gas no se debe realizar en el ducto o sus componentes que pudieran contener una mezcla inflamable de vapores del hidrocarburo líquido en aire en el área de trabajo, y
- c) Colocar señalamientos de advertencia en todas las áreas donde exista un riesgo de incendio.

8.25 Estaciones y equipos de odorización.

8.25.1 Programa periódico de mantenimiento. En caso del transporte de GLP, si el Permisario o Transportista lo recibe sin odorizante, éste deberá agregárselo al producto desde el inicio del Sistema de transporte y en cada punto de inyección secundario.

8.25.2 Cuando la odorización aplique al transporte de GLP, se debe establecer un programa periódico de mantenimiento, inspección, prueba y calibración de todo el equipo de odorización para asegurar un funcionamiento adecuado, el cual debe incluir:

- a) Revisión de los dispositivos de inyección de flujo, indicadores de presión y temperatura, para detectar desviaciones en sus condiciones normales de operación, con una frecuencia mínima semanal;
- b) Revisión de los reguladores y dispositivos de seguridad por sobrepresión, como son válvulas de relevo o válvulas automáticas con sus respectivos lazos de control, con una frecuencia mínima semestral para determinar su funcionalidad, buena condición mecánica y si es adecuado desde el punto de vista de capacidad y operación para el servicio que es utilizado;

8.26 Reevaluación de la MPOP.

8.26.1 Esta sección describe los requerimientos mínimos que se deben cumplir para modificar la MPOP por motivos diferentes a la densidad de población, ya sea incrementándola por necesidades operativas o reduciéndola como medida preventiva como resultado de la evaluación de la integridad del ducto, como por ejemplo, adelgazamiento en la pared del ducto por corrosión, entre otros.

8.26.2 Incremento de la MPOP. Cuando se requiera incrementar la MPOP por necesidades operativas, se debe realizar lo siguiente:

8.26.2.1 Requisitos generales para incrementos de presión. En caso de requerirse modificar las condiciones de operación de una tubería para aumentar la presión, el incremento se debe realizar gradualmente a valores que puedan ser controlados y de acuerdo con lo siguiente:

- a) Debe inspeccionarse la tubería para determinar si existen fugas y repararlas antes de realizar un nuevo incremento de presión, siguiendo el procedimiento establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia;
- b) Se deben establecer las medidas de seguridad necesarias y límites de presión para que el tramo de ducto no sea expuesto a presiones que puedan afectar adversamente su integridad;
- c) Los incrementos no deben ser mayores de 10% de la presión cada hora. Al final de cada incremento gradual, la presión se debe mantener constante, para corroborar que no existen fugas en el tramo de tubería; y

8.26.3 Documentación de acciones realizadas al tramo de tubería. Cuando se someta un tramo de tubería a condiciones de operación más severas, la integridad de dicho tramo debe estar evaluada de acuerdo a las disposiciones del capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia. Se debe contar con un registro de las acciones realizadas en el tramo de tubería, documentación relacionada al mismo, trabajos correctivos y preventivos, y pruebas de presión desarrolladas.

8.26.4 Plan escrito. Cuando se modifiquen las condiciones de operación de un tramo de tubería para operar a condiciones más severas, se deben seguir los procedimientos disponibles que aseguren el cumplimiento de los requisitos aplicables de esta sección.

8.26.5 Limitaciones para incrementar la MPOP. Al establecer una nueva MPOP, conforme con esta sección, no se podrá exceder el valor máximo permitido para un tramo nuevo de tubería construido de los mismos materiales en la misma clase de localización, de acuerdo con los criterios de los numerales 8.9.1 a 8.11 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.26.6 Evaluación de ingeniería. La MPOP para las tuberías de transporte podrá incrementarse si de manera previa al incremento de presión se lleva a cabo una Evaluación de ingeniería (ver sección 8.12.1) para determinar si es viable incrementar la MPOP a la presión propuesta y si a la fecha de incremento de la MPOP no se tienen retrasos en las actividades correctivas o de inspección programadas de acuerdo al sistema de administración de integridad de ductos de esta norma oficial mexicana de emergencia.

8.26.7 La Evaluación de ingeniería a que se refiere el párrafo anterior debe incluir al menos:

- a) Análisis de las condiciones físicas actuales del tramo de ducto completo, como es su espesor, poniendo especial énfasis en las zonas con menores espesores, en su caso. Los espesores deben ser determinados utilizando tecnologías de inspección empleados en las Normas aplicables.
- b) Revisión detallada del diseño original del tramo de ducto;
- c) Análisis de los registros de construcción, inspección y pruebas;
- d) Análisis de los registros de las reparaciones que haya tenido desde su construcción; y
- e) Análisis de los registros de las fugas que haya tenido.

8.26.8 Si derivado de la Evaluación de ingeniería resulta viable el incremento de la MPOP, el tramo de ducto en cuestión se deberá someter a nuevas pruebas de presión de acuerdo al capítulo 7 de esta norma oficial mexicana de emergencia y establecer la nueva MPOP de acuerdo a los criterios de los numerales 8.9.1 a 8.10.

8.26.9 Si derivado de la Evaluación de ingeniería resulta viable el incremento de la MPOP pero las pruebas de presión no pueden aplicarse al tramo de ducto, la implementación de una nueva MPOP deberá realizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Seleccionar la nueva MPOP que haya sido confirmada por la Evaluación de ingeniería y que no exceda el menor de los siguientes valores;
 - i. El 80% de la presión de diseño de una tubería nueva que tenga las mismas características de diseño y el mismo material; y
 - ii. La presión que corresponda a un esfuerzo tangencial máximo del 50% de la RMC de la tubería.
- b) Antes de iniciar el incremento de presión en el tramo de ducto se debe realizar lo siguiente:
 - i. Contar con los dispositivos adecuados para medir la presión;
 - ii. Realizar un monitoreo de fugas inicial y hacer la reparación correspondiente en donde sea requerido; y
 - iii. Reparar o reemplazar cualquier tramo de tubería o accesorio inadecuado para la nueva MPOP.

8.26.10 Si derivado de la Evaluación de ingeniería no resulta viable el incremento de la MPOP, se deberá mantener la MPOP actual hasta en tanto se subsanen las deficiencias encontradas en dicha evaluación.

8.26.11 Al reducirse el espesor de pared de la tubería y sus accesorios por efecto de la corrosión o erosión, se hace necesario reevaluar la MPOP debido a que se reduce la resistencia de la tubería como resultado de los esfuerzos causados por la presión. Derivado de la aplicación del sistema de administración de la integridad de ductos, siempre que se obtengan lecturas del espesor de una tubería como parte de las actividades de inspección realizadas a un tramo, se debe someter a evaluación la MPOP para dicho tramo y considerar como alternativas:

- a) Realizar la reparación o remplazo correspondiente en la zona que presente espesores reducidos; o
- b) Reducir la MPOP para dicho tramo.

8.26.11.1 La evaluación de la MPOP para el tramo de ducto debe realizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Determinar la profundidad de la corrosión en la sección del ducto c (en mm), (ver figura 1). Si c es menor que el 10% del espesor nominal del tubo t (en mm), no se requiere reducir la MPOP. Si c es mayor que el 80% del espesor nominal del tubo t , se debe considerar remplazar la sección de tubo corroído;
- b) Determinar la longitud efectiva de corrosión a lo largo del eje longitudinal de la tubería L (en mm).
- c) Calcular el factor adimensional A , de acuerdo a lo siguiente:

$$A = 0.893 \times L / \sqrt{(D \times t)}$$

Donde:

D = diámetro exterior nominal de la tubería, en mm.

- d) Para valores de A menores o iguales a 4.0, calcular P' de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P' = 1.1 \times P \times ((1 - 2c/3t) / (1 - 2c/3t \sqrt{(A^2 + 1)}))$$

Donde:

P = El valor mayor entre la presión de diseño (excluyendo el factor de junta soldada), en MPa y la MPOP actual.

P' = La máxima presión segura para el área corroída, en MPa;

El valor de P' no debe ser superior al de P .

- e) Para valores de A mayores a 4.0, calcular P' de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P' = 1.1 \times P \times (1 - c/t)$$

El valor de P' no debe ser superior al de P .

- f) Si la MPOP actual es igual o menor a P' , el área con problemas de corrosión puede permanecer en servicio con la actual MPOP si se protegen las zonas corroídas y no se interrumpe el sistema de administración de integridad de ductos, de acuerdo al capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia. Si la MPOP actual es mayor a P' , la MPOP debe reducirse al valor que asegure que no excede a P' , o la zona corroída debe ser reparada o remplazada.

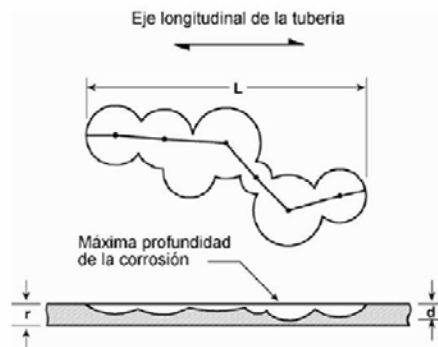


Figura 1

8.27 Medición de espesores.

8.27.1 Con la finalidad de controlar el desgaste de la tubería por corrosión o erosión, se debe contar con un programa para realizar la medición de espesores de pared de la tubería en instalaciones superficiales, como son estaciones de bombeo, estaciones de medición, pasos aéreos y trampas de diablos. Estas mediciones se deben efectuar anualmente.

8.28 Desactivación, reactivación, cambio de servicio y abandono de tuberías.

8.28.1 Desactivación de tuberías. En los procesos de desactivación de tuberías, se deberán tomar las medidas siguientes:

- a) El Permisionario o Transportista deberá elaborar un procedimiento que considere la desactivación, reactivación, cambio de servicio y abandono de las tuberías o sistemas de transporte. Dicho procedimiento deberá incluir las actividades de inertización de las instalaciones correspondientes.
- b) Cuando se desactive una tubería, ésta debe ser desconectada del sistema de suministro del hidrocarburo líquido correspondiente y debe ser purgada y obstruida usando bridas ciegas, cabezas soldadas, discos ciegos o el accesorio que se considere apropiado.
- c) En tuberías desactivadas se deberá mantener el control de la corrosión interna y externa, y el mantenimiento de la tubería deberá realizarse de acuerdo con lo establecido por esta norma oficial mexicana de emergencia.
- d) En tuberías que no han sido utilizadas por un tiempo mayor a 15 meses, se debe comprobar anualmente la efectividad del método de desactivación usado, el control de la corrosión y otras actividades de mantenimiento.

8.28.2 Reactivación de tubería.

- a) Antes de reactivar una tubería para transportar el mismo fluido o la misma gama de fluidos en el caso de poliductos, se debe llevar a cabo una Evaluación de ingeniería (ver numeral 8.12.1) para determinar si dicha tubería es operativamente viable para entrar en servicio. Dicha evaluación debe prever la evaluación de la integridad del ducto, de acuerdo al capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia y el análisis de las condiciones operativas a que se someterá.
- b) Cuando la evaluación indique que no es viable entrar en servicio, se deben implementar las medidas correctivas para su reactivación.

8.28.3 Cambio de servicio de tuberías. Cuando un Sistema de transporte, incluyendo poliductos, cambie de servicio y deje de transportar un fluido o la gama de fluidos que habitualmente transporta para transportar un producto diferente, se debe llevar a cabo una Evaluación de ingeniería (ver sección 8.12.1) para determinar si puede entrar en servicio sin causar riesgos en las condiciones en que se encuentra, que considere al menos lo siguiente:

- a) Una revisión del diseño original del sistema;
- b) Una evaluación de la integridad del sistema de acuerdo al capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia;
- c) Una revisión de los registros de construcción que incluya los reportes de inspección y pruebas, procedimientos de soldadura empleados, otros métodos de unión, en su caso, y recubrimientos empleados;
- d) Una revisión de los registros de operación y de mantenimiento a que estuvo sujeto;
- e) Un análisis de los incidentes o accidentes, así como de las reparaciones realizadas desde su construcción.

8.28.4 Abandono de Tubería. La tubería abandonada en el lugar y a la que no se le proporcione mantenimiento conforme con esta sección, debe ser desactivada de acuerdo al numeral 8.28.1.

8.29 Elaboración del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad.

8.29.1 El Permisionario deberá elaborar el programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte que sea congruente con lo establecido en el capítulo 8 de esta norma oficial mexicana de emergencia. Dicho programa deberá ser verificado por una Unidad de Verificación o Tercero Especialista debidamente acreditada y aprobada por la Comisión. El programa debe contener, como mínimo, los rubros siguientes:

- a) La lista total de actividades a desarrollar relativas a la operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte
- b) Desagregación de las actividades por área del sistema o por concepto, es decir, operación, mantenimiento y seguridad

- c) Desarrollo cronológico de las actividades estableciendo su interdependencia con otras, en su caso. Se debe mostrar claramente la fecha de inicio y terminación de la actividad.
- d) Manual, instrucciones y recomendaciones del fabricante del equipo, sistema o instalación correspondiente, en su caso.
- e) Descripción de los recursos humanos y tiempo asignados a cada actividad
- f) Persona responsable de las actividades
- g) La forma en que se van a controlar el desarrollo y ejecución de las actividades programadas
- h) Bitácora de las actividades de operación, mantenimiento y seguridad

8.29.2 El Permisionario deberá presentar anualmente a la Comisión durante los primeros tres meses del año calendario en curso, el dictamen emitido por una UV o Tercero Especialista con relación al cumplimiento del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte, correspondiente al año calendario inmediato anterior, a que hace referencia la disposición 8.29.1. El dictamen deberá ir acompañado de dicho programa, así como de un reporte en el que se describan comentarios, observaciones y la forma en que fueron subsanadas, en su caso, las no conformidades por parte del Permisionario.

Capítulo 9 Programa para la prevención de accidentes (PPA)

9.1 Requisitos generales.

9.1.1 El Permisionario o Transportista debe contar con un Programa para la Prevención de Accidentes para el Sistema de transporte de conformidad con la guía establecida en el Anexo VI de esta norma oficial mexicana de emergencia. El PPA debe tomar en cuenta las modificaciones al Sistema de transporte y los cambios en la clase de localización del sistema, con la finalidad de establecer las acciones de prevención, auxilio y recuperación destinadas a salvaguardar la integridad física de la población y sus bienes, proteger el Sistema de transporte ante un siniestro, así como el medio ambiente.

9.1.2 El personal involucrado en los programas de respuesta a emergencias y el personal operativo del Sistema de transporte debe conocer perfectamente el PPA y sus responsabilidades dentro del mismo.

9.2 Procedimiento de prevención de daños.

De manera adicional al PPA, se debe instrumentar un procedimiento escrito para prevenir daños a las tuberías enterradas, ocasionados por actividades de construcción, ya sea por personal de operación y mantenimiento del Sistema de transporte o por terceras personas.

9.2.1 Las actividades de construcción incluyen: la excavación, uso de explosivos, perforación, limpieza y descubrimiento de la tubería, excavación de túneles, relleno, remoción de estructuras superficiales, ya sea con explosivos o por medios mecánicos, y cualquier otra operación de movimiento de tierra.

9.2.2 El procedimiento de prevención de daños debe, como mínimo:

- a) Implementar un censo de las personas físicas o morales que pueden estar involucradas en actividades de construcción en el área en donde se localiza la tubería;
- b) Establecer un programa de difusión de información a las personas físicas o morales mencionadas en el inciso anterior y proporcionar a la autoridad local información actualizada sobre la localización específica de las tuberías, válvulas e instalaciones existentes, mediante los planos de ingeniería correspondientes, en su territorio;
- c) Proporcionar los medios para recibir y registrar las notificaciones de las actividades planeadas de construcción;
- d) Identificar con señalamientos temporales las tuberías enterradas en el área de construcción antes de que la actividad se inicie, y
- e) Solicitar las inspecciones que deban realizarse a tuberías del Sistema de transporte cuando puedan ser dañadas por las actividades de construcción. La inspección debe realizarse tan frecuentemente como sea necesario durante y después de las actividades para verificar la integridad de la tubería, y, en su caso, deberá incluir supervisión de fugas.

9.3 Simulacros

9.3.1 De manera complementaria a lo requerido en el PPA, se deben programar y realizar simulacros para evaluar el plan de respuesta a emergencias del Sistema de transporte, tanto a nivel interno como externo. Los simulacros a nivel interno deben realizarse con una periodicidad que no exceda 15 meses pero, como mínimo, una vez cada año calendario. Los simulacros a nivel externo deben realizarse al menos cada 4 años en puntos estratégicos de la franja de seguridad del sistema, e involucrar organismos u organizaciones externos

como comités locales de ayuda mutua, comités locales de protección civil, dirección de seguridad pública estatal y municipal, policía federal de caminos, servicios coordinados de salud, cuerpo de bomberos municipal y empresas privadas que puedan brindar apoyo en caso de una emergencia. Los sitios donde se realicen los simulacros deben variarse de un simulacro a otro.

Capítulo 10 Sistema de administración de la integridad de ductos.

10.1 Generalidades.

10.1.1 Como resultado de incidentes ocurridos en sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos en diversas partes del mundo, se han adoptado, en años recientes, nuevos métodos para evaluar riesgos e implementar medidas efectivas para controlarlos. Entre ellos destaca el de la administración de riesgos como un medio más eficaz, desde el punto de vista de costos, y adecuado, desde el punto de vista de ingeniería, para mantener y mejorar la seguridad en instalaciones industriales. La administración de riesgos se entiende como una combinación de la evaluación del riesgo y su control. La seguridad de un Sistema de transporte está directamente vinculada con el diseño, apego a normas y códigos de ingeniería, mantenimiento y adecuada operación de las instalaciones; todos estos rubros impactan el estado físico e integridad de un sistema.

Un Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID) utiliza métodos de administración de riesgos y administración de sistemas; el objeto primordial es estructurar un sistema de administración global del riesgo de un sistema de transporte, el cual incluye programas de operación y mantenimiento, planes y procedimientos de atención a emergencias y análisis sistemático de la integridad de las instalaciones.

10.2 Objetivos de un SAID.

10.2.1 Para implementar un SAID, el Permisionario o Transportista debe tener como objetivos los rubros siguientes:

- a) Llevar a cabo una evaluación inicial sobre el estado físico del Sistema de transporte y, posteriormente, reevaluar periódicamente los ductos y demás equipo que lo integra para identificar fallas que representen un riesgo potencial.
- b) Remediar defectos o fallas descubiertos durante estos procesos de evaluación, y
- c) Monitorear continuamente la efectividad del SAID para que los diversos rubros establecidos en la sección 10.2.8 se implementen exitosamente.

10.2.2 Administración de la Integridad: Desde el punto de vista de ingeniería, administración de la integridad es la gestión de la vida útil de las instalaciones que toma en cuenta las amenazas que pudieran incidir en los sistemas, ya que éstas, si se materializan, pueden reducir significativamente su vida útil.

10.2.3 Amenaza: Es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente.

10.2.4 Consecuencia: Resultado real o potencial de un evento no deseado medido por sus efectos en las personas, en el medio ambiente, en la producción e instalaciones.

10.2.4 Riesgo: Es la medida de una amenaza que combina una estimación de la probabilidad de ocurrencia de un evento indeseable con una medida de sus efectos o consecuencias.

10.2.1 Los Permisionarios o Transportistas deben implantar un SAID de conformidad con lo previsto en esta Norma oficial mexicana de emergencia.

10.2.2 El elemento central de un SAID lo constituye un estudio de riesgos. El análisis de riesgo debe elaborarse mediante la implementación de una metodología sistemática, por ejemplo, el HAZOP (Hazard Operability), complementado con la determinación de los radios de afectación.

10.2.3 Mediante la implementación del SAID como plan maestro de administración, se requieren realizar las actividades siguientes:

- i. Establecer el alcance y los objetivos de dicho sistema
- ii. Definir quién es el responsable de cada elemento del SAID y de su administración
- iii. Definir qué políticas y procedimientos son adecuados para lograr las metas y objetivos
- iv. Definir cómo se implementarán las políticas y procedimientos
- v. Identificar y analizar todos los eventos que pudieran conducir a una falla del Sistema de transporte
- vi. Evaluar la factibilidad y consecuencias de incidentes potenciales en los ductos
- vii. Evaluar y comparar los riesgos

- viii. Establecer un marco de trabajo con fechas compromiso que considere, entre otras, las medidas que se implementarán sobre mitigación de los riesgos identificados
- ix. Definir cómo se medirá el rendimiento del SAID
- x. Definir cómo se evaluará y auditará periódicamente el SAID

10.2.4 El Permissionario o transportista debe desarrollar los elementos siguientes como parte de la estructura del SAID:

- a) Plan de Administración de la Integridad (PAI);
- b) Programa de Desempeño del PAI;
- c) Programa de Comunicación del PAI;
- d) Programa de Administración de Cambios del PAI;
- e) Programa de Control de la Calidad del PAI, y
- f) Programa de investigación y análisis de accidentes.

10.3 Plan de Administración de la Integridad

10.3.1 En la elaboración del plan de administración de la integridad, el Permissionario puede basarse en alguno de los dos métodos siguientes:

- a) **Método prescriptivo.** En este método los requerimientos tanto de información como de análisis son menos extensos. Se requiere recopilar información específica con objeto de evaluar cada amenaza identificada, por lo que debe implantarse en Sistemas de transporte nuevos que no cuenten con un historial operativo, y, por lo tanto, de integridad. Se debe evaluar inicialmente el peor escenario esperado en el Sistema de transporte y establecer intervalos entre evaluaciones sucesivas de las instalaciones mediante las cuales se obtenga el estado de integridad de las mismas. Adicionalmente, se deben implantar actividades de inspección, prevención, detección y mitigación para producir un plan de administración de la integridad.
- b) **Método basado en el desempeño.** Este método requiere de mayor información y disponer de capacidad de análisis de riesgos más complejos, ya que se implementa en Sistemas de transporte que cuentan con historial operativo y de integridad. Por lo anterior, se deben efectuar inspecciones que proporcionen información sobre la integridad del sistema con la finalidad de lograr un mayor grado de flexibilidad con relación a intervalos de inspección y técnicas de mitigación empleadas.

El método de administración de la integridad basado en el desempeño debe considerar, al menos, lo siguiente:

1. Descripción del método de análisis de riesgos empleado;
2. Documentación aplicable a cada una de las áreas que forman el Sistema de transporte, y
3. Análisis documentado mediante el cual se determinen los intervalos de evaluación de la integridad y los métodos de mitigación (reparación y prevención).

10.3.2 El Permissionario debe implantar un plan de administración de la integridad que considere, al menos, las actividades siguientes:

10.3.2.1 Identificación de causas de daños potenciales por amenaza. Se requiere identificar y recopilar información que caracterice cada sección del Sistema de transporte y sus amenazas potenciales, por ejemplo, corrosión interna y externa, daños mecánicos, defectos de fabricación, fallas operativas, entre otras. Posteriormente, se debe analizar la interacción de estas amenazas (más de una amenaza que ocurra en una sección del Sistema de transporte al mismo tiempo) e identificar el impacto potencial de cada una de ellas.

10.3.2.2 Recolección, revisión e integración de datos. Se debe recopilar información sobre el diseño, operación, mantenimiento, historial de operación y fallas específicas en cada una de las áreas del Sistema de transporte, con el fin de caracterizarlas e identificar las amenazas potenciales específicas. Además, se deben incluir aquellas condiciones o acciones que afectan el estado en el que se presentan las amenazas identificadas, por ejemplo, deficiencias en la protección catódica, condición del recubrimiento de protección contra incendio, entre otras.

10.3.2.3 Estudio de riesgos. La información recopilada de los pasos anteriores debe usarse en la elaboración del estudio de riesgos del Sistema de transporte o de cada uno de los sistemas que lo forman. Dicho estudio integra un análisis de riesgos mediante el cual se identifican eventos y condiciones específicas que podrían ocasionar una falla en el Sistema de transporte. Adicionalmente, se debe determinar la probabilidad de ocurrencia de un evento así como sus consecuencias en las instalaciones, al personal que las opera y al entorno del Sistema de transporte. El resultado de un análisis de riesgos proporciona información

sobre la ubicación y naturaleza de los riesgos más significativos, permite clasificar los sistemas: mecánico, eléctrico, contra incendio, entre otros, que forman parte del Sistema de transporte y establecer criterios para la evaluación de la integridad de las instalaciones, así como priorizar las acciones de mitigación correspondientes. El estudio de riesgos debe realizarse cada cinco años o antes si se presentan cambios internos o externos, o incidentes o accidentes mayores al Sistema de transporte; los resultados del estudio de riesgos deben integrarse al Plan de Administración de la Integridad.

10.3.2.3.1 El estudio de riesgos implantado por el Permisario o Transportista debe incorporar los objetivos siguientes:

- a) Priorizar los sistemas que forman parte del Sistema de transporte para programar las evaluaciones de integridad y las acciones de mitigación;
- b) Evaluar los beneficios derivados de la acción de mitigación;
- c) Determinar las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas;
- d) Evaluar las metodologías de inspección alternas, e
- e) Identificar dónde deben emplearse los recursos de la manera más efectiva.

10.4 Aspectos generales del estudio de riesgos.

10.4.1 Se debe contar con un estudio de riesgos y clasificar éstos de acuerdo con los siguientes 4 tipos:

- a) Riesgo mayor – Tipo A. El riesgo requiere acción inmediata. Representa una situación de alto riesgo a corto plazo y deben establecerse controles temporales dentro de los 90 días naturales a partir de que dicho riesgo fue identificado. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso menor a 12 meses.
- b) Riesgo Indeseable – Tipo B. El riesgo debe ser reducido y no hay margen para investigar y analizar a más detalle. Deben de establecerse controles temporales en sitio para reducir el riesgo en los siguientes 90 días naturales. No obstante, la acción definitiva para eliminar el riesgo debe darse en un lapso menor a 18 meses.
- c) Riesgo aceptable con controles – Tipo C. El riesgo es significativo, pero se pueden implementar acciones correctivas mediante el paro de instalaciones programado para no afectar programas de trabajo y reducir costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los 3 años subsecuentes. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
- d) Riesgo razonablemente aceptable – Tipo D. El riesgo requiere tomar medidas pero es de bajo impacto, y puede programarse su atención y reducción en forma conjunta con otras mejoras operativas.

10.4.2 Se debe contar con un programa con fechas compromiso para la atención de las recomendaciones que hayan derivado del estudio de riesgos.

10.4.3 El estudio de riesgos y el programa de atención a sus recomendaciones, a que hacen referencia los numerales 10.4.1 y 10.4.2, deben mantenerse actualizados de acuerdo con lo siguiente:

- a) Antes de realizar modificaciones físicas a las instalaciones del Sistema de transporte, o
- b) Cada 3 años si no existen tales modificaciones físicas.

10.4.4 Se debe contar con una clasificación de todas las zonas o áreas de impacto por las que cruza el Sistema de transporte en las que el criterio de clasificación sea el estado que guardan las instalaciones con relación al tipo de riesgo presente en cada una de las áreas de impacto, siguiendo el criterio establecido en el numeral 10.4.1. El tipo de riesgo debe tomar en cuenta la vulnerabilidad de las diferentes áreas a los siguientes impactos:

- a) A la población.- Deben considerarse daños a la población así como al personal operativo del sistema de transporte; debe tomarse en cuenta, también, la variación de la densidad de población de un sitio a otro.
- b) Ambiental.- Daños al ambiente que abarque suelo, agua y aire. Algunas áreas pueden incluir o estar dentro de zonas protegidas o con condiciones especiales como cuerpos de agua, reservas ecológicas, zonas con susceptibilidad a inundaciones, zonas bajo la influencia de actividad volcánica o sísmica, entre otros.
- c) Al Sistema de transporte.- Daños o afectaciones a las instalaciones del Sistema de transporte, por ejemplo, al derecho de vía, que puedan repercutir en la continuidad y calidad del servicio de transporte, así como en pérdidas económicas.

10.4.5 Las áreas de impacto deben estar incluidas e identificadas mediante coordenadas en un plano general del trayecto del Sistema de transporte.

10.5 Implementación del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos (SAID).

10.5.1 Los Permisosarios o Transportistas responsables de la operación y mantenimiento de los sistemas de transporte deberán implementar un SAID de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo de esta Norma oficial mexicana de emergencia.

10.6 Fundamentos de un Sistema de Administración de la Integridad de Ductos.

10.6.1 El alcance y objetivos del SAID deben abarcar más que un conjunto de herramientas numéricas o un programa de inspección y mantenimiento aislado. El SAID debe establecerse como un sistema de administración que abarque los campos de ingeniería, riesgos, operación, inspección, mantenimiento, seguridad y comunicación.

10.6.2 La finalidad de esta Norma oficial mexicana de emergencia en cuanto a la administración de la integridad de ductos, es establecer las bases para que los Permisosarios y Transportistas implementen un sistema de administración que contenga programas, metodologías y medidas adecuadas que permitan identificar y evaluar los riesgos de los ductos, establecer prioridades de atención a los mismos, definir programas de acción, reparar fallas y validar la integridad y buen estado de los ductos, con el objeto de incrementar la seguridad de las personas y sus bienes, así como de las instalaciones y medio ambiente que las rodea.

10.7 Bases para iniciar el SAID.

10.7.1 Inicialmente, debe definirse un marco genérico de acción en el que se establecen la filosofía del sistema y la manera en que se realizarán las diferentes actividades. A medida que se recaben datos e información y se incorporen al SAID para detallarlo, éste evolucionará paulatinamente para formar un plan de administración exhaustivo sobre el estado que guarda el sistema de transporte. El marco inicial del SAID debe establecer como mínimo:

- a) El proceso de implementación de cada elemento del SAID (ver numeral 10.9),
- b) Las decisiones relevantes que se tomarán y quién las implementará,
- c) Programa con fechas compromiso para completar el trabajo de implementación del elemento del sistema, y
- d) La manera en que la información generada, derivada de la experiencia, será incorporada sistemáticamente al SAID.

10.8 Evaluación inicial y Plan base de evaluación

10.8.1 Al mismo tiempo que se establece el marco inicial como base de un SAID, se debe llevar a cabo el plan base de evaluación de la integridad de ductos a partir del cual se obtendrán los primeros resultados que nutrirán al SAID.

10.8.2 Contenido del plan base de evaluación. El plan base de evaluación debe contener, al menos, los siguientes rubros:

- a) Determinación de tramos o secciones del ducto a ser evaluados,
- b) La identificación de las amenazas potenciales para cada tramo o sección y la información que soporte la identificación de la amenaza,
- c) Las bases para seleccionar cada método de evaluación de la integridad de un tramo, las cuales deben incluir las ventajas y desventajas de los distintos métodos, así como la opción de utilizar métodos complementarios o en forma conjunta. Entre los distintos métodos disponibles deben incluirse, al menos, los siguientes:
 - i. Herramientas de inspección interna o herramientas capaces de detectar corrosión y cualquier otro defecto en la tubería,
 - ii. Pruebas de presión, realizadas de acuerdo con las Normas o lineamientos internacionales y, a falta de éstas, con las normas extranjeras,
 - iii. Evaluaciones directas para identificar corrosión externa, corrosión interna y agrietamiento por corrosión por esfuerzos, y
 - iv. Otras tecnologías probadas que proporcionen información sobre la condición del ducto.
- d) Métodos seleccionados para evaluar la integridad de cada tramo de ducto,

- e) Programa de actividades, basado en prioridades, para completar la evaluación de la integridad de los tramos a ser evaluados, incluyendo los factores de riesgo considerados para establecer dicho programa y
- f) Procedimiento para asegurar que el plan base de evaluación de la integridad y las medidas implementadas para solventar los hallazgos, en su caso, se realicen de manera que se minimicen los riesgos a la población, al medio ambiente y a las instalaciones.

10.8.3 Metodología del plan base de evaluación. La metodología del plan base de evaluación debe implementarse siguiendo los pasos siguientes:

- a) Priorizar el análisis de los distintos tramos o secciones del ducto a evaluar. Esta actividad debe ser congruente con el estudio de riesgos que considere las amenazas potenciales de los ductos, de acuerdo al numeral 10.3.2.1,
- b) Aplicar los métodos que resulten adecuados citados en el inciso c) del numeral 10.8.2.
- c) Prever que los métodos de evaluación elegidos cubran los riesgos de falla relativos a los rubros siguientes:
 - i. Corrosión externa,
 - ii. Corrosión interna,
 - iii. Agrietamiento por corrosión por esfuerzos,
 - iv. Defectos de fabricación (agrietamiento por fatiga debido a defectos existentes en soldaduras por resistencia eléctrica),
 - v. Fallas por equipo asociado a la tubería,
 - vi. Fallas de construcción/fabricación del tubo, como son las curvaturas con pliegues, defectos en soldaduras circunferenciales y fallas en el acoplamiento de uniones,
 - vii. Daño mecánico por terceras partes,
 - viii. Fatigas cíclicas u otras condiciones de carga como movimientos del suelo/pérdida de soporte del suelo debido al clima y a fuerzas externas, y
 - ix. Operación incorrecta del sistema de transporte.
- d) Establecer un periodo para completar el plan base de evaluación en los tramos o secciones que se hayan identificado, tomando en cuenta que a partir de este plan base de evaluación se programará la evaluación de otros tramos o secciones de ducto.
- e) Cuando surja un nuevo tramo con riesgo tipo A o B, como resultado de una actualización del estudio de riesgo, el Permisionario o Transportista debe completar el plan base de evaluación del nuevo tramo a más tardar en un año para riesgo tipo A y en 2 años para riesgo tipo B.
- f) Cuando haya ampliaciones nuevas al ducto, el Permisionario o transportista dispondrá de un año para completar el plan base de evaluación de la nueva ampliación, a partir de que haya sido instalada, e integrar toda la documentación y actividades programadas de esta nueva ampliación al resto del SAID.

10.8.4 Una vez que el plan base de evaluación ha sido completado, se debe implementar en el sistema una metodología para que la evaluación de la integridad sea un proceso continuo y sistemático que incorpore la información de las evaluaciones previas con objeto de integrar un SAID detallado y exhaustivo. La continuidad del programa debe tener como objetivos primordiales, adicionales a los mencionados en la sección 10.6, los siguientes:

- a) Implementar el proceso de mejora continua en el mismo.
- b) Haber evaluado en 2 años la integridad del 100% de los tramos o secciones del ducto con riesgos tipo A y B, de acuerdo con los criterios del numeral 10.4.1.
- c) Haber evaluado en 3 años la integridad de al menos el 50% de aquellos tramos del ducto con riesgo tipo C, de acuerdo con los criterios del numeral 10.4.1.
- d) Haber evaluado la integridad del Sistema de transporte completo al cabo de 5 años, basado en las prioridades que resulten del estudio de riesgo.

10.8.5 Una vez actualizado el estudio de riesgos, debe actualizarse o corroborarse la clasificación de áreas de impacto de acuerdo al numeral 10.4.4.

10.9 Elementos que constituyen un SAID.

10.9.1 El programa inicial, de acuerdo con la sección 10.7.1, debe servir de base para un proceso continuo de retroalimentación con la información recopilada y ser el soporte para los programas subsecuentes, cuyo fin es mejorar y constituir un programa exhaustivo que debe implementarse en el periodo previsto en el inciso d) del numeral 10.8.4.

Los elementos que constituyen el SAID son los siguientes:

- a) Identificación de todas las áreas de impacto, basada en el estado que guardan las instalaciones, de acuerdo al numeral 10.4.4.
- b) Plan base de evaluación que cumpla con los requisitos de los numerales 10.8.2 y 10.8.3.
- c) Identificación de las amenazas para cada tramo del ducto, que debe incluir la integración de datos y una evaluación de riesgos. El Permisionario o Transportista debe usar la información sobre los defectos identificados en los ductos y estudio de riesgos para priorizar la atención de los diferentes tramos, y evaluar medidas adicionales preventivas y de mitigación para cada tramo.
- d) Medidas para controlar o eliminar los defectos. Esto debe incluir, al menos, los rubros siguientes:
 - i. Listado de defectos y descripción de los mismos.
 - ii. Listado de requerimientos para efectuar las reparaciones, tanto inmediatas como programadas.
 - iii. Reducción temporal de la presión de operación, en su caso.
 - iv. Memorias de cálculo para determinar la presión que pueden soportar los tramos del ducto considerando los defectos; lo anterior, para el caso en que se haya identificado una disminución en el espesor del ducto o esfuerzos adicionales.
 - v. Listado de medidas preventivas o de mitigación necesarias.
 - vi. Programa para la reparación del ducto o eliminación de defectos.
 - vii. Reducción de la presión a largo plazo. Cuando la reducción de presión temporal exceda 365 días, el Permisionario o Transportista debe tener documentadas y justificadas las razones por las cuales la reparación del ducto ha sido retrasada.
 - viii. Programa para efectuar reparaciones en un año. Las siguientes reparaciones deberán ser reparadas a más tardar en un año:
 - a. Abolladuras localizadas entre las posiciones 8 en punto y 4 en punto (las 2/3 partes superiores del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores.
 - b. Abolladuras que tengan una profundidad mayor a 2% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 6.35 mm (0.25 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores y que afecten la curvatura del tubo en una soldadura circunferencial o longitudinal.
- e) Programa de monitoreo de condiciones no reparables a corto plazo. El Permisionario o Transportista debe monitorear las condiciones de los defectos no reparables a corto plazo para tomar en cuenta su condición en los estudios de riesgos subsecuentes, e identificar cualquier cambio que requiera reparación. Se deben monitorear las condiciones siguientes:
 - i. Abolladuras localizadas entre las posiciones 4 en punto y 8 en punto (la tercera parte inferior del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores.
 - ii. Abolladuras localizadas entre las posiciones 8 en punto y 4 en punto (las 2/3 partes superiores del tubo) que tengan una profundidad mayor a 6% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 12.7 mm (0.5 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores en las que un análisis de ingeniería demuestre que estas abolladuras no rebasan los esfuerzos críticos en el metal.
 - iii. Abolladuras que tengan una profundidad mayor a 2% del diámetro del tubo o que tengan una profundidad de 6.35 mm (0.25 pulgadas) en tubería de 304.8 mm (12 pulgadas) de diámetro y menores, en las que se afecte la curvatura del tubo en una soldadura circunferencial o longitudinal pero que, mediante una Evaluación de ingeniería se demuestre que estas abolladuras y soldaduras no rebasan los límites de esfuerzos permitidos en el metal.

- f) Metodología para que el SAID se constituya en un proceso de evaluación continua de la integridad de ductos.
- g) Plan para confirmar la evaluación directa que servirá para reevaluar las condiciones más críticas del Sistema de transporte en un periodo no mayor a 5 años.
- h) Determinación de medidas preventivas y de mitigación que se establecerán para proteger las áreas de gran impacto.
- i) Implementación de métodos para medir la efectividad del SAID.
- j) Listado de los registros que se deberán mantener durante la vida operativa del Sistema de transporte, bajo un sistema de administración de documentos.
- k) Sistema de calidad que cubra toda la administración de la integridad de ductos y que incluya auditorías internas del SAID en su totalidad.
- l) Sistema de seguridad que establezca que las actividades de campo relacionadas con la integridad del Sistema de transporte se lleven a cabo sin riesgos para el personal, instalaciones y medio ambiente.

10.10 Reporte de resultados. El Permisionario o Transportista debe reportar los resultados de la inspección y evaluación de la integridad del Sistema de transporte a la Comisión de conformidad con lo establecido en el numeral 10.17 Reportes del SAID.

10.11 Respuestas y medidas correctivas y de mitigación. Se deben programar acciones preventivas y de mitigación para evitar, reducir o eliminar una amenaza a la integridad de las instalaciones del Sistema de transporte.

10.12 Programa de desempeño del SAID

10.12.1 El Permisionario debe implantar un programa de desempeño cuyo propósito es cuantificar la efectividad del SAID; dicho programa debe contener lo siguiente:

- a) Evidencia de que fueron logrados los objetivos del SAID.
- b) Evidencia de que fueron mejorados los aspectos de integridad y seguridad de las instalaciones del Sistema de transporte mediante la aplicación del SAID.

10.13 Programa de comunicación del SAID

10.13.1 El Permisionario o Transportista debe desarrollar e implementar un plan de comunicación para informar quinquenalmente a la Comisión, o antes en caso de alguna modificación al mismo, sobre el SAID y los resultados de sus actividades.

10.14 Programa de administración del cambio del SAID

10.14.1 Como parte del SAID, el Permisionario o Transportista debe considerar las modificaciones a las instalaciones, de ingeniería de los diversos sistemas, procedimientos y de organización del Sistema de transporte, tanto permanentes como temporales. Dichas modificaciones deben ser administradas para identificar el impacto sobre el Sistema de transporte y su integridad; el Permisionario o Transportista deberá establecer los criterios para aprobar e implementar dichos cambios al SAID. Para llevar a cabo esas modificaciones, se deben considerar procedimientos viables que sean aplicables a cambios mayores y menores.

10.15 Programa de control de calidad del SAID

10.15.1 La implementación de un programa de control de calidad constituye la prueba documentada y sistemática del cumplimiento del SAID. El Permisionario o Transportista debe implementar un programa de control de calidad (si ya se cuenta con uno, puede implementarse al SAID) mediante el cual se registren las actividades, procedimientos, documentación y programas del SAID, con objeto que exista un registro y trazabilidad del mismo. El programa debe consistir de lo siguiente:

- a) Identificar los procesos del SAID;
- b) Determinar la secuencia e interacción de dichos procesos;
- c) Determinar los criterios y metodología necesarios para garantizar que la operación y control de dichos procesos sean efectivos;
- d) Proporcionar los recursos y la información necesarios para apoyar la operación y seguimiento de estos procesos;
- e) Dar seguimiento, medir y analizar dichos procesos, e
- f) Implantar las acciones para lograr los resultados planificados y mejorar los procesos en forma sistemática.

10.15.2 El Permisionario o Transportista debe realizar las acciones siguientes como parte del programa de control de calidad:

- a) Definir al personal responsable de tomar decisiones en este programa;
- b) Seleccionar la documentación e incluirla en el programa de calidad; los documentos deben ser controlados y archivados por el tiempo que dure el programa;
- c) Determinar la forma de dar seguimiento al SAID;
- d) Realizar quinquenalmente la verificación del SAID y del programa de calidad dictaminado por una Unidad de Verificación;
- e) Documentar las acciones correctivas para mejorar el SAID o el plan de calidad y verificar su efectividad.

10.16 Programa de investigación y análisis de accidentes

10.16.1 El Permisionario o Transportista debe implantar un programa de investigación y análisis de accidentes, que incluya su reporte y seguimiento, cuyo propósito es instrumentar medidas correctivas y evitar su recurrencia. En caso de haberse presentado un accidente en el Sistema de transporte, el Permisionario o Transportista deberá entregar a la Comisión un reporte detallado del incidente en un plazo no mayor a 10 días hábiles después de haber ocurrido. Adicionalmente, el Permisionario o Transportista deberá reportar a la Comisión el resultado del programa de investigación y análisis del accidente, así como las medidas correctivas implementadas, en un plazo máximo de seis meses después de ocurrido el accidente.

10.17 Reportes quinquenales del SAID

10.17.1 Los Permisarios o Transportistas a quienes les aplica esta norma oficial mexicana de emergencia y cuyos Sistemas de transporte se encuentren en operación a su entrada en vigor, deberán verificar el SAID, de conformidad con lo establecido en la disposición 1.10 del Anexo II y presentar un primer reporte en un plazo de 2 años posterior a la publicación de dicha norma, que contenga los requisitos establecidos en este capítulo. El reporte deberá presentarse a la Comisión durante los primeros tres meses posteriores al término del periodo de los 2 años y, subsecuentemente, de manera quinquenal, o antes en caso de alguna modificación al SAID.

10.17.2 Los Permisarios a quienes les aplica esta norma oficial mexicana de emergencia y cuyos Sistemas de transporte sean instalaciones nuevas, deberán verificar el SAID, de conformidad con la disposición 1.10 del Anexo II y presentar a la Comisión un primer reporte en un plazo de 18 meses posterior a la entrada en operación de dicho sistema y, subsecuentemente, un reporte quinquenal, en medio electrónico, sobre el estado que guarda la integridad de las instalaciones del Sistema de transporte, o antes en caso de alguna modificación al SAID, de conformidad con lo establecido en este capítulo.

10.17.3 Los Permisarios deben elaborar su programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte, considerando, entre otros, los resultados reportados del plan de administración de la integridad correspondiente.

10.18 Evaluación del Sistema de Administración de la Integridad de una IRGE

10.18.1 Los permisionarios de Sistemas de transporte de GLP que tengan incorporada una o más IRGE a sus sistemas, deberán adicionar a su Sistema para la administración del trabajo – seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas, previsto en la NOM-028-STPS-2012 (en lo sucesivo Sistema de Administración de la Integridad o SAI), una evaluación del desempeño del SAI.

10.18.2 El Permisionario debe evaluar la efectividad del SAI aplicable a las IRGE, para lo cual debe considerar indicadores de desempeño, con objeto de mejorarlo, en su caso.

10.18.2.1 Medición del desempeño del SAI aplicable a las IRGE. El Permisionario debe presentar a la Comisión, como parte de su programa anual de operación, mantenimiento y seguridad, indicadores que permitan evaluar el desempeño del SAI, entre ellos, podrán utilizarse los siguientes:

- a) Índice de eventos graves de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EGSP = (NEGSP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EGSP: Índice de eventos graves de la seguridad de los procesos,

NEGSP: Número de eventos graves de la seguridad de los procesos,

HPER: Horas-persona de exposición al riesgo;

- b) Índice de eventos moderados de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EMOSP = (NEMOSP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EMOSP: Índice de eventos moderados de la seguridad de los procesos,

NEMOSP: Número de eventos moderados de la seguridad de los procesos;

- c) Índice de eventos menores de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EMESP = (NEMESP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EMESP: Índice de eventos menores de la seguridad de los procesos,

NEMESP: Número de eventos menores de la seguridad de los procesos;

- d) Índice de frecuencia de eventos de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IFESP = ((NEGSP+NEMOSP+NEMESP) / HPER) \times 10^6$$

Donde:

IFESP: Índice de frecuencia de eventos de la seguridad de los procesos.

10.18.2.2 Mejoramiento del desempeño. Con objeto de implementar mejoras, se deben usar los resultados de los indicadores establecidos en el numeral 10.18.2.1 y realizar evaluaciones para modificar el SAI, en su caso, como parte del proceso de mejoramiento continuo. Se deben documentar los resultados, recomendaciones y cambios realizados al SAI.

10.19 Notificación del reporte anual de incidentes.

10.19.1 El Permisionario o Transportista deberá enviar a la Comisión un reporte anual de los incidentes ocurridos en su Sistema de transporte y la manera en que fueron atendidos. En caso de tratarse de un Sistema de transporte de GLP, el incidente deberá reportarse a la Comisión dentro de las 48 horas siguientes a dicho suceso, en los términos de lo previsto en el Artículo 67 fracción VIII del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, o aquél que lo sustituya.

Capítulo 11 Concordancia con normas internacionales

La presente norma oficial mexicana de emergencia no tiene concordancia alguna con normas internacionales en la materia.

Capítulo 12 Vigencia

Esta norma oficial mexicana de emergencia entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación y tendrá una vigencia de 6 meses.

Capítulo 13 Vigilancia

La Comisión Reguladora de Energía es la autoridad competente para la supervisión, vigilancia y evaluación de la conformidad de la presente norma oficial mexicana de emergencia.

En términos de lo dispuesto por el artículo 74 de la LFMN, la evaluación de la conformidad de la presente norma oficial mexicana de emergencia podrá ser realizada, conforme al Procedimiento de la Evaluación de la Conformidad aquí descrito, por la Comisión, por personas acreditadas y aprobadas o por Terceros Especialistas autorizados en la materia que corresponda.

Capítulo 14 Normas oficiales mexicanas y normas mexicanas de referencia

1. NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos, publicada en el DOF el 7 de abril de 2010.
2. NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el DOF el 13 de marzo de 2006.
3. NMX-B-010-1986, Industria siderúrgica-Tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente, para usos comunes.
4. NMX-B-177-1990, Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.

5. NMX-B-179-1983, Productos siderúrgicos-Tubos de acero con o sin costura-Series dimensionales.
6. NMX-E-043-SCFI-2002, Industria del Plástico-Tubos de polietileno (PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas Licuado del Petróleo (GLP)-Especificaciones.
7. NMX-X-021-SCFI-2007 Industria del Gas-Tubos multicapa de polietileno-aluminio-polietileno (PE-AL-PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-especificaciones y métodos de ensayo.
8. NMX-X-031-SCFI-2005, Industria del gas-Válvulas de paso-Especificaciones y métodos de prueba.
9. NMX-X-013-SCFI-2011 Gas L.P. – Válvulas de exceso de flujo y de no retroceso, que se utilizan en tuberías y recipientes – especificaciones y métodos de prueba (Cancela a la NMX-X-013-SCFI-2005)
10. NMX-Z12-1/2-1987, Muestreo para la Inspección por Atributos. Partes 1 y 2.

Normas oficiales mexicanas relacionadas con las instalaciones de una IRGE

11. NOM-015-SECRE-2013, Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto. Esta norma fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 12 de diciembre de 2013.
12. NOM-001-SEDG-1996, Plantas de almacenamiento para Gas LP. Diseño y Construcción, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 12 de septiembre de 1997.
13. NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización), publicada en el DOF el 29 de noviembre de 2012.
14. NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el DOF el 24 de noviembre de 2008.
15. NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 9 de diciembre de 2010.
16. NOM-003-SEGOB-2011, Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar, publicada en el DOF el 23 de diciembre de 2011.
17. NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos, publicada en el DOF el 13 de mayo de 2013.
18. NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 1999.
19. NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas, publicada en el DOF el 2 de febrero de 1999.
20. NOM-007-SESH-2010, Vehículos para el transporte y distribución de Gas LP, publicada en el DOF el 11 de julio de 2011.
21. NOM-008-SCFI-2002, Sistema general de unidades de medida, publicada en el DOF el 27 de noviembre de 2002.
22. NOM-009-SESH-2011, Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba, publicada en el DOF el 8 de septiembre de 2011.
23. NOM-013-SEDG-2002, Evaluación de espesores mediante medición ultrasónica usando el método de pulso-eco, para la verificación de recipientes tipo no portátil para contener Gas L.P., publicada en el DOF el 26 de abril de 2002.
24. NOM-014-SCFI-1997, Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o gas LP, publicada en el DOF el 23 de octubre de 1999.
25. NOM-017-STPS-2008, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 9 de diciembre de 2008.

26. NOM-018-STPS-2000, Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo, publicada en el DOF el 27 de octubre de 2000.
27. NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías, publicada en el DOF el 25 de noviembre de 2008.
28. NOM-027-STPS-2008, Actividades de soldadura y corte. Condiciones de seguridad e higiene, publicada en el DOF el 7 de noviembre de 2008.
29. NOM-028-STPS-2012, Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.
30. NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión.- Seguridad, seguridad-alivio y alivio, publicada en el DOF el 8 de diciembre de 1997.

Capítulo 15 Bibliografía

Para la formulación de esta norma oficial mexicana de emergencia, se han tomado como fuentes relevantes, en lo conducente, normas de Pemex, así como estándares de reconocida validez internacional y amplia aplicación en la industria del transporte de hidrocarburos líquidos, mismas que se han adaptado a los requisitos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, así como al marco jurídico aplicable.

1. AGA Technical Report No. 10, Steady flow in gas pipelines fluid flow model.
2. ANSI/ASME B36.10M-2000 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
3. ANSI/ISA-84.00.01, Part 1 2004. Functional safety-Safety instrumented systems for the process industry sector.
4. ANSI/NFPA 70 "Código eléctrico nacional" (1993).
5. API 1104-1999, Welding of pipelines and related facilities.
6. API RP 2201, Prácticas seguras de perforación de tuberías en servicio en las industrias del Petróleo y Petroquímica
7. API 5L-2000, Specification for line pipe.
8. API RP 5LW-1996, Recommended practice for transportation of line pipe on barges and marine vessels.
9. API RP 5L1-1996, Recommended practice for railroad transportation of line pipe.
10. ASME B31.4, 2009, Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids.
11. ASME BPVC-2004, Boiler and Pressure Vessel Code, section I, section V, section VIII division I, section VIII division 2, section IX.
12. ASME B 16.1-1998, Cast iron pipe flanges and flanged fittings
13. ASME B 16.5-1996, Pipe flanges and flanged fittings.
14. ASME B 16.9-2001, Factory made wrought steel butt welding fittings.
15. ASME B 16.18-1984/Reaffirmed 1994, Cast copper alloy solder joint pressure fittings.
16. ASME B 16.22-1995, Wrought copper and copper alloy solder joint pressure fittings.
17. ASME B 16.25-1997, Buttwelding ends.
18. ASTM B 32; Standard specification for solder metal
19. ASME B31 Supplement, Code for pressure piping.- B31G - 2009 Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.
20. ASME B 16.33-1990, Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 125 psig, size ½"-2".
21. ASME B 16.34-1996, Valves flanged, threaded and welding end.
22. ASME B 16.38-1985/Reaffirmed 1994, Large metallic valves for gas distribution (manually operated NPS 2 ½" to 12", 125 psig max).
23. ASME B 16.40-1985 / Reaffirmed 1994, Manually operated thermoplastic gas shut-offs and valves in gas distribution systems.

24. ASTM A 53-1996, Standard specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless.
25. ASTM E 94-04(2010), Standard guide for radiographic examination.
26. ASTM A 106-1995, Standard specification for seamless carbon steel pipe for high temperature service.
27. ASTM A 120 "Tubos de acero negro y galvanizado con o sin costura para uso ordinario" (1984).
28. ASTM A 333/A 333M-1994, Standard specification for seamless and welded steel pipe for low temperature service.
29. ASTM A 372/A 372M "Especificación estándar para piezas forjadas de carbono y aleación de acero para recipientes ca presión de pared delgada" (1955).
30. ASTM A 381-1993, Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission systems.
31. ASTM A 671-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for atmospheric and lower temperatures.
32. ASTM A 672-1994, Standard specification for electric fusion welded steel pipe for high pressure service at moderate temperatures.
33. ASTM E 1032-06, Standard test method for radiographic examination of weldments.
34. ASTM D 2513-1999, Standard specification for thermoplastic gas pressure pipe, tubing and fittings.
35. ASTM D 2657; Standard practice for heat fusion joining of polyolefin pipe and fittings
36. CID-NOR-N-SI-0001, de Petróleos Mexicanos, requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte, edición 1998.
37. CSA Z662-07 Oil and gas pipeline systems, Canadian Standards Association, 2007 edition.
38. ISO 7005-1 tipo clase con ASME B16.5 ó ASME B16.47 Pipe flanges - Part 1: Steel flanges for industrial and general service piping systems.
39. MSS SP-44 "Bridas para Tuberías de Línea de Acero" (1991).
40. MSS-SP-75 "Estándares de conexiones para tuberías" (1988).
41. MSS-SP-58 "Soportes para tubería, diseño y materiales" (1983).
42. NFPA 69, Explosion Prevention Systems, 1992.
43. NFPA 328, Manholes, Sewers and Similar Underground Structures, 1992.
44. NFPA 5113, Cutting and Welding Processes, 1989.
45. NACE RP 0169-1996, Standard Recommended Practice. Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems.
46. NRF.03.0.02, de Petróleos Mexicanos, Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos (1990).
47. NRF-030-PEMEX-2009, Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.
48. US Department of Transportation, Title 49, Code of Federal Regulations, Part 192, Subpart O – Pipeline Integrity Management for Gas Transmission, 2009.

Bibliografía relacionada con las IRGE

49. American Bureau of Shipping, Subsea Pipeline Systems - Guide for Building and Classing, March 2008.
50. American Petroleum Institute, API Standard 2510, Design and Construction of Liquefied Petroleum Gas Installations, 8th Edition, May 2001.
51. American Petroleum Institute, API 2510A, Fire Protection Considerations for the Design and Operation of Liquefied Petroleum Gas (LPG) Storage Facilities, 2nd Edition, December 1996.
52. American Petroleum Institute, API 510, Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, 9th Edition, June 2006.

53. American Petroleum Institute, API Standard 620, Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks, 11th Edition, 2009.
54. American Petroleum Institute, API 6D, Specification for Pipeline Valves, 23rd Edition, March 2008, Effective Date: October 1, 2008.
55. American Petroleum Institute, API 510, Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration, 1997 Edition.
56. American Petroleum Institute, API RP 14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, 1991 Edition. Reaffirmed, March 2007.
57. American Petroleum Institute, API RP 14F, Recommended Practice for Design and Installation of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities, 2008 Edition.
58. American Petroleum Institute, API RP 14G, Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platforms, 2007 Edition.
59. American Petroleum Institute, API RP 14J, Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities, 2001 Edition. Reaffirmed, March 2007.
60. American Petroleum Institute, API RP 500, Recommended Practice for the Classification of Areas for Electrical Locations at Petroleum Facilities, 1997 Edition. Reaffirmed: November 2002.
61. American Petroleum Institute, API RP 1111, Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines, 2011 Edition. Errata 1, May 2011.
62. American Petroleum Institute, API RP 520, Part I 8th Edition, December 2008 y API RP 521, 2003 Edition. Reaffirmed: February 2011.
63. Det Norske Veritas, Offshore Standard DNV-OS-E403: Offshore Loading Buoys. Octubre, 2008
64. Ley Federal sobre Metrología y Normalización, Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de julio de 1992, texto vigente, última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación, 30 de abril de 2009.
65. Ley General de Asentamientos Humanos, Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de julio de 1993, texto vigente, última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación, el 9 de abril de 2012.
66. National Fire Protection Association, NFPA-30, Flammable and Combustible Liquids Code, 2008 Edition.
67. National Fire Protection Association, NFPA-58, Liquefied Petroleum Gas Code, 2011 Edition.
68. National Fire Protection Association, NFPA-70, Standard for Electrical Safety in the Workplace, 2011 Edition.
69. National Fire Protection Association, NFPA-72, National Fire Alarm Code and Signaling Code, 2010 Edition.
70. National Fire Protection Association, NFPA-10, Standard for Portable Fire Extinguishers, 2010 Edition.
71. National Fire Protection Association, NFPA-1221, Standard for the Installation, Maintenance and Use of Emergency Services Communications Systems, 2010 Edition.
72. National Fire Protection Association, NFPA-600, Standard on Industrial Fire Brigades, 2010 Edition.
73. National Fire Protection Association, NFPA-78, Safety Code for the Protection of Life and Property Against Lightning, 1997 Edition.
74. National Fire Protection Association, NFPA-51B, Standard for Fire Prevention During Welding, Cutting and Other Hot Work, 2009 Edition.
75. Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, texto vigente, publicado en el Diario Oficial de la Federación, 14 de enero de 1999.

México, Distrito Federal, a 18 de septiembre de 2014.- El Presidente, **Francisco J. Salazar Díez de Sollano**.- Rúbrica.- Los Comisionados: **Francisco José Barnés de Castro**, **Noé Navarrete González**, **Guillermo Zúñiga Martínez**.- Rúbricas.

Anexo I Diseño, Construcción, Seguridad, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Recepción, Guarda y Entrega (IRGE) que forman parte de los Sistemas de Transporte de GLP**ÍNDICE**

Tabla de contenido

Capítulo 1 Aspectos Generales

1.1 Objeto

1.2 Campo de aplicación

1.3 Términos y definiciones

Capítulo 2 Diseño y Construcción de Sistemas de almacenamiento de GLP

2.1 Sistemas de almacenamiento de GLP

2.2 Ubicación de los Sistemas de almacenamiento

2.3 Requerimientos de distancias mínimas

2.4 Ubicación de recipientes a presión y equipo

2.5 Sistema mecánico

2.6 Sistema de carga, trasiego y descarga de producto

2.7 Soldadura y procedimientos de soldadura

2.8 Sistema civil

2.9 Sistema de protección contra incendios

2.10 Sistemas de control

2.11 Sistema de paro de emergencia (PDE)

2.12 Sistema eléctrico

Capítulo 3 Diseño y construcción de Sistemas de almacenamiento de GLP refrigerado

3.1 Alcance

3.2 Ubicación

3.3 Distancias mínimas requeridas

3.4 Ubicación de tanques de almacenamiento de GLP refrigerados

3.5 Consideraciones térmicas

3.6 Sistema de refrigeración

3.7 Accesorios, válvulas y tuberías

Capítulo 4 Diseño y construcción de instalaciones marinas para recepción de GLP

4.1 Alcance

4.2 Muelles

4.3 Equipo eléctrico

4.4 Soldadura

4.5 Otras medidas de seguridad

4.6 Tuberías, válvulas y accesorios

4.7 Boyas

Capítulo 5 Operación de una IRGE

5.1 Personal calificado

5.2 Pruebas pre operativas, operativas y de desempeño

5.3 Manual de operación

5.4 Contenido del manual de operación

- 5.5 Procedimientos de operación
- 5.6 Puesta en servicio de tanques y recipientes para almacenamiento de GLP
- 5.7 Trasiego de GLP
- 5.8 Extracción de agua
- 5.9 Toma de muestras de GLP
- 5.10 Desfogue de gases no condensables
- 5.11 Sistema de control.
- 5.12 Desmantelamiento y retiro de uso y operación de las instalaciones.
- 5.13 Requisitos de operación para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.

Capítulo 6 Mantenimiento de las instalaciones de una IRGE

- 6.1 Manual de mantenimiento
- 6.2 Requisitos del manual de mantenimiento
- 6.3 Administración del mantenimiento
- 6.4 Mantenimiento de sistemas, componentes y equipos
- 6.5 Mantenimiento de tanques y recipientes para almacenamiento de GLP.
- 6.6 Mantenimiento de válvulas
- 6.7 Mantenimiento de los sistemas de control
- 6.8 Mantenimiento del sistema de protección contra incendios
- 6.9 Control de la corrosión
- 6.10 Superficies resistentes al fuego
- 6.11 Reparación de equipo de GLP
- 6.12 Trabajo en caliente
- 6.13 Autorización de trabajo
- 6.14 Sismo o evento meteorológico
- 6.15 Registros de mantenimiento
- 6.16 Mantenimiento del predio una IRGE
- 6.17 Requisitos de mantenimiento para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.

Capítulo 7 Seguridad en las instalaciones de una IRGE

- 7.1 Aspectos generales.
- 7.2 Inspección anual de seguridad de las instalaciones de una IRGE.
- 7.3 Plan de prevención y protección contra incendios
- 7.4 Capacitación.
- 7.5 Supervisión una IRGE y medidas contra terceros.
- 7.6 Señales y avisos para protección civil.
- 7.7 Código de identificación para tuberías.
- 7.8 Requisitos de seguridad para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.
- 7.9 Elaboración del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad.

Capítulo 8 Sistema de Administración de la Integridad aplicable a una IRGE

- 8.1 Aspectos generales
- 8.2 Sistema de Administración de la Integridad
- 8.3 Evaluación del Sistema de Administración de la Integridad
- 8.4 Notificación del reporte anual de incidentes.

Capítulo 1 Aspectos Generales

1.1 Objeto

El Anexo I tiene por objeto establecer las características y/o especificaciones, criterios y procedimientos mínimos que se deberán observar en lo relativo al diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de las instalaciones de recepción, guarda y entrega (IRGE), a que se refiere el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo en su artículo 2, fracción XXXVII, en donde se define a un Sistema de Transporte por Ductos como un “sistema formado por un ducto o conjunto de ductos, equipo de bombeo, reguladores, medidores e instalaciones de recepción, guarda y entrega de GLP para llevar a cabo el transporte por medio de ductos o el transporte por medio de ductos para autoconsumo”.

1.2 Campo de aplicación

Este Anexo I es aplicable a las IRGE que forman parte de un Sistema de transporte por ducto de GLP.

No es aplicable al diseño, construcción o reubicación de pozos de almacenamiento subterráneo, tanques de almacenamiento subterráneos o tanques de concreto para el almacenamiento de GLP, ni a instalaciones con una capacidad de almacenamiento total menor a 7.50 m³ (7,500 litros).

1.3 Términos y definiciones

Para efectos de este Anexo, se establecen los siguientes términos y definiciones:

1.3.1 Accidente mayor: En términos de lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012, Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas, el evento no deseado que involucra a los procesos y equipos críticos con sustancias químicas peligrosas, que origina una liberación incontrolada de las mismas o de energía, y que puede ocasionar lesiones, decesos y daños en el centro de trabajo, la población aledaña o el ambiente.

1.3.2 Almacenamiento refrigerado: Condición de un sistema en la que el GLP almacenado es enfriado a la temperatura de ebullición correspondiente a la presión interna del tanque de almacenamiento que, en este caso, es aproximadamente igual a la atmosférica.

1.3.3 Asentamiento humano: De conformidad con la Ley General de Asentamientos Humanos, es el establecimiento de un conglomerado demográfico, con el conjunto de sus sistemas de convivencia, en un área físicamente localizada, considerando dentro de la misma los elementos naturales y las obras materiales que lo integran.

1.3.4 Auto refrigeración: El efecto de enfriamiento que resulta de la vaporización del GLP cuando se libera a una presión más baja.

1.3.5 BLEVE (*Boiling liquid-expanding* vapor explosión, por sus siglas en inglés): Explosión de vapor en expansión que resulta de un líquido en ebullición.

1.3.6 Boya: Cuerpo flotante, normalmente de forma cilíndrica, equipada con un dispositivo de amarre y que permite el trasiego de producto entre el buque-tanque y las instalaciones de almacenamiento de GLP.

1.3.7 CRE o Comisión: La Comisión Reguladora de Energía.

1.3.8 Debe: Indica una condición que es obligatoria.

1.3.9 Envolvente: Material colocado alrededor de la pared metálica de un tanque de almacenamiento o recipiente a presión y que está compuesto por una o más capas entre las cuales puede colocarse un material aislante o protector con el fin de ocupar el espacio anular.

1.3.10 Estudio de riesgos: Documento que integra el análisis de riesgos elaborado mediante la aplicación de una metodología específica para identificar y evaluar los riesgos que las IRGE representan para la seguridad de las personas y sus bienes, las instalaciones o el equilibrio ecológico, así como las medidas de mitigación y administración de los riesgos identificados en caso de ocurrencia. Para efecto del cumplimiento de este Anexo, son equiparables y se podrán utilizar los análisis o estudios de riesgos aplicables por la regulación vigente a los sistemas de almacenamiento de GLP.

1.3.11 Gas licuado de petróleo (GLP o gas LP): Es el combustible compuesto primordialmente por butano y propano.

1.3.12 Ingeniería básica: Etapa de la ingeniería que consiste en la definición y especificaciones generales del proyecto, relativos al diseño y tecnologías que se seleccionarán en las diversas disciplinas de la ingeniería. A partir de esta información, se deben elaborar planos y memorias técnico-descriptivas, diagramas de flujo y diagramas de tuberías e instrumentación, en su caso, de cada uno de los siguientes sistemas: civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, protección catódica (en su caso), control distribuido, paro de emergencia, carga, trasiego y descarga de producto.

1.3.13 Ingeniería de detalle: Etapa de la ingeniería que consiste en el diseño definitivo y especificaciones detalladas para cada componente de una IRGE con base en la Ingeniería Básica. Debe incluir la información definitiva sobre diagramas de flujo, diagramas de tuberías e instrumentación, y planos de construcción y memorias técnico descriptivas de los sistemas civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, protección catódica (en su caso), control distribuido, paro de emergencia, carga, trasiego y descarga de producto.

1.3.14 Inicio de Operaciones: La etapa de desarrollo de una IRGE a partir de la cual el Permisionario presta el servicio de transporte de GLP por ductos.

1.3.15 Instalaciones: Elementos que forman parte de una IRGE, entre los que destacan: tanques o recipientes a presión, bombas, tuberías, válvulas, medidores y demás infraestructura requerida para la recepción, trasiego, almacenamiento y entrega de GLP.

1.3.16 IRGE: Las instalaciones de recepción, guarda y entrega, a que se refiere el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo en su artículo 2, fracción XXXVII, en donde se define a un Sistema de Transporte por Ductos como un "sistema formado por un ducto o conjunto de ductos, equipo de bombeo, reguladores, medidores e instalaciones de recepción, guarda y entrega de GLP para llevar a cabo el transporte por medio de ductos o el transporte por medio de ductos para autoconsumo". Las IRGE eestán constituidas principalmente por los sistemas civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, paro de emergencia, carga, trasiego y descarga de producto.

1.3.17 Líquido inflamable: Es cualquier sustancia que tenga una presión de vapor igual o menor a 347.7847 kPa, a 293.15 K (20°C), una fluidez mayor a 300 en asfalto, y una temperatura de inflamabilidad menor a 310.95 K (37.8°C, 100°F).

1.3.18 LFMN: La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.

1.3.19 Modificación técnica: Es la alteración que se lleva a cabo en las instalaciones de una IRGE que modifica el riesgo o altera la seguridad del mismo. Se exceptúan el remplazo de componentes o equipos idénticos.

1.3.20 Normas aplicables: Son las normas oficiales mexicanas (NOM), normas mexicanas (NMX) y, a falta de éstas las normas o lineamientos internacionales, y en lo no previsto por éstas, las normas, códigos y/o estándares extranjeros que sean adoptados por el solicitante de un permiso o permisionario y que sean aplicables al presente Anexo.

1.3.21 Pared Metálica: Conjunto de placas metálicas unidas entre sí que conforman un tanque de almacenamiento para contener al GLP.

1.3.22 Permisionario: El titular de un permiso de transporte de GLP por ductos, en términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

1.3.23 Permiso: El permiso de transporte de Gas LP por ductos, otorgado por la Comisión, en términos de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo y la regulación vigente aplicable.

1.3.24 Proyecto: Documento integrado por la ingeniería básica, las memorias técnico descriptivas, los diagramas de flujo, incluyendo diagramas de tuberías e instrumentación, así como por los planos de cada uno de los siguientes sistemas: civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, protección catódica (en su caso), control distribuido, paro de emergencia, carga, trasiego y descarga de producto de una IRGE.

1.3.25 Punto de inflamabilidad: Temperatura mínima de un combustible líquido a la cual se produce suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire, cerca de la superficie del líquido, dentro o fuera de cualquier recipiente.

1.3.26 Recipiente a presión: Los recipientes no transportables, ya sean esféricos o cilíndricos horizontales o verticales, que son construidos para almacenar GLP y que operan a una presión manométrica no menor a 103 kPa. Corresponden a los tipos A y E de la clasificación establecida en la NOM-009-SESH-2011, Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba (en lo sucesivo, la NOM-009-SESH-2011).

1.3.27 Recipiente esférico: Recipiente no transportable utilizado para almacenar GLP a presiones superiores a la atmosférica y que por su peso, capacidad, forma o dimensiones, debe ser construido en su sitio de ubicación. Corresponden al tipo E de la clasificación establecida en la NOM-009-SESH-2011.

1.3.28 Recipiente horizontal: Recipiente no transportable para almacenar GLP en el cual el eje longitudinal del recipiente queda dispuesto de manera paralela al piso nivelado en el que se instala su cimentación. Corresponden al tipo A de la clasificación establecida en la NOM-009-SESH-2011.

1.3.29 Recipiente vertical: Recipiente no transportable, para almacenar GLP, en el cual el eje longitudinal del recipiente queda dispuesto de manera perpendicular al piso nivelado en el que se instala su cimentación.

1.3.30 Seguridad: Condición de las instalaciones de una IRGE para funcionar bajo diferentes estados operativos que no pongan en peligro dichas instalaciones o incurran en eventos críticos o catastróficos, en apego a lo establecido en el capítulo 7 de este Anexo.

1.3.31 Tanque de almacenamiento: Recipiente no transportable diseñado para almacenar GLP a una presión cercana a la atmosférica hasta una presión manométrica de 103 kPa (15 psig).

Capítulo 2 Diseño y Construcción de las IRGE

2.1 Instalaciones de una IRGE

2.1.1 Esta sección establece las características y/o especificaciones, criterios y lineamientos mínimos a los que se deben sujetar el diseño y construcción de una IRGE. Es aplicable a aquellas instalaciones que sean diseñadas y construidas en fecha posterior a la entrada en vigor de esta Norma Oficial Mexicana y a aquéllos que, ya construidos bajo la regulación vigente en su momento, presenten a la Comisión una solicitud de autorización para realizar modificaciones técnicas, en términos de lo establecido en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

2.1.2 En el diseño de una IRGE se deberá considerar la cercanía con asentamientos humanos y con cualquier instalación o edificación que pudiera ocasionar una contingencia y daños a la población y a las instalaciones.

2.1.3 Para cada uno de los sistemas que integran una IRGE, se debe elaborar la Ingeniería Básica e Ingeniería de Detalle que contengan, entre otra información, los planos, los componentes principales, su localización y simbología, así como las memorias técnico-descriptivas en donde se detallen la descripción y ubicación de cada uno de los sistemas, criterios de diseño, cálculos, capacidades, códigos y normas utilizados, diagramas de flujo y de control e instrumentación. Las memorias técnico-descriptivas y planos de cada sistema deberán contener las firmas autógrafas, nombre y cédula profesional del proyectista, del representante legal del permisionario o solicitante y de la Unidad de Verificación o Tercero Especialista.

2.2 Ubicación de los Sistemas de almacenamiento

2.2.1 Las características de diseño que se establecen en este Anexo están dirigidas a propiciar un funcionamiento adecuado, con objeto de garantizar la seguridad e integridad de una IRGE y prevenir un Accidente mayor.

2.2.2 Para determinar la ubicación de una IRGE, se deberán tomar en cuenta las medidas de mitigación derivadas de un estudio de riesgos. Éste deberá considerar la cantidad de GLP que se va a almacenar, el número, distribución y tipo de tanques o recipientes a presión para almacenamiento que se van a instalar, el tipo de sistema contra incendios que va a utilizar, el tamaño de predio disponible, la proximidad de asentamientos humanos, el tipo y número de edificaciones vecinas, entre otros. Lo anterior, con el objeto de identificar los riesgos, posibles incidentes y sus consecuencias en las áreas colindantes.

2.2.3 El estudio de riesgos elaborado para una IRGE debe incorporar el evento más severo que se pueda presentar en el sistema. Dicho escenario debe determinarse mediante la aplicación de técnicas reconocidas de identificación de amenazas, probabilidad de ocurrencia y estimación de consecuencias.

2.2.4 En el estudio de riesgos se deben utilizar modelos computacionales de dispersión de vapores para estimar las distancias mínimas que se deben guardar entre las diversas instalaciones de una IRGE, a fin de limitar el riesgo de exposición de las instalaciones adyacentes.

2.2.5 Para la selección de la ubicación de una IRGE, además de lo establecido en la disposición 2.2.2 anterior, se deben considerar los factores siguientes:

- a) La proximidad con asentamientos humanos;
- b) La proximidad a las vías públicas;
- c) El riesgo de instalaciones adyacentes, en su caso;
- d) Las cantidades almacenadas de GLP y operaciones de trasiego;
- e) El desarrollo presente y planificado de zonas urbanas o industriales;
- f) La topografía del sitio, incluyendo las curvas de nivel y los datos del trazo y perfil del terreno;
- g) Las condiciones de vientos dominantes;
- h) La geotécnica del sitio;

- i) Valoración del peligro sísmico del sitio, donde se ubicará la IRGE, tomando en consideración el tipo de estructuras que se proyectan así como los efectos de sitio, en su caso;
- j) Valoración de efectos de Tsunamis, que puedan representar peligros de inundación en las instalaciones y zonas circundantes a las instalaciones, en su caso;
- k) Susceptibilidad del fenómeno de licuefacción de suelos en el sitio del proyecto, en su caso;
- l) La existencia de ríos y mantos acuíferos superficiales y subterráneos, en su caso;
- m) El acceso a las instalaciones en caso de emergencia y las rutas de evacuación;
- n) La disponibilidad de equipo, instalaciones para atender emergencias y servicios públicos requeridos en caso de presentarse un incidente;
- ñ) Los requerimientos para el recibo y envío de productos, y
- o) Las normas y reglamentos locales.

2.3 Requerimientos de distancias mínimas

2.3.1 Esta sección establece las distancias mínimas que se deben considerar en el diseño de la distribución de los equipos de una IRGE. Las distancias establecidas deben considerar el resultado del estudio de riesgos aludido en las disposiciones 2.2.2 al 2.2.4, en lo conducente, de este Anexo y modificarse en caso de resultar inadecuadas.

2.3.2 El espacio previsto entre instalaciones debe minimizar el potencial que fugas de GLP se enciendan, así como el riesgo de exposición al fuego de los recipientes a presión, los equipos o las instalaciones adyacentes.

2.3.3 Se debe considerar en el diseño la distancia mayor que resulte entre las mínimas propuestas y el resultado del estudio de riesgos.

2.3.4 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un recipiente a presión para almacenamiento de GLP con una capacidad determinada y el límite con un predio adyacente donde pudiera haber un asentamiento humano, se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un recipiente a presión de GLP y el límite de un predio adyacente donde exista un asentamiento humano.

Capacidad de agua de cada recipiente, m ³	Distancia mínima en metros
7.50-100	15
101-250	25
251-350	30
351-450	40
451 o mayor	60

2.3.5 Cuando en los predios adyacentes a una IRGE se ubiquen edificios públicos, educativos, guarderías/estancias, hospitales y lugares de reunión o de recreo, o instalaciones industriales, entre otros, se deben considerar medidas de protección adicionales. Esto debe ser congruente con el resultado del estudio de riesgos con objeto de garantizar la seguridad de las personas y sus bienes.

2.3.6 Las IRGE nuevas no se deben instalar en predios adyacentes a aquéllos donde se ubiquen edificios públicos, educativos, guarderías/estancias y hospitales, a menos que el estudio de riesgos demuestre que hay una distancia suficiente que garantice la seguridad de las personas y sus bienes en caso de presentarse un incidente.

2.3.7 La distancia horizontal mínima entre las tangentes verticales de las envolventes de dos recipientes a presión o entre la envolvente de un recipiente a presión y la envolvente de cualquier otro recipiente que contenga algún material peligroso o inflamable, en su caso, debe determinarse como sigue:

- a) Entre la tangente vertical de dos recipientes a presión, 1.5 m o la mitad del diámetro del tanque más grande; se tomará la distancia que resulte mayor.

- b) Entre la tangente vertical de dos recipientes a presión horizontales o entre la tangente vertical de uno horizontal y la tangente vertical de uno esférico o vertical, 1.5 m o tres cuartos del diámetro del tanque más grande; se tomará la distancia que resulte mayor.

2.3.8 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un recipiente a presión y la tangente vertical de la envolvente de cualquier otro tanque de almacenamiento no presurizado que contenga un líquido peligroso o inflamable, debe ser la siguiente:

- a) Si la otra instalación es de almacenamiento refrigerado, la separación debe ser tres cuartos del diámetro del tanque mayor;
- b) Si la otra instalación de almacenamiento es un tanque atmosférico y está diseñado para contener material con un punto de inflamabilidad de 38°C o menos, la separación debe ser equivalente al diámetro del tanque mayor;
- c) Si la otra instalación de almacenamiento es un tanque atmosférico y está diseñado para contener material con un punto de inflamabilidad mayor a 38°C, la separación debe ser equivalente a la mitad del diámetro del tanque mayor.

2.3.9 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un recipiente a presión o tanque de almacenamiento de GLP y construcciones para ocupación humana, dentro de una IRGE, debe determinarse como sigue:

- a) Si la construcción se utiliza como cuarto de control de la IRGE, la distancia debe ser 15 m.
- b) Si la construcción se utiliza exclusivamente para otros propósitos (no relacionados con el control de la IRGE), la separación debe ser 30 m.

2.3.10 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de recipiente a presión o tanque de almacenamiento de GLP y los equipos que no se cubren en las disposiciones 2.3.1 a 2.3.9, debe ser como sigue:

- a) 15 m para tanques de proceso;
- b) 30 m para quemadores u otro equipo que contenga flamas expuestas;
- c) 15 m para otro equipo de combustión, incluyendo los hornos de proceso y las calderas utilitarias;
- d) 5 m para las bombas que tomen succión de los tanques o recipientes para almacenamiento de GLP;
- e) 15 m para cualquier otro equipo rotativo;
- f) 15 m para las líneas de transmisión de energía eléctrica aérea y subestaciones eléctricas; la ubicación de las mismas debe ser tal que una ruptura de las líneas aéreas no ocasione que los extremos expuestos de los cables eléctricos caigan sobre ningún tanque o equipo;
- g) 15 m para instalaciones de carga y descarga de auto-tanques, semirremolques y carro-tanques;
- h) 30 m para canales de navegación, muelles y atracaderos;
- i) 15 m para motores estacionarios de combustión interna.

2.3.11 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un recipiente a presión y el borde de un área de contención de derrames para tanques de almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles, debe ser de al menos 5 m.

2.3.12 Si es necesaria la contención de derrames y se lleva a cabo mediante el uso de diques o paredes, el borde del área de contención de derrames para la determinación de las distancias mínimas se define como la línea central del dique o de la pared. Si la contención del derrame es mediante bordos, desniveles o canales, el borde del área de contención de derrames para la determinación de las distancias mínimas, se define como el borde externo del área mojada en el incidente considerado como criterio de diseño para la instalación de contención de derrames.

2.4 Ubicación de recipientes a presión y equipo

2.4.1 Los recipientes a presión destinados para el almacenamiento de GLP no deben ubicarse en:

- a) Construcciones o recintos cerrados;
- b) Dentro del área de contención de derrames de tanques de almacenamiento de otros líquidos inflamables o combustibles, en su caso;
- c) Dentro del área de contención de derrames para tanques de almacenamiento refrigerados.

2.4.2 Los compresores y las bombas que succionen de los recipientes a presión no deben ubicarse dentro del área de contención de derrames de ninguna instalación de almacenamiento.

2.4.3 Los recipientes a presión horizontales con capacidades de 45 m³ o mayores no deben ubicarse en grupos de más de seis tanques cada uno. Cuando se requiera instalar grupos múltiples de recipientes a presión tipo horizontales, cada grupo debe estar separado de los grupos adyacentes por una distancia mínima horizontal de 15 m considerando la tangente vertical de envoltente a envoltente. La configuración y ubicación de recipientes a presión en grupos es uno de los aspectos que deben determinarse mediante el estudio de riesgos a que hace referencia la disposición 2.2.2 de este Anexo.

2.4.4 Los recipientes a presión tipo horizontales deben instalarse de tal forma que sus ejes longitudinales no estén orientados hacia otras instalaciones tales como recipientes a presión, equipo de proceso, cuartos de control, instalaciones de carga o descarga, instalaciones de almacenamiento de líquidos inflamables o combustibles o instalaciones en los muelles o atracaderos ubicados en las cercanías de estos recipientes.

2.4.5 Los recipientes a presión esféricos, no deben ubicarse en grupos de más de seis tanques cada uno. Cuando se requiera instalar grupos múltiples de recipientes a presión esféricos, cada grupo debe estar separado de los grupos adyacentes por una distancia mínima horizontal de 30 m considerando la tangente vertical de envoltente a envoltente. La configuración y ubicación de recipientes a presión en grupos es uno de los aspectos que deben determinarse mediante el estudio de riesgos a que hace referencia la disposición 2.2.2 de este Anexo.

2.5 Sistema mecánico

2.5.1 Recipientes a presión para almacenamiento

Los recipientes a presión deben cumplir con las condiciones de diseño establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-009-SESH-2011, Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba, o en aquella que la sustituya.

2.5.1.1 Conexiones

2.5.1.1.1 El material de las conexiones bridadas de tuberías de proceso debe ser al menos de clase 300 del código ASME B16.5-2009 para las tuberías de proceso, de acuerdo a las normas aplicables. Todos los accesorios deben tener conexión de diámetro nominal de DN 20 (¾ de pulgada) como mínimo.

2.5.1.2 Recipientes a presión y tanques de almacenamiento reutilizados

2.5.1.2.1 Cuando un recipiente a presión previamente utilizado vaya a reubicarse o a usarse para el almacenamiento de GLP, es necesario que cuente con el dictamen que acredite el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana NOM-009-SESH-2011, Recipientes para Contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba, o con aquella que la sustituya, y debe ser evaluado, previo a su instalación, de acuerdo con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SEDG-2002, Evaluación de espesores mediante medición ultrasónica usando el método de pulso-eco, para la verificación de recipientes tipo no portátil para contener Gas L.P., o con aquella que la sustituya.

2.5.2 Tuberías, válvulas y accesorios

Esta sección establece los requisitos mínimos sobre el diseño de tuberías, válvulas y accesorios utilizados en las instalaciones de una IRGE.

2.5.2.1 Accesorios

2.5.2.1.1 Las conexiones entre tuberías de una IRGE deben fabricarse de acero sin costura y tener el mismo espesor de las tuberías a las que están unidas, estar soldadas a tope de penetración completa y cumplir con lo establecido en las Normas aplicables.

2.5.2.1.2 Los accesorios con extremos soldables como codos, tes y coples deben resistir una presión de trabajo mínima de 20.684 MPa (3000 psig). Los accesorios de hasta DN 40 (NPS 1 1/2), deben tener extremos de caja soldable; para diámetros mayores, se pueden usar extremos soldables biselados.

2.5.2.1.3 Se deben utilizar bridas con la clase correspondiente al rango de presión de trabajo. Las uniones soldadas cuello-brida de las conexiones deben ser de penetración completa a través de todo el espesor.

2.5.2.1.4 Los sellos a utilizarse entre conexiones de los elementos de una IRGE deben ser flexibles.

2.5.2.1.5 Los tapones deben fabricarse de acero al carbón.

2.5.2.2 Equipo de medición

2.5.2.2.1 En cada tanque de almacenamiento se deben instalar, como mínimo, los accesorios indicados en la NOM-009-SESH-2011, o aquella que la sustituya.

2.5.2.2.2 Los recipientes a presión deben contar con un medidor de nivel del líquido, conforme a lo establecido en la NOM-009-SESH-2011, o aquella que la sustituya.

2.5.2.2.3 Se debe proveer un sistema de alarma redundante para alto nivel que debe configurarse para dar al operador tiempo suficiente de detener el flujo antes que se exceda la altura máxima de llenado. La alarma debe ubicarse de forma tal que sea audible y visible.

2.5.2.2.4 En los recipientes a presión que tengan un sistema de corte/cierre de alto nivel, el dispositivo de corte debe ser adicional e independiente de la alarma de alto nivel especificada en la disposición 2.5.2.2.3 de este Anexo.

2.5.2.2.5 La altura máxima permisible de llenado de un recipiente a presión se debe establecer de forma que provea el espacio de vapor necesario para cualquier expansión térmica del líquido que pueda ocurrir una vez concluida la operación de llenado. Asimismo, dicha altura máxima se debe establecer de forma que, cuando un tanque de almacenamiento se encuentre lleno a ese nivel, a la mínima temperatura de almacenamiento, la expansión térmica del líquido no ocasione que se exceda el 98% del nivel total del líquido.

2.5.2.2.6 En los recipientes a presión no deben utilizarse indicadores de nivel de columna de vidrio, ni medidores de nivel de reflejo y mirilla.

2.5.2.3 Dispositivos de relevo de presión y de vacío

2.5.2.3.1 Las válvulas de relevo de presión y su instalación deben cumplir con lo establecido en la NOM-093-SCFI-1994 o con aquella que la sustituya, y en lo no previsto por ésta, con las Normas aplicables.

2.5.2.3.2 Cada recipiente a presión debe estar provisto con una o más válvulas de relevo de presión equipadas con resorte u operadas por piloto. La válvula o válvulas de relevo de presión deben estar calibradas a una presión de ajuste determinada a partir de la presión de operación. Los dispositivos de relevo de presión operados por piloto deben estar diseñados de forma tal que la válvula principal abra automáticamente y proteja al recipiente a presión en caso que la válvula piloto falle. Las válvulas operadas por piloto deben incluir un dispositivo para prevenir el contraflujo cuando exista la posibilidad de que la presión interna pueda caer por debajo de la atmosférica. Los recipientes a presión que puedan sufrir daños por el vacío interno deben incluir dispositivos de alivio de vacío. No se deben utilizar dispositivos de relevo de presión que operen por peso o con palanca.

2.5.2.3.3 Las válvulas de relevo de presión instaladas en los recipientes a presión deben estar diseñadas para proveer una capacidad de flujo adecuada para proteger dicho recipiente del exceso de presión debido a las causas siguientes: exposición al fuego, llenado excesivo, introducción de fluidos con presión de vapor superior a la de operación o no licuables en las tuberías y en los recipientes.

2.5.2.3.4 Las válvulas de relevo de presión deben instalarse de forma que provean una conexión directa al espacio de vapor y minimicen el arrastre de líquido durante un desfogue de vapor. Esto se debe lograr ubicando las conexiones de la válvula de relevo de presión tan cercanas como sea práctico a la parte superior del espacio de vapor.

2.5.2.3.5 Se debe impedir la manipulación del mecanismo de ajuste en las válvulas de relevo; si el mecanismo es externo, éste debe sellarse.

2.5.2.3.6 La tubería de entrada y de salida de la válvula de relevo de presión deben diseñarse de forma que exceda la capacidad nominal de la válvula, sin exceder los límites de caída de presión permisibles.

2.5.2.3.7 El sistema de relevo de presión debe protegerse contra el cierre de cualquier válvula de bloqueo que se encuentre instalada entre el recipiente a presión y dicha válvula de relevo de presión, o entre la válvula de relevo de presión y la salida del venteo de descarga. Esta protección se puede lograr mediante una de las siguientes acciones:

- a) Se debe instalar el número adecuado de válvulas de relevo de presión y de vacío en el recipiente para permitir que cada una se aisle individualmente a fin de realizar pruebas o dar mantenimiento a la vez que se conserva la capacidad de desfogue requerida. No se debe aislar más de una válvula de relevo de presión o de vacío a la vez.
- b) En caso de requerirse sólo una válvula de relevo, se deben conectar al recipiente por separado dos válvulas de relevo cada una a través de una válvula manual. Dichas válvulas manuales deben tener un mecanismo que impida cerrar las dos válvulas a la vez. Como alternativa, se pueden conectar dos válvulas de relevo a través de una válvula de tres vías manual de forma que siempre esté conectada una válvula de relevo de presión o de vacío al recipiente a presión.

2.5.2.3.8 El vástago de cualquier válvula de compuerta instalada en el sistema de relevo de presión debe estar en una posición horizontal o por debajo de la línea central.

2.5.2.3.9 Las válvulas de relevo de presión deben contar con un certificado de calibración.

2.5.2.4 Desfogues

2.5.2.4.1 Las líneas de desfogue, es decir las líneas para la liberación del exceso de vapores de GLP, deben ser conducidas a un espacio abierto o a un sistema de quemador elevado. Los desfogues directos a la atmósfera son inaceptables cuando haya la posibilidad que el GLP líquido pueda liberarse hacia la atmósfera, a menos que el desfogue sea a través de válvulas de alivio térmico.

2.5.2.4.2 Para prevenir la descarga de GLP líquido procedente de los desfogues atmosféricos, se deben implementar medidas de diseño y operativas adecuadas, entre otras, el apagado automático de las operaciones de llenado antes de llegar a una condición de llenado en exceso.

2.5.2.4.3 Se deben proteger los desfogues de descarga en contra de daños mecánicos.

2.5.2.4.4 Los desfogues de descarga deben diseñarse para soportar cualquier impulso que se presente durante dicho desfogue. El punto de descarga no debe ubicarse a menos de 3 m por arriba de la plataforma de operaciones.

2.5.2.4.5 La descarga debe realizarse hacia un área que presente las características siguientes:

- a) Evite el impacto de flamas sobre los recipientes a presión, tuberías, equipo y otras estructuras.
- b) Evite la entrada de vapor hacia el interior de los espacios cerrados.
- c) Se encuentre por arriba del nivel de la cabeza de cualquier persona en la zona de almacenamiento, recipientes a presión contiguos, escaleras, plataformas o el suelo.

2.5.2.5 Registro entrada-hombre

2.5.2.5.1 Las características de diseño e instalación de los registros entrada-hombre de los recipientes a presión deben apegarse a lo establecido en la NOM-009-SESH-2011, o en aquella que la sustituya.

2.5.2.6 Escaleras y plataformas

2.5.2.6.1 Los perfiles estructurales de las escaleras, plataformas, barandales, guardas, bastidores y soportes, deben ser diseñados para la carga viva máxima especificada, más la carga muerta y las cargas ocasionales.

2.5.2.6.2 Los peldaños de escaleras marinas deben ser espaciados entre sí a un máximo de 305 mm, manteniendo el mismo espaciamiento durante toda la longitud de la escalera.

2.5.2.6.3 El piso de las plataformas debe ser de rejilla estándar con solera de 3.2 mm x 25.4 mm como mínimo, galvanizada por inmersión en caliente, fijada al bastidor de la plataforma y diseñada para permitir la remoción del piso, sin desmantelamiento de componentes del tanque, tuberías e instrumentos, entre otros; lo anterior, de conformidad con las Normas aplicables.

2.5.2.6.4 El piso de las plataformas debe ser una superficie uniforme, nivelada, libre de obstrucciones, desniveles, herrajes o cualquier otro que impida el avance o provoque el tropiezo.

2.5.2.6.5 El bastidor que enmarca el piso de la plataforma debe tener un desnivel mínimo de 150 mm con respecto del nivel del piso.

2.5.2.6.6 Las escaleras marinas deben ser de salida frontal o lateral paralela entre la escalera y plataforma, con peldaño al mismo nivel que el de la plataforma, libres de obstrucciones al paso, con puerta de seguridad libre de mantenimiento, de cierre por gravedad y sin bloqueo o candado.

2.5.2.6.7 El ancho mínimo de plataformas para operación y mantenimiento es de 1 200 mm, pero no menos de 700 mm de espacio libre entre cualquier accesorio y el barandal de la plataforma. Para plataformas de descanso o cambio de dirección de escaleras, el ancho mínimo debe ser 900 mm. La localización y arreglo de las plataformas debe ser tal que dé acceso (piso) a todas las boquillas de instrumentos, entradas hombre, o cualquier otro accesorio al que se le deba dar mantenimiento o deba ser operado.

2.5.2.7 Válvulas de corte

2.5.2.7.1 Las válvulas de corte primarias para un recipiente a presión (específicamente las válvulas más cercanas al recipiente que puedan cortar el flujo) deben ser fabricadas de acero de conformidad con las Normas aplicables.

2.5.2.7.2 Las válvulas de bola deben cumplir con los requerimientos de las Normas aplicables. Las válvulas de corte deben ubicarse tan cercanas al recipiente como sea práctico, de preferencia lo más cercana a la boquilla de la pared metálica del tanque. Se debe tomar en cuenta el fácil acceso a las válvulas de corte para fines de operación y mantenimiento.

2.5.2.7.3 Todas las válvulas de corte que se ubiquen en boquillas instaladas por debajo del nivel máximo del líquido deben diseñarse para proveer una indicación visual de la posición de la válvula y mantener un sello adecuado bajo condiciones de incendio.

2.5.2.7.4 Cuando la capacidad del recipiente a presión exceda 35 m³, todas las válvulas de corte en la entrada y la salida de las tuberías ubicadas por debajo del nivel máximo de líquido deben cerrar de manera automática en forma inmediata ante una exposición al fuego o fuga. Esta condición requiere la protección contra incendios mediante el sistema de control. Las válvulas deben operarse manualmente en el sitio donde se encuentren instaladas.

2.5.2.7.5 Las válvulas con tuercas unión o de bonete atornillado no deben utilizarse a menos que estén equipadas con retenedores de bonete o que los bonetes estén soldados con puntos.

2.5.2.7.6 No deben instalarse válvulas que se encuentren entre dos bridas unidas mediante pernos largos expuestos, a menos que dichas válvulas tengan cuerpos del tipo de orejeta que cubran los pernos.

2.5.2.7.7 Se deben instalar válvulas de retención del lado de la descarga de todas las bombas.

2.5.2.7.8 Se deben instalar válvulas de alivio térmico adecuadas para las líneas de líquidos que puedan quedar bloqueadas entre dos válvulas de corte.

2.5.2.7.9 Cualquier otro equipo que pueda quedar bloqueado entre dos válvulas de corte debe incluir protección contra las sobrepresiones ocasionadas por la expansión térmica del líquido.

2.5.2.7.10 Cuando exista la posibilidad de que quede atrapado líquido en las cavidades de las válvulas, se deben instalar mecanismos de alivio de presión.

2.5.2.8 Tuberías

2.5.2.8.1 Los sistemas de tuberías a que hace referencia Anexo deben cumplir con las Normas aplicables.

2.5.2.8.2 Las tuberías utilizadas en una IRGE deben ser sin costura.

2.5.2.8.3 Se deben tomar en cuenta los aspectos siguientes en uniones de tuberías:

- a) Minimizar el número de uniones de cualquier tipo entre el tanque de almacenamiento y la primera válvula de bloqueo.
- b) Utilizar uniones soldadas entre componentes de tuberías y conexiones.
- c) Emplear uniones bridadas en conexiones con equipos y válvulas.
- d) Utilizar uniones de caja soldable, a tope, o bridadas en las uniones en tuberías con diámetros menores a DN 50 (NPS 2).
- e) Debe evitarse el uso de conexiones roscadas. En su caso, sólo se pueden aplicar para la conexión de instrumentos y accesorios especiales aguas abajo de las válvulas de bloqueo y sus diámetros deben estar entre DN 20 (NPS ¾) y DN 40 (NPS 1 ½) y Cédula 80.

2.5.2.8.4 Las tuberías fabricadas de materiales que estén sujetos a fallas por fragilidad como el acero al carbono deben tener los espesores de pared mínimos siguientes:

Diámetro nominal	Espesor nominal
Menores de DN 50 (NPS 2)	Cédula 80
Desde DN 50 hasta 125 (NPS 2 a 5)	Cédula 40
DN 150 (NPS 6)	Espesor de pared de 0.25 NPS
Desde DN 200 hasta 300 (NPS 8 a 12)	Cédula 20
Desde DN 350 (NPS 14) y mayores	Cédula 10

2.5.2.8.5 Las tuberías fabricadas de materiales que no estén sujetos a fallas por fragilidad, como el acero inoxidable, deben tener los espesores de pared mínimos siguientes:

Diámetro nominal	Espesor nominal
Hasta DN 20 (NPS ¾)	Cédula 80S
DN 25 (NPS 1) DN 40 NPS 1½ y DN 50 (NPS 2)	Cédula 40S
Mayores de DN 50 (NPS 2)	Cédula 10S

2.5.2.8.6 Se debe realizar un análisis de flexibilidad a las tuberías empleadas en una IRGE mediante métodos formales de cálculo, el cual tome en cuenta al menos lo siguiente:

- a) Asentamientos de los recipientes a presión o movimiento de las cimentaciones
- b) Expansión o contracción de los tanques y tuberías por los cambios de temperatura
- c) Viento, sismo y movimiento del suelo
- d) Vibración por equipo recíprocante como compresores.
- e) Selección, ubicación y tipo de soportes de la tubería incluidos en los cálculos de flexibilidad.
- f) En tuberías que corren paralelas, se deben revisar las condiciones de expansión y contracción en condiciones de paro y en operación.
- g) Las expansiones se deben controlar con curvas de tuberías y no con juntas de expansión.
- h) Enfriamiento o calentamiento de las conexiones de descarga, conexiones para venteos o cabezales de carga y descarga.
- i) Los resultados de los cálculos del análisis de flexibilidad deben incluir los datos precisos de la tubería: datos de entrada de materiales, diámetros, isométricos, temperaturas, presión, entre otros.

2.5.2.8.7 Los cabezales ubicados en muelles deben diseñarse de forma que permitan el movimiento de las tuberías en la dirección de la expansión o la contracción, excepto en los puntos de anclaje necesarios.

2.5.3 Bombeo y compresión

2.5.3.1 Las bombas y los dispositivos de carga deben dimensionarse para proporcionar tasas de flujos adecuadas para la capacidad de la instalación. Se debe asegurar que las tasas de flujo den al operador tiempo suficiente para seguir el curso de las operaciones de carga y descarga en todo momento, y apagar la instalación antes que los recipientes a presión se vacíen completamente o antes que éstos se llenen más allá del nivel máximo.

2.5.3.2 Las bombas pueden ser centrífugas, recíprocantes, de engranes o de otro tipo diseñado para manejar GLP. El material de construcción de las bombas debe tener las propiedades para resistir de manera segura la presión máxima operativa del sistema y ser químicamente compatible con el producto almacenado.

2.5.3.3 Las bombas centrífugas deben contar con sellos mecánicos dobles. Se puede usar otro tipo de bombas mientras impidan emisiones de GLP a la atmósfera en caso de falla.

2.5.3.4 Las bombas de desplazamiento positivo deben contar con un dispositivo de alivio de presión adecuado en el lado de la descarga, a menos que se tomen otras previsiones para la protección del equipo.

2.5.3.5 Los compresores para carga y descarga de GLP deben considerar la presión máxima de salida a la cual van a operar, el mantenimiento, las condiciones ambientales, de seguridad y diseño del proceso en el que opera.

2.5.3.6 Cada conexión de descarga de un compresor centrífugo debe estar equipada con una válvula de retención.

2.5.3.7 Se debe evaluar cada compresor centrífugo para condiciones que puedan causar una sobrepresión y, si se requiere, se le debe proveer de un dispositivo de alivio.

2.5.3.8 Cada compresor de desplazamiento positivo debe estar equipado con un dispositivo de alivio de presión en el lado de la descarga.

2.5.3.9 Se debe instalar un separador de líquidos dimensionado de manera adecuada, inmediatamente aguas arriba de los compresores. El separador debe estar equipado con un dispositivo de alto nivel del líquido para apagar el compresor.

2.5.4 Especificaciones particulares para las instalaciones que reciban y entreguen GLP por ducto terrestre y/o marino.

2.5.4.1 Toda la tubería terrestre deberá cumplir con lo establecido en la disposición 2.5.2.8 y, en su caso, con la 2.6.12.3, de este Anexo. Asimismo, los brazos y mangueras para instalaciones marinas deberán cumplir con lo establecido en la disposición 2.6.7 de este Anexo.

2.5.4.2 Patín de regulación y medición

2.5.4.2.1 Las IRGE que reciban y entreguen GLP por ducto terrestre y/o marino, deben contar con patín de regulación y medición.

2.5.4.2.2 Se debe colocar aislamiento eléctrico a la entrada y salida del patín de regulación y medición.

2.5.4.2.3 El patín de regulación y medición debe contar con los accesorios necesarios para el monitoreo de las variables de flujo, densidad, temperatura y presión, a fin de que las señales generadas en estos dispositivos sean concentradas en el cuarto de control.

2.5.4.2.4 Se deben instalar detectores de mezclas explosivas en las instalaciones del patín de regulación y medición.

2.5.4.2.5 Se deberá observar una distancia mínima de las tangentes de los recipientes a presión al ducto troncal del sistema de transporte de 150 m.

2.5.4.3 Interconexión entre IRGES

2.5.4.3.1 En caso que existan dos IRGE interconectadas por medio de un ducto, dicha interconexión deberá cumplir con lo establecido en la disposición 2.5.4.1 de este Anexo.

2.6 Sistema de carga, trasiego y descarga de producto**2.6.1 Alcance**

2.6.1.1 Esta sección cubre el diseño y construcción de instalaciones que transfieren GLP de las siguientes maneras:

- a) Desde un ducto a la zona de almacenamiento.
- b) Desde un auto-tanque, semirremolque o de un carro-tanque, así como de instalaciones marinas a instalaciones de almacenamiento.
- c) Desde la zona de almacenamiento a un auto-tanque, semirremolque o carro-tanque, así como a instalaciones marinas.
- d) Desde la zona de almacenamiento a un ducto.

2.6.2 Diseño

2.6.2.1 El sistema de trasiego debe incorporar un medio para interrumpir de forma rápida y efectiva el flujo de GLP en caso de una emergencia. Los sistemas de trasiego deben diseñarse de forma que impidan o restrinjan incrementos de presión que pongan en riesgo la integridad de las instalaciones cuando el flujo en cualquiera de sus direcciones sea suspendido.

2.6.3 Mangueras y otros conectores flexibles para el trasiego de producto

2.6.3.1 Las mangueras deben fabricarse de materiales resistentes al GLP, ya sea que se encuentre en la fase líquida o en la fase de vapor. Cuando se utilice cable trenzado como refuerzo, dicho cable debe estar fabricado de materiales resistentes a la corrosión como el acero inoxidable.

2.6.3.2 Las mangueras, conexiones de mangueras y conectores flexibles que se utilicen para transferir GLP, ya sea líquido o vapor a presiones que excedan de 35 kPa (5 psia), deben cumplir con los criterios especificados en las disposiciones 2.6.3.3 a 2.6.3.6 de este Anexo.

2.6.3.3 Las mangueras deben estar diseñadas para una presión manométrica de trabajo mínima de 2.4 MPa (350 psig) y una presión manométrica de ruptura mínima de 12 MPa (1750 psig).

2.6.3.4 Las mangueras deben marcarse a intervalos de no más de 3 m con la leyenda "GLP" o "Gas LP".

2.6.3.5 Después de instalar las conexiones, los accesorios de las mangueras deben probarse a una presión no menor a la máxima presión de operación establecida para el sistema dentro del cual serán instaladas. Antes de cada uso, los ensambles o montajes de las mangueras deben inspeccionarse visualmente en busca de daños o defectos y probarse por lo menos anualmente a cualquiera de lo que resulte mayor, la presión máxima de descarga de la bomba o la presión establecida de la válvula de alivio.

2.6.3.6 Las mangueras deben ser sustituidas conforme a su vida útil recomendada por el fabricante.

2.6.4 Protección para mangueras

2.6.4.1 Las mangueras deben protegerse de las condiciones climáticas y daños físicos. Se debe prestar particular atención a evitar la formación de hielo en las partes corrugadas de la manguera metálica.

2.6.5 Soporte de los brazos o mangueras de carga

2.6.5.1 Se deben tomar las medidas para proporcionar el soporte adecuado de las mangueras o brazos de carga.

2.6.5.2 Para el diseño de los contrapesos, se debe considerar el peso de la acumulación de hielo en las mangueras o brazos que no estén aislados.

2.6.6 Conexiones de tubería flexible

2.6.6.1 Cada conexión de tubería flexible debe tener la capacidad de resistir una presión de prueba de 1.5 veces la presión del diseño de la instalación de la IRGE a la cual se encuentra integrada.

2.6.6.2 Las mangueras o conexiones flexibles que se utilicen en la carga y descarga de GLP de los auto-tanques, semirremolques o carro-tanques, deben estar equipadas con una válvula para el purgado o desfogue después del cierre de las válvulas de bloqueo de los extremos. La instalación y dimensiones de dicha válvula deben permitir la disposición segura del GLP. Se permite el uso de conectores secos que no requieran venteo.

2.6.7 Mangueras y brazos para instalaciones marinas

2.6.7.1 El diseño de las mangueras y brazos debe permitir mantener una conexión segura en todas las condiciones de posición y movimiento relativo entre el muelle y el buque, ocasionados por el cambio de las mareas y de la carga del buque, así como las oscilaciones producidas por el oleaje, entre otras causas.

2.6.7.2 Las mangueras que se usen para conducir deben estar diseñadas para las condiciones de temperatura y de presión requeridas, así como estar aprobadas para el servicio de transferencia y diseñadas para una presión de ruptura no menor de cinco veces la presión de servicio. Las mangueras deben cumplir con las Normas aplicables.

2.6.7.3 Se deben usar mangueras metálicas flexibles o tubos y conexiones giratorias, cuando se prevean temperaturas de operación inferiores a -51°C.

2.6.7.4 Los brazos de carga y descarga de los buque-tanques deben tener alarmas que indiquen cuando se está llegando al límite de extensión.

2.6.7.5 Se deben instalar los medios adecuados de soporte de la manguera y el brazo de descarga. En los contrapesos se debe tener en cuenta la formación de hielo en las mangueras y brazos no aislados.

2.6.7.6 En las mangueras se debe instalar un Sistema de Paro de Emergencia (PDE) de conformidad con las Normas aplicables.

2.6.7.7 Se debe instalar un sistema de Desconexión Rápida de Emergencia (DRE) de conformidad con las Normas aplicables.

2.6.7.8 Se debe disponer de un sistema de comunicaciones en los lugares de descarga y recepción para mantener el contacto con el personal relacionado con dicha operación de descarga y recepción. Están permitidas las comunicaciones por teléfono, altavoces, radio o señales luminosas.

2.6.8 Identificación de válvulas en los sistemas de carga y descarga.

2.6.8.1 Cuando en una instalación de carga o descarga se maneje más de un producto, las líneas deben designarse de forma que el operador pueda identificar las diversas líneas y válvulas sin tener que rastrearlas hasta su fuente o destino.

2.6.9 Equipo de medición utilizado en las operaciones de carga y descarga.

2.6.9.1 Cuando se usen medidores de líquidos para medir el volumen de GLP que se está transfiriendo de un contenedor a otro o que se esté transfiriendo hacia o desde una línea de tuberías, los medidores y el equipo accesorio deben instalarse de conformidad con las Normas aplicables.

2.6.10 Odorización del GLP

2.6.10.1 Las instalaciones de una IRGE diseñadas para transferir GLP a auto-tanques, semirremolques, carro-tanques y buque-tanques, deben contar con equipo que le permita agregar odorizante, en caso de que dicho hidrocarburo no cuente con él.

2.6.10.2 Niveles y requisitos de odorización

2.6.10.2.1 El GLP debe ser odorizado de conformidad con las Normas aplicables, de modo que una concentración preestablecida de gas en el aire sea fácilmente perceptible por el operador de la IRGE.

2.6.10.3 El sistema de odorización debe cumplir con lo siguiente:

- a) No debe ser nocivo para las personas, materiales y conductos;
- b) Los productos de combustión del odorante no deben ser tóxicos cuando son aspirados, ni corrosivos o dañinos para aquellos materiales con los que estén en contacto.
- c) El odorante no debe ser soluble en agua en una cantidad mayor que 2,5 partes por 100 en peso.
- d) Todo producto utilizado para odorante de Gas LP deberá contar con su ficha de seguridad, donde se indicarán las medidas de seguridad que deben considerarse durante la manipulación y almacenamiento del producto.

2.6.10.4 Equipos de odorización

2.6.10.4.1 El equipo de odorización debe introducir el odorante sin variaciones amplias en su concentración. Un equipo debe tener las características siguientes:

- a) Suministrar el odorante en forma proporcional con el volumen de gas emitido, constante con las condiciones de presión y temperatura del ambiente o gas.
- b) Utilizar tecnología probada.
- c) Tener resistencia a la corrosión.
- d) Adecuarse a los distintos niveles de caudal exigidos por la operación de la IRGE.

2.6.10.5 Todos los equipos utilizados deberán estar calibrados y mantenerse de acuerdo con las recomendaciones indicadas por el fabricante. Los registros de las tareas de calibración y mantenimiento deberán estar disponibles para su verificación periódica y ser del conocimiento del personal a cargo de los mismos. Estas actividades deberán formar parte del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de la IRGE.

2.6.11 Manómetros

2.6.11.1 Se deben proveer manómetros en suficientes puntos de las líneas de líquidos y de vapor para monitorear la presión de operación y las diferencias de presión de manera constante a fin de garantizar una operación segura.

2.6.12 Sistema de protección contra la corrosión

2.6.12.1 Los sistemas de protección contra la corrosión, deben cumplir con lo establecido en las Normas aplicables.

2.6.12.2 Se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo para la protección contra la corrosión atmosférica de recipientes a presión, soportes, tuberías y accesorios instalados de forma superficial.

2.6.12.3 Protección catódica

2.6.12.3.1 Si las instalaciones de la IRGE tienen tuberías de acero enterradas y/o sumergidas se debe aplicar el control de corrosión externa de conformidad con lo especificado en el Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.

2.6.12.4 Protección mecánica

2.6.12.4.1 La memoria del sistema de protección mecánica debe incluir:

- a) El tipo de recubrimiento anticorrosivo.
- b) La información técnica del recubrimiento anticorrosivo referente a las especificaciones, el control de calidad y la evaluación del laboratorio acreditado de acuerdo a la LFMN.
- c) El procedimiento de aplicación, que incluya la preparación de la superficie, aplicación de primario, enlace y acabado.
- d) Las actividades de inspección; antes, durante y después de aplicado el sistema.

2.7 Soldadura y procedimientos de soldadura

2.7.1 Toda la soldadura de un tanque y sus componentes a presión deben realizarse utilizando un procedimiento previamente calificado y efectuado por soldadores u operadores capacitados de acuerdo con lo establecido en la NOM-009-SESH-2011, o con aquella que la sustituya.

2.7.2 Todas las juntas soldadas sujetas a presión deben cumplir con lo establecido en la NOM-009-SESH-2011, o con aquella que la sustituya.

2.7.3 Las placas de respaldo temporales pueden ser usadas en soldaduras de un sólo lado. Las placas deben ser de la misma composición del material base y removidas después de cumplida su función. Asimismo, la superficie debe ser acondicionada y examinada por partículas magnéticas o líquidos penetrantes de acuerdo con lo establecido en la norma o estándar de fabricación antes de cualquier radiografiado o tratamiento térmico.

2.7.4 Las juntas verticales no deben ser colineales, pero deben ser paralelas entre sí en una distancia mínima de 5 veces el espesor de la placa.

2.7.5 Las placas del fondo de los tanques de almacenamiento refrigerado deben soldarse con un filete continuo a lo largo de toda la unión. Las placas del fondo deben llevar bayonetas para un mejor asiento de la placa, a menos que se use una solera de respaldo.

2.7.6 Se deben usar soldaduras continuas en todas las juntas que por su localización puedan ser susceptibles de corrosión o que puedan causar oxidación en la pared del tanque de almacenamiento refrigerado.

2.7.7 Las placas del techo deben soldarse a traslape por el lado superior con un filete continuo igual al espesor de las mismas.

2.7.8 Las placas del techo deben soldarse al perfil de coronamiento del tanque de almacenamiento con un filete continuo por el lado superior únicamente; el tamaño del filete debe ser igual al espesor más delgado.

2.8 Sistema civil

El predio donde se pretenda construir la IRGE debe contar como mínimo con acceso consolidado que permita el tránsito seguro de vehículos. Los predios colindantes y sus construcciones deben estar libres de riesgos potenciales que impacten negativamente en la seguridad de las instalaciones.

2.8.1 Cimentaciones y soportes para recipientes a presión y tuberías relacionadas

2.8.1.1 Las estructuras de soporte deben fabricarse de uno o de una combinación de los materiales siguientes:

- a) Mampostería reforzada.
- b) Concreto reforzado.
- c) Placa de acero, tuberías o perfiles estructurales.

2.8.2 Cimentación de recipientes

2.8.2.1 El diseño de la cimentación debe basarse en información sobre la capacidad de carga y propiedades de asentamiento del suelo.

2.8.2.2 La cimentación deben diseñarse para limitar el asentamiento del tanque de almacenamiento y evitar tensiones excesivas tanto en el tanque como en las tuberías conectadas.

2.8.2.2.1 Se debe monitorear el asentamiento del recipiente a presión durante la prueba hidrostática.

2.8.2.3 La parte inferior de la cimentación debe encontrarse por debajo de la línea de congelación o del nivel freático y por debajo de las alcantarillas o líneas cercanas donde exista la posibilidad de presentarse fugas o deslaves que pudieran resultar de un asentamiento de la cimentación.

2.8.3 Cargas sobre la estructura de soporte

2.8.3.1 En el diseño de la estructura de soporte se deben tomar en consideración las cargas siguientes:

- a) Estáticas durante la construcción, más viento, hielo y cargas de nieve previstas.
- b) Estáticas durante las pruebas con agua, más las cargas correspondientes a viento, hielo y de nieve.
- c) Estáticas durante la operación (incluyendo la carga que resulte de la aplicación de la protección contra incendios) más las combinaciones de viento, hielo, nieve y cargas por sismo que resulten aplicables.
- d) Aquellas resultantes de la expansión y contracción del tanque de almacenamiento debido a la presión interna y a los cambios de temperatura.
- e) Aquellas resultantes del asentamiento diferencial a lo largo de las estructuras y cimentaciones de soporte.
- f) Estáticas y dinámicas durante el mantenimiento y las operaciones.

2.8.4 Diseño de los soportes

2.8.4.1 El diseño de los soportes de los recipientes a presión debe considerar movimientos de expansión y contracción, ocasionados por la presión interna y el cambio de temperatura de la pared metálica.

2.8.4.2 Se debe proporcionar flexibilidad a las tuberías acopladas para evitar esfuerzos excesivos en las boquillas del tanque y en las tuberías asociadas, ocasionadas por el movimiento del tanque.

2.8.4.3 Las secciones sujetas a presión en los recipientes a presión deben evitar estar en contacto con los soportes y áreas de protección contra incendios fabricadas de concreto o de mampostería, ya que esos puntos de contacto pueden ser sitios donde se presente corrosión externa. Si esos puntos de contacto existen, deben identificarse e inspeccionarse periódicamente.

2.8.4.4 La protección ignífuga en los soportes no debe cubrir la totalidad del soporte hasta la unión de la envolvente del tanque de almacenamiento y para evitar la penetración de agua a través de esta unión se deberán instalar botaguas que sobresalgan de la protección ignífuga y soldarse con cordón continuo.

2.8.5 Cargas sobre la pared metálica del recipiente a presión.

2.8.5.1 En el diseño de los soportes de un recipiente a presión se deben considerar las cargas inducidas sobre su pared metálica, entre otras:

- a) Las fuerzas secundarias que resulten de las variaciones de temperaturas de operación.
- b) Las tensiones debidas a presiones ocasionadas por pruebas y por operación.
- c) Las cargas debidas al líquido almacenado.
- d) Las cargas ocasionadas por las tensiones en la tubería.
- e) Las cargas ocasionadas por los soportes.
- f) Las cargas ocasionadas por oleaje del líquido dentro del recipiente a presión (en zonas sísmicas).

2.8.6 Miembros diagonales (contraventeos)

2.8.6.1 Los miembros diagonales (contraventeos) que se utilizan para arriostrar las columnas verticales, no deben acoplarse directamente a un recipiente esférico a presión, a menos que en el diseño de éste se tomen las medidas adecuadas para soportar las cargas resultantes.

2.8.7 Silletas

2.8.7.1 Cuando un recipiente horizontal a presión esté soportado por silletas se debe considerar en el diseño lo siguiente:

- a) Utilizar dos pilares.
- b) Evaluar la forma en que se instalarán los soportes con objeto de obtener una distribución uniforme de la tensión en la pared metálica del tanque.
- c) Adaptar la configuración de las silletas a las placas de respaldo acoplada al tanque.
- d) Instalar las placas de respaldo entre la pared metálica del recipiente a presión y los soportes;
- e) Soldar las placas referidas en la disposición anterior a la envolvente del tanque de manera continua después de haber eliminado la humedad de las áreas bajo las placas.
- f) Utilizar placas de respaldo en donde sea necesario; en este supuesto, dichas placas deben prolongarse más allá de los límites de las silletas de soporte a fin de ayudar a distribuir las cargas en el mismo.
- g) Sólo una de las dos silletas debe tener barrenos oblongos para el anclaje para facilitar los movimientos del tanque resultado de la expansión y contracción del mismo, ocasionados por los cambios de temperatura y presión interna.

2.8.8 Instalación de grupo de recipientes a presión

2.8.8.1 En las IRGE donde vayan a instalarse recipientes a presión en grupo, se pueden utilizar cimentaciones/bases continuas. En dichos casos, la carga de las bases debe calcularse para varias combinaciones de cargas probables, tal como la carga que ocurre cuando recipientes a presión adyacentes se encuentran llenos y aquella que ocurre cuando recipientes alternos están llenos.

2.8.8.2 Los pilares continuos no deben utilizarse en instalaciones con recipientes a presión en grupo sin que se incorporen medidas específicas para el drenaje.

2.8.9 Anclaje

2.8.9.1 En sitios donde exista el riesgo de inundación, los recipientes esféricos y cilíndricos horizontales deben ir anclados a la cimentación o al soporte a fin de evitar la flotación en caso de una inundación.

2.8.9.2 El anclaje de los recipientes esféricos y cilíndricos horizontales a la cimentación o al soporte debe proveerse de forma que resista la fuerza del viento, cargas por sismo y el movimiento inducido por las variaciones en la temperatura.

2.8.9.3 El anclaje del recipiente a presión a la cimentación o al soporte debe resistir cualquier fuerza hacia arriba ejercida por el agua sobre la superficie del recipiente en caso de inundación.

2.8.10 Faldones para recipiente a presión verticales

2.8.10.1 Cuando los recipientes a presión verticales estén soportados por faldones, éstos deben incluir una sola abertura para fines de inspección o acceso.

2.8.10.2 Las aberturas en los faldones deben reforzarse cuando se requiera evitar la deformación o los esfuerzos excesivos en el faldón ocasionados por las cargas impuestas.

2.8.11 Drenaje

2.8.11.1 Se debe contar con drenajes independientes según se especifique en las Normas aplicables.

2.8.11.2 El diseño debe considerar cunetas dentro de las áreas de proceso o adyacentes a ellas, para la recolección de aguas pluviales y contra incendios; la pendiente mínima aceptable debe ser de 0.005 m por metro de cuneta sin revestir y de 0.003 m por metro de cuneta revestida. La profundidad mínima debe ser de 7.5 cm y la máxima de 30 cm, el ancho máximo de la cuneta debe ser de 1.5 m.

2.8.11.3 El sistema de drenaje utilizado para derrames debe diseñarse para evitar que el líquido derramado de un tanque de almacenamiento fluya debajo de algún otro tanque y con ello se minimice el riesgo potencial a las tuberías, en general, por el GLP derramado en caso de presentarse un incendio.

2.8.11.4 El terreno debajo y alrededor de un tanque que se utilice para almacenar GLP debe nivelarse para permitir el drenado de cualquier derrame de líquidos hacia un área segura alejada del tanque de almacenamiento y de las tuberías.

2.8.11.5 Para facilitar el drenaje de líquidos, tanto de derrame como de tipo pluvial dentro del área de almacenamiento, se permite utilizar paredes, diques, zanjas o canales.

2.8.11.6 Cualquier sistema de drenaje instalado debe incluir una válvula de compuerta ubicada en una posición accesible fuera del área de contención de derrames. Esta válvula se debe mantener normalmente cerrada. El sistema de drenaje puede ser de los tipos siguientes:

- a) Una alcantarilla sellada a vapor dentro del área de contención de derrames que descargue a un sistema de drenaje cerrado fuera de dicha área.
- b) Un tubo a través del dique o de la pared que descargue hacia un sistema de drenaje que se encuentre fuera del área de contención.

2.8.11.7 El sistema de drenaje debe impedir que el contenido del tanque de almacenamiento penetre a los cursos de agua natural y a los sistemas que no tengan la capacidad de contener GLP de manera segura.

2.8.11.8 Cuando las líneas de drenaje estén sujetas mediante cualquier tipo de soporte que no esté acoplado directamente al tanque de almacenamiento, debe proporcionarse la flexibilidad adecuada en las líneas para asimilar el asentamiento diferencial.

2.8.11.9 Deben minimizarse los esfuerzos impuestos a la boquilla del tanque de almacenamiento por las líneas de drenaje.

2.8.11.10 Las líneas de drenaje de agua y líneas pequeñas similares deben soportarse adecuadamente o fabricarse con la suficiente resistencia para ser autosoportadas bajo las condiciones operativas de la IRGE.

2.8.11.11 Se deben minimizar las tensiones impuestas al tanque de almacenamiento ocasionadas por las líneas de drenaje.

2.8.11.12 Se debe considerar protección contra el congelamiento para todas las líneas de drenaje y puntos probables de recolección de agua.

2.8.11.13 En condiciones de operación anormales, como las que pueden ocurrir en lugares con bajas temperaturas, se debe considerar la protección contra congelamiento en las líneas de recolección de agua.

2.8.12 Contención de derrames.

2.8.12.1 Se debe analizar si existen condiciones que propicien que el GLP líquido se acumule en el piso. En tal caso, se requiere un área de contención de derrames y un embalse remoto para confinamiento de dichos derrames. Las condiciones que propician que el GLP líquido se acumule en el piso son, entre otras, las siguientes:

- a) La composición del GLP, por ejemplo, una mezcla rica en butano y pentano.
- b) Las condiciones climáticas en el sitio donde se ubican las instalaciones del sistema, por ejemplo, temporada invernal con temperaturas bajo 0 °C.

2.8.12.2 El área de contención de derrames debe cumplir con los requisitos de los numerales 2.8.12.3 al 2.8.12.6

2.8.12.3 El sitio en el que se instalen recipientes a presión debe incluir instalaciones de contención de derrames para evitar la acumulación de material inflamable debajo o cerca de un tanque de almacenamiento de GLP. El terreno localizado debajo y alrededor del tanque debe diseñarse con una pendiente adecuada, entre 1% y 1.5%, para drenar cualquier derrame hacia un área segura alejada del tanque.

2.8.12.4 En la selección de los materiales de todos los componentes, incluyendo los soportes estructurales de una instalación de contención de derrames de GLP, se deben considerar los efectos del choque térmico asociados con los derrames de GLP (tal como el choque que resulte de la temperatura de autorrefrigeración).

2.8.12.5 La contención de derrames debe ser mediante confinamientos remotos del material derramado o mediante diques en el área circundante al tanque de almacenamiento.

2.8.12.6 El área de contención y de drenaje no debe contener ningún otro equipo, a excepción del establecido en este Anexo.

2.8.12.7 Contención/Confinamiento remoto

2.8.12.7.1 Si se utiliza confinamiento remoto para contener un derrame, la instalación correspondiente debe diseñarse de acuerdo con los requerimientos que se dan en las disposiciones 2.8.12.7.2 a 2.8.12.7.5 de este Anexo.

2.8.12.7.2 La nivelación del área debajo y circundante a los recipientes a presión debe dirigir cualquier fuga o derrame de líquidos al área de confinamiento remoto.

2.8.12.7.3 Para facilitar el drenaje del área dentro de las paredes o diques, se permite utilizar registros, zanjas o canales.

2.8.12.7.4 El área de confinamiento remoto debe ubicarse, cuando menos, a 15 m de los tanques o recipientes para almacenamiento que descarguen hacia ella y de cualquier tubería u otro equipo que maneje hidrocarburos.

2.8.12.7.5 La capacidad de retención del área de confinamiento remoto debe ser al menos 25% del volumen del tanque mayor que drene hacia ella.

2.8.12.8 Diques

2.8.12.8.1 Cuando se utilicen diques alrededor del recipiente a presión para la contención de derrames, el área del dique debe diseñarse de acuerdo con los requerimientos prescritos en las disposiciones 2.8.12.8.2 a 2.8.12.8.10 de este Anexo.

2.8.12.8.2 En el caso de conjuntos de 4 esferas, el dique de contención debe abarcar la totalidad de los recipientes a presión y el canal del drenaje pluvial debe estar ubicado a la mitad del dique.

2.8.12.8.3 El piso debajo y alrededor de los recipientes a presión debe tener una pendiente entre el 1 por ciento y el 1.5 por ciento para que los líquidos escurran al canal de drenaje pluvial y evitar que se acumulen en la sombra abajo de los recipientes.

2.8.12.8.4 Dentro del área con diques, la pendiente debe permitir que los derrames se acumulen en un punto alejado del recipiente a presión y de la tubería que se localice dentro de dicha área.

2.8.12.8.5 Para grupos de dos esferas, así como para esferas aisladas, el dique de contención debe rodear los recipientes y el canal del drenaje pluvial se debe ubicar a un costado y a todo lo largo del muro del dique.

2.8.12.8.6 Si el GLP se va a almacenar en recipientes a presión horizontales, una sola área con diques puede prestar servicio a un grupo de recipientes a presión.

2.8.12.8.7 La capacidad de retención del área con diques debe ser al menos 25% del volumen que se encuentre dentro del recipiente mayor. Si el hidrocarburo almacenado en el recipiente tiene una presión de vapor menor a 689 kPa a 310.95 K (100 psia a 100 °F), la capacidad de retención del área con diques debe ser al menos 50% del volumen que se encuentre dentro del recipiente mayor.

2.8.12.8.8 Se deben proporcionar retenciones mayores debido a las condiciones climáticas o a las propiedades físicas del hidrocarburo en el área de diques, en aquellos sitios donde la vaporización esperada sea menor de la indicada por la presión del vapor del hidrocarburo. También se pueden proporcionar retenciones mayores cuando más de un tanque de almacenamiento se encuentre localizado dentro de la misma área con diques.

2.8.12.8.9 Cuando se utilicen diques como parte del sistema de contención de derrames, la altura mínima debe ser de 0.60 m medidos a partir del nivel del piso para recipientes a presión, y de 1,80 m máximo medidos a partir del nivel de piso de la zona de contención para el caso de las IRGE con sistemas de almacenamiento refrigerados. En el diseño se debe considerar la hermeticidad de los diques y prohibir el paso de tuberías y ductos eléctricos ajenos a los recipientes a presión, contenidos en el interior de dicho dique. Para conservar la hermeticidad de los muros de un dique, en el cruce de tuberías, se debe sellar el claro alrededor de las tuberías, así como de las uniones de las paredes o juntas de expansión de muros de contención, con materiales resistentes al ataque de los hidrocarburos y al fuego.

2.8.12.8.10 Cualquier confinamiento con dique o pared que se utilice para la contención de GLP debe incluir medidas adecuadas para el acceso (tales como escaleras para el personal y rampas para los vehículos, si se requieren), estar diseñado para permitir su libre ventilación y construirse de forma que retenga el líquido derramado. Los confinamientos deben diseñarse para impedir el acceso no autorizado de vehículos motorizados.

2.9 Sistema de protección contra incendios

2.9.1 Generalidades

2.9.1.1 Las instalaciones de las IRGE deben contar con un sistema de protección contra incendios. Las medidas de protección contra incendios deben basarse en un estudio de riesgos que considere las condiciones locales, exposición viable al fuego, disponibilidad de abastecimiento de agua, así como de la eficacia de las brigadas e instalaciones contra incendios. El análisis debe incluir escenarios de incidentes posibles pero realistas que puedan suscitarse, incluyendo escenarios de emisión de vapor, ignición e incendio.

2.9.2 Acceso para el combate contra incendios

2.9.2.1 La configuración de la IRGE, incluyendo el arreglo y ubicación de las vías de acceso, pasillos, puertas y equipo operativo para dicho sistema, debe diseñarse para que el personal y equipo contra incendio ingresen rápidamente a las instalaciones a cualquier área afectada por el fuego. La configuración de la IRGE debe permitir el acceso desde al menos dos ubicaciones distintas y ponerse especial atención al diseño de las salidas de emergencia.

2.9.3 Uso del agua contra incendios

2.9.3.1 Las instalaciones de una IRGE deben estar provistas de un sistema de agua contra incendios.

2.9.4 Diseño del sistema

2.9.4.1 El diseño del sistema de agua contra incendios debe apegarse a lo establecido en las disposiciones 2.9.4.2 a 2.9.4.21 de este Anexo.

2.9.4.2 Se debe instalar un sistema de agua contra incendios que forme un circuito alrededor del área de almacenamiento y de entrega/recepción de GLP.

2.9.4.3 Para el diseño del sistema contra incendio en área de recipientes se debe considerar el incendio en uno de ellos y el enfriamiento de los recipientes esféricos comprendidos en un radio de 2.5 veces su diámetro. Cada recipiente debe contar con sistema de enfriamiento independiente y diseñarse de tal forma que, en caso de incendio, el recipiente se deberá mojar totalmente y el resto de los recipientes deberán enfriarse mediante el sistema del hemisferio superior. El enfriamiento del recipiente esférico deberá ser seccionado por hemisferios (superior e inferior).

2.9.4.4 Se debe contar con un sistema de bombeo de agua contra incendios constituido por bombas centrífugas de alimentación principal y de relevo, accionando la primera con un motor eléctrico y la segunda con un motor de combustión interna. Como alternativa se puede configurar el sistema con motores de combustión interna en su totalidad. Se pueden tener dos motores eléctricos, prescindiendo del de combustión interna en caso de existir planta eléctrica de emergencia exclusiva para la alimentación del sistema de bombeo de agua contra incendios. Se debe contar, adicionalmente, con una bomba para mantener presurizado todo el sistema.

2.9.4.4.1 Las bombas, motores e instrumentos del sistema de agua contra incendios deberán ser de uso exclusivo para este fin, por lo que no se deben emplear para otros servicios.

2.9.4.4.2 El sistema de bombeo de agua contra incendios debe ser de uso exclusivo para este servicio y proporcionar una presión mínima de 689 kPa (100 psig) en el punto de descarga hidráulicamente más desfavorable, medido en su punto de salida.

2.9.4.4.3 La suma de la presión neta de cierre de la bomba a gasto nulo más la presión máxima de succión estática ajustada por elevación, no debe ser mayor a la presión para la cual están diseñados los componentes del sistema de agua contra incendios.

2.9.4.4.4 El diseño del arreglo entre las bombas y las tuberías de succión, se debe efectuar de tal forma que exista espacio suficiente para facilitar la operación, la inspección y mantenimiento de los equipos.

2.9.4.4.5 El cabezal de succión que alimenta a dos o más bombas de agua contra incendios, instaladas para operar simultáneamente, debe estar diseñado para conducir el 150 por ciento de la suma del gasto nominal de todas las bombas principales en conjunto, a una velocidad de flujo que no exceda de 4.60 m/s (15 pies/s), en tanto que la tubería de succión de cada bomba en particular debe permitir el manejo del 150 por ciento de la capacidad nominal de dicha bomba, también a una velocidad que no exceda de 4.60 m/s (15 pies/s). Esta velocidad debe ser calculada dentro de una longitud de 10 diámetros de la tubería antes de la brida de succión de la carcasa de la bomba.

2.9.4.5 Se debe diseñar una casa de bombas para ubicar al sistema mencionado en la disposición 2.9.4.4 la cual debe ser construida con materiales no combustibles y localizada en áreas libres de afectaciones ocasionadas por explosión, impacto, fuego, inundación, sismo, tormentas de viento, congelamiento y vandalismo, entre otras. Adicionalmente, su ubicación debe estar apartada de las zonas de riesgo identificadas en la instalación. Debe tener un mínimo de dos accesos, libres de obstáculos cuyas dimensiones deben facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos.

2.9.4.6 En los sitios en donde durante el año se presenten temperaturas ambiente recurrentes inferiores a 5° C, se deben proveer los medios para mantener la temperatura en la casa de bombas por arriba de ésta. Asimismo, se debe contar con luz natural y artificial, esta última conforme a lo establecido en la NOM-025-STPS-2008 o en aquella que la sustituya. Se debe proveer de iluminación de emergencia, con luces fijas accionadas por medio de baterías específicas para este fin.

2.9.4.7 Se deben incluir suficientes válvulas de aislamiento en la red de distribución contra incendio para evitar la pérdida operativa ocasionada por una sola ruptura en la línea principal de agua. Cuando una sección averiada de dicha red se aisle para su reparación, las válvulas de bloqueo se deben disponer de forma que todas las áreas de una IRGE se puedan proteger con una porción del sistema principal de agua contra incendios. Dicho sistema debe estar diseñado para garantizar la tasa de flujo y cobertura adecuada de los equipos protegidos.

2.9.4.8 La capacidad del sistema debe ser al menos igual a la cantidad de agua que se requiera para enfriar el tanque mayor al que se esté protegiendo (si varios recipientes a presión están en un sistema de aspersión o de diluvio fijo activado en forma común se considerará la capacidad de este sistema), más la cantidad requerida para enfriar los recipientes a presión adyacentes, más la capacidad de reserva para tres flujos de enfriamiento adicionales de 950 litros por minuto por un tiempo mínimo de cuatro horas.

2.9.4.9 Cuando se determine la capacidad del sistema de agua contra incendios mediante el requerimiento de almacenamiento de GLP, se permitirá que el sistema se seccione para reducir los requerimientos simultáneos máximos de agua.

2.9.4.10 Se debe contar con tanques o cisternas para almacenar el agua contra incendios requerida en la disposición 2.9.4.8, los cuales deben ser atmosféricos, de techo fijo, con venteo y recubrimiento interno, en su caso. La localización del o los tanques o cisternas de almacenamiento de agua contra incendios, debe ubicarse de tal forma que no estén expuestos al fuego o ubicados en zonas de riesgo que puedan afectar su integridad, con base en el cálculo de círculos de afectación por incendio.

2.9.4.11 La cimentación o base de la instalación del tanque o cisterna de almacenamiento de agua contra incendios, se debe diseñar conforme a los estudios de mecánica de suelos y cálculos estructurales para resistir el peso del propio tanque y del agua que contendrá a su máxima capacidad de llenado y minimizar los asentamientos diferenciales.

2.9.4.12 El DN de las tuberías que se utilicen para las líneas principales y los ramales hacia los hidrantes debe ser al menos 150 mm (NPS 6). Los ramales hacia los sistemas de diluvio, hidrantes o de aspersión pueden ser de menor DN, siempre que los cálculos hidráulicos muestren que el DN seleccionado cubrirá la demanda de agua de diseño a la presión requerida.

2.9.4.13 El sistema de agua contra incendios debe ser funcional en todas las estaciones del año y tener la capacidad de entregar el 100% de la tasa de diseño. Dicho sistema debe ser protegido de manera adecuada en contra de congelación, en donde sea necesario.

2.9.4.14 La red de distribución de agua contra incendios debe diseñarse de forma tal que por lo menos el 50% del agua requerida por el incidente más severo pueda entregarse cuando cualquier sección independiente de la línea principal de agua esté fuera de operación.

2.9.4.15 La red de distribución de agua contra incendios puede ser a nivel superficial, subterránea o en trinchera. La configuración de la red debe ser planeada de tal manera que se considere mitigar los riesgos que comprometan la integridad mecánica de dicha red por radiación, sobre presión por explosión, impactos por vehículos u otros factores.

2.9.4.16 Cuando el diseño de la red de agua contra incendios sea superficial en su totalidad o en tramos, queda prohibido ubicar esta sección en el mismo corredor de tuberías de otras instalaciones de la IRGE.

2.9.4.17 La red de agua contra incendios debe contar con válvulas de seccionamiento, tomas para camión-cisterna (toma siamesa), tomas para monitores o hidrantes y alimentación a sistemas de aspersión.

2.9.4.18 En las zonas de almacenamiento y manejo de GLP debe haber exclusivamente tomas tipo monitor o hidrante.

2.9.4.19 La velocidad de flujo del agua contra incendios en la red debe ser, cuando se trate de agua dulce, como máxima 6 m/s (20 ft/s), en tanto que para agua salada, dicha velocidad debe ser como máxima 4.60 m/s (15 ft/s).

2.9.4.20 El sistema de agua contra incendios debe diseñarse para suministrar el enfriamiento requerido por medio de anillos y/o sistemas de riego por aspersión en la periferia de la envolvente del tanque, así como al equipo protegido, y alcanzar las tasas de diseño de entrega de agua en el sistema en un lapso de 60 segundos de su activación.

2.9.4.21 Los sistemas de agua contra incendio deben probarse para verificar que su desempeño sea conforme a lo diseñado. Dado que la capacidad de la red de distribución de agua se puede deteriorar gradualmente debido a la acumulación de depósitos sólidos en las líneas principales, se debe utilizar un coeficiente de Hazen-Williams no mayor de 100 para las tuberías de acero no recubiertas.

2.9.5 Métodos de aplicación de agua contra incendios

2.9.5.1 Los tanques de almacenamiento y recipientes a presión deben protegerse mediante sistemas de diluvio, hidrantes fijos o sistemas de aspersión de agua. Adicionalmente, podrán contar con monitores. Se podrá utilizar equipo portátil, pero éste no debe ser un método primario para la aplicación de agua.

2.9.5.2 Sistema de diluvio

2.9.5.2.1 Un sistema de diluvio es aquél en que el agua se aplica en la parte superior del recipiente a presión o tanque de almacenamiento y se le permite escurrir por los costados. Cuando se selecciona un sistema de diluvio para proteger instalaciones de almacenamiento de GLP, éste debe incluir las características de diseño que se describen en las disposiciones 2.9.5.2.2 a 2.9.5.2.10 de este Anexo. El caudal de agua necesario para enfriar el tanque de almacenamiento circulará por esta tubería y se distribuirá en forma homogénea por medio del plato difusor o sistema de aspersión. En la parte inicial de la tubería se debe instalar una válvula automática de diluvio del mismo diámetro que permita la apertura/cierre por medio de una activación remota o local enclavada a un interlock de seguridad. Adicionalmente, se debe instalar una válvula de cierre antes de cada válvula de diluvio.

2.9.5.2.2 El sistema debe diseñarse para que el agua fluya de manera uniforme sobre toda la superficie del recipiente a presión o tanque de almacenamiento. La cobertura de agua debe determinarse mediante pruebas de desempeño del sistema.

2.9.5.2.3 El diseño se debe realizar considerando el área o equipo a proteger, así como la presión y densidad de aplicación requeridas. Esto resulta necesario para determinar y seleccionar la cantidad de boquillas, distribución, ubicación de éstas y el ángulo de cobertura; lo anterior, debe estar soportado en los cálculos hidráulicos y un levantamiento físico o de barrido digital en tres dimensiones (scanner) que permita efectuar la simulación hidráulica con los patrones geométricos a diferentes presiones, ubicaciones y distancias de las boquillas seleccionadas.

2.9.5.2.4 La tubería y conexiones que alimentan a los sistemas de aspersión deben resistir la presión máxima de trabajo, pero no se deben diseñar con accesorios para condiciones de trabajo de clase 150 y tubería de cédula 40.

2.9.5.2.5 Las válvulas de control automático de los sistemas de aspersión deben incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Sistema de detección mediante la instalación de un tipo o una combinación de los siguientes detectores: humo, mezclas explosivas o fuego. La selección de estos sistemas debe ser de acuerdo al área o equipo a proteger y su instalación debe cumplir con las recomendaciones del fabricante, permitiendo su accesibilidad para inspección, pruebas y mantenimiento.
- b) Sistema de alarmas que deben contar con dispositivos visibles y audibles, manuales o automáticos como semáforos con luces que indiquen el área y evento detectado, cornetas, sirenas o parlantes.
- c) Sistema de activación automático mediante un medio neumático, hidráulico, eléctrico o una combinación de éstos, los cuales deben permitir su activación remota y manual local.

2.9.5.2.6 Si se utilizan vertederos hidráulicos para mejorar la distribución, éstos deben estar equipados con drenajes para evitar el estancamiento de agua, ya que esto puede propiciar la corrosión.

2.9.5.2.7 Las tuberías que se utilicen para la distribución del agua de las líneas principales deberán tener un diámetro de al menos DN 75 (NPS 3), si las memorias de cálculo así lo determinan.

2.9.5.2.8 Las boquillas de distribución de agua montadas en la parte superior del recipiente deben ser de al menos DN 40 (NPS 1½), y estar provistas con aspersores, deflectores o vertederos hidráulicos para lograr una adecuada distribución del agua.

2.9.5.2.9 El sistema se debe poder operar manualmente desde una ubicación segura que se encuentre fuera del área de contención del derrame y a una distancia mínima de 15 m del tanque de almacenamiento que se esté protegiendo.

2.9.5.2.10 La ubicación de la válvula activa debe marcarse de manera clara. En aquellos sitios de la IRGE en donde las operaciones no estén atendidas por personal o se encuentren parcialmente atendidas, se deben proporcionar métodos suplementarios de sistemas de activación, como son la operación automática o remota. Cuando el sistema sea operado en forma automática o remota, se deberá proporcionar, adicionalmente, una válvula de desvío de diámetro nominal y de operación manual en una ubicación que también sea accesible y segura.

2.9.5.3 Hidrantes fijos

2.9.5.3.1 Los hidrantes y monitores de agua conectados en forma permanente a la red de distribución de agua contra incendios deben ser del tipo elevado para la protección y aplicación de agua de enfriamiento a la envolvente de los recipientes a presión, desde la parte externa de los diques, en su caso. Se deben colocar estratégicamente y contar con válvula de apertura rápida (tipo hidráulica), boquilla regulable y dos tomas con válvulas de bloqueo. Cuando se seleccione protección mediante hidrantes, el sistema debe incluir las características de diseño que se describen en las disposiciones 2.9.5.3.2 a 2.9.5.3.6 de este Anexo.

2.9.5.3.2 Sin importar el método de aplicación de agua contra incendios que se use, la ubicación de los hidrantes se debe disponer de forma que cada tanque de almacenamiento pueda ser alcanzado desde al menos dos direcciones por tres flujos de enfriamiento, como mínimo, de los cuales ninguno utilice más de 30 m de manguera.

2.9.5.3.3 Toda la superficie de cada tanque de almacenamiento debe ser alcanzada con flujos desde los hidrantes.

2.9.5.3.4 Cada hidrante y/o monitor debe estar accesible durante un incendio o ser activado y controlado en forma remota.

2.9.5.3.5 Las boquillas del hidrante y/o monitor deben ser ajustables para aspersión o flujo recto, según se requiera; lo anterior, a fin de proporcionar la cobertura más eficaz al tanque protegido.

2.9.5.3.6 En climas gélidos, se deben proteger los hidrantes de manera adecuada para evitar el congelamiento del agua.

2.9.5.4 Sistemas de aspersión de agua

2.9.5.4.1 Un sistema de aspersión de agua utiliza muchas boquillas dispuestas en un patrón de red para distribuir el agua uniformemente sobre el recipiente a presión o tanque de almacenamiento. Cuando se seleccione un sistema de aspersión para la protección de las instalaciones de una IRGE, éste debe incluir las características de diseño que se describen en las disposiciones 2.9.5.4.2 a 2.9.5.4.7 de este Anexo.

2.9.5.4.2 El sistema debe diseñarse de forma que el agua se aplique uniformemente sobre toda la superficie del recipiente a presión o tanque de almacenamiento que pudiese quedar expuesta al fuego. Debe tomarse en cuenta la forma en que el agua escurre por la superficie del recipiente a presión o tanque de almacenamiento.

2.9.5.4.3 El sistema de aspersión debe ser de cabezal abierto con todas las boquillas instaladas en la parte superior del ramal de abastecimiento; cada ramal debe derivarse de la parte superior de la línea principal del sistema de distribución de agua. El tamaño del orificio de aspersión debe ser de al menos 6 mm.

2.9.5.4.4 El sistema debe poder operarse manualmente desde una ubicación segura que se encuentre fuera del área de contención del derrame, a una distancia mínima de 15 metros del tanque de almacenamiento al que se esté protegiendo. La ubicación de la válvula activa debe marcarse de manera clara. En aquellos sitios de una IRGE donde las operaciones no sean atendidas por personal o estén parcialmente atendidas, se deben considerar métodos alternos para la activación del sistema, tales como la operación automática o remota. Cuando al sistema se le opere de manera remota o automática, también se debe instalar la válvula de relevo de capacidad nominal, de operación manual, en una ubicación accesible y segura.

2.9.5.4.5 Las conexiones del sistema de limpieza deben instalarse de forma tal que permitan la limpieza del sistema de aspersión a intervalos periódicos. También se deben proveer conexiones accesibles para drenajes situados en puntos bajos.

2.9.5.4.6 El diámetro de las tuberías se debe determinar basándose en cálculos hidráulicos. Las tuberías de las líneas principales de distribución de agua deben ser al menos DN 80 (NPS 3). Las tuberías para los ramales a los aspersores deben ser al menos DN 20 (NPS ¾).

2.9.5.4.7 Se debe instalar un filtro de flujo total en la línea principal de suministro de agua al sistema de aspersión para detener las partículas que puedan obstruir los aspersores. Las aberturas de la criba no deben ser mayores a 6 mm o menores si así se requiere. El filtro debe tener conexión de desfogue con válvula. La instalación debe contar con dos líneas con filtro de flujo completo en paralelo. Las tuberías aguas abajo de los filtros deben ser de acero galvanizado para evitar la obstrucción como resultado de oxidación de las boquillas de los aspersores.

2.9.5.5 Equipo portátil

2.9.5.5.1 El equipo portátil, como mangueras e hidrantes contra incendios, no debe utilizarse como el único medio para proteger a los recipientes a presión que pudieran verse expuestos al fuego.

2.9.5.6 Tasas de aplicación de agua contra incendios

2.9.5.6.1 Para determinar las tasas de aplicación de agua contra incendios, se debe considerar toda el área del recipiente a presión.

2.9.5.6.2 Para proteger el tanque de almacenamiento o recipiente a presión de la exposición a incendios que resulten de charcos de combustible (combustible líquido acumulado debajo del tanque), se deben diseñar sistemas de diluvio o de aspersión de agua fijos, con una tasa de aplicación mínima de 10 litros por minuto por metro cuadrado de superficie del tanque.

2.9.5.7 Sistemas de detección de incendios

2.9.5.7.1 Se deben considerar los resultados del estudio de riesgos referido en la disposición 2.2.3 de este Anexo para determinar la necesidad de instalar sistemas de detección de incendios y de vapores de hidrocarburos. Cuando sean empleados dichos sistemas, se deben instalar de modo que sus alarmas funcionen cuando se presente un incendio o fugas de vapores de diversos hidrocarburos.

2.9.5.7.2 Se deben instalar sistemas de detección de atmósferas explosivas para activar automáticamente los sistemas de aislamiento o protección contra incendios en instalaciones remotas o no atendidas por personal operativo.

2.9.5.8 Extinguidores contra incendios

2.9.5.8.1 En ubicaciones estratégicas (por ejemplo, bombas y estaciones de carga de GLP), se deben proveer extinguidores contra incendios de polvo químico seco.

2.9.5.9 Espuma para el combate de incendios

2.9.5.9.1 No debe utilizarse espuma para extinguir fuegos de GLP.

2.9.5.10 Protección contra incendios para tanques y recipientes a presión para almacenamiento de GLP

2.9.5.10.1 Cuando se utilice material de protección contra incendios, éste debe proveer protección al acero estructural o al recipiente, por el periodo que requiera la operación de los sistemas de agua contra incendios.

2.9.5.10.2 Las superficies estructurales de los recipientes de almacenamiento que puedan quedar expuestas al fuego deben cubrirse con material ignífugo adecuado para las temperaturas a las cuales se verá expuesto el tanque.

2.9.5.10.3 El aislamiento térmico que sea utilizado para la protección contra incendios debe ser encamisado con acero resistente a la oxidación.

2.9.5.10.4 El material protector contra incendios debe resguardarse adecuadamente contra daños ambientales e impermeabilizarse para evitar la penetración de agua.

2.9.5.10.5 El sistema de protección contra incendios debe resistir la exposición al impacto de flamas directas y al desprendimiento ocasionado por el impacto directo de los chorros de agua.

2.9.5.11 Protección contra incendios de soportes estructurales

2.9.5.11.1 Se debe proveer protección contra incendios a los soportes estructurales.

2.9.5.11.2 La protección contra incendios se debe proveer a las secciones instaladas por arriba del nivel del suelo de las estructuras de soporte del recipiente a presión y cubrir todos los miembros estructurales que soportan la carga estática del tanque.

2.9.5.11.3 La protección debe proveerse en las silletas de los tanques y recipientes a presión horizontales en donde la distancia entre la parte inferior del tanque y la superior de la estructura de soporte exceda 0.30 m. En ese supuesto, la protección debe extenderse desde la estructura de soporte hasta el tanque, pero no debe envolver los puntos donde las silletas estén soldadas al tanque.

2.9.5.11.4 Cuando un recipiente a presión vertical esté soportado por un bastidor, la parte externa del bastidor debe protegerse contra incendios.

2.9.5.11.5 Se debe proporcionar protección contra incendios a los soportes de las tuberías que se encuentren dentro de una distancia de 15 metros del tanque de almacenamiento y a los soportes de tubería dentro del área de contención de derrames del tanque.

2.9.5.11.6 Para que las estructuras de soporte hechas de concreto o de mampostería se consideren como adecuadas y a prueba de incendios, éstas deben cumplir con los criterios de la disposición 2.9.5.11.2 de este Anexo.

2.9.5.11.7 No se requiere protección contra incendios para los miembros diagonales, incluyendo las barras conectoras o para los miembros redundantes que no sean necesarios para soportar las cargas estáticas.

2.9.5.11.8 El material a prueba de incendios debe ser protegido contra daños ocasionados por el clima, e impermeabilizarse para prevenir la penetración de agua. El material debe ser resistente al desprendimiento como resultado del impacto directo de los chorros de agua.

2.10 Sistemas de control

2.10.1 Sistema de Control Distribuido (SCD)

2.10.1.1 Se debe contar con un Sistema de Control Distribuido (SCD) que permita una operación adecuada y supervisada mediante el empleo de equipo de cómputo y la automatización de secuencias operativas con objeto de incrementar sustancialmente el nivel de seguridad.

2.10.1.2 Los Sistemas de Control Distribuido deben tener las características siguientes:

- a) Funciones de medición, de control, de automatización de tareas y de alarma.
- b) Ser congruentes con la filosofía operativa de las instalaciones de la IRGE.
- c) Incorporar protocolos de comunicación con la flexibilidad para aceptar el uso de diferentes marcas de fabricantes, sin que ello demerite su desempeño, en lo particular o en conjunto.
- d) Incorporar sistemas redundantes en energía, supervisión, monitoreo, capacidad de respuesta y de alarma, de manera que la falla de un componente no impida el funcionamiento adecuado de las instalaciones.
- e) Incorporar sistemas de seguridad adecuados para mantener al Sistema de Control Distribuido en óptimas condiciones de uso, tales como: conexión a tierra física electrónica habilitada, pastillas termo-magnéticas adecuadas, entre otros.
- f) Prever la posibilidad de crecimiento futuro de las instalaciones, tanto en su capacidad como en las mejoras tecnológicas.

- g) Constar de sensores inteligentes para activar alarmas visibles y audibles para advertir al personal que lo atiende.

2.10.1.3 El Sistema de Control Distribuido debe considerar al menos los siguientes sub-sistemas:

- a) Monitoreo y control - El monitoreo y control de las actividades propias del proceso de carga y descarga de producto en las instalaciones de una IRGE es factible mediante la disposición de algoritmos o secuencia de tareas que permiten la operación de las instalaciones con un alto nivel de desempeño y un adecuado control de variables como: alto o bajo nivel del producto en los tanques y recipientes, inicio de carga o descarga, monitoreo de temperaturas, presiones, entre otros parámetros, así como la toma de decisiones en base a la información recolectada.
- b) Paro por emergencia;
- c) Medición de producto (acometida);
- d) Energía eléctrica ininterrumpida;
- e) Instrumentación de campo;
- f) Protección contra incendios

2.10.1.4 Los sistemas de monitoreo y control deben contar con lo siguiente:

- a) Tableros de control;
- b) Consolas de control;
- c) Recolección de datos;
- d) Almacenamiento de bases de datos, reportes y gráficas;
- e) Cableado adecuado;
- f) Conductos de cableado por tubería y colocación adecuada en charolas;
- g) Conexión adecuada;
- h) Rutas del de cableado en condiciones adecuadas de operación, y
- i) Instrumentación de campo.

2.10.1.5 El monitoreo de las operaciones debe ser realizado en un centro de control atendido por personal que observe y escuche las alarmas de advertencia.

2.11 Sistemas de trasiego mediante carro-tanque a auto-tanque o semirremolque

2.11.1 Los sistemas de trasiego de GLP desde/hacia un carro-tanque que utilicen una manguera o tubería tipo swivel para cargar o descargar producto deben contar con los dispositivos siguientes:

- a) Una válvula de corte de emergencia debe instalarse en el extremo de la manguera o tubería del lado del vehículo donde el flujo de combustible hacia o fuera del semirremolque, auto-tanque o carro-tanque sea factible.
- b) Una válvula de corte de emergencia o válvula check de contraflujo debe instalarse en el extremo de la manguera o tubería del lado del vehículo donde el flujo de combustible hacia el semirremolque, auto-tanque o carro-tanque sea factible.

2.11.1.1 Cuando un semirremolque o auto-tanque sea llenado directamente de un carro-tanque desde una espuela privada de ferrocarril, se deberán adoptar las medidas de transferencia para GLP en conformidad con las Normas aplicables, por ejemplo, el Código NFPA 58. Entre otras, se deberán incorporar las medidas siguientes:

- a) Instalar válvulas de corte de emergencia para transferir el producto
- b) Controlar las fuentes de ignición
- c) Apagar las fuentes de ignición durante las operaciones de transferencia, cuando se realice la conexión o desconexión, o cuando el GLP se esté venteando a la atmósfera.
- d) Instalar extinguidores del tipo y capacidad adecuados
- e) Realizar las operaciones de transferencia de combustible con personal capacitado. Cuando menos una persona calificada debe permanecer en el punto de transferencia, desde el momento de hacer las conexiones hasta que la transferencia de producto haya concluido, las válvulas de corte hayan sido cerradas y las líneas desconectadas.

- f) Asegurarse que el sistema de transferencia y los tanques a los cuales se transfiere el producto son adecuados en capacidad y especificaciones para dicha operación.
- g) Asegurarse que los puntos de transferencia guardan las distancias adecuadas respecto de otras instalaciones que puedan representar un peligro.
- h) Asegurarse que se han tomado las medidas para la sujeción y liberación rápida del semirremolque o auto-tanque.

2.11.2 Cuando un semirremolque o auto-tanque sea llenado directamente de otro semirremolque o auto-tanque, se deberán adoptar las medidas de transferencia para GLP en conformidad con las Normas aplicables, por ejemplo, el Código NFPA 58.

2.12 Sistema de paro de emergencia (PDE)

2.12.1 En caso de emergencia, el sistema PDE debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GLP, líquidos y gases inflamables en las instalaciones.

2.12.2 El sistema PDE debe suspender la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.

2.23 Las válvulas y equipos instalados para cubrir otros requisitos de seguridad establecidos en este Anexo deben utilizar en el sistema PDE, en su caso, para evitar la duplicidad de dichas válvulas y equipos.

2.12.4 Si el paro de un equipo por emergencia produce un riesgo o daño mecánico a ese equipo, se debe evitar que la operación de éste o sus dispositivos auxiliares sean parados por el sistema PDE; lo anterior, siempre y cuando sean controlados los efectos de la liberación de fluidos inflamables o combustibles, en su caso.

2.12.5 Los sistemas PDE deben tener un diseño a prueba de falla. En sitios donde no sea práctico un diseño a prueba de falla, los sistemas PDE se deben instalar, localizar o proteger de manera que se minimice la posibilidad de que queden inoperables en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal.

2.12.6 Los sistemas PDE que no sean del tipo a prueba de falla deben tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que controlan y cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Estar instalados o ubicados donde no puedan quedar expuestos a un incendio, y
- b) Estar protegidos contra cualquier falla debida a exposición al fuego durante un mínimo de 10 min.

2.12.7 En las instalaciones de una IRGE debe haber señalamientos localizados en lugares visibles que indiquen la ubicación de los controles de los sistemas PDE y la forma de operarlos.

2.12.8 Los activadores manuales deben estar ubicados a una distancia mínima de 15 m del equipo que sirven, en áreas accesibles durante una emergencia, y su función designada debe estar claramente indicada. Adicionalmente, deben tener las características siguientes:

- a) Las estaciones de activadores manuales deben estar protegidas contra activaciones accidentales;
- b) Los sistemas PDE deben activarse automáticamente cuando se detecte gas combustible con 40% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII) o fuego en algún área crítica de la IRGE;
- c) Se debe activar la alarma visual y sonora local, así como la del centro de control;
- d) El paro automático debe activarse solamente cuando se tenga redundancia en la detección; lo anterior, con objeto de evitar paros debidos a falsas alarmas;
- e) Se debe instalar un control del sistema PDE integrado en el centro de control de la IRGE. Este sistema PDE centralizado debe ser independiente del sistema de control general y operar con prioridad sobre este último, y
- f) Las señales de los detectores de gas y fuego deben incorporarse al control del sistema PDE del centro de control y deben estar duplicadas en los centros de seguridad y de vigilancia, si éstos dos son distintos.

2.12.9 El sistema PDE debe tener las características siguientes:

- a) Poder ser activado manualmente, y
- b) Parar los componentes del sistema de trasiego de GLP o vapor en la secuencia adecuada.

2.12.9.1 El sistema PDE debe prever lo siguiente:

- a) Cierre de válvulas de proceso (acometida y carga);
- b) Apertura de válvulas a incinerador;
- c) Arranque o paro de bombas de carga;
- d) Apertura de válvulas de venteo elevado;
- e) Apertura de válvulas del sistema de combate contra incendios;
- f) Activación de alarmas sonoras y visuales, y
- g) Notificación a cuerpos de emergencia.

2.12.10 Todo elemento sensor, de lectura, comunicación y dispositivo posicionador de campo debe mantenerse en óptimas condiciones.

2.12.11 Los elementos sensores como termopares, diafragmas o placas de orificio deben revisarse y, en su caso, remplazarse de acuerdo con el programa de mantenimiento.

2.12.12 Los elementos transductores como convertidores de señal analógico/digital deben verificarse conforme a su patrón de medición.

2.12.13 Los elementos transmisores, como comunicadores que reportan datos, deben verificarse conforme al protocolo de comunicación que utilicen.

2.12.14 Los elementos para fijar la posición de un dispositivo, como por ejemplo, los instalados en la operación de válvulas y reguladores, entre otros, deben engrasarse y verificar su funcionamiento periódicamente.

2.12.15 Se deben incorporar operaciones redundantes necesarias para proveer de energía, supervisión, monitoreo, capacidad de respuesta y sistemas de alarma, de manera que la falla de un componente no impida el funcionamiento adecuado de las instalaciones.

2.12.16 Se debe prever la posibilidad de crecimiento futuro de las instalaciones, tanto en su capacidad como en las mejoras tecnológicas.

2.12.17 Válvulas de corte para casos de emergencia

2.12.17.1 En el sistema de carga y descarga de auto-tanques, carro-tanques, semirremolques y buque-tanques, se deben incluir válvulas de corte para emergencia y éstas deben incorporar los siguientes medios de cierre:

- a) Corte/apagado manual en la ubicación de la instalación.
- b) Activación manual desde un punto que sea accesible durante una emergencia.

2.12.17.2 Debe evaluarse qué medida se requiere, de las enunciadas a continuación:

- a) Corte de flujo automático en caso de emisiones de GLP
- b) Corte de flujo automático mediante una activación térmica (incendio)

2.12.17.3 Las prácticas de instalación para las válvulas de corte que sean instaladas en casos de emergencia, deben incluir las especificadas en las disposiciones 2.11.18.4 al 2.11.18.9 de este Anexo.

2.12.17.4 Cuando se utilicen mangueras o tubería giratoria (tipo swivel) para el trasiego de líquidos o vapor en la tubería fija del sistema de trasiego, se debe instalar una válvula de corte para casos de emergencia, la cual debe quedar a una distancia no mayor de 6 m de tubería desde el extremo al que se vaya a conectar la manguera o la tubería giratoria.

2.12.17.5 Cuando el flujo sea en una sola dirección, en lugar de una válvula de corte para casos de emergencia se podrá utilizar una válvula de retención, siempre que ésta se instale en una línea dedicada específicamente al llenado o retorno de vapor de un tanque de almacenamiento.

2.12.17.6 Cuando se utilicen dos o más arreglos de mangueras o de tuberías giratorias (tipo swivel), en cada tramo de las tuberías se deberán instalar, ya sea una válvula de corte de emergencia o una válvula de retención (únicamente para las líneas de descarga).

2.12.17.7 Si se van a utilizar válvulas de retención en lugar de válvulas de corte para casos de emergencia, se debe disponer de un procedimiento para asegurar la correcta operación de tales dispositivos.

2.12.17.8 Las válvulas de corte de emergencia o las válvulas de retención de contraflujo deben instalarse en las tuberías fijas, de forma tal que cualquier ruptura que resulte de un tirón ocurra en el lado de la conexión de la manguera o de la tubería giratoria (tipo swivel), mientras que las válvulas y las tuberías del lado de la conexión a las instalaciones de la IRGE permanezcan intactas.

2.12.17.9 Si el suministro o producto va a ser transportado por líneas de tuberías, se deben proveer válvulas de bloqueo y válvulas de retención ubicadas en los límites de las instalaciones de la IRGE. Si las válvulas de bloqueo se operan manualmente, éstas deben ser accesibles durante una emergencia.

2.13 Sistema eléctrico

Las instalaciones eléctricas y el equipo deben cumplir con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (utilización), o con aquella que la sustituya, e incluir los rubros siguientes:

- a) Equipo eléctrico;
- b) Cableado y sistemas de control críticos;
- c) Puesta a tierra y conexiones;
- d) Protección contra corrientes parásitas;
- e) Protección contra descargas eléctricas.

2.14 Una vez concluida la fase de construcción, se deben realizar las pruebas referidas en la disposición 5.2.1 de este Anexo.

Capítulo 3 Diseño y construcción de IRGES mediante almacenamiento de GLP refrigerado

3.1 Alcance

El presente capítulo contiene requerimientos específicos de diseño aplicables a una IRGE que cuente con almacenamiento de GLP refrigerado, incluyendo los tanques de almacenamiento, para los cuales se considera una temperatura de diseño igual o inferior al punto de ebullición del GLP a presión atmosférica.

Las características de diseño que se establecen en este capítulo están dirigidas a proporcionar un funcionamiento adecuado de una IRGE almacenamiento de GLP refrigerado, así como a garantizar su seguridad e integridad.

Es aplicable a las IRGE que, en fecha posterior a la entrada en vigor de esta norma oficial mexicana de emergencia, sean diseñadas y construidas, y a aquéllas ya construidas bajo la regulación vigente en su momento, que presenten a la Comisión una solicitud de autorización para realizar modificaciones técnicas, conforme a los trámites establecidos en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

3.2 Ubicación

3.2.1 Para determinar la ubicación de una IRGE que cuente con almacenamiento de GLP refrigerado se deberá dar cumplimiento a lo establecido en las disposiciones 2.2 y 2.3 de este Anexo.

3.3 Distancias mínimas requeridas

3.3.1 El estudio de riesgos y uso de modelos computacionales de dispersión de vapores son herramientas útiles que deben utilizarse para estimar las distancias mínimas que se deben guardar entre las diversas instalaciones de la IRGE, a fin de limitar el riesgo de exposición de las instalaciones adyacentes.

3.3.2 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un tanque de GLP refrigerado y el límite de las propiedades cercanas que puedan desarrollarse debe ser 60 m. Cuando se encuentren ubicadas residencias, edificios públicos, lugares de recreo y reunión, sitios industriales o propiedades adyacentes, se deberá evaluar la aplicación de otras medidas, como distancias mayores u otra protección suplementaria, para minimizar el riesgo a la población y a sus bienes en caso de ocurrir un incidente en las instalaciones de la IRGE, como incendio o explosión.

3.3.3 La distancia horizontal mínima entre las tangentes verticales de las envolventes de los tanques de GLP refrigerados adyacentes debe ser la mitad del diámetro del tanque mayor.

3.3.4 La distancia horizontal mínima entre la tangente vertical de la envolvente de un tanque de almacenamiento refrigerado y la envolvente de otra instalación de almacenamiento de hidrocarburos no refrigerados debe ser la mayor de las siguientes distancias:

- a) Tres cuartos del diámetro del tanque mayor cuando la otra instalación de almacenamiento está presurizada.

- b) Un diámetro del tanque mayor cuando la otra instalación de almacenamiento es un tanque atmosférico y está diseñado para contener material cuyo punto de inflamabilidad sea de 38 °C (100 °F) o menos.
- c) La mitad del diámetro del tanque mayor cuando la otra instalación de almacenamiento es un tanque atmosférico y está diseñado para contener material con un punto de inflamabilidad superior a los 38 °C (100 °F).

3.4 Ubicación de tanques de almacenamiento de GLP refrigerados

Los tanques de almacenamiento de GLP refrigerados no deben ubicarse dentro de edificios, áreas de confinamiento de derrames de otros tanques inflamables, tanques de almacenamiento de líquidos combustibles o áreas de contención de derrames de tanques de almacenamiento presurizados.

3.4.1 Diseño

Los tanques de almacenamiento deben cumplir con las condiciones de diseño establecidas en las Normas aplicables.

3.4.2 Materiales

Todos los materiales de construcción deben cumplir con lo establecido en las Normas aplicables.

3.4.3 Requerimientos de diseño

3.4.3.1 Presión de diseño. La presión de diseño de un tanque de GLP refrigerado se determina con la presión del vapor del producto a la temperatura de almacenamiento. La presión establecida del dispositivo de alivio de presión debe ser de acuerdo a los requerimientos de diseño del licenciador.

3.4.3.2 La sección del tanque que quede por arriba del nivel máximo del líquido debe diseñarse para una presión cuando menos igual a la que están ajustadas las válvulas de alivio de presión y para la máxima presión parcial de vacío que pueda presentarse. Las secciones del tanque de almacenamiento que se encuentran ubicadas por debajo del nivel máximo de líquido deben diseñarse, como condición mínima, para la combinación más severa de presión de gas (o vacío parcial) y la carga estática que afecta cada elemento del tanque.

3.4.3.3 Temperatura de diseño. La temperatura de diseño aplicable a un tanque de almacenamiento de GLP refrigerado debe ser la más baja de las siguientes:

- a) Aquélla a la cual el GLP sea refrigerado.
- b) La temperatura más baja de la envolvente que resulte de las condiciones ambientales, cuando esa temperatura esté por debajo de la temperatura del GLP refrigerado.
- c) La temperatura de autorrefrigeración del GLP.

3.4.4 Mezcla de productos

La carga de GLP a un tanque parcialmente lleno de GLP refrigerado, en donde el producto que se esté cargando tenga una composición diferente que la del líquido en el tanque, puede causar la generación de grandes cantidades de vapor. En este supuesto, se puede determinar la tasa de generación de vapor e incluirse en el dimensionamiento de las válvulas de alivio de presión del tanque. Como una condición mínima, las válvulas de alivio de presión deben dimensionarse para descargar el vapor a una tasa no menor de 3% de la capacidad líquida del tanque en 24 horas.

3.4.5 Contención de derrames

3.4.5.1 En el sitio en el que se instalen los tanques de almacenamiento de GLP refrigerado deberán incluirse instalaciones de contención de derrames. Para la construcción de dichas instalaciones se deberá dar cumplimiento a lo establecido en la disposición 2.8.12 de este Anexo.

3.4.6 Confinamientos remotos

3.4.6.1 Cuando se utilicen confinamientos remotos para la contención de derrames, la instalación debe diseñarse de acuerdo con las disposiciones 3.4.6.2 a 3.4.6.5 de este Anexo.

3.4.6.2 La pendiente del área debajo y alrededor de los tanques debe dirigir cualquier fuga o derrame al área de confinamiento remoto. El firme debe tener una pendiente mínima de 1%.

3.4.6.3 Se pueden utilizar muros de contención, diques, zanjas o canales para ayudar en el llenado de producto derramado desde el área del tanque hacia un área de confinamiento remoto. Sin embargo, se debe minimizar el uso de zanjas o canales.

3.4.6.4 El área de confinamiento remoto se debe ubicar cuando menos a 15 m de los tanques que descarguen hacia ella y de cualquier tubería u otro equipo.

3.4.6.5 La capacidad de retención del área de confinamiento remoto debe ser al menos 100% del volumen del tanque más grande que drene hacia ella.

3.4.7 Diques

3.4.7.1 Cuando se utilicen diques alrededor del tanque de almacenamiento para la contención de derrames, el área con diques debe diseñarse de acuerdo con los lineamientos establecidos en las disposiciones 3.4.7.2 a 3.4.7.5 de este Anexo.

3.4.7.2 La pendiente del área debajo y alrededor del tanque de almacenamiento debe dirigir cualquier fuga o derrame al borde del área con diques. El firme debe tener una pendiente mínima de 1%. Dentro del área con diques, la pendiente del firme debe propiciar que los derrames se acumulen en zonas alejadas del tanque y de cualquier tubería que se encuentre ubicada dentro del área con diques.

3.4.7.3 Cada tanque de almacenamiento de GLP refrigerado debe contar con su propia área de diques. La capacidad de retención de dicha área debe ser de, al menos, 100% del volumen del tanque.

3.4.7.4 Dentro del área con diques se puede incluir más de un tanque de almacenamiento, siempre que se tomen las medidas adecuadas para evitar que la exposición a las temperaturas bajas resultantes de las fugas de cualquiera de los tanques cause una fuga subsecuente de cualquier otro tanque.

3.4.7.5 Cuando se utilicen diques como parte del sistema de contención de derrames, la altura mínima debe ser de 0.50 m, medida desde la parte interna del área con diques. Cuando los diques deban tener una altura mayor a 1.80 m, se deberán tomar las previsiones necesarias para el acceso normal y de emergencia hacia el interior y hacia afuera del área con diques. Cuando los diques se diseñen con una altura mayor a 4 m, o cuando la ventilación se vea restringida por el dique, se deberán tomar las medidas para la operación normal de válvulas y para el acceso a la parte superior del tanque o tanques sin que se requiera que el personal entre al área de diques que se encuentre por debajo de la parte superior del dique.

3.5 Consideraciones térmicas

3.5.1 Las cimentaciones de los tanques de almacenamiento deben diseñarse para evitar que temperaturas menores a 0 °C (32 °F) estén presentes en la base y el suelo. Esta condición se logra mediante sistemas de ventilación, aislamiento, calefacción o una combinación de éstas.

3.5.2 Los elementos que generen calor, controles y sensores de temperatura deben diseñarse e instalarse para tener fácil acceso a ellos y poder reemplazarse mientras el tanque se encuentre en servicio.

3.5.3 Los sistemas de calefacción de las cimentaciones deben proveerse con monitoreo y controles de temperatura.

3.5.4 El diseño de la estructura de soporte debe considerar las cargas que resulten de: (a) el gradiente térmico a través de la estructura de soporte, cimentación y pilotes debido a la temperatura del contenido del tanque y (b) el choque térmico por derrames accidentales.

3.6 Sistema de refrigeración

3.6.1 El sistema de refrigeración debe mantener al GLP a una temperatura a la cual la presión del vapor del GLP no exceda la presión de diseño del tanque de almacenamiento.

3.6.2 El dimensionamiento del sistema de refrigeración debe tomar en consideración los factores siguientes:

- a) El flujo de calor de las fuentes siguientes:
 - 1. Diferencia entre la temperatura ambiente de diseño y la temperatura de almacenamiento de diseño;
 - 2. Radiación solar máxima;
 - 3. Recepción del producto a una temperatura mayor que la temperatura de diseño del tanque, en caso que esto sea factible;
 - 4. Calentadores de la cimentación, y
 - 5. Tubería conectada.
- b) El desplazamiento de vapor durante la operación de llenado y el retorno del mismo durante el trasiego de producto.

(Continúa en la Cuarta Sección)

CUARTA SECCION

COMISION REGULADORA DE ENERGIA

(Viene de la Tercera Sección)

3.6.3 Se debe proveer un método alternativo para la conducción de un exceso de vapor de GLP que resulte de refrigeración insuficiente o pérdida de refrigeración.

3.6.4 La carga de vapor que resulte de la refrigeración debe:

- a) Recuperarse mediante un sistema de licuefacción;
- b) Usarse como combustible;
- c) Usarse como materia prima del proceso, y
- d) Desecharse mediante quemador elevado u otro método seguro.

3.6.5 Se deben proveer métodos de manejo alternos para desechar los vapores venteados a la atmósfera en caso de falla de los métodos regularmente utilizados. Si se utilizan compresores, las piezas fundidas deben diseñarse para resistir una presión de succión de al menos 121% de la presión de diseño del tanque de almacenamiento.

3.6.6 Un sistema de GLP refrigerado debe incorporar los accesorios siguientes:

- a) Un separador a la entrada de la línea de succión del compresor;
- b) Un separador de aceite en la línea de descarga del compresor (a menos que el compresor sea de tipo seco);
- c) Un drenaje y un medidor para cada separador;
- d) Una purga de gas no condensable para el condensador, y
- e) Controles automáticos del compresor y alarmas de emergencia para enviar señales en caso de ocurrir lo siguiente:
 - 1. Cuando la presión del tanque se aproxime a la presión de trabajo máxima o mínima permisible o a la presión a la cual el venteo de vacío se abrirá, o
 - 2. Cuando exista presión excesiva en el condensador debido a una falla en el medio de enfriamiento.

3.7 Accesorios, válvulas y tuberías

Los tanques de almacenamiento deben estar equipados con el equipo y accesorios que se describen en las disposiciones 3.7.1 a 3.7.11 de este Anexo. Los materiales deben ser compatibles con el GLP y estar diseñados para las condiciones operativas de la IRGE.

3.7.1 Dispositivos de alivio de presión/vacío

3.7.1.1 Cada tanque de almacenamiento de GLP refrigerado debe proveerse con al menos un dispositivo de alivio de presión calibrado para descargar a una presión menor que la presión de trabajo máxima permisible del tanque.

3.7.1.2 Los tanques de almacenamiento que puedan dañarse por el vacío interno deben proveerse con al menos un dispositivo de alivio de vacío calibrado para que abra a una presión mayor que la presión parcial de diseño de vacío.

3.7.1.3 Cuando se diseñe un tanque interno cerrado con una envolvente externa hermética al vapor, la envolvente externa debe equiparse con uno o más dispositivos de alivio de presión/vacío.

3.7.2 Indicadores de temperatura

Cada tanque de almacenamiento debe estar equipado con termopares o dispositivos indicadores de temperatura.

3.7.3 Conexiones para los muestreos

Si se requieren conexiones para tomar muestras, éstas deben instalarse en las tuberías del tanque de almacenamiento en vez de colocarse directamente en el tanque.

3.7.4 Materiales

No deben utilizarse materiales de baja ductilidad como el hierro gris, hierro dúctil, hierro maleable y fundiciones de aluminio en ningún accesorio que esté sujeto a presión.

3.7.5 Válvulas

3.7.5.1 Las válvulas de corte y el equipo accesorio deben construirse de material apropiado para soportar la presión máxima de operación y las temperaturas extremas a las cuales se les sujetará.

3.7.5.2 Las válvulas de corte instaladas para utilizarse durante las operaciones normales de la IRGE deben ser accesibles al operador y encontrarse tan cerca de los tanques, bombas, compresores y otros componentes como sea práctico.

3.7.5.3 Se deben instalar válvulas de corte de emergencia en los tramos largos de tubería que se utilicen para transportar GLP u otros líquidos combustibles, para minimizar la cantidad de producto que pudiera derramarse en caso de falla.

3.7.6 Tuberías

3.7.6.1 Cuando la tubería que conduce sustancias a bajas temperaturas se instale por debajo de la superficie del suelo, se deben utilizar zanjas, encajonamientos u otros medios para permitir la expansión y contracción de la tubería.

3.7.6.2 Cuando una instalación de almacenamiento maneje más de un tipo de producto, para cada uno de ellos se deben considerar tuberías exclusivas para la carga y la descarga entre tanques e instalaciones correspondientes.

3.7.6.3 El diseño de las tuberías del cabezal y de las conexiones de carga y descarga del tanque de almacenamiento debe ser tan simple como sea posible. El número de conexiones hacia el tanque de almacenamiento debe minimizarse, ya que los errores operativos aumentan a medida que aumenta la complejidad de la instalación de las tuberías y el número de conexiones.

3.7.6.4 Las tuberías no deben tenderse bajo pisos ni losas de concreto. Cuando las tuberías deban extenderse a través de una pared de concreto o por debajo de un piso de losa, éstas deben protegerse mediante un encofrado apropiado.

3.7.6.5 Las tuberías interconectadas entre tanques o accesorios de los tanques deben instalarse de forma que permitan la flexibilidad en todos los planos. Los cabezales de carga y descarga no deben conectarse a un tanque mediante tuberías cortas, rectas y rígidas, aun si la tubería está roscada o soldada.

3.7.6.6 Las tuberías de venteo o de alivio de presión no deben tener tramos de tuberías rectas instaladas entre tanques adyacentes. Las tuberías deben incluir tramos de longitud adecuados y los cambios de dirección se deben hacer mediante el uso de codos o dobleces a fin de prever los movimientos posibles, tanto verticales como horizontales, del cabezal con relación al tanque.

3.7.6.7 Donde sea factible que ocurran expansiones y contracciones térmicas, las tuberías deben diseñarse con un doblez de expansión, compensación angular u otra medida adecuada para permitir el movimiento lineal. Los dobleces de expansión se pueden fabricar de tramos rectos de tubería y codos soldados o dobleces en "U". Las juntas de expansión tipo fuelle, adecuadas, debidamente ancladas y guiadas, deben utilizarse únicamente cuando las limitaciones de espacio impidan la instalación de circuitos o dobleces.

3.7.6.8 En la medida de lo posible, se deben evitar puntos bajos en las tuberías en donde se pueda acumular el agua. En climas gélidos, en donde no se puedan evitar los puntos bajos, se debe proveer protección adecuada para evitar la congelación de tuberías.

3.7.7 Conexiones para la toma de muestras

3.7.7.1 Se debe proveer conexiones para la toma de muestras en los tanques de almacenamiento. Las conexiones en el equipo de medición deben utilizarse para la toma de muestras siempre que dichas conexiones se encuentren ubicadas adecuadamente.

3.7.7.2 Para minimizar la vulnerabilidad a daños mecánicos, se deben proveer los soportes adecuados de conexiones y tuberías en las líneas de toma de muestras.

3.7.7.3 La tubería de entrada a los contenedores de muestras debe contar con válvulas dobles. Las ubicaciones de conexiones para la toma de muestras no deben encontrarse bajo el tanque y deben orientarse de forma tal que los vapores de purga no envuelvan al operador ni estén próximos a una fuente de ignición.

3.7.8 Dispositivos automáticos y remotos

Quando los tanques operen en forma remota y reciban GLP a una tasa elevada de flujo, se pueden utilizar válvulas de corte automáticas, válvulas de corte operadas en forma remota, dispositivos automáticos, interruptores de apagado de bombas o una combinación de éstos. Para que dichos dispositivos sean eficaces durante una exposición al fuego, es necesario que los sistemas de control tengan protección contra incendios.

3.7.9 Escaleras

Se deben proveer escaleras convencionales, escalerillas de mano, pasillos y plataformas apropiados para permitir el acceso a las válvulas operativas y al equipo.

3.7.10 Cabezal de descarga común

3.7.10.1 Las líneas de las válvulas de alivio de presión para uno o más tanques se podrán conectar a un cabezal de descarga común, siempre que el GLP descargue a un quemador elevado. Cuando se determine el tamaño del dispositivo de alivio y del cabezal de descarga, se deben tomar en cuenta las contrapresiones que pudieran desarrollarse durante la descarga de una válvula de alivio. Para las válvulas de alivio operadas por piloto que descarguen hacia un cabezal común, se debe considerar el efecto de contraflujo y, si se requiere, se debe proveer de un dispositivo para evitar el contraflujo.

3.7.10.2 Los cabezales comunes no deben utilizarse para los venteos a la atmósfera. Los cabezales de descarga comunes deben dimensionarse para una capacidad de alivio que tome en cuenta los tanques que pudieran verse involucrados en una situación de emergencia. En el cabezal común se deben tomar las medidas necesarias para instalar trampas de líquidos. No deben acoplarse al cabezal de descarga común venteos, drenajes, purgadores y dispositivos de alivio de presión cuando puedan desarrollarse contrapresiones que afecten el funcionamiento adecuado de los dispositivos de alivio de presión en el tanque.

Capítulo 4 Diseño y construcción de instalaciones marinas para recepción de GLP

4.1 Alcance

El presente capítulo establece las condiciones sobre el diseño y construcción de instalaciones marinas de una IRGE, en su caso, aplicables específicamente a las operaciones de trasiego de GLP entre embarcaciones e instalaciones en la costa de la IRGE. Adicionalmente, las instalaciones marinas deberán apegarse, en lo conducente, a lo establecido en el capítulo dos de este Anexo.

Es aplicable a las IRGE que sean diseñadas y construidas en fecha posterior a la entrada en vigor de esta norma oficial mexicana de emergencia. También será aplicable las IRGE construidas bajo la regulación vigente en su momento cuando se presente a la Comisión una solicitud de autorización para realizar modificaciones técnicas, de acuerdo al procedimiento establecido en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo.

4.2 Muelles

4.2.1 Diseño y construcción

4.2.1.1 El diseño, construcción y operación de muelles, dársenas o escolleras utilizadas para la descarga y recepción de GLP deben apegarse a la normatividad local, requisitos de las autoridades competentes en la materia y Normas aplicables.

4.2.1.2 Se deben implementar medidas que garanticen la seguridad de las instalaciones cuando se manejen líquidos inflamables, carga en general o gases comprimidos sobre el muelle o instalaciones similares, a menos de 30 m del punto de conexión de trasiego, mientras el GLP u otro líquido inflamable son transferidos. Se exceptúan las sustancias almacenadas en el buque para el tanque de almacenamiento de GLP del barco.

4.2.1.3 No debe autorizarse la circulación de camiones o vehículos motorizados sobre el muelle o instalaciones similares a menos de 30 m del punto de conexión de trasiego mientras se realizan operaciones de descarga de líquidos inflamables.

4.2.1.4 No debe darse acceso a personas ajenas a las operaciones de la IRGE en el área del muelle y de trasiego de combustible cuando el buque tanque o embarcación se encuentra atracado.

4.2.1.5 El personal responsable de la seguridad de la IRGE debe restringir la entrada a visitantes, camiones de entrega de material o de otra índole y personal de servicio en general; solamente se dará acceso a aquellas personas autorizadas por el Permisionario u operador de las instalaciones.

4.2.1.6 El equipo utilizado para sujetar la embarcación al muelle o dársena, como sogas, entre otros, debe diseñarse de conformidad con las Normas aplicables para realizar la sujeción en forma segura.

4.2.1.7 Cuando la IRGE realice operaciones de trasiego entre la puesta y salida del sol, el área del muelle o dársena debe equiparse con un sistema que ilumine lo siguiente:

- a) Área de interconexión y trasiego;
- b) Válvulas de control;
- c) Tanques o recipientes de almacenamiento;

- d) Equipo diverso requerido en la operación, y
- e) Pasillos, área de equipo contra incendios y demás zonas requeridas durante una emergencia.

4.2.1.8 Todo el equipo de iluminación debe ser ubicado y cubierto de forma tal que no se confunda con ningún dispositivo de asistencia a la navegación, ni interfiera con la navegación en canales adyacentes, en caso de que los hubiera.

4.2.1.9 Las áreas que sean destinadas para estacionamiento autorizado de vehículos, en el área que da al frente marino, deben estar claramente identificadas.

4.2.1.10 Se deben colocar señales de alerta y barreras adecuadas para impedir el paso e indicar el momento en que se estén realizando operaciones de trasiego en la IRGE.

4.3 Equipo eléctrico

Todo equipo eléctrico y cableado instalado en el muelle o áreas similares deberá apegarse a lo establecido en la NOM-001-SEDE-2012, o aquella que la sustituya.

4.4 Soldadura

Las operaciones de soldadura y corte de materiales deberán apegarse a lo establecido en las Normas aplicables.

4.5 Otras medidas de seguridad

4.5.1 El equipo médico de primeros auxilios y extinguidores de fuego deben estar disponibles en el área de instalaciones marinas. El equipo deberá apegarse a lo establecido en las Normas aplicables; además se debe considerar lo establecido a continuación:

- a) Los extinguidores deben estar listos para usarse en cualquier momento;
- b) El equipo de emergencia debe colocarse y verificarse antes de iniciar cualquier operación de trasiego;
- c) La ubicación de los extinguidores de incendio debe estar plenamente identificada por el personal y su acceso fácilmente disponible, y
- d) Debe estar claramente visible la señalización de que está prohibido fumar en todas las áreas de la zona de recepción marina.

4.6 Tuberías, válvulas y accesorios

4.6.1 Las válvulas, tuberías y accesorios seleccionados deben cumplir con las especificaciones mínimas requeridas para usarse en instalaciones marinas de la IRGE y diseñarse para las condiciones operativas extremas a las cuales pueda verse sujeto.

4.6.2 Accesorios

4.6.2.1 Las conexiones entre tubería y válvulas de la IRGE deben fabricarse de acero sin costura y tener el mismo espesor de las tuberías a las que están unidas, estar soldadas a tope de penetración completa y cumplir con lo establecido en las Normas aplicables.

4.6.3 Válvulas

4.6.3.1 Las válvulas deben ser fabricadas de acero inoxidable o de otro material que resulte adecuado a las condiciones de trabajo, de conformidad con las Normas aplicables.

4.6.3.2 Deben instalarse válvulas de aislamiento y conexiones para purga en el cabezal de carga o descarga para las líneas de retorno del líquido y vapor, de tal forma que las mangueras y brazos de descarga puedan bloquearse, drenarse y despresurizarse antes de ser desconectadas.

4.6.3.3 Las válvulas de aislamiento de líquido y válvulas de vapor de 20 mm (8 pulgadas) y mayores deben estar equipadas con operadores eléctricos además de medios para su operación manual.

4.6.3.4 Equipo eléctrico. Las válvulas que operan eléctricamente deben poder operarse manualmente y desde una estación remota ubicada a cuando menos 15 m del área del cabezal.

4.6.3.5 A menos que la válvula no cierre en forma automática ante la falta de energía eléctrica, tanto el actuador de la válvula como su fuente de poder ubicados a 15 m de la válvula deben protegerse contra una falla operativa ocasionada por la exposición al fuego que tenga una duración de al menos 10 min.

4.6.3.6 Las válvulas deben ubicarse en el punto donde la manguera o brazo de descarga se conectan al cabezal.

4.6.3.7 Además de las válvulas de aislamiento instaladas en el cabezal, cada línea de retorno de vapor o de trasiego de líquido deben disponer de una válvula de aislamiento ubicada cerca del muelle o dársena.

4.6.3.8 Las válvulas deben identificarse de acuerdo al servicio que proveen.

4.6.4 Tuberías

4.6.4.1 Los sistemas de tuberías deben cumplir con las Normas aplicables.

4.6.4.2 Las tuberías utilizadas en la IRGE deben ser sin costura.

4.6.4.3 Las tuberías en el muelle o dársena deberán colocarse de forma tal que no estén expuestas a daños ocasionados por las actividades de esa área, por el paso vehicular o por cualquier otra actividad que represente un riesgo de daño físico.

4.6.4.4 Las tuberías submarinas deberán colocarse y protegerse para que no estén expuestas a daños ocasionados por el tráfico marino.

4.6.4.5 La ubicación de tuberías submarinas debe identificarse en los planos de ingeniería correspondientes de la IRGE, de conformidad con la regulación local vigente en la materia.

4.6.4.6 Las tuberías que únicamente se usan para descargar líquido deberán proveerse con una válvula check que se instale en el cabezal junto a la válvula de aislamiento.

4.6.4.7 Todas las tuberías, conduits y demás líneas conductoras de corriente eléctrica situadas en el muelle, deberán equiparse con juntas de aislamiento u otros medios para aislarlas eléctricamente de corrientes parásitas y del resto de las instalaciones de la IRGE.

4.6.4.8 Cuando no se utilice un cable para corrientes parásitas entre las instalaciones en la costa y el buque tanque, deben instalarse juntas de aislamiento en las tuberías que van a las conexiones de descarga entre dichas instalaciones.

4.6.4.9 Se debe asegurar que las instalaciones costa fuera cuenten con un cable de baja impedancia para corrientes parásitas para conectarse a las embarcaciones.

4.7 Boyas.

4.7.1 Las IRGE que utilicen boyas para el trasiego de GLP deberán incorporar criterios de diseño, materiales y construcción apegados a las Normas aplicables. Entre los aspectos que deberán considerarse, se encuentran los siguientes:

- a) Condiciones ambientales del sitio;
- b) Movimientos de la boya, fuerzas del viento, oleaje, corrientes, variaciones de la marea, condiciones del lecho marino, área de maniobra, profundidad del lecho;
- c) Arreglos estructurales;
- d) Protección a la corrosión;
- e) Requerimientos de diseño y materiales de los componentes de la boya, como tuberías, estructuras, mangueras de trasiego, y otros equipos y accesorios;
- f) Condiciones de descarga;
- g) Condiciones de anclaje y amarre;
- h) Diseño del sistema eléctrico;
- i) Diseño del sistema contra incendios y otros requerimientos de rescate y evacuación, en su caso, y
- j) Diseño de sistemas de control, en su caso.

Capítulo 5 Operación de una IRGE

5.1 Personal calificado

5.1.1 La operación de los sistemas que integran la IRGE sólo podrá ser realizada por personal calificado para las funciones asignadas.

5.2 Pruebas preoperativas, operativas y de desempeño

5.2.1 Una vez concluida la fase de construcción de una IRGE nueva, se deben realizar pruebas preoperativas, operativas y de desempeño a sus instalaciones. Cuando proceda una modificación técnica, se deberán realizar las pruebas correspondientes únicamente en lo concerniente a dichas modificaciones. El Permissionario deberá guardar los resultados, gráficas y registros de dichas pruebas, las acciones derivadas de las mismas y la bitácora de esas actividades, y proporcionarlas a la Comisión y a la Unidad de Verificación o Tercero Especialista cuando le sean requeridas.

5.2.2 Previo al inicio de operaciones de una IRGE nueva, o como resultado de una modificación técnica, el Permisionario deberá actualizar el estudio de riesgos correspondiente, de conformidad con la regulación técnica vigente en la materia.

5.2.3 Cuando una IRGE forme parte de un Sistema de transporte al que la Comisión haya otorgado un permiso en los términos de la regulación aplicable, y que al inicio de vigencia de esta norma oficial mexicana de emergencia haya concluido la etapa de construcción pero no haya iniciado operaciones, deberá cumplir con lo establecido en la disposición 5.2 de este Anexo.

5.2.4 Pruebas preoperativas

5.2.4.1 El Permisionario debe establecer procedimientos para realizar pruebas preoperativas de la IRGE, mismas que consisten en pruebas de tipo estático. Los procedimientos deben basarse en las especificaciones de los fabricantes de equipos, materiales y tuberías, y deben considerar lo siguiente:

- a) Los componentes, las etapas y la secuencia en que se deben realizar las pruebas;
- b) Los controles y válvulas mediante los cuales se aislarán los componentes de los diferentes sistemas que integran la IRGE para realizar las pruebas individuales requeridas, las pruebas de los sistemas y las pruebas de las instalaciones completas;
- c) Las variables que se deben medir durante las pruebas y los resultados que se deben obtener para ser aprobadas;
- d) Las actividades, responsabilidad y capacitación del personal asignado a la realización de las pruebas preoperativas;
- e) Los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente, y
- f) Los sistemas de seguridad de la IRGE.

5.2.5 Pruebas en recipientes, tuberías y accesorios

5.2.5.1 Antes del arranque inicial de la IRGE deben realizarse las pruebas hidrostática o neumática del sistema.

5.2.5.2 Los recipientes horizontales y verticales nuevos, fabricados de conformidad con la NOM-009-SESH-2011, deben contar con el certificado de fabricación que acredite la prueba hidrostática.

5.2.5.3 Los recipientes a presión esféricos deberán probarse hidrostáticamente conforme con lo establecido en la NOM-009-SESH-2011 o en aquella que la sustituya.

5.2.5.4 La tubería y accesorios de la IRGE deben probarse hidrostáticamente a 1.5 veces o neumáticamente a 1.1 veces la máxima presión de diseño.

5.2.5.5 Una vez realizadas las pruebas a los tanques y recipientes, se deberá observar lo establecido en la disposición 5.6 de este Anexo para la puesta en servicio de estos componentes.

5.2.6 Pruebas operativas y arranque inicial

5.2.6.1 El Permisionario debe contar con procedimientos aplicables al arranque inicial de la IRGE o de cualquier componente, los cuales deben contener como mínimo lo siguiente:

- a) Descripción de cada sistema o componente para el cual está hecho, incluyendo la filosofía de control y condiciones de diseño;
- b) Secuencia lógica detallada de dicho proceso para garantizar que los componentes operen satisfactoriamente;
- c) Secuencia lógica para vaciar y sacar de servicio, llenar y poner nuevamente en servicio componentes y sistemas;
- d) Descripción del purgado e inertizado de sistemas y tuberías para la operación inicial que contengan fluidos peligrosos;
- e) Secuencia de enfriamiento de los componentes de cada sistema que está sujeto a temperaturas criogénicas. El enfriamiento debe ser controlado para asegurar que los esfuerzos térmicos se mantengan dentro de los límites de diseño de los materiales con atención especial al desempeño de los lazos de expansión y libre movimiento del mecanismo deslizante;
- f) Descripción para evaluar tuberías criogénicas, en su caso, durante y después de la estabilización del enfriamiento para detectar fugas en bridas, válvulas y sellos;

- g) Listado de soluciones a problemas típicos de la operación;
- h) Secuencia lógica para vaciar y sacar de servicio, llenar y poner nuevamente en servicio componentes y sistemas.
- i) Descripción del trasiego de GLP y fluidos peligrosos incluyendo cómo prevenir el llenado excesivo de los tanques y recipientes;
- j) Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada subsistema o instalación.

5.2.6.2 El Permisionario debe considerar que durante el arranque inicial se pueden presentar desviaciones en los parámetros previstos en los procedimientos escritos, por lo que será necesario hacer ajustes y cambios en dichos procedimientos. Por ello:

- a) Debe designar un grupo responsable de aprobar los ajustes y cambios en los procedimientos que sean necesarios, y
- b) Cualquier ajuste o cambio de cualquier parámetro debe ser analizado y aprobado por este grupo responsable.

5.2.7 Pruebas de desempeño

5.2.7.1 El Permisionario debe establecer procedimientos para la ejecución de pruebas de desempeño para evaluar el cumplimiento de las especificaciones de diseño de la IRGE. En dichos procedimientos se deben establecer los parámetros y aspectos operativos siguientes:

- a) Flujo nominal de recepción de GLP;
- b) Flujo nominal de entrega de GLP;
- c) Operación a capacidad nominal del sistema de bombeo;
- d) Flujo nominal del sistema de agua contra incendios;
- e) Operación del sistema de paro de emergencia;
- f) Operación del sistema de alarmas, y
- g) Consumo de energía eléctrica.

5.2.7.2 El Permisionario debe establecer un programa de verificación de las pruebas de desempeño que considere al menos, lo siguiente:

- a) Atestiguamiento por parte de la Unidad de Verificación de las pruebas de desempeño, y
- b) Reporte del resultado de las pruebas correspondientes realizadas.

5.3 Manual de operación

5.3.1 Cada IRGE es única en cuanto a su ubicación, capacidad, configuración, diseño y personal operativo, por lo que su operación se debe analizar de acuerdo con las características propias, a fin de identificar y controlar los riesgos potenciales.

5.3.2 El Permisionario debe desarrollar un programa de información a las autoridades de protección civil de la localidad o su equivalente, sobre las actividades de la IRGE, los riesgos identificados y las medidas que se han tomado para minimizar la probabilidad de ocurrencia.

5.3.3 El Permisionario debe elaborar un Manual de Operación que:

- a) Esté disponible en un lugar de acceso inmediato, donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera.
- b) Describa los componentes de la IRGE de acuerdo con los procedimientos establecidos en el manual.
- c) Se actualice cuando se presenten cambios en los equipos o procesos de la IRGE.
- d) Incorpore un programa de capacitación al personal operativo de la IRGE, con objeto de desarrollar conocimientos y experiencia en la aplicación de procedimientos e instrucciones de forma tal que las instalaciones se operen de manera segura.

5.4 Contenido del manual de operación

5.4.1 El Manual de Operación de la IRGE debe contener al menos los documentos siguientes:

5.4.1.1 Los procedimientos de operación para los sistemas y componentes.

5.4.1.2 Los planos, diagramas de ingeniería y registros actualizados.

5.4.1.3 El plan para atención de emergencias que contenga el enlace con las autoridades locales, tales como policía, H. Cuerpo de Bomberos y Protección Civil municipal o delegacional, con objeto de mantenerlos informados sobre dichos planes y sus funciones en situaciones de emergencia.

5.4.1.4 Los procedimientos para el registro y análisis de incidentes, así como eventos inseguros en los que se describan sus causas y cómo prevenir su incidencia.

5.5 Procedimientos de operación

5.5.1 Operación Normal

El Manual de Operación debe contener procedimientos para el arranque inicial de la IRGE, procedimientos de operación normal, paro y vuelta a servicio normal de las instalaciones, así como aquellos específicos para operaciones de trasiego de GLP y procedimientos especiales contenidos en esta sección.

5.5.1.1 Los procedimientos para la operación normal deben incluir los aspectos siguientes:

- a) Descripción de los componentes y sistemas vinculados a dicho procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y condiciones de operación normal.
- b) Ajuste de los sistemas de control para asegurarse que la operación se realice dentro de los límites de diseño, incluyendo un listado de alarmas de alta y baja donde corresponda.
- c) Monitoreo y control de temperatura, presión y flujo de entrega de GLP para mantenerlos dentro de los límites de operación previstos.
- d) Identificación de condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal.
- e) Descripción para parar y volver a poner en servicio los componentes de la IRGE
- f) Trásiego seguro de GLP y fluidos peligrosos incluyendo cómo prevenir el llenado excesivo de los tanques o recipientes.
- g) Calificación del personal.
- h) Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada subsistema o instalación.
- i) Especificaciones de los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente.
- j) Descripción de los sistemas de seguridad de la IRGE.

5.5.1.2 Los procedimientos para el monitoreo de la operación de cada subsistema y la integridad mecánica de las estructuras en las cuales existe peligro para las personas y sus bienes, deben considerar lo siguiente:

- a) Las actividades de monitoreo permanente de las variables de operación mediante un sistema de control.
- b) Actividades de inspección a los procesos y equipos por personal capacitado.

5.5.2 Operación Anormal

5.5.2.1 Plan de atención de condiciones anormales. Se debe contar con un plan que describa los procedimientos que se deben aplicar para corregir, en el menor tiempo posible, las condiciones anormales de operación para evitar una fuga de GLP en algún sistema de la IRGE, que pudiese causar daños a las personas e instalaciones propias o de terceros en la vecindad de éstas.

5.5.2.2 Deben evitarse las siguientes condiciones anormales en los tanques o recipientes de almacenamiento que pueden causar una fuga de vapor de GLP:

- a) Llenado excesivo. Para controlarlas, los tanques o recipientes deben contar con:
 - 1. Dispositivos de control de nivel o de máximo llenado, y
 - 2. Sistemas de válvulas de corte y de aislamiento para detener o desviar rápidamente el flujo de GLP sin causar incrementos de presión en algún otro punto del sistema de trasiego.
- b) Presión excesiva. Se deben considerar las causas probables, entre ellas, las siguientes:
 - 1. Acumulación de no condensables.
 - 2. Incremento de la temperatura en el tanque.
 - 3. Contaminación del GLP con un líquido con presión de vapor más alta.

- c) Reducción de la presión del tanque, mediante:
 - 1. Venteo seguro de vapores no condensables.
 - 2. Enfriamiento, por medio de agua, de la envolvente del tanque.
 - 3. Extracción de GLP del tanque.

5.5.2.3 Plan de atención a fugas de GLP. Se deben definir acciones para detener la emisión y dispersar la nube de vapor de GLP en el menor tiempo posible para minimizar la exposición del personal, las instalaciones y la comunidad.

5.5.2.4 Las operaciones que tienen mayor riesgo de fugas de GLP en los tanques o recipientes a presión para almacenamiento son, entre otras, las siguientes:

- a) Trasiego del producto;
- b) Purgado de agua;
- c) Toma de muestras, y
- d) Venteo de no condensables.

5.5.2.5 Las fugas más frecuentes en una IRGE son las siguientes:

- a) Fuga debida a falla en la bomba de trasiego;
- b) Formación de hielo que impide el cierre de la válvula durante la extracción de agua del tanque;
- c) Fugas en bridas o fallas en tuberías, y
- d) Apertura de la válvula de relevo de presión a un valor menor al establecido.

5.5.2.6 Para controlar las fugas se deben considerar, entre otras, las acciones siguientes:

- a) Cerrar las válvulas requeridas para aislar la fuga;
- b) Inyectar agua en el tanque para desalojar el GLP y convertirla en una fuga de agua;
- c) Dispersar el vapor de GLP con un chorro de agua hasta que baje la presión del sistema, y
- d) Bajar la presión del tanque mediante venteo de vapor para reducir la tasa de la fuga.

5.6 Puesta en servicio de tanques y recipientes para almacenamiento de GLP

5.6.1 El Permisionario no debe poner en operación ningún componente de la IRGE o cargarla de GLP hasta en tanto se hayan subsanado todas las no conformidades y observaciones establecidas en el acta o actas circunstanciadas elaboradas por la UV o Tercero Especialista que pudieran comprometer la seguridad de las instalaciones.

5.6.2 El procedimiento para la puesta en servicio de los tanques de almacenamiento o recipientes a presión debe realizarse aplicando alguno de los procedimientos descritos en las disposiciones 5.6.3 a 5.6.8 siguientes:

5.6.3 Se purga el aire aplicando alguno de los procedimientos descritos en las disposiciones 5.6.4 a 5.6.6 siguientes y se inyecta vapor de GLP al tanque para aumentar la presión interior antes de llenarlo con GLP líquido para evitar que éste se vaporice a baja presión y enfríe el material del tanque de almacenamiento o recipiente a presión y la tubería a una temperatura baja que podría hacerlo frágil y quebradizo. El procedimiento debe considerar lo siguiente:

- a) La temperatura mínima permisible, la cual debe ser utilizada para determinar la presión mínima en el tanque de almacenamiento o recipiente a presión de GLP, de acuerdo con lo establecido en las Normas aplicables.
- b) El venteo de gases y vapores no condensables puede ser a la atmósfera o a un sistema de purgado.
- c) La revisión de la instalación para detectar fugas durante la presurización y llenado iniciales.
- d) La revisión de los instrumentos y componentes de las tuberías que funcionen de manera adecuada.
- e) La aplicación de una lista de verificación de los requisitos de seguridad previa al inicio de la operación de llenado del tanque.

5.6.4 El recipiente a presión o tanque de almacenamiento se llena con agua para desalojar el aire. Este procedimiento es preferido cuando éstos son sometidos a pruebas hidrostáticas.

- a) Posteriormente se desaloja el agua con vapor de GLP procedente de otro tanque a presión.
- b) La tasa de inyección de vapor de GLP debe ser suficiente para mantener en todo momento una presión positiva en el recipiente a presión o tanque de almacenamiento.
- c) La presión debe medirse en la parte superior del recipiente a presión o tanque de almacenamiento.
- d) No se debe introducir GLP líquido al recipiente a presión o tanque antes de haberlo presurizado con vapor de GLP y de haber drenado por completo el agua.

5.6.5 Para purgar el aire, el recipiente a presión o tanque de almacenamiento se llena con gas inerte, por ejemplo, nitrógeno.

- a) Posteriormente, el tanque de almacenamiento o recipiente se presuriza con vapor de GLP procedente de otro tanque.
- b) Cuando se introduzca el GLP líquido se debe monitorear la presión del recipiente o tanque a efecto de ventear la mezcla de vapor de GLP o el gas inerte no condensable, según sea el caso, para evitar que opere su válvula de relevo de presión.

5.6.6 Para purgar el aire, el recipiente a presión o tanque de almacenamiento se llena con vapor de GLP procedente de otro tanque a presión, para llevar la atmósfera en su interior rápidamente a través del rango inflamable y exceder el límite superior de inflamabilidad.

- a) Este procedimiento es seguro porque no hay fuentes de ignición dentro del tanque de GLP.
- b) Cuando se introduzca el GLP líquido se debe monitorear la presión del recipiente o tanque de GLP a efecto de ventear la mezcla de vapor de GLP y aire de manera segura según se requiera para evitar que opere la válvula de relevo de presión del tanque de GLP.
- c) Si las disposiciones legales aplicables lo permiten, es preferible ventear a la atmósfera la mezcla de vapor de GLP y aire.
- d) Si la mezcla de vapor de GLP y aire debe ventearse hacia un quemador elevado o a un sistema de incineración, dicha mezcla no debe estar en el rango de inflamabilidad.

5.6.7 El GLP líquido se inyecta directamente al interior de un recipiente a presión o tanque de almacenamiento lleno con aire, siempre y cuando se considere la temperatura de vaporización del GLP líquido, ya que éste inicialmente se vaporiza en el fondo del tanque a la presión que prevalece en su interior. Se deben considerar los aspectos siguientes:

- a) El metal del tanque debe resistir la temperatura mínima para la presión en el tanque.
- b) La estructura en la parte inferior del tanque debe resistir los esfuerzos excesivos debidos a la contracción térmica diferencial.

5.6.8 Se puede aplicar el procedimiento para llenado con GLP líquido siguiente:

- a) Se introducen cantidades pequeñas de GLP líquido al recipiente a presión o tanque de almacenamiento, intercaladas con periodos de espera para permitir que se establezca la temperatura.
- b) Se monitorea la presión en el recipiente o tanque y la temperatura de la parte inferior para asegurar que se cumpla con los límites especificados.
- c) La atmósfera en el recipiente o tanque pasará a través del rango inflamable y se convertirá en una mezcla rica en combustible que no favorecerá su ignición. Se debe monitorear su presión durante el llenado y ventear la mezcla rica de vapor de GLP y el aire de manera segura, según se requiera, para evitar que opere su válvula de relevo de presión.

5.7 Trasiego de GLP

5.7.1 El procedimiento para llevar a cabo la operación de trasiego de GLP debe considerar al menos los rubros siguientes, según corresponda:

- a) Conectar mangueras o brazos, conexión a tierra, operar válvulas para permitir el flujo de GLP, incrementar el flujo con la tasa adecuada, operar válvulas para reducir el flujo, despresurizar conexiones y desconectar mangueras o brazos.
- b) El área de trasiego debe estar atendida permanentemente por personal capacitado. Lo anterior, se refiere a la atención o vigilancia continua de las condiciones previa y durante la operación de trasiego, presencia de fugas en conexiones y mangueras, funcionamiento de dispositivos de control, entre otros.

- c) Durante el trasiego se deben monitorear desde el centro de control las condiciones de presión, temperatura y nivel de líquido de los tanques o recipientes en operación, tanto del que se llena como del que se vacía.
- d) El tanque o recipiente se debe llenar de forma que quede espacio para la expansión térmica del líquido sin que se produzca presión excesiva que pudiera causar venteo de líquido.
- e) Se debe conectar la línea de trasiego de vapor entre los tanques o recipientes en operación, o algún otro medio, para evitar que se produzca presión excesiva en el tanque durante el llenado o presión negativa excesiva (vacío) en tanque durante el vaciado.
- f) Las instrucciones para trasiego seguro se deben colocar en un lugar visible en el área de trasiego.

5.7.2 Se debe contar con los medios y los procedimientos necesarios para prevenir posibles riesgos durante el trasiego de GLP y, en caso de ocurrencia, para proteger al personal y las instalaciones. Entre los posibles riesgos se deben considerar los siguientes:

- a) Llenado excesivo del recipiente a presión o tanque de almacenamiento;
- b) Presión excesiva en el recipiente a presión o tanque de almacenamiento;
- c) Contaminación del GLP, y
- d) Fugas en las mangueras de trasiego de GLP.

5.7.3 Protección contra el llenado excesivo del tanque de GLP

- a) Se deben preparar procedimientos específicos e instrucciones operativas claras que cubran situaciones normales y de emergencia para el llenado de tanques o recipientes.
- b) Se deben identificar claramente las tuberías y válvulas para asegurar que se fije la ruta correcta para el trasiego de GLP.
- c) Las identificaciones de tuberías y válvulas deben ser legibles bajo las condiciones climáticas previstas, por ejemplo, nieve o escarcha.
- d) Durante el trasiego se debe monitorear que el nivel y la tasa de llenado del tanque cumplan con las condiciones previstas.
- e) Los tanques y recipientes a presión deben contar con alarmas de nivel alto y bajo.

5.7.4 Protección contra presión excesiva en el tanque de almacenamiento o recipiente a presión de GLP

- a) Se debe contar con protección contra las causas probables de presión excesiva, entre otras, las siguientes:
 - 1. Acumulación de gas no condensable en el tanque de almacenamiento o recipiente a presión;
 - 2. Contaminación debida a alineación o cierre inadecuados de válvulas.
- b) Se debe monitorear la presión del recipiente a presión o tanque de almacenamiento para detectar condiciones anormales a efecto de corregirlas oportunamente.
- c) Se debe contar con dispositivos de cierre y válvulas de aislamiento adecuados para controlar las condiciones anormales oportunamente en los sistemas de trasiego.

5.7.5 Verificación de las mangueras de trasiego.

5.7.5.1 Antes de operar las mangueras de trasiego, se debe:

- a) Verificar que sean de un tramo continuo, sin uniones ni acoplamientos intermedios, a menos que en dicho tramo se instale un dispositivo de seguridad (separador mecánico); las mangueras pueden ser de material conductor o no conductor.
- b) Probarse hidrostáticamente a intervalos regulares durante su vida de servicio. Los intervalos de las pruebas pueden variar de 6 meses a 1 año, o cuando se detecten defectos, daños o deterioro.
- c) Inspeccionarse visualmente cada vez que se usen para detectar defectos, daños y deterioro, y
- d) Instalar conectores herméticos para evitar emisiones de vapores de GLP.

5.7.6 Trasiego de GLP desde y hacia auto-tanques, semirremolques y carro-tanques.

5.7.6.1 El Permisario o, en su caso, el operador de la IRGE, deberá establecer un procedimiento de control de acceso para auto-tanques, semirremolques y carro-tanques a las instalaciones.

5.7.6.2 El acceso al público a las áreas destinadas para el trasiego de GLP está prohibido, excepto donde sea necesario para realizar las operaciones propias de las instalaciones.

5.7.6.3 Después de estacionar los auto-tanques o semirremolques, pero previo al inicio del trasiego, se deben llevar a cabo las acciones siguientes:

- a) Colocar letreros que muestren las leyendas: Peligro; Descarga de líquido inflamable; Se prohíbe fumar; Prohibido a personas ajenas; No encender luces, entre otras, que resulten necesarias.
- a) Apagar el motor del vehículo;
- b) Accionar el freno;
- c) Desconectar el sistema eléctrico;
- d) Calzar las ruedas para impedir el movimiento del vehículo en cualquier dirección;
- e) Conectar a tierra el vehículo;
- f) Verificar el nivel del recipiente a presión que recibirá el GLP para evitar que sea llenado en exceso, y
- g) Verificar que las herramientas de mano sean antichispa y que las lámparas sean a prueba de explosiones.

5.7.6.4 Para los carro-tanques aplica lo siguiente:

- a) Se deben colocar señalamientos de prevención o dispositivos de seguridad en los extremos activos de los costados del furgón;
- b) Se deben calzar las ruedas para evitar que el carro-tanque se mueva;
- c) Los carro-tanques que se encuentren en la espuela de trasiego se deben proteger contra otros furgones o locomotoras en movimiento mediante los dispositivos adecuados, por ejemplo, un cambiador de vía temporal cerca del inicio de la espuela.
- d) Conectar el carro-tanque a tierra;
- e) Verificar el nivel del recipiente a presión que recibirá el GLP para evitar que sea llenado en exceso, y
- f) Verificar que las herramientas de mano sean antichispa y que las lámparas sean a prueba de explosiones.

5.7.6.5 Previo a la carga de auto-tanques, semirremolques y carro-tanques se debe verificar lo siguiente:

- a) Que no contengan líquido remanente; lo anterior, en caso que el vehículo no se utilice exclusivamente para GLP.
- b) Una inspección visual para confirmar que no hay evidencia de fugas.

5.7.6.6 Previo a la descarga desde auto-tanques, semirremolques y carro-tanques se debe verificar lo siguiente:

- a) Que la cantidad y el tipo de producto que contiene el recipiente a presión del vehículo sean los previstos para dicha operación;
- b) Que el tanque de almacenamiento o recipiente a presión que lo recibirá tenga capacidad disponible suficiente, sin que se llene en exceso, y
- c) Cuando el clima esté frío, que el recipiente a presión del vehículo tenga presión positiva suficiente para realizar la descarga. Si no es así, se deben tener los medios para incrementar la presión del GLP dentro de dicho tanque.

5.7.7 Carga y descarga de buque-tanques

5.7.7.1 Antes de iniciar las operaciones de trasiego, la persona encargada de dichas actividades en el buque-tanque y la persona encargada de las instalaciones en el muelle deben inspeccionar los sistemas respectivos. Asimismo, se deben colocar letreros grandes de alerta en diversos puntos estratégicos en el área marina que sean visibles en el muelle y zona de atraque. Los letreros deberán mostrar las leyendas: Peligro; Descarga de líquido inflamable; Se prohíbe fumar; Se prohíben visitas; No encender luces, entre otras, que resulten necesarias.

5.7.7.2 La inspección a los sistemas debe asegurar que el equipo designado para el trasiego de GLP, así como las mangueras, han sido objeto de un adecuado mantenimiento, probados y se encuentran en condiciones de operación.

5.7.7.3 Una vez concluida la inspección, las personas responsables de las instalaciones aludidas deben reunirse para comentar los procedimientos de trasiego y, cuando estén listos, cada uno debe notificar al otro que la instalación respectiva se encuentra preparada para iniciar las operaciones de trasiego.

5.7.7.4 Se debe verificar el adecuado funcionamiento del sistema de paro de emergencia con activación remota. Deberá estar disponible para su uso en el muelle un detector portátil de GLP, calibrado para detectar dicho gas.

5.7.7.5 Cuando se estén realizando operaciones de trasiego y se requiera usar equipo portátil eléctrico a una distancia menor de 30 m de la conexión de trasiego, dicho equipo deberá apegarse a las Normas aplicables.

5.7.7.6 El equipo eléctrico utilizado durante la operación de trasiego y después de concluida ésta, deberá apegarse a lo establecido en las Normas aplicables.

5.7.7.7 El equipo de seguridad enunciado a continuación deberá colocarse en la zona de atraque de la embarcación y estar listo para su uso inmediato por el personal que se encuentra trabajando o cuando esté una embarcación atracada:

- a) Salvavidas con cuerdas suficientemente largas;
- b) Manta de protección, y
- c) Chalecos de flotación o trajes de inmersión adecuados para el personal que trabaja en esa área y para la temperatura del agua.

5.7.7.8 Se deben definir, en coordinación con las autoridades competentes, las condiciones límite, atmosféricas y marítimas, que determinen la interrupción de las operaciones de descarga y para la desconexión del buque.

5.7.7.9 Debe cerciorarse que hay una adecuada conexión eléctrica entre la embarcación y el atracadero antes de iniciar las operaciones de trasiego de producto.

5.7.7.10 El cable para corrientes parásitas debe conectarse a la embarcación antes de realizar la conexión a las mangueras y brazos de descarga, y permanecer conectado hasta que las mangueras y brazos de descarga sean desconectados.

5.8 Extracción de agua

5.8.1 Las IRGE deben contar con procedimientos e instructivos operativos, de acuerdo con las instalaciones y dispositivos que dispongan, para extraer en forma segura el agua que se acumule, en su caso.

5.9 Toma de muestras de GLP

5.9.1 Cuando se requiera tomar muestras de GLP, se deben considerar los aspectos siguientes:

- a) Contar con procedimientos específicos e instructivos operativos detallados para determinar la calidad del GLP.
- b) Emplear mangueras de materiales y clasificación de presión apropiadas.
- c) Para evitar que un tanque de muestras acumule carga electrostática durante la toma de muestras, dicho tanque debe conectarse eléctricamente a la tubería o las mangueras para toma de muestras deben ser eléctricamente conductoras.
- d) Los tanques de muestras se deben inspeccionar cada vez que se usen para detectar daños que pudieran causar fallas.
- e) Cada tubería para toma de muestras debe contar con dos válvulas, una en el punto de conexión para toma de muestras y otra válvula separada de la primera, al menos 15 cm aguas arriba, para proteger contra escarcha por autorrefrigeración y fugas debido a conexiones inadecuadas. El operador debe tener fácil acceso a ambas válvulas.
- f) El punto de conexión para los tanques de muestras no debe estar en la parte inferior del recipiente a presión o tanque de almacenamiento de GLP para evitar que las fugas y el fuego, en caso de presentarse, impacten directamente al tanque.
- g) Cuando se requiera descargar los tanques de muestras antes de tomar las muestras, se deben tomar medidas para evitar que el vapor de GLP afecte al operador y que haya fuentes de ignición en el área.

5.10 Desfogue de gases no condensables

5.10.1 Los gases no condensables, inclusive el aire, pueden penetrar a los tanques o recipientes a presión para almacenamiento por diversas causas, entre las más probables están las siguientes:

- a) Gases mezclados o introducidos en procesos como el endulzado;
- b) Operación de dispositivos inhibidores de condiciones de vacío;
- c) Fugas en el sistema mientras se encuentra bajo vacío;
- d) Aire o gas inerte en un tanque cuando éste se pone en servicio, y
- e) Líneas de retorno de vapor desde los tanques que contienen aire o gas inerte antes del llenado.

5.10.2 Cuando sube el nivel del GLP líquido en el recipiente a presión o tanque de almacenamiento, se comprimen los gases no condensables en el espacio arriba del nivel del GLP y se puede operar la válvula de relevo de presión del tanque. En caso de ocurrir lo anterior, se debe implementar lo siguiente:

- a) Criterios para ventear el espacio arriba del nivel del líquido, por ejemplo, cuando se excedan valores especificados para la concentración de oxígeno o para la presión del vapor del GLP, o
- b) Medidas para que el venteo se dirija a un quemador.

5.11 Sistema de control.

5.11.1 Se debe evaluar la operación adecuada del sistema de control.

5.11.2 Los Permisionarios que se encuentren operando una IRGE a la entrada en vigor de esta norma oficial mexicana de emergencia deben evaluar la capacidad de respuesta de su sistema de control con relación a los riesgos existentes e identificar la necesidad de incorporar tecnologías y sistemas de control que permitan una operación más segura y efectiva. El sistema óptimo lo constituye un Sistema de control distribuido (SCD) de conformidad con la disposición 2.10.1 de este Anexo, por lo que los Permisionarios deben evaluar la viabilidad de la incorporación de tecnologías que les permitan incrementar la efectividad de sus sistemas de control.

5.12 Desmantelamiento y retiro de uso y operación de las instalaciones.

5.12.1 El Permisionario debe elaborar un procedimiento para el desmantelamiento, retiro de uso y operación de las instalaciones de una IRGE que considere, como mínimo, lo siguiente:

- a) La delimitación y señalización de las instalaciones a desmantelar que incluya las interfaces o puntos de interconexión con otros sistemas en operación.
- b) La separación de los puntos de interconexión con otros sistemas mediante bridas ciegas. No se permite el uso de juntas ciegas.
- c) El retiro seguro del GLP remanente, para evitar la presencia de residuos que pongan en riesgo al personal.
- d) En su caso, los procedimientos y actividades de inertización.

5.13 Requisitos de operación para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.

5.13.1 En caso de que la IRGE cuente con boyas para el trasiego del producto desde buque tanques, el Permisionario deberá considerar las medidas operativas correspondientes a las que hace referencia en las Normas aplicables. En caso de desmantelamiento y retiro de uso y operación, deberán observarse, en lo conducente, las medidas establecidas en las Normas aplicables.

Capítulo 6 Mantenimiento de las instalaciones de una IRGE

6.1 Manual de mantenimiento

6.1.1 La IRGE debe contar con un manual de mantenimiento que contenga, al menos, lo siguiente:

- a) Los planes documentados en los que se especifique, para cada componente y equipo de la IRGE que lo requiera, la inspección y el mantenimiento periódico que se debe realizar de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y las prácticas reconocidas en la industria para asegurar su funcionamiento adecuado;
- b) Los procedimientos e instructivos específicos para realizar los trabajos de inspección y mantenimiento especificados en los planes correspondientes;
- c) Los requisitos e instructivos para garantizar la seguridad de las personas y de las instalaciones de la IRGE durante las reparaciones de equipos, componentes y sistemas de soporte;

- d) La descripción de la capacitación y habilidades que requiere el personal de mantenimiento, relacionado con condiciones de seguridad, para reconocer las condiciones operativas que potencialmente puedan estar relacionadas con aspectos que implican riesgo para la seguridad de la IRGE y su mitigación;
- e) La descripción de acciones adicionales al mantenimiento preventivo necesarias para mantener las instalaciones de la IRGE, de conformidad con lo establecido en este Anexo, y
- f) El programa y registro anual desglosado mensualmente para controlar la realización de los trabajos de inspección y mantenimiento.

6.2 Requisitos del manual de mantenimiento

6.2.1 El manual de mantenimiento debe cumplir los requisitos siguientes:

- a) Estar disponible en un lugar donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera;
- b) Actualizarse cuando ocurran cambios en las instalaciones y/o procesos de la IRGE, y
- c) Aplicarse cuando se realice el mantenimiento de sistemas, componentes y equipos de la IRGE.

6.3 Administración del mantenimiento

6.3.1 La IRGE debe contar con un libro bitácora de la operación, mantenimiento y seguridad que debe actualizarse semanalmente. Asimismo, debe contar con un sistema para la administración de los trabajos de mantenimiento.

6.4 Mantenimiento de sistemas, componentes y equipos

6.4.1 En las actividades de mantenimiento de sistemas y componentes se debe observar lo siguiente:

- a) Para poner, retornar o mantener en servicio algún sistema, componente o equipo se debe verificar que ha recibido mantenimiento de conformidad con el manual correspondiente.
- b) Los procedimientos de mantenimiento preventivo deben tener por objeto evitar fugas de GLP de tanques o recipientes para almacenamiento, tuberías o equipo de la IRGE.
- c) El mantenimiento sólo podrá ser realizado por personas que hayan recibido capacitación y demostrado habilidad y experiencia para desempeñar las funciones que les sean asignadas.
- d) Las cimentaciones y los sistemas de soporte de cada componente de la IRGE deben inspeccionarse de conformidad con los programas de mantenimiento correspondientes para verificar que no tengan cambios que pudieran deteriorar su funcionamiento.
- e) La operación de cada fuente de potencia eléctrica de emergencia se debe comprobar de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. En la prueba de capacidad se debe considerar la potencia y carga necesarias para arrancar y operar simultáneamente el equipo que tendría que ser accionado por la IRGE en una emergencia.
- f) Cuando un dispositivo de seguridad sea puesto fuera de servicio para darle mantenimiento, el componente para el cual sirve dicho dispositivo también debe ser puesto fuera de servicio, a menos que la misma función de seguridad sea proporcionada por un medio alternativo.
- g) Si la operación inadvertida de un componente puesto fuera de servicio puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero en el lugar donde se controla su operación con la advertencia "No Operar".
- h) Los cambios en el programa de mantenimiento de los equipos de seguridad deben estar justificados técnicamente y quedar documentados.
- i) Se deben bloquear o fijar en posición abierta las válvulas para el aislamiento de dispositivos de relevo de vacío o presión.
- j) Las válvulas accionadas manualmente, sólo podrán ser manipuladas por personal autorizado.
- k) No se debe cerrar más de una válvula al mismo tiempo.

6.5 Mantenimiento de tanques y recipientes para almacenamiento de GLP.

6.5.1 En el mantenimiento de tanques y recipientes para almacenamiento se debe observar lo siguiente:

- a) La inspección y mantenimiento deben cumplir con las Normas aplicables.
- b) Deben inspeccionarse periódicamente para identificar, en su caso, corrosión externa e interna, deterioro y daños que puedan aumentar el riesgo de fuga o falla.

- c) Los intervalos entre inspecciones y las técnicas de inspección aplicadas deben ser determinados aplicando las Normas aplicables, con base en las características corrosivas del GLP que se maneje y de su historial de corrosión.
- d) Se debe dar mantenimiento y probar periódicamente los instrumentos para monitorear y controlar la operación de los tanques y recipientes para almacenamiento.
- e) Las válvulas para aislar instrumentos y dispositivos de seguridad de los tanques y recipientes para almacenamiento deben mantenerse en óptimas condiciones operativas para que sea viable realizar el mantenimiento preventivo y reparaciones sin sacarlos de servicio.

6.6 Mantenimiento de válvulas

6.6.1 En el mantenimiento de válvulas se deben tener presente los aspectos siguientes:

- a) Las válvulas de relevo de presión, de vacío y sistemas de despresurización de vapor, válvulas de cierre de emergencia, válvulas de no retroceso y otros equipos para prevenir o controlar la emisión accidental de GLP, deben inspeccionarse, probarse y darles servicio de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. La frecuencia para realizar pruebas y dar servicio de mantenimiento dependerá del tipo de dispositivo o sistema, del riesgo asociado a la falla o mal funcionamiento, así como del historial de funcionamiento del dispositivo o sistema.
- b) Disponer de un procedimiento para asegurarse que las válvulas de aislamiento permanezcan abiertas durante la operación. Esto se puede hacer, entre otros, mediante dispositivos de bloqueo, listas de verificación y procedimiento de etiquetado.
- c) Controlar la operación de las válvulas para aislar el dispositivo de relevo de presión o de vacío con candados o sellos que las mantengan abiertas.

6.7 Mantenimiento de los sistemas de control

6.7.1 En las actividades de mantenimiento de los sistemas de control debe considerarse lo siguiente:

- a) Se deben inspeccionar al menos anualmente los dispositivos de paro automático.
- b) Los sistemas de control que normalmente están en operación deben inspeccionarse y probarse una vez cada año calendario.
- c) Los sistemas de control que sean utilizados por temporadas deben inspeccionarse y probarse cada temporada antes de entrar en operación.
- d) Cuando un componente esté protegido por un dispositivo de seguridad único y éste sea desactivado para mantenimiento o reparación, el componente debe ponerse fuera de servicio, a menos que se implementen medidas de seguridad alternas.
- e) Cuando un sistema de control ha estado fuera de servicio por 30 días o más, antes de que se vuelva a poner en operación debe inspeccionarse y comprobarse la aptitud de operación de dicho sistema.

6.8 Mantenimiento del sistema de protección contra incendios

6.8.1 Los equipos de control del sistema de protección contra incendios deben inspeccionarse y probarse a intervalos regulares que no excedan 6 meses.

- a) El mantenimiento de los equipos de control debe programarse de manera que una parte mínima de los equipos sean puestos fuera de servicio en forma simultánea y que dichos equipos se vuelvan a poner en servicio en el menor tiempo posible.
- b) El mantenimiento del sistema de protección contra incendios debe realizarse a todos los equipos, entre otros, los siguientes:
 - 1. Sistemas de comunicaciones de servicios de emergencia.
 - 2. Equipos de monitoreo.
 - 3. Sistemas de agua contra incendios.
 - 4. Extintores contra incendios portátiles o de ruedas, apropiados para incendios de gas disponibles en ubicaciones estratégicas dentro de la IRGE.
 - 5. Extintores contra incendios fijos y demás equipo de control de incendios, los cuales deben mantenerse de acuerdo con su aplicación específica.
 - 6. Sistemas de control no incluidos en las disposiciones 1 a 5 anteriores que deben inspeccionarse y probarse una vez cada año calendario.

6.9 Control de la corrosión

6.9.1 Con relación al control de la corrosión de las instalaciones y componentes, se debe considerar lo siguiente:

- a) Las instalaciones superficiales que estén expuestas a la atmósfera se deben limpiar y proteger con recubrimientos de material adecuado para prevenir la corrosión. Además, se debe contar con un programa para monitorear la corrosión exterior y llevar a cabo reparaciones donde sea necesario.
- b) Cualquier elemento de las instalaciones de una IRGE que presente corrosión que pueda provocar fugas se debe reemplazar o reparar, de forma inmediata.
- c) Si se realiza una reparación, se debe determinar si dicho elemento debe continuar en servicio empleando un método analítico, por pruebas de presión o por un método alternativo.
- d) Cuando se cuente con un sistema de protección catódica, se debe verificar su adecuado funcionamiento por medio de las mediciones de potenciales metal/suelo empleando una celda o electrodo de referencia, y conservar el registro de dichas mediciones.

6.10 Superficies resistentes al fuego

6.10.1 Se deben inspeccionar periódicamente las superficies metálicas para verificar que la protección resistente al fuego no se haya aflojado o dañado por la corrosión subyacente.

6.10.2 Se deben reparar las aberturas y grietas que puedan ocasionar que la humedad penetre y llegue a la superficie del metal protegido para disminuir el riesgo de falla estructural por corrosión oculta o por fuego.

6.10.3 Se debe proteger el borde superior de superficies verticales a prueba de fuego para evitar que penetre el agua entre la capa resistente al fuego y el metal protegido, por ejemplo, en las columnas que sirven de soporte estructural para recipientes esféricos.

6.10.4 Se deben realizar las reparaciones adecuadas de las áreas donde existe corrosión subyacente. En este supuesto, se debe retirar la capa resistente al fuego y reparar el metal, aplicar recubrimiento anticorrosivo y la protección a prueba de fuego.

6.11 Reparación de equipo de GLP

La reparación de tanques y recipientes, tuberías y equipos que hayan sido fabricados de conformidad con una norma, código o estándar específico, debe cumplir con los requisitos establecidos en los documentos correspondientes.

6.12 Trabajo en caliente

6.12.1 Se refiere así a las actividades que requieren de fuentes de ignición para su ejecución, por ejemplo, trabajos de soldadura. Antes de realizar algún trabajo en caliente, se deben aplicar las medidas de seguridad siguientes:

- a) Las fuentes de ignición se deben controlar cuando se esté preparando el equipo para realizar reparaciones y cuando se abran las bridas para su cegado, despresurización y emisión de vapor.
- b) El recipiente a presión o tanque de almacenamiento y los equipos se deben aislar de tuberías, fuentes de vapores y líquidos inflamables y subsecuentemente purgar dichos vapores y líquidos.
- c) Se debe retirar el equipo que va a ser reparado del área de almacenamiento o de maniobras para reducir los riesgos de ignición de una fuga de GLP imprevista.
- d) Cuando no sea posible retirar el equipo, se deben tomar otras medidas para evitar riesgos de fugas o incendios imprevistos. Dichas medidas pueden incluir aumentar la vigilancia del operador, suspender el trasiego de GLP en los tanques o recipientes adyacentes o aplicar dispositivos de detección de vapor y dispositivos de alarma adicionales en el área donde se realizan trabajos a altas temperaturas y se encuentran fuentes potenciales de vapor.

6.13 Autorización de trabajo

6.13.1 Cuando se ha determinado que un tanque o equipo no contiene vapor y es seguro realizar trabajos en caliente, por ejemplo, soldadura o corte con antorcha, se debe expedir una autorización de trabajo que:

- a) Describa el tipo de actividad así como las medidas de seguridad y limitaciones requeridas, incluyendo el control de fuentes de ignición.
- b) Sea congruente con los procedimientos de seguridad de la IRGE.

6.14 Sismo o evento meteorológico

6.14.1 Si tiene lugar un evento sísmico o meteorológico, se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

- a) Suspender la operación de la IRGE tan pronto como sea posible en el caso de que la situación así lo amerite.
- b) Determinar la naturaleza y alcance de los daños causados por el evento.
- c) Evaluar el estado de los sistemas y componentes para determinar si es viable continuar con su operación.
- d) Verificar que está restablecida la seguridad de la operación antes de volver a poner en servicio las instalaciones de la IRGE.

6.15 Registros de mantenimiento

6.15.1 El Permisionario debe mantener el libro de bitácora mencionado en el numeral 6.3.1 de este Anexo por un periodo no menor de cinco años, así como el reporte de las actividades de mantenimiento realizadas en cada componente de la IRGE, incluyendo los registros en que un componente sea retirado o puesto en servicio.

6.15.2 El Permisionario debe mantener durante la vida útil de la IRGE, registros de cada prueba, estudio o inspección requeridos en este Anexo con detalle suficiente para demostrar la eficiencia de las medidas de control de corrosión.

6.16 Mantenimiento del predio de la IRGE

6.16.1 Las vías de acceso a cualquier tipo de vehículo o persona al interior de las instalaciones de la IRGE deben ser mantenidas sin obstrucciones y en condiciones de uso en todas las situaciones climáticas.

6.16.2 Se debe evitar la presencia de materiales extraños, contaminantes y hielo con objeto de mantener condiciones de operación segura de cada componente de la IRGE.

6.16.3 El predio de la IRGE se debe mantener libre de desperdicios, desechos y otros materiales que representen un riesgo de incendio.

6.16.4 Las áreas con pasto o hierbas se deben mantener de manera que no representen riesgo de incendio.

6.17 Requisitos de mantenimiento para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.

6.17.1 En caso de que la IRGE cuente con boyas para el trasiego del producto desde buque tanques, el Permisionario deberá considerar las medidas de mantenimiento correspondientes a las que se hace referencia en las Normas aplicables.

Capítulo 7 Seguridad en las instalaciones de una IRGE**7.1 Aspectos generales.**

El presente capítulo tiene por objeto establecer las condiciones mínimas necesarias para garantizar la seguridad en las instalaciones de una IRGE de conformidad con la legislación vigente en la materia.

Los rubros que abarcan dichas condiciones mínimas, en términos generales, son los siguientes:

- a) El plan de prevención y protección contra incendios,
- b) El plan de atención a emergencias;
- c) El plan de capacitación al personal operativo de las instalaciones;
- d) El plan de seguridad y protección civil;
- e) La vigilancia de una IRGE y medidas contra las acciones o intromisiones por terceras personas.

7.1.1 Para dar cumplimiento puntual a los rubros de seguridad, los permisionarios deberán observar lo establecido en la normas oficiales mexicanas NOM-002-STPS-2010 Condiciones de seguridad – Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo, y, en lo conducente, en la NOM-028-STPS-2012 Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas, o en aquellas que las sustituyan.

7.2 Inspección anual de seguridad de una IRGE.

7.2.1 Para efecto de garantizar que una IRGE constituye una instalación funcional y operable de manera segura, como parte del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad, el Permisionario debe implementar una inspección anual que considere, al menos, la identificación de las fallas en el proceso que puedan resultar en un riesgo y, en su caso, implementar las acciones correctivas para mitigar las fallas con objeto de restaurar la operación normal de la IRGE.

7.3 Plan de prevención y protección contra incendios

7.3.1 El plan de prevención y protección contra incendios debe prever, específicamente, los riesgos inherentes a la operación de una IRGE, por lo que se deben considerar, en lo conducente, los siguientes escenarios:

- a) Incendio y explosión de tanques y recipientes para almacenamiento;
- b) La exposición al fuego de las instalaciones adyacentes a los tanques y recipientes.
- c) Fuego ocasionado durante la extracción de muestras.
- d) Fuego ocasionado durante el desfogue de una válvula de relevo de presión.
- e) Incendio en el área de bombas.
- f) Incendios en auto-tanques, semirremolques o carro-tanques durante el trasiego de GLP, en su caso.

7.3.2 El Permisionario debe prever en su plan de prevención y protección contra incendios la información siguiente:

- a) Plano de configuración de la IRGE que muestre la ubicación de los equipos, tanques o recipientes, rutas de acceso y evacuación, así como de las instalaciones colindantes;
- b) Información que describa la ubicación de los equipos y válvulas de emergencia, interruptores eléctricos para el aislamiento de las áreas, interruptor y alimentador principal;
- c) Información que describa la ubicación y operación del sistema que permita la suspensión general o por área donde se presente un evento, dentro de una IRGE;
- d) Ubicación y descripción del suministro de agua contraincendios, hidrantes, estanques, canales, válvulas principales y bombas.

7.3.3 El plan debe ser revisado y, en su caso, actualizado cada cinco años, o antes en caso de presentarse modificaciones que incrementen el riesgo en la IRGE.

7.4 Capacitación.

7.4.1 El plan de capacitación del personal de combate contraincendios debe incluir los siguientes temas específicos relativos a una IRGE:

- a) Identificación de condiciones que indiquen la inminente ruptura de un tanque o recipiente,
- b) Técnicas para el enfriamiento de los tanques y recipientes, y
- c) Evaluación de un incendio durante una condición de emergencia que considere al menos los eventos siguientes:
 - 1. La capacidad del sistema contra incendios,
 - 2. La gravedad del incendio en un tanque o recipiente,
 - 3. Evacuación inmediata del área ante la inminente ruptura de un tanque o recipiente,
 - 4. El proceso de combate contra incendios el cual debe considerar los aspectos siguientes:
 - i) Tasas de aplicación de agua de enfriamiento.
 - ii) Las técnicas de combate contra incendios aplicables a un tanque de almacenamiento.

7.5 Supervisión de las instalaciones de una IRGE y medidas contra terceros.

7.5.1 Deben considerarse medidas para evitar acciones o intromisiones por terceras personas ajenas a las instalaciones de una IRGE que puedan poner en riesgo la integridad del mismo y de las personas que operan dicho sistema.

7.5.2 El Permisionario debe evaluar la seguridad de las instalaciones de una IRGE que incluya el análisis de peligros, amenazas y vulnerabilidad externas, así como sus consecuencias.

7.5.3 El Permisionario debe implementar un sistema de seguridad contra amenazas externas para controlar el acceso e impedir la entrada de personas ajenas y vehículos no autorizados, por lo que se deberán instalar muros, malla o rejas en el perímetro de las instalaciones de una IRGE.

7.5.4 El Permisionario debe implementar prácticas y procedimientos de seguridad para proteger al personal operativo y a las personas de amenazas externas. Una IRGE debe contar al menos con lo siguiente:

- a) Supervisión. Las áreas alrededor de cada instalación y del muro o la reja de protección deben estar supervisadas continuamente para evitar la presencia de personas o vehículos no autorizados. La supervisión puede ser visual o por sistemas de monitoreo.
- b) Alumbrado de seguridad. El área en la periferia interior de las instalaciones debe estar iluminada con alumbrado de servicio.

7.6 Señales y avisos para protección civil.

7.6.1 Se deben colocar señales y avisos para protección civil colocados en las instalaciones de una IRGE.

7.7 Código de identificación para tuberías.

7.7.1 Las tuberías instaladas en una IRGE deberán señalizarse con el color y la identificación correspondientes.

7.8 Requisitos de seguridad para instalaciones de trasiego de GLP mediante boyas.

7.8.1 En caso de que las instalaciones de una IRGE cuenten con boyas para el trasiego del producto desde buque tanques, el Permisionario deberá considerar las medidas de seguridad correspondientes a las que se hace referencia en las Normas aplicables.

7.9 Elaboración del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad.

7.9.1 El Permisionario deberá elaborar el programa anual de operación, mantenimiento y seguridad de una IRGE que sea congruente con lo establecido en los capítulos 5, 6 y 7 de este Anexo. Dicho programa deberá ser verificado por una Unidad de Verificación debidamente acreditada y aprobada por la Comisión. El programa debe contener, como mínimo, los rubros siguientes:

- a) La lista total de actividades a desarrollar relativas a la operación, mantenimiento y seguridad de la IRGE
- b) Desagregación de las actividades por área del sistema o por concepto, es decir, operación, mantenimiento y seguridad
- c) Desarrollo cronológico de las actividades estableciendo su interdependencia con otras, en su caso. Se debe mostrar claramente la fecha de inicio y terminación de la actividad.
- d) Manual, instrucciones y recomendaciones del fabricante del equipo, sistema o instalación correspondiente, en su caso.
- e) Descripción de los recursos humanos y tiempo asignados a cada actividad
- f) Persona responsable de las actividades
- g) La forma en que se van a controlar el desarrollo y ejecución de las actividades programadas
- h) Bitácora de las actividades de operación, mantenimiento y seguridad

7.9.2 El Permisionario deberá presentar a la Comisión durante los primeros tres meses del año calendario en curso, el dictamen emitido por una UV con relación al cumplimiento del programa anual de operación, mantenimiento y seguridad de una IRGE, correspondiente al año calendario inmediato anterior, a que hace referencia la disposición 7.9.1.

Capítulo 8 Sistema de Administración de la Integridad aplicable a una IRGE

8.1 Aspectos generales

Como resultado de incidentes ocurridos en plantas industriales en diversas partes del mundo, en años recientes se han adoptado nuevos métodos para evaluar riesgos e implementar medidas efectivas para controlarlos. Entre ellos destaca el de la administración de riesgos como un medio más eficaz y adecuado, desde el punto de vista de costos, para mantener y mejorar la seguridad en instalaciones industriales. La administración de riesgos se entiende como una combinación de la evaluación del riesgo y su control.

La seguridad de una IRGE está directamente vinculada con el diseño, apego a normas y códigos de ingeniería, mantenimiento y adecuada operación de las instalaciones; todos estos rubros impactan el estado físico e integridad de la IRGE. Un Sistema de Administración de la Integridad combina la administración de riesgos y análisis sistemáticos de la integridad de las instalaciones con objeto de obtener una evaluación global de los riesgos e implantar, subsecuentemente, medidas sobre cómo administrarlos.

8.2 Sistema de Administración de la Integridad

8.2.1 Los permisionarios de Sistemas de transporte que incorporen una IRGE a dichos sistemas, deberán adicionar a su Sistema para la administración del trabajo – seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas, previsto en la NOM-028-STPS-2012 (en lo sucesivo Sistema de Administración de la Integridad o SAI), una evaluación del desempeño del SAI.

8.3 Evaluación del desempeño del Sistema de Administración de la Integridad

8.3.1 El Permisionario debe evaluar la efectividad del SAI, para lo cual debe considerar indicadores de desempeño con objeto de mejorarlo, en su caso.

8.3.1.1 Medición del desempeño del SAI en las instalaciones de una IRGE. El Permisionario debe presentar a la Comisión, como parte de su programa anual de operación, mantenimiento y seguridad, indicadores que permitan evaluar el desempeño del SAI, entre ellos, podrán utilizarse los siguientes:

- a) Índice de eventos graves de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EGSP = (NEGSP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EGSP: Índice de eventos graves de la seguridad de los procesos,

NEGSP: Número de eventos graves de la seguridad de los procesos,

HPER: Horas Persona de Exposición al Riesgo;

- b) Índice de eventos moderados de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EMOSP = (NEMOSP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EMOSP: Índice de eventos moderados de la seguridad de los procesos,

NEMOSP: Número de eventos moderados de la seguridad de los procesos;

- c) Índice de eventos menores de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$EMESP = (NEMESP/HPER) \times 10^6$$

Donde:

EMESP: Índice de eventos menores de la seguridad de los procesos,

NEMESP: Número de eventos menores de la seguridad de los procesos;

- d) Índice de frecuencia de eventos de la seguridad de los procesos. Se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IFESP = ((NEGSP+NEMOSP+NEMESP) / HPER) \times 10^6$$

Donde:

IFESP: Índice de frecuencia de eventos de la seguridad de los procesos.

8.3.1.2 Mejoramiento del desempeño. Con objeto de implementar mejoras, se deben usar los resultados de los indicadores establecidos en el numeral 8.3.1.1 y realizar evaluaciones para modificar el SAI, en su caso, como parte del proceso de mejoramiento continuo. Se deben documentar los resultados, recomendaciones y cambios realizados al SAI.

8.4 Notificación del reporte anual de incidentes.

8.4.1 El Permisionario deberá enviar a la Comisión un reporte anual de incidentes y la manera en que fueron atendidos. En caso de haberse presentado un Accidente mayor en una IRGE, el Permisionario deberá reportarlo a la Comisión dentro de las 48 horas siguientes a dicho suceso, en los términos de lo previsto en el Artículo 67 fracción VIII del Reglamento de Gas Licuado de Petróleo, o en aquél que lo sustituya.

Anexo II Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad de la NOM-EM-004-SECRE-2014**1.0 Objetivo y Consideraciones Generales**

1.1 El presente Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) tiene por objeto establecer la metodología para la determinación del grado de cumplimiento de esta norma oficial mexicana de emergencia de los Sistemas de transporte por medio de ductos de GLP y otros hidrocarburos líquidos obtenidos de la refinación del petróleo, tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo.

1.1.1 Para realizar la evaluación de la conformidad de las instalaciones de recepción, guarda y entrega (IRGE), señaladas en el Reglamento de Gas Licuado de Petróleo en su artículo 2, fracción XXXVII, en donde se define a un Sistema de Transporte por Ductos como un “sistema formado por un ducto o conjunto de ductos, equipo de bombeo, reguladores, medidores e instalaciones de recepción, guarda y entrega de GLP para llevar a cabo el transporte por medio de ductos o el transporte por medio de ductos para autoconsumo”, se deberá estar a lo establecido en la sección 3.11 de este Anexo.

1.1.2 Como actividades relacionadas con la verificación de esta norma oficial mexicana de emergencia, están los informes de calibración de instrumentos y aparatos para medir, los cuales deben ser emitidos por personas acreditadas en términos de la LFMN.

1.2 El PEC establecido en este Anexo abarca, en lo conducente, la verificación de los aspectos descritos en los anexos siguientes:

- **Anexo I.-** Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de una IRGE.
- **Anexo III.-** Requisitos mínimos para realizar la evaluación de la conformidad de un Sistema de Transporte.
- **Anexo IV.-** Corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.
- **Anexo V.-** Monitoreo, detección y control de derrames.
- **Anexo VI.-** Guía para la elaboración del programa para la prevención de accidentes (PPA)

1.3 De conformidad con el artículo 74 de la LFMN, la evaluación de la conformidad podrá realizarse por sistema, ya sea directamente en las instalaciones que correspondan o durante el desarrollo de las actividades, servicios o procesos de que se trate.

1.3.2 Con objeto de facilitar el proceso de evaluación de la conformidad, cuando un Sistema de transporte de GLP incorpore una o más IRGE, dicho proceso de evaluación podrá realizarse, a elección del Permisionario o Transportista, en dos partes: una relativa a los ductos, válvulas, estaciones de bombeo y demás equipo correspondiente (ver sección 3.8 de este Anexo), y otra a las instalaciones de la(s) IRGE (ver sección 3.11 de este Anexo). Asimismo, cada parte se integrará de la documentación inherente a los actos de verificación de que se trate.

1.3.3 En el caso de un Sistema de transporte de GLP, el Permisionario o Transportista también podrá, si así lo desea, requerir la evaluación de la conformidad mediante un solo proceso integral que abarque la totalidad del Sistema de transporte, es decir, incluyendo las instalaciones de la IRGE.

1.3.4 El dictamen sólo podrá ser emitido cuando se haya dado cabal cumplimiento al proceso de evaluación de la conformidad de ambas partes, a que hace referencia el numeral 1.3.2.

1.3. 5 Los gastos que se originen por los trabajos de verificación y por actos de evaluación de la conformidad, serán a cargo del Permisionario o solicitante de la verificación, conforme con lo establecido en el artículo 91 de la LFMN.

2.0 Definiciones

Para efectos de este Procedimiento, se entenderá por:

2.1 Acta circunstanciada o Acta de verificación: Documento emitido por la UV o Tercero Especialista en cada uno de los periodos de verificación en el cual se hacen constar los hechos ocurridos durante el proceso de verificación. El acta circunstanciada debe contener, en todos los casos, al menos, los datos siguientes: nombre, denominación o razón social del Permisionario o Transportista; hora, día, mes y año en que se inicie y concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del Permisionario y/o Transportista, nombre y cargo de la persona con quien se entendió la diligencia; nombre y domicilio de las personas que fungieron como testigos, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia. Entre los puntos que deben considerarse como hechos son las observaciones, cumplimientos y, en su caso, no conformidades con esta norma oficial mexicana de emergencia.

2.2 Dictamen: Documento que emite la UV o Tercero Especialista mediante el cual acredita el grado de cumplimiento del Sistema de transporte con esta norma oficial mexicana de emergencia.

2.3 Programa de verificación: En éste se establecen las fechas en que se deben realizar las actividades para constatar el cumplimiento de esta norma oficial mexicana de emergencia, así como los recursos materiales y humanos que se emplearán para cada actividad.

2.4 Reporte de verificación: Documento que contiene el reporte técnico de la UV o Tercero Especialista que sustenta el dictamen, debe especificar el Título de Permiso del Permisionario, en su caso, o Transportista correspondiente y describir la documentación y evidencias utilizadas en el proceso de verificación que sustente el grado de cumplimiento de esta norma oficial mexicana de emergencia. Adicionalmente, debe especificar cómo se solventaron las observaciones o no conformidades que, en su caso, se hayan identificado a lo largo del proceso de verificación.

2.5 Verificación: La constatación ocular o comprobación mediante muestreo, medición, pruebas de laboratorio o documentales que se realizan para evaluar la conformidad con esta norma oficial mexicana de emergencia en un momento determinado.

3.0 Procedimiento

3.1 Etapas que deben considerarse en la verificación

3.1.1 En el proceso de verificación de un Sistema de transporte nuevo o la modificación técnica de alguno existente, incluyendo, en su caso, las IRGE se deben considerar los rubros siguientes:

- a) La Ingeniería básica del Proyecto que forma parte de la información que se debe presentar a la Comisión junto con la solicitud de permiso correspondiente;
- b) La Ingeniería de detalle, derivada de la Ingeniería básica, que se debe desarrollar previo al inicio de la construcción del Sistema de transporte y que puede tener modificaciones y actualizaciones a lo largo de dicha etapa.
- c) La etapa de construcción, dentro de la cual se deben generar los reportes constructivos para los sistemas que forman el Sistema de transporte. Dichos reportes deberán incluir la evidencia fotográfica, los planos de detalle de construcción y pruebas de hermeticidad y de integridad, para cada uno de los sistemas que conforman el Sistema de transporte.
- d) La puesta en servicio que debe considerar las pruebas preoperativas, operativas y de desempeño, a diferentes capacidades, del Sistema de transporte.
- e) Desactivación y abandono de tuberías u otras instalaciones diversas; lo anterior incluye las actividades previstas en el numeral 8.28.1 de esta norma oficial mexicana de emergencia, en lo conducente, para un Sistema de transporte o en la disposición 5.12, Capítulo 5 del Anexo I para una IRGE, respectivamente.

3.2 Programa de verificación

La UV o Tercero Especialista y el Permisionario o Transportista deben definir un Programa de verificación que muestre las actividades y periodos en que se efectuará la verificación. Dicho programa debe establecer el alcance para dar cumplimiento de los requisitos establecidos en esta norma oficial mexicana de emergencia mediante la verificación documental, disposición 3.4, y verificación en campo, disposición 3.5, así como las pruebas que, en su caso, se requieran.

3.3 Acta de verificación.

3.3.1 En cada visita de verificación la UV o Tercero Especialista deberá levantar un Acta de verificación.

3.3.2 El Permisionario o Transportista debe proporcionar a la UV o Tercero Especialista los documentos y la información de soporte relativa a cada una de las fases de verificación del Sistema de transporte, referidas en la disposición 3.1.1 anterior, para que se evalúe la conformidad de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.3.3 El Permisionario o Transportista puede pronunciarse y ofrecer pruebas a la UV o Tercero Especialista durante la visita de verificación, o dentro de los siguientes cinco días hábiles al cierre del Acta de verificación, en relación con los hechos contenidos en ésta.

3.3.4 El Permisario o Transportista deberá subsanar las no conformidades y observaciones detectadas por la UV o Tercero Especialista, antes del cierre del Acta de verificación. El Permisario o Transportista y la UV o Tercero Especialista deberán acordar un Programa para la atención de observaciones y no conformidades en caso que éstas no se puedan atender inmediatamente.

3.4 Verificación documental

3.4.1 La UV o Tercero Especialista debe verificar que el Permisario o Transportista cuente con la documentación correspondiente, según el tipo de dictamen que se vaya a emitir, con objeto de que éste acredite el cumplimiento de lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia; entre dicha documentación, se encuentra la siguiente:

- a) Los manuales, planes y procedimientos que se mencionan en esta norma oficial mexicana de emergencia;
- b) Las Ingenierías Básica y de Detalle;
- c) Los registros de las diferentes actividades realizadas, y
- d) Otra documentación complementaria como: pruebas pre-operativas, operativas, de desempeño y cualquier documentación requerida por esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.4.2 En aquellos aspectos de la evaluación de la conformidad con esta norma oficial mexicana de emergencia que se relacionen con otra u otras normas oficiales mexicanas emitidas por otras autoridades, el Permisario o Transportista deberá únicamente presentar a la UV o Tercero Especialista los dictámenes vigentes de dichas normas, con el único propósito de conocer su estado de cumplimiento.

3.4.3 La documentación relativa a la integridad mecánica del Sistema de transporte que se requiere en esta norma oficial mexicana de emergencia debe ser conservada por el Permisario durante la vida útil del sistema.

3.5 Verificación en campo

3.5.1 La UV o Tercero Especialista debe verificar que el Permisario o Transportista ha realizado las instalaciones físicas congruentes con la información documental y que ha implementado las pruebas a los diversos equipos y componentes, de conformidad con lo establecido en esta norma oficial mexicana de emergencia. Las pruebas deberán estar documentadas y, en casos específicos como las pruebas de hermeticidad, operativas y de desempeño, deberán realizarse en presencia de la UV o Tercero Especialista.

3.6 Reporte de verificación

3.6.1 La UV o Tercero Especialista debe elaborar un reporte de verificación que contenga, al menos, la información siguiente:

- a) Objetivo, alcance, descripción de la etapa del Sistema de transporte o parte de éste a verificar;
- b) Actas circunstanciadas generadas durante las diferentes etapas de la verificación documental y en campo;
- c) Resultado de las inspecciones, mediciones y pruebas que se aplicaron, así como los documentos que las soporten que resulten de la propia verificación o que se entreguen por la persona que atendió la visita de verificación;
- d) Métodos y procedimientos aplicados para inspecciones y pruebas, así como los instrumentos, equipos y dispositivos utilizados en su aplicación;
- e) Verificación hecha mediante inspección ocular;
- f) Anexos (planos, diagramas de flujo y memorias técnico descriptivas, no conformidades y observaciones, así como la manera en que fueron solventadas, pruebas, reporte fotográfico y tablas).

3.7 Dictamen

3.7.1 La UV o Tercero Especialista debe elaborar el Dictamen, el cual podrá ser aprobatorio o no aprobatorio, con base en las Actas de verificación y el Reporte de verificación. El Dictamen deberá contener la información siguiente:

- a) Los datos de la UV, del Permisario o Transportista, periodo de verificación, tipo de dictamen, fecha de expedición, así como nombre y firma del gerente técnico, máxima autoridad o representante legal del Permisario o solicitante y del(los) verificador(es).

- b) Cuando se detecte una o más no conformidades y éstas no sean solventadas una vez concluida la verificación y antes del cierre del Acta de verificación correspondiente, la UV o Tercero Especialista deberá expedir un dictamen no aprobatorio, señalando las causas de dicha determinación.
- c) En caso de la expedición de dictámenes no aprobatorios, la UV o Tercero Especialista deberá integrar en el Reporte de verificación correspondiente el Programa para la atención de observaciones y no conformidades en el que se establezcan las acciones para solventar las no conformidades y los plazos en los que el Permisionario o Transportista las implementará, el cual deberá presentarse para su evaluación y aprobación por parte de la Comisión, con independencia de las sanciones que, en su caso, resulten aplicables.
- d) Cuando las no conformidades incidan en la seguridad del Sistema de transporte y representen un peligro grave para las personas y las instalaciones, el Programa para la atención de observaciones y no conformidades que integre la UV o Tercero Especialista, deberá priorizar su atención, con independencia de las acciones que la Comisión haga valer, de conformidad con la regulación vigente.

3.7.2 Concluida la verificación, la UV o Tercero Especialista debe entregar al Permisionario o Transportista el Dictamen y el Reporte de verificación correspondiente.

3.8 Verificación de un Sistema de transporte

3.8.1 Para realizar la evaluación de la conformidad de un Sistema de transporte, la UV o Tercero Especialista deberá implementar la verificación documental y verificación en campo de los requisitos mínimos contenidos en el Anexo III de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.8.2 La UV o Tercero Especialista deberá expedir los siguientes dictámenes técnicos relativos a la verificación de un Sistema de transporte, de acuerdo a las etapas de desarrollo en que se encuentre dicho sistema:

- a) **El Dictamen Técnico del Proyecto:** que incluye la verificación de la Ingeniería Básica, de acuerdo con los requerimientos indicados en los capítulos 2, 3 y 4 de esta norma oficial mexicana de emergencia, según aplique.
- b) **El Dictamen Técnico de Inicio de operaciones:** que incluye la verificación de la Ingeniería de Detalle, la etapa de construcción, pruebas de hermeticidad, pre-operativas, operativas y de desempeño de acuerdo con los requerimientos indicados en esta norma oficial mexicana de emergencia.
- c) **El Dictamen Anual de Operación, Mantenimiento y Seguridad:** que incluye la verificación de las disposiciones establecidas en el capítulo 8 de esta norma oficial mexicana de emergencia, y
- d) **El Dictamen de Desactivación y abandono del Sistema de transporte o una sección de éste:** que incluye la verificación de las disposiciones establecidas en la disposición 8.28, en lo conducente, de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- e) **Dictamen quinquenal del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos:** que incluye la verificación quinquenal de las disposiciones establecidas en el capítulo 10, en lo conducente, de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.8.2.1 Dictamen técnico del proyecto

3.8.2.1.1 Para emitir el Dictamen Técnico del Proyecto, la UV o Tercero Especialista deberá verificar, en lo conducente, el cumplimiento de las disposiciones establecidas en los capítulos 3 al 10, de esta norma oficial mexicana de emergencia para un Sistema de transporte nuevo o la modificación de alguno existente, por lo que debe verificar lo siguiente:

- a) La Ingeniería básica del proyecto para instalaciones nuevas o modificadas;
- b) Los eventos de riesgo, ya sea para un sistema de transporte nuevo o la modificación técnica de alguno existente, considerados en el diseño de los sistemas de protección del Sistema de transporte que administrarán dicho riesgo;

3.8.2.2 Dictamen técnico de inicio de operaciones

3.8.2.2.1 Para emitir el Dictamen Técnico de Inicio de Operaciones, la UV o Tercero Especialista deberá verificar, en lo conducente, el cumplimiento de las disposiciones establecidas en los capítulos 3 a 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia; específicamente, debe verificar lo siguiente:

- a) La Ingeniería de detalle, la cual debe contener: memorias técnico-descriptivas (puntos de recepción del hidrocarburo, sistemas de bombeo, válvulas de seccionamiento, dispositivos de seguridad y registros, entre otros), descripción de obras especiales para protección de la tubería, la evaluación de riesgos relacionados con el tipo de suelo y fenómenos naturales (como inundaciones, marejadas, desplazamientos del suelo y terremotos), planos de construcción de los diferentes sistemas, diagramas de flujo y de tubería e instrumentación.
- b) La etapa de construcción relativa al capítulo 6 de esta norma oficial mexicana de emergencia que incluya los reportes sobre el cumplimiento aplicable a los sistemas civil, mecánico, eléctrico y contra incendios. Esta etapa incluye lo siguiente:
 - 1. Los procedimientos que se deben aplicar en campo para la construcción, soldadura, pruebas e inspecciones referidas en esta norma oficial mexicana de emergencia;
 - 2. Los registros de capacitación y, en su caso, la certificación del personal que interviene en los trabajos de construcción;
 - 3. La bitácora de las actividades en campo;
 - 4. Control de cambios de ingeniería realizados durante la construcción, en su caso, fecha en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación, memorias técnico-descriptivas y planos de ingeniería de cómo quedó construido el Sistema de transporte con relación al proyecto autorizado por la Comisión;
- c) Que se cuente con los programas de operación, mantenimiento y seguridad.

3.8.2.3 Dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad

3.8.2.3.1 La UV o Tercero Especialista debe emitir durante los primeros tres meses de cada año calendario, el Dictamen relativo al cumplimiento del Programa Anual sobre Operación, Mantenimiento y Seguridad del Sistema de transporte del año operativo inmediato anterior, elaborado por el Permisionario o Transportista. Dicho programa debe ser congruente con lo establecido en el capítulo 8 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.8.2.3.2 La UV o Tercero Especialista debe verificar que el Permisionario o Transportista cuente con el programa anual sobre operación, mantenimiento y seguridad del Sistema de transporte del año operativo en curso. Este programa debe ser entregado por el Permisionario o Transportista a la Comisión junto con el Dictamen Anual de Operación, Mantenimiento y Seguridad del año operativo inmediato anterior a que hace referencia la disposición 3.8.2.3.1.

3.8.2.3.3 Para emitir el dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad, la UV o Tercero Especialista debe verificar que la documentación y registros de operación, mantenimiento y seguridad correspondan con las condiciones operativas del Sistema de transporte al momento de la verificación, y con el programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del año operativo inmediato anterior. Estos documentos actualizados deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) El estudio de riesgos vigente y actualizado en caso de haber realizado modificaciones técnicas en las instalaciones o haberse modificado las condiciones en las inmediaciones del Sistema de transporte que afecten la seguridad de éste;
- b) El manual de operación del Sistema de transporte con procedimientos detallados;
- c) La bitácora de la operación del Sistema de transporte, incluyendo el registro de condiciones normales, anormales y de emergencia, en su caso, de las acciones derivadas y los resultados de dichas acciones;
- d) La capacitación y, en su caso, certificaciones actualizadas del personal que desempeña los trabajos de operación, mantenimiento y seguridad;
- e) Los programas de mantenimiento aplicados y la bitácora de las actividades de mantenimiento;
- f) El programa del SAID, de conformidad con lo establecido en el capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia, cuyo propósito es evaluar su apego a lo establecido en dicho capítulo;
- g) Los eventos o incidentes en los cuales existió riesgo para el personal y las instalaciones, en su caso, así como las acciones que se implementaron para corregir las condiciones que las originaron.

3.8.2.4 Dictamen de desactivación y abandono del Sistema de transporte o una sección de éste

3.8.2.4.1 Para emitir el Dictamen de Desactivación y Abandono del Sistema de transporte, o una sección de éste, la UV o Tercero Especialista debe verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el numeral 8.28 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.9 Verificación del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos

3.9.1 La UV o Tercero Especialista debe verificar que el Permisionario ha implementado el SAID, de conformidad con las disposiciones 10.2.8, 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 10.9 de esta norma oficial mexicana de emergencia, mediante la evidencia documental que se indica a continuación:

a) Información específica del SAID:

1. Alcance y objetivos de dicho sistema;
2. Responsable de cada elemento del SAID y de su administración;
3. Políticas y procedimientos adecuados para lograr las metas y objetivos;
4. Implementación de las políticas y procedimientos;
5. Identificación y análisis de todos los eventos que pudieran conducir a una falla del Sistema de transporte;
6. Evaluación de la probabilidad y consecuencias de incidentes potenciales en el Sistema de transporte;
7. Evaluación y comparación de los riesgos identificados;
8. Programa de trabajo con fechas compromiso que considere, entre otras, las medidas que se implementarán para la mitigación de riesgos;
9. La medición del rendimiento del SAID; y,
10. Evaluación y verificación periódica del SAID.

b) Planes y programas del SAID

1. El plan de Administración de la Integridad (PAI).
2. El programa de Desempeño del PAI.
3. El programa de Comunicación del PAI.
4. El programa de Administración de Cambios del PAI.
5. El programa de Control de la Calidad del PAI.

c) El contenido mínimo del Plan de Administración de la Integridad del Sistema de transporte está constituido por:

1. La identificación de las causas de los daños potenciales por amenaza.
2. La recolección, revisión e integración de datos.
3. El estudio de riesgos.
4. La evaluación de la integridad del Sistema de transporte.
5. Las respuestas y medidas correctivas y de mitigación.

3.10 Dictamen quinquenal del Sistema de Administración de la Integridad de Ductos

3.10.1 La UV o Tercero Especialista debe emitir el dictamen quinquenal relativo a la verificación del SAID como parte integral del dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad, correspondiente, de conformidad con lo establecido en la disposición 10.17 del capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia. La UV deberá documentar los hallazgos, observaciones y/o no conformidades que, en su caso, hayan sido subsanadas, en su momento, por el Permisionario o Transportista.

3.11 Verificación de la IRGE en un Sistema de transporte de GLP

3.11.1 Cuando un Sistema de transporte de GLP cuente con una o más IRGE, en la evaluación de la conformidad de dichas instalaciones, la UV o Tercero Especialista deberá apegarse, en lo conducente, a lo establecido en esta sección.

3.11.2 La verificación del Sistema de Administración de la Integridad de una IRGE deberá apegarse a lo establecido en la disposición 10.18 del capítulo 10 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.11.3 La UV o Tercero Especialista deberá expedir los siguientes dictámenes técnicos relativos a la verificación de una IRGE de acuerdo a las etapas en que se encuentre:

- a) **El Dictamen Técnico del Proyecto:** que incluye la verificación de la Ingeniería Básica, en lo correspondiente a los requerimientos de ingeniería indicados en los capítulos 2 o 3 o 4 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia, según aplique.
- b) **El Dictamen Técnico de Inicio de Operaciones:** que incluye la verificación de: la Ingeniería de Detalle, la etapa de construcción, pruebas de hermeticidad, pre-operativas, operativas y de desempeño en lo correspondiente a los requerimientos indicados en el Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- c) **El Dictamen Anual de Operación, Mantenimiento y Seguridad:** que incluye la verificación de las disposiciones establecidas en los capítulos 5, 6, 7 y 8 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia, y
- d) **El Dictamen de Desmantelamiento Total, y de Retiro de Uso y Operación de la IRGE:** que incluye lo correspondiente a los requerimientos indicados en el Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.11.3.1 Dictamen técnico del proyecto.

3.11.3.1.1 Para efectos de emitir el Dictamen Técnico del Proyecto, la Unidad de Verificación o Tercero Especialista deberá verificar, en lo conducente, el cumplimiento de las disposiciones establecidas en los capítulos 2, y, en su caso, 3 y 4, del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia para una IRGE nueva o la modificación de alguna existente, por lo que debe verificar lo siguiente:

- a) La Ingeniería Básica del proyecto para instalaciones nuevas o la modificación técnica de alguna existente;
- b) Los eventos de riesgo, ya sea para una IRGE nueva o la modificación técnica de alguna existente, considerados en el diseño de los sistemas de protección de la IRGE que administrarán dicho riesgo;

3.11.3.1.2 El Permisionario deberá presentar a la UV o Tercero Especialista el dictamen vigente relativo al diseño de las instalaciones eléctricas de la IRGE, expedido por una Unidad de Verificación para dar cumplimiento a la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización) o aquella que la modifique o sustituya.

3.11.3.2 Dictamen técnico de inicio de operaciones.

3.11.3.2.1 Para expedir el Dictamen Técnico de Inicio de Operaciones, la UV o Tercero Especialista deberá verificar, en lo conducente, el cumplimiento de las disposiciones establecidas en los capítulos 2 a 8 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia; específicamente, debe verificar lo siguiente:

- a) La Ingeniería de Detalle, la cual debe contener como mínimo memorias técnico-descriptivas, los planos de construcción de los diferentes sistemas, diagramas de flujo y de tubería e instrumentación.
- b) La etapa de construcción relativa a los capítulos 2, o en su caso 3 y 4, del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia que incluya los reportes sobre el cumplimiento aplicable a los sistemas civil, mecánico, eléctrico, contra incendios, paro de emergencia, carga y descarga de producto. Esta etapa incluye lo siguiente:
 - 1. Los procedimientos que se deben aplicar en campo para la construcción, soldadura, las pruebas aludidas en la disposición 9.4.1 anterior e inspecciones referidas en el Anexo I;
 - 2. Los registros de capacitación y, en su caso, la certificación del personal que interviene en los trabajos de construcción;
 - 3. La bitácora de las actividades en campo;
 - 4. Control de cambios de ingeniería realizados durante la construcción, en su caso, fecha en que fueron realizados y documentación que avale su aprobación, memorias técnico descriptivas y planos de ingeniería de cómo quedó construida la IRGE con relación al proyecto autorizado por la Comisión;

- c) Lo establecido en la disposición 5.2 del Anexo I esta norma oficial mexicana de emergencia, y
- d) Que se cuente con los programas de operación, mantenimiento y seguridad.

3.11.3.2.2 La UV o Tercero Especialista deberá comprobar que el Permisionario que se encuentre en el supuesto establecido en la disposición 5.2.2 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia ha actualizado el estudio de riesgos, de conformidad con la regulación aplicable en la materia.

3.11.3.2.3 La UV o Tercero Especialista deberá verificar que el Permisionario que se encuentre en el supuesto establecido en la disposición 5.2.3 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia cumple con las obligaciones correspondientes. Asimismo, la UV o Tercero Especialista deberá verificar:

- a) Los cambios de ingeniería realizados durante la construcción y documentación que avale su aprobación, así como los planos de ingeniería de cómo quedó construida la IRGE, y
- b) Los programas de operación, mantenimiento y seguridad.

3.11.3.3 Dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad

3.11.3.3.1 La UV o Tercero Especialista debe emitir durante los primeros tres meses de cada año calendario el dictamen de verificación del cumplimiento del programa anual sobre operación, mantenimiento y seguridad de la IRGE del año operativo inmediato anterior, elaborado por el Permisionario. Dicho programa debe ser congruente con lo establecido en los capítulos 5, 6, 7 y 8 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia.

3.11.3.3.2 La UV o Tercero Especialista debe verificar que el Permisionario cuente con el programa anual sobre operación, mantenimiento y seguridad de la IRGE del año operativo en curso. Este programa debe contener la información mínima aludida en la disposición 9.4.1 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia y ser entregado por el Permisionario a la Comisión junto con el Dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad del año operativo inmediato anterior, de acuerdo con lo establecido en la disposición 3.11.3.3.1 anterior.

3.11.3.3.3 Para la expedición del Dictamen anual de operación, mantenimiento y seguridad, la UV o Tercero Especialista debe verificar que la documentación y registros de operación, mantenimiento y seguridad correspondan con las condiciones operativas de la IRGE al momento de la verificación, y con el programa anual de operación, mantenimiento y seguridad del año operativo inmediato anterior. Estos documentos actualizados deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a) El estudio de riesgos vigente y actualizado en caso de haber realizado modificaciones técnicas en las instalaciones o haberse modificado las condiciones en las inmediaciones de la IRGE que afecten la seguridad de ésta;
- b) El manual de operación de la IRGE con procedimientos detallados;
- c) La bitácora de la operación de la IRGE, incluyendo el registro de condiciones normales, anormales y de emergencia, en su caso, de las acciones derivadas y los resultados de dichas acciones;
- d) La capacitación y, en su caso, certificaciones actualizadas del personal que desempeña los trabajos de operación, mantenimiento y seguridad;
- e) Los programas de mantenimiento aplicados y la bitácora de las actividades de mantenimiento;
- f) Los indicadores del desempeño del SAI, de conformidad con lo establecido en la disposición 8.3 del capítulo 8 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia, cuyo propósito es cuantificar su efectividad;
- g) Los eventos o incidentes en los cuales existió riesgo para el personal y las instalaciones, en su caso, así como las acciones que se implementaron para corregir las condiciones que las originaron.

3.11.3.4 Dictamen de desmantelamiento total y de retiro de uso y operación de la IRGE.

3.11.3.4.1 Para la expedición del dictamen de desmantelamiento total y de retiro de uso y operación de la IRGE, la UV o Tercero Especialista debe verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la disposición 5.12, Capítulo 5 del Anexo I de esta norma oficial mexicana de emergencia.

Anexo III Requisitos Mínimos para Determinar la Evaluación de la Conformidad de un Sistema de Transporte

A. Verificación documental

La UV o el Tercero Especialista deben comprobar que las especificaciones y criterios establecidos en los documentos examinados se aplican en el diseño, construcción, seguridad, operación, y mantenimiento del Sistema de transporte, para lo cual se debe realizar la verificación documental y en campo, y comprobar que el Sistema de transporte cumple con los requisitos de la Parte 1 de las tablas que se anexan a continuación para cada uno de los rubros indicados.

Como complemento a esta norma oficial mexicana de emergencia y a manera de referencia únicamente, se han incluido en la Parte 2 de las tablas, diversos documentos de consulta relacionados de reconocida validez y amplia aplicación en la industria del transporte de hidrocarburos líquidos.

Tabla 1.- Requisitos mínimos de diseño para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-EM-004-SECRE-2014	Otras normas	ASME B 31.4-2009	DOT 49 CFR 192-09	Otras normas
Tubería nueva	3.3.1	NOM-003-SECRE-2002, 5.2.1 a 5.2.3; 6.2.1 a 6.2., NMX-B-177-19907	403.11, 423.2.3 y 423.2.4	192.55	
Tubería usada	3.3.2	NMX-B-177-1990	403.10, 423.2.3 y 423.2.4	192.55	
Disposiciones generales	4.1.1	NOM-003-SECRE-2002, 5.1.1 a 5.1.5; 6.1.1 a 6.1.3	401.3, 403.3 a 403.7 y 404.1.4 a 404.1.6	192.63	
Clase de localización	4.3			192.5	
Espesor de pared de tubos de acero	4.6		402.3 a 402.8, 403.1 y 403.2	192.105; 192.107; 192.113; 192.115	
MPOP	8.9.1		451.1		
Protección contra cargas externas	4.4		401.1 y 401.2	192.103; 192.111	
Componentes, accesorios, misceláneos	4.8.1 a 4.8.6		404.1 a 404.8 y 404.10 a 404.12	192.153; 192.155; 192.157	
Flexibilidad y expansión de la tubería	4.7.1		403.9 y 403.2.5	192.159	
Soportes para tubería y accesorios	4.9.1 y 4.9.1.1		403.13 y 404.9	192.161	
Válvulas de seccionamiento	6.15.1 6.15.7		404.5	192.145	
Válvulas de retención.	4.8.2.2 y 6.15.6 y 6.15.7				

Codos	4.8.3. y 4.8.3.1		404.2		
Estaciones de bombeo	4.11.1 y 4.11.2			192.199; 192.201; 192.353; 192.355; 192.357; 192.359	
Patines de medición y de trampa diablos	4.12 al 4.12.2				
Registros	4.13.1 al 4.13.3	NOM-003- SECRE-2002, 7.3.1 a 7.3.8		192.183; 192.185; 192.187	
Control de la corrosión externa	4.14 y 4.14.1 al 4.14.2.3			192.455; 192.457	*a): 5; 5.1; 5.2; * b): Sección 3
Control de la corrosión interna	4.12.3 al 4.12.8			192.475; 192.477	
Control de la corrosión atmosférica en ductos e instalaciones superficiales	4.14.5				*a): 5.2.1; * b): Secciones 6 y 7
Recubrimiento externo	4.14.8			192.461	*a): 5.1; *b): Secciones 4 y 5; NMX-S-14- SCFI-1993
Soportes y anclajes	4.9.1 al 4.9.1.1		403.13 y 404.9		
Protección catódica	6.18.1 al 6.18.4			192.463	*a): 5.3.1; 5.3.2; 5.2.3; *b):7.4.1; 7.4.2
Aislamiento Eléctrico	6.18.4			192.467	*a): 5.4; 5.4.1; *b): 4.3
Separación entre tuberías	6.7.4 al 6.7.4.8				*b): 4.3.10; 4.3.11

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

*a) Anexo IV Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.

*b) NACE RP0169-92; Práctica Internacional Reconocida. Control de la corrosión externa en sistemas de tubería metálicos enterrados o sumergidos.

B. Materiales y equipos

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisionario o transportista cuenta con los certificados de calidad de tuberías, conexiones, accesorios, válvulas, reguladores, medidores, así como la de los equipos especiales tales como estaciones de bombeo y/o modulares de estaciones de medición.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que las especificaciones de los materiales y equipos utilizados en la construcción del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos, estén conforme a los certificados de calidad y hojas de especificación.

Tabla 2.- Requisitos mínimos de los materiales y equipos para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Materiales y equipos	NOM-EM-004-SECRE-2014	Otras normas	ASME B 31.4-2009	DOT 49 CFR 192-09	Otros documentos
Requisitos generales	3.1.1		423.1, 423.2.1, 425.3 y 425.4	192.53	
Tubos de acero	3.3.1	NMX-B-177-1990	423.2.3, 423.2.4, 437.6.1 y 437.7	192.55; 192.107; 192.109	NOM-B-177-1990; API 5L; ASTM A53; A106; A333/A333M; A381; A671; A672; A691
Tubos usados	3.3.2		403.10	192.55	
Transporte de tubería	3.4.1		434.4	192.65	API RP5L; RP5LW
Válvulas	3.5		423.1, 423.2.1, 425.3 y 425.4	192.145	ANSI B 16.33; B 16.34; B16.38; API 6A; 6D
Registro de materiales	3.6.1 y 3.6.2				

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

C. Construcción, soldadura y pruebas

La UV o el Tercero Especialista deben verificar el cumplimiento del programa detallado de construcción y pruebas, correspondiente a cada una de las etapas del proyecto.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que exista correspondencia entre las actividades desarrolladas en el sitio con lo indicado en los planos constructivos y lo establecido en el título de permiso.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisionario o transportista cuenta con manuales de procedimientos para el proceso de construcción y que son aplicados por los responsables de la construcción del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisionario o transportista cuenta con la metodología, instrumentos y equipos adecuados para realizar pruebas de hermeticidad.

La UV o el Tercero Especialista deben constatar que el Permisionario o transportista dispone de los certificados de calibración de los aparatos de medición utilizados en las pruebas.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar los registros de las pruebas realizadas por el Permisionario o transportista.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar el tipo de protección que se instalará para evitar la corrosión de las tuberías.

D. Verificación en campo

- Durante el proceso de construcción del sistema, debe verificar que el personal responsable de efectuar la construcción tiene la calificación y capacitación requeridas sobre los procedimientos de construcción para que dichos procedimientos sean aplicados correctamente.
- Para el dictamen de inicio de operaciones, la UV deberá comprobar que el sistema, ampliación, ramal o ducto a ser verificado, no se encuentra empacado ni está conduciendo hidrocarburos líquidos.
- Los materiales y accesorios empleados en las tuberías de líneas principales y ramales del sistema de transporte, estaciones de bombeo, trampas de recibo y envío de dispositivos de inspección y limpieza del sistema de transporte.

- d) Los equipos utilizados para medición deben corresponder con las especificaciones de los manuales del fabricante.
- e) Las especificaciones de las válvulas críticas del sistema (reguladoras, de seccionamiento, de seguridad) deben cumplir con lo establecido en los certificados de calidad y particularmente en las hojas de especificación correspondientes.
- f) La ubicación de las válvulas críticas del sistema: reguladoras, de seccionamiento y de seguridad, con respecto a la localización que se encuentra en los planos respectivos.
- g) La comprobación de que las obras efectuadas correspondan con los planos del Sistema de transporte. Se debe verificar que éste corresponda con lo establecido en el título de permiso correspondiente, en su caso.
- h) Revisar la bitácora de supervisión, operación y mantenimiento.
- i) Comprobar en forma aleatoria los señalamientos y letreros de la franja de seguridad del sistema por donde se instalan los ductos de transporte.
- j) La implantación del sistema de protección catódica conforme con sus especificaciones y características del equipo y el tramo que protege, así como el tipo de protección: ánodos de sacrificio y/o corriente impresa, ubicación de los puntos de medición de potencial, estado de los postes de toma de potencial y de los aisladores en válvulas de seccionamiento.
- k) Los procedimientos de construcción, entre otros: profundidad de zanjas, instalación de tubería de acero, tomas de servicio, señalización, inspección de soldaduras, compactación, cama de arena, tipo de relleno utilizado, cinta de polietileno de advertencia y cable guía, entre otros.
- l) Verificar que los soldadores estén calificados conforme con el procedimiento empleado y que cuenten con la identificación correspondiente.
- m) Verificar que las estaciones de medición y regulación, estaciones de entrega y estaciones de bombeo del sistema se encuentran debidamente protegidas para impedir el acceso de terceros, con letreros y señalamientos de advertencia, el equipo de seguridad requerido y la ubicación, tipo y cantidad apropiada de extintores y equipo contra incendio, así como el control de acceso a dichas instalaciones.

Tabla 3.- Resumen de requisitos mínimos del proceso de construcción y pruebas para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del proceso	NOM-EM-004-SECRE-2014	Otras normas	ASME B 31.4-2009	DOT 49 CFR 192-09	Otras normas
Requisitos generales	6.1.1		434.1	192.301 a 192.309; 192.317	
Manejo y transporte de tubería	6.2.1 al 6.2.3		434.4		
Inspección de materiales	6.3.1 y 6.3.2		434.2 y 434.5		
Ancho mínima de la franja de seguridad del sistema (antes derecho de vía)	6.5.1		434.3		
Profundidad mínima	6.6.1		434.6	192.319; 192.327	
Instalación de tubos en zanja	6.7 y 6.7.1 al 6.7.3		434.6	192.319; 192.327	
Separación de ductos	6.7.4 al 6.7.4.8				
Cambio de dirección y cruces especiales	6.9.1, 6.10.1 al 6.10.2		434.7, 403.8 y 434.13.3 a 434.13.5	192.313; 192.315	

Encamisado	6.12.1		402.8 403.1, 403.2.1, 403.8.6	192.323	
Válvulas de seccionamiento	6.15.1 al 6.15.7		434.15.1 y 434.15.2		
Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior.	6.16.1 al 6.16.2				
Señalización	6.17.1 al 6.17.7		451.3		
Sistema de protección catódica	6.18.1 al 6.18.4				
Patines de medición	6.19.1 al 6.19.3		434.22 a 434.24		
Soldadura de tuberías, disposiciones generales	5.1.1 al 5.1.3		434.2 y 434.8.1 a 434.8.4	192.221; 192.225	API 1104; ASME Código para calderas y recipientes a presión, sección IX
Soldadura, requisitos generales	5.2.1 al 5.2.4.3		434.8.1 a 434.8.3	192.231; 192.235	
Procedimientos de soldadura	5.2.3 al 5.2.3.4		434.8.3, 434.8.4 y 437.7		
Preparación para soldar.	5.3.1 al 5.3.3				
Protección de soldaduras	5.4.1				
Calificación de los soldadores	5.2.4 al 5.2.4.3		434.8.3, 434.8.4 y 437.7	192.227; 192.229	
Inspección, pruebas y criterios de aceptación.	5.5.1 al 5.5.4		434.2, 434.8.5 a 434.8.9, 436.6 y 437.7		
Remoción o de reparación defectos.	5.6.1 al 5.6.5				
Pruebas de hermeticidad	7.1.1 al 7.8.1		437.1 a 437.4 y 437.7	192.503, 192.505; 192.515; 192.517	

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior, son una referencia y no constituyen una obligación para el Permissionario o Transportista.

E. Operación, mantenimiento y seguridad

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permissionario o transportista cuente con un documento que contenga la memoria técnico-descriptiva, relativa a la operación y mantenimiento del sistema de transporte que incluya lo siguiente:

- a. Ubicación de las instalaciones
- b. Capacidad máxima de diseño

- c. Memoria de cálculo (incluye el cálculo del análisis hidráulico)
- d. Condiciones de operación
- e. Especificaciones del sistema

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que se cuente con manuales y procedimientos escritos, que estén disponibles y sean del conocimiento del personal operativo.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que la MPOP sea determinada mediante la disposición 4.2 de esta norma oficial mexicana de emergencia.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisionario o Transportista cuente con la información que se menciona a continuación:

- f. Informe del cumplimiento de los programas de mantenimiento que considere las actividades a efectuarse en el sistema durante el año calendario correspondiente, así como las ya efectuadas.

Dichas actividades deben cubrir como mínimo con lo siguiente:

- i. Informe de vigilancia y patrullaje, donde se establezcan los cambios en el sistema, como es el caso de asentamientos humanos, construcciones o excavaciones no autorizadas que invadan la franja de seguridad del sistema, acceso a válvulas de seccionamiento, estaciones de bombeo y medición, cambios en la topografía que pudieran comprometer la seguridad del sistema de transporte, instrumentos, equipos, señalamientos y letreros dañados y condiciones inseguras de la red.
 - ii. Informe de reparaciones o sustitución de: tuberías; válvulas de seccionamiento, de bloqueo, dispositivos de seguridad, medidores, e instrumentos, así como reparación de soldaduras.
 - iii. Informe de detección, ubicación y reparación de fugas.
 - iv. Informe del control de corrosión con los registros de la medición de potenciales tubo-suelo, y gráficas de tendencia y de reparación o sustitución de rectificadores de corriente y ánodos de sacrificio.
 - v. En estaciones de bombeo, los resultados de la inspección y pruebas realizados a los dispositivos de paro a control remoto.
 - vi. La periodicidad del mantenimiento y pruebas efectuadas a tuberías, válvulas, equipos, dispositivos de seguridad y control del sistema debe ser la indicada en el programa de mantenimiento y de acuerdo con los procedimientos.
 - vii. Programa de capacitación para la prevención y atención de accidentes.
- g. Bitácora para la supervisión, operación y mantenimiento de obras e instalaciones, la cual debe incluir como mínimo:
- i. Reportes de mantenimiento atendidos por el operador en turno, incluyendo una breve descripción de las actividades desarrolladas, personal participante, duración de los trabajos y si las reparaciones se terminaron satisfactoriamente.
 - ii. Condiciones de emergencia que se presentaron durante la jornada y las acciones que se tomaron para su atención y solución.
 - iii. Levantamiento de condiciones de operación (presión, temperatura, flujo de hidrocarburo líquido, entre otras).
 - iv. Reportes de tuberías, accesorios, equipos, dispositivos de seguridad, válvulas, instrumentos y, en general, de los componentes del sistema que se encuentran dañados y no han sido reparados.
 - v. Paros de emergencia y reducciones repentinas de presión en cualquier sección del sistema, necesarias para evitar riesgos al operador o a las instalaciones del sistema de transporte.
 - vi. La constancia de que los simulacros de índole operativa o de emergencias se efectuaron de acuerdo a programa.
 - vii. Programa de capacitación para la prevención y atención de siniestros.
- h. Los medios para la atención de quejas, reportes y emergencias, deben incluir la siguiente información:

- i. Procedimientos escritos y su aplicación.
- ii. Oficinas y/o números telefónicos específicos.
- iii. El método para clasificar las llamadas de emergencia así como el tiempo de respuesta dado a cada una de las llamadas.
- iv. Los registros históricos de este servicio.

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisario o transportista garantice el funcionamiento correcto del sistema mediante los programas siguientes:

- i. Mantenimiento preventivo del sistema.
- j. Mantenimiento a la protección catódica.
- k. Programa de reemplazo de tuberías y/o accesorios, basado en la inspección y avalados con su correspondiente prueba de hermeticidad.
- l. Calibración, mantenimiento y/o reposición de medidores.
- m. Monitoreo de fugas.
- n. Inspección, mantenimiento y prueba de válvulas de seccionamiento.

Tabla 4.- Resumen de requisitos mínimos de la operación y mantenimiento para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-EM-004-SECRE-2014	Otras normas	ASME B31.4-2009	DOT-49-CFR-192 09	Otras normas
Procedimientos de operación y mantenimiento	8.1.1 al 8.2.3		450.1 y 450.2	192.605	
Detección de derrames	8.3.1 al 8.3.4		451.11	192.605, 192.706	
Derrames y rupturas de ductos	8.6.1				
Programa de capacitación y/o entrenamiento	8.7.1		450.2		
Comunicaciones	8.8.1 al 8.8.4				
Válvulas	8.14.1 y 8.14.2		451.8	192.605; 192.745	
Registros	8.10.1			192.605; 192.749	
Perforación de tuberías	8.16.1 al 8.16.5				
Purgado de tuberías	8.17.1 al 8.17.2				
Reparación de derrames	8.18.1				
Vigilancia	8.19.1 al 8.19.3		451.4 y 451.5	192.613	
Protección catódica y control de la corrosión	8.20.1 al 8.20.4				

Patrullaje	8.21.1 al 8.21.3				
Reparación de tuberías	8.22.1 al 8.22.8.2				
Estaciones de bombeo	8.23.1 a 8.23.4.6		452.1, 452.2 y 452.4 a 452.7	192.605; 192.731 a 192.736	
Estaciones o patines de medición	8.24.1 y 8.24.2			192.605; 192.739; 192.743	
Estaciones y equipos de odorización	8.25.1 y 8.25.2				
Desactivación, reactivación, cambio de servicio y abandono de tuberías	8.28.1 al 8.28.4		457	192.727	
Programa anual de operación y mantenimiento	8.29.1 y 8.29.2				

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

F. Programa para la Prevención de Accidentes

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el Permisionario o transportista cuenta con el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA). Este programa deberá cumplir como mínimo con lo establecido en el Anexo VI de esta norma oficial mexicana de emergencia. La UV que evalúe esta NOM podrá verificar un documento emitido por otra dependencia si dicho documento incluye lo establecido en el Anexo VI. Si dicho documento no contiene lo establecido en el Anexo VI, se podrá requerir información complementaria que sea congruente con lo establecido en dicho Anexo.

Tabla 5.- Resumen de requisitos mínimos de seguridad para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos

Parte 1.- Requisitos mínimos		Parte 2.- Documentos de referencia		
Característica del sistema	NOM-EM-004-SECRE-2014	ASME B31.4-2009	DOT-49-CFR-192 09	Otras normas
Programa para la Prevención de Accidentes	9.1.1 y 9.1.2	454		
Procedimiento de prevención de daños	9.2.1 y 9.2.2		192.614	
Simulacros	9.3.1.			

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

G. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

La UV o el Tercero Especialista deben realizar la revisión de información documental y la verificación en campo del sistema de control de la corrosión externa de los aspectos siguientes:

- Diseño
- Materiales, componentes y equipos
- Construcción y pruebas

- d) Operación y mantenimiento
- e) Seguridad

H. Revisión de información documental

La UV o el Tercero Especialista deben verificar que el sistema de control de la corrosión externa cuente con documentación completa que asegure que su diseño, construcción, materiales y equipo, así como su operación, mantenimiento y seguridad cumplen con los requisitos de esta norma oficial mexicana de emergencia. Para tales efectos, la UV debe recabar y revisar la información siguiente:

- a. La relativa al sistema según se especifica en los numerales 3.12.1 y 3.12.2 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- b. Los registros para el control de la corrosión de acuerdo con los numerales 3.13 y 3.13.1 a 3.13.4 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.

I. Diseño

Para las tuberías nuevas, la UV o el Tercero Especialista deben dictaminar que las actividades marcadas por el numeral 3.2.1 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia estén avaladas por un técnico especialista y que dicho trabajo esté sustentado en estudios de suelo detallados del medio que rodea a la tubería, realizados por un técnico especializado, en los cuales, se deben considerar, al menos, los aspectos siguientes:

- a. Determinación de la naturaleza del suelo. La UV debe verificar que el estudio considere la determinación de la resistividad del suelo conforme con el numeral 3.8.2 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia. El pH y la composición del suelo son, asimismo, propiedades importantes que definen su naturaleza.
- b. Riesgos específicos de la zona.- La UV debe verificar que el estudio considere los cambios posibles de las condiciones del suelo a consecuencia de la irrigación, derrames de sustancias corrosivas, contaminación y cambios del contenido de humedad en el suelo derivados de las diferentes estaciones en el año y condiciones meteorológicas tales como lluvias intensas y tormentas eléctricas.
- c. Experiencia.- La UV debe verificar si el estudio determina la corrosividad probable haciendo referencia a la experiencia real de corrosión en estructuras metálicas similares, así como a la historia de tuberías similares en la que son de gran utilidad los histogramas tiempo-frecuencia acumulada de ocurrencia de fugas por corrosión.
- d. Agentes externos.- La UV debe verificar que el estudio considere la proximidad de agentes externos con el fin de disponer de las protecciones adecuadas para minimizar sus efectos posibles sobre el sistema de protección de tuberías, entre ellas, sin ser limitativo, están las corrientes parásitas derivadas de vías férreas electrificadas, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas, protecciones catódicas ajenas, aterrizamientos de motores, controles y sistemas eléctricos, entre otros.

Diseño del sistema.- En caso de que sea necesario instalar un sistema de control de la corrosión externa, la UV debe verificar que su diseño esté avalado por un técnico especialista. La verificación del sistema debe considerar los recubrimientos y la protección catódica de la tubería, los cuales deben ser inspeccionados y probados como se indica a continuación.

Protección catódica.- La UV debe identificar los diferentes tipos de protección catódica en el sistema y verificar que su diseño cumpla con lo establecido por el Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia. Para llevar a cabo la verificación, la UV debe separar los tramos de tubería por tipo de protección, los cuales se deben registrar en el formato siguiente:

Tabla 6.- Tubería con protección catódica

Tipo de protección	Diámetro, mm	Longitud, m	Superficie, m ²
Ánodos galvánicos			
Corriente impresa			
Total			

La UV debe verificar que la continuidad eléctrica esté asegurada en las uniones no soldadas de la tubería.

La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los aislamientos eléctricos que separan los tramos.

La UV debe verificar la ubicación y especificaciones de los puentes eléctricos con otras tuberías y estructuras de acero.

Protección por ánodos galvánicos o de sacrificio.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que los ánodos galvánicos cumplen con el objeto de protección descrito en el Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia. La UV debe registrar sus especificaciones en el formato siguiente:

Tabla 7.- Especificaciones de las camas de ánodos galvánicos

Ubicación de la cama de ánodos	
Característica	Especificación
Cantidad de los ánodos	
Tipo	
Peso	
Profundidad	
Relleno	

Protección por corriente impresa.- La UV debe verificar el procedimiento aplicado para diseñar el sistema de protección catódica y que las fuentes de corriente impresa cumplen con el objeto de protección descrito en el Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia. La UV debe registrar sus especificaciones en el formato siguiente:

Tabla 8.- Especificaciones de las fuentes de corriente impresa

Ubicación:	
Descripción	
Característica	Especificación
Tipo de regulación	Automática o manual
Configuración	Modular o unidad
Alimentación	Monofásico o trifásico
Tensión de alimentación	

Tabla 9.- Especificaciones de las camas de ánodos inertes

Ubicación de la cama de ánodos	
Característica	Especificación
Cantidad de los ánodos	
Tipo	
Peso	
Profundidad	
Relleno	

Estaciones de medición del control de la corrosión.- La UV debe verificar que el sistema cumple con los requisitos del numeral 3.9.1 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.

Tabla 10.- Resumen de requisitos mínimos de diseño para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-EM-004- SECRE-2014; Anexo IV	NACE RP 0169- 1996	CFR 49 DOT 192- 2009	ASME B 31.4- 2009
Requisitos generales	3	Sección 3	192.451; 192.453	460, 461.1.3 y 463.1
Recubrimiento anticorrosivo	3.1	Secciones 4 y 5	192.461	461.1.2, 464.2, 465.2 y 466.1.2
Tuberías nuevas	3.2.1	Secciones 6 y 7	192.455	461.1.1
Tuberías existentes	3.2.2	Secciones 6 y 7	192.455; 192.457	461.2
Ánodos de sacrificio	3.3.1	7.4.1	192.463	461.1.3, 461.2.4, 464.3.3 y 465.3.2
Corriente impresa	3.3.2	7.4.2	192.463	461.1.3, 461.2.4, 464.3.1 y 464.3.2
Puentes eléctricos	3.2.3			461.1.5 a 461.1.7
Cruzamientos	3.9.3	4.3.10 y 4.3.11		
Aislamiento eléctrico	3.4 y 3.4.1	4.3	192.467	461.1.4
Estaciones para medición de potencial	3.9.1	4.5	192.469; 192.471	461.1.5
Protección contra interferencias	3.9.2	Sección 9	192.473	461.1.6 y 461.2.5

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permissionario o Transportista.

2.1.2 Materiales, componentes y equipos

2.1.4.1 La UV o el Tercero Especialista deben verificar que los materiales, componentes y equipos utilizados en el sistema de control de la corrosión externa, cuentan con certificados o registros, en su caso, en cumplimiento con las Normas aplicables. De manera enunciativa mas no limitativa, se deben verificar los componentes siguientes:

- a. Tubería con recubrimiento aplicado en planta.- La UV debe verificar que la tubería con recubrimiento aplicado en planta cuenta con certificados o registros, en su caso, en cumplimiento con las normas aplicables. De manera enunciativa mas no limitativa, se deben verificar los componentes siguientes:
- b. La UV debe recabar y registrar al menos la información requerida en el formato indicado abajo.
- c. Recubrimientos para aplicar en campo.- La UV debe verificar que los recubrimientos para aplicar en campo cuentan con certificados o registros, en su caso, en cumplimiento con las Normas aplicables. Asimismo, la UV debe verificar que dichos recubrimientos sean compatibles con los demás recubrimientos utilizados, que exista un método especificado por el proveedor para su aplicación, y que las características de calidad del recubrimiento una vez aplicado, estén garantizadas por dicho método. Los recubrimientos pueden ser aplicados en campo como líquidos o semilíquidos, o como cintas, manguitos cerrados o abiertos. Asimismo, se deben identificar los que son para capa primaria y para capas de acabado.
 - i. La UV debe verificar que esté especificado el procedimiento para la preparación de las superficies desnudas e intermedias para la aplicación de recubrimientos para capa primaria.
 - ii. La UV debe especificar la marca comercial registrada y las normas aplicadas para los certificados o registros, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo, en el formato siguiente:

Tabla 11.- Registro de los recubrimientos para aplicar en campo

Recubrimiento	Marca registrada	Certificado o registro de las normas que cumple
Capa primaria		
Capas intermedias		
Capas de acabado		
Cintas		
Manguitos cerrados		
Manguitos abiertos		

- d. La UV debe registrar las especificaciones garantizadas por el certificado o registro, en su caso, de los recubrimientos utilizados para aplicar en campo de acuerdo con el formato siguiente:

Tabla 12.- Requisitos de los recubrimientos para aplicar en campo

Propiedad	Método de prueba	Requisito	Evaluación
Resistividad		Alta	
Compatibilidad		Muy buena	
Adherencia al metal		Muy buena	
Resistencia a la intemperie		Muy buena	
Resistencia a la humedad		Muy buena	
Resistencia a la niebla salina		Muy buena	
Resistencia al repintado		Muy buena	
Resistencia a la abrasión, impacto, penetración, etc.		Buena en un rango amplio de temperaturas	
Protección catódica debida a aditivos a base de Aluminio Magnesio y Zinc		Buena	

Tabla 13- Resumen de requisitos mínimos de los materiales, componentes y equipos para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Materiales y Equipos	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo IV	NACE RP 0169-1996	CFR 49 DOT 192-2009	ASME B 31.4-2009
Recubrimientos para aplicar en campo	3.1	Sección 5	192.461	461.1.2, 464.2, 465.2 y 466.1.2
Ánodos galvánicos	3.3.1	Sección 7		
Fuentes de corriente impresa	3.3.2	Sección 7		
Aislantes eléctricos	3.4 y 3.4.1			
Conexiones eléctricas	3.10.3			461.1.4

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

J. Construcción y pruebas

La UV o el Tercero Especialista deben verificar durante el proceso de construcción del sistema de transporte los rubros siguientes:

- a) Los procedimientos del manual de instalación del sistema que deben ser aplicados por el personal encargado de realizar la instalación.
- b) El avance de obra congruente con el programa de construcción. La UV debe asentar en el Acta circunstanciada el grado de avance en cada visita que realiza a las instalaciones.
- c) Los tramos de tubería principales del sistema, dimensiones, aislamiento y continuidad eléctrica deben cumplir con las especificaciones.
- d) Los tubos recubiertos y recubrimientos aplicados en campo deben corresponder con las especificaciones del certificado de producto.
- e) Los procesos de aplicación de recubrimientos de tuberías en campo; la UV o tercero especialista debe estar presente durante la realización de pruebas a los recubrimientos.
- f) Los recubrimientos deben inspeccionarse visualmente y revisarse con un detector de fallas de aislamiento con alta tensión antes de bajar la tubería en las zanjas.
- g) Ubicación y cumplimiento de especificaciones de las camas anódicas. Los ánodos galvánicos y ánodos inertes deben estar cubiertos totalmente por el material de relleno; la conexión eléctrica con la tubería debe estar en buenas condiciones.
- h) Los resultados de las pruebas pre operativas deben confirmar que se cumplen las condiciones del diseño; deben realizarse los ajustes operacionales del sistema cuando sea necesario.
- i) Los perfiles de potenciales de polarización obtenidos de acuerdo al numeral 3.6 del Apéndice II de esta norma oficial mexicana de emergencia, con base en los valores medidos de potenciales tubo/suelo, deben registrarse en el formato siguiente:

Tabla 14.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de construcción y pruebas para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta			
Materiales y Equipos	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo IV	NACE RP 0169-1996	CFR 49 DOT 192-2009	ASME B 31.4-2009	Otros documentos
Recubrimiento anticorrosivo	3.1, 3.1.1 a 3.1.3	Sección 8		461.1.2, 464.2, 465.2 y 466.1.2	
Criterios de protección catódica	3.5	Sección 6	192.455; 192.463 y Appendix D	461.2.4, 464.3.1 y 465.3.1	
Perfil de potenciales de polarización	3.6		192.455; 192.463 y Appendix D	461.2.2 y 461.2.7	
Máximo potencial tubo/suelo	3.7		192.455; 192.463 y Appendix D		
Mediciones eléctricas	3.8, 3.8.1 al 3.8.3		192.455; 192.463 y Appendix D	461.2.2, 461.2.3 y 461.2.7	NACE-TM-0497-1997
Funcionalidad del sistema y plazo para su instalación	3.9		192.455; 192.463 y Appendix D	461.1.5, 461.1.6, 461.2.3, 461.2.5, 461.2.6,	
Evaluación de interferencia e interacción con otros sistemas	3.9.2, 3.9.3 y 3.12.2	Sección 9	192.473	461.1.6 y 461.2.5	
Defectos en el recubrimiento anticorrosivo	3.9.4		192.487	461.1.2, 464.2, 465.2 y 466.1.2	

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permissionario o Transportista.

K. Operación y mantenimiento

Debe haber procedimientos y registros para la realización de las siguientes actividades requeridas para el buen funcionamiento del sistema de protección catódica:

- a. Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos galvánicos.
- b. Inspección y manejo de las fuentes de corriente impresa.
- c. Inspección, manejo, almacenamiento e instalación de ánodos inertes.
- d. Mantenimiento preventivo de las camas de ánodos galvánicos.
- e. Pruebas de rutina para verificar el comportamiento e integrar el expediente de funcionalidad del sistema, conforme con el numeral 3.9 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- f. Mediciones de resistividad del suelo, potencial tubo/suelo y corrientes eléctricas conforme con los numerales 3.8 y 3.8.1 a 3.8.3 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.
- g. Verificación del funcionamiento de los electrodos de referencia conforme con el numeral 3.8.1 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia.

Tabla 15.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de operación y mantenimiento para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica del sistema	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo IV	NACE RP 0169-1996	CFR 49 DOT 192-2009	ASME B 31.4-2009
Fuentes de energía eléctrica	3.10.1	Secciones 10 y 11	192.465	
Camas anódicas	3.10.2		192.463 y Apéndice D	464.3.2 y 464.3.3
Conexiones eléctricas	3.10.3		192.465	
Aislamientos eléctricos	3.10.4		192.467	
Recubrimientos	3.10.5		192.461	
Potenciales tubo / suelo	3.10.6		192.463 y Apéndice D	
Documentación del sistema	3.12.1		192.491	
Registros documentales	3.13; 3.13.1 a 3.13.4		192.491	468

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

L. Seguridad

Tabla 16.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos de seguridad para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de control de la corrosión externa

Parte 1.- Normas de referencia			Parte 2.- Documentos de consulta		
Característica de seguridad	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo IV	Otras normas	NACE RP 0169-1996	CFR 49 DOT 192-2009	OTROS
Seguridad del personal	3.11				
Medidas generales	3.11.1				
Generación de gases peligrosos	3.11.2				
Instalación en atmósferas peligrosas	3.11.3	NOM-001-SEDE-2005			

Corto circuito en instalaciones eléctricas	3.11.4				
Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida	3.11.4.1				
Del equipo eléctrico	3.11.4.2	NOM-001-SEDE-2005			
Instrumentos de prueba	3.11.4.3				
Señalización de instalaciones energizadas	3.11.5	NOM-001-SEDE-2005			

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

Potencial de protección

Ubicación de la estación de registro eléctrico:	
Tubería enterrada o sumergida en agua dulce o salada:	
Electrodo de referencia	Cobre/sulfato de cobre o plata/cloruro de plata
Potencial de protección	Inciso 3.5 a) o b) del Apéndice II de esta Norma oficial mexicana de emergencia

Cambios de potencial por corriente impresa

Cambio de potencial de polarización	Inciso c) del Numeral 3.5 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia
Potencial en el punto de impresión	Numeral 3.7 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia

- j) El control de instrumentos y equipos de medición debe estar en condiciones adecuadas de operación.
- k) Los instrumentos y equipos de medición deben tener un certificado de calibración vigente.
- l) Los electrodos de referencia utilizados en las mediciones de diferencias de potencial eléctrico deben tener un certificado vigente en cumplimiento con las normas aplicables; su funcionamiento debe revisarse periódicamente, conforme con el numeral 3.8.1 del Anexo IV de esta Norma oficial mexicana de emergencia.
- m) Las mediciones de las fuentes de corriente impresa deben ser congruentes con el numeral 3.8.3 del Anexo IV de esta norma oficial mexicana de emergencia, y cumplir con las especificaciones del certificado o registro del equipo bajo las condiciones siguientes:
 - i. En vacío y a carga plena
 - ii. Sobrecarga y corto circuito en fuentes con regulación automática
 - iii. Calentamiento a carga plena
 - iv. Aislamiento eléctrico antes y después de la prueba de rigidez dieléctrica
 - v. Rigidez dieléctrica
- n) Los manuales de procedimientos de operación, mantenimiento, seguridad y aseguramiento de calidad del sistema deben ubicarse en el lugar de trabajo y aplicarse correctamente por el personal encargado de realizar en campo las actividades descritas en ellos.

M. Monitoreo y detección de derrames de hidrocarburos líquidos

La UV o el Tercero Especialista deben realizar la revisión de la información documental y la verificación en campo del programa de monitoreo y detección de derrames de hidrocarburos líquidos. Dicha revisión debe considerar al menos, los aspectos siguientes:

- a) Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de derrames
- b) Programas de monitoreo de derrame y registro de resultados

Revisión de información documental. La UV debe verificar que el Permisionario o transportista cuente con la documentación para el monitoreo, detección y control de derrames del Sistema de transporte en su totalidad. Para llevar a cabo esta verificación la UV debe revisar, al menos los documentos siguientes:

Procedimientos y métodos de monitoreo y detección de derrames. La UV debe verificar que los procedimientos y métodos documentados por el Permisionario o transportista para realizar el monitoreo y detección de derrames sean adecuados a las características del Sistema de transporte. Estos procedimientos deben considerar, entre otros, los aspectos siguientes:

- a. El procedimiento de control de instrumentos que miden la concentración de vapores de hidrocarburos y de instrumentos de medición debe asegurar que siempre se tengan instrumentos en condiciones adecuadas para su uso y evitar que accidentalmente sean utilizados instrumentos en malas condiciones.
- b. El procedimiento para la capacitación y calificación del personal para realizar el monitoreo, detección y control de fugas, así como la documentación que demuestre la aptitud del personal calificado.
- c. El procedimiento para la autoevaluación de la aplicación del programa de monitoreo, detección y control de derrames, así como el registro de los resultados de la aplicación de dicha autoevaluación.
- d. El procedimiento para obtener la tendencia de los resultados de la autoevaluación. Esta tendencia debe mostrar una mejora continua en las condiciones de seguridad del sistema de transporte.

Tabla 17.- Resumen de requisitos mínimos de los procedimientos y métodos de monitoreo y detección de fugas para determinar la evaluación de la conformidad del sistema de transporte

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta	
Procedimientos y métodos	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo V	CFR 49 DOT 192-2009	ASME B 31.4-2009
Atención de reportes de fugas	2.1	192.613 y 192.614	
Olores o indicaciones de derrames o fugas de hidrocarburos líquidos	2.1.1	192.613 y 192.614	
Detección sobre la superficie del suelo	2.2.1		
Detección debajo de la superficie del suelo	2.2.3		
Detección por inspección visual de la vegetación	2.2.4		
Detección por ultrasonido	2.2.6		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

Tabla 18.- Resumen de requisitos mínimos de los programas de monitoreo de derrames y registros de resultados para determinar la evaluación de la conformidad para el sistema de transporte.

Parte 1.- Normas de referencia		Parte 2.- Documentos de consulta	
Característica	NOM-EM-004-SECRE-2014; Anexo V	CFR 49 DOT 192-2009	ASME B 31.4-2009
Registro de fugas	4.1 y 4.1.1		
Registro de los monitoreos de fugas	4.2	192.721; 192.723	
Autoevaluación	4.3		

NOTA.- La Parte 2.- Documentos de consulta de la tabla anterior son una referencia y no constituyen una obligación para el Permisionario o Transportista.

Anexo IV Control de la Corrosión Externa en Tuberías de Acero Enterradas y/o Sumergidas**ÍNDICE**

1. Introducción
2. Definiciones
3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero
 - 3.1 Recubrimiento anticorrosivo
 - 3.2 Estructura a proteger
 - 3.2.1 Tuberías nuevas
 - 3.2.2 Tuberías existentes
 - 3.2.3 Puenteos eléctricos
 - 3.3 Tipos de protección catódica
 - 3.3.1 Ánodos galvánicos o de sacrificio
 - 3.3.2 Corriente impresa
 - 3.4 Aislamiento eléctrico
 - 3.5 Criterios de protección catódica
 - 3.6 Perfil de potenciales de polarización
 - 3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible
 - 3.8 Mediciones de corriente eléctrica
 - 3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo
 - 3.8.2 Medición de resistividad
 - 3.8.3 Medición de corriente eléctrica
 - 3.9 Funcionalidad del sistema
 - 3.9.1 Previsiones para el monitoreo
 - 3.9.2 Interferencia con otros sistemas
 - 3.9.3 Cruzamientos
 - 3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo
 - 3.10 Operación, inspección y mantenimiento
 - 3.10.1 Fuentes de energía eléctrica
 - 3.10.2 Camas anódicas
 - 3.10.3 Conexiones eléctricas
 - 3.10.4 Aislamientos eléctricos
 - 3.10.5 Recubrimientos
 - 3.10.6 Levantamiento de potenciales
 - 3.11 Seguridad
 - 3.11.1 Medidas generales
 - 3.11.2 Generación de gases peligrosos
 - 3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas
 - 3.11.4 Corto circuitos en instalaciones eléctricas
 - 3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas
 - 3.12 Documentación
 - 3.12.1 Historial del sistema de protección catódica
 - 3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias
 - 3.13 Registros
 - 3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica
 - 3.13.2 Modificaciones al sistema original
 - 3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica
 - 3.13.4 Estudios especiales

1. Introducción

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del recubrimiento anticorrosivo se debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos.

2. Definiciones

Para efectos de este Anexo se establecen las definiciones siguientes:

2.1 Ánodo: Elemento emisor de corriente eléctrica; es el electrodo de una celda en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

2.2 Ánodo galvánico o de sacrificio: Metal con potencial normal de oxidación mayor que el de la tubería por proteger, y que al emitir corriente eléctrica de protección, se consume.

2.3 Ánodo inerte: Electrodo auxiliar metálico o no metálico que forma parte del circuito de protección catódica, que no produce corriente eléctrica y su consumo no es directamente proporcional a la corriente de protección.

2.4 Cama anódica: Grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.

2.5 Cátodo: Electrodo de una celda en el que ocurren las reacciones electroquímicas de reducción; es el elemento receptor de corriente eléctrica.

2.6 Corriente de protección catódica: Corriente eléctrica directa, necesaria para obtener los valores de potenciales de protección catódica de una estructura metálica enterrada o sumergida en un electrolito.

2.7 Corriente parásita: Corriente eléctrica directa o alterna que proviene de otra fuente de energía distinta al circuito previsto y que llega a la tubería a través del electrolito o por contacto directo. Cuando en una tubería metálica entra una corriente eléctrica parásita se produce corrosión en aquellas áreas donde dicha corriente eléctrica abandona la tubería metálica para retornar a su circuito de origen.

2.8 Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica de ciertas sustancias a través de la oxidación o pérdida de electrones del metal.

2.9 Defecto en el recubrimiento: Discontinuidad en el material anticorrosivo que expone la superficie del metal al medio electrolítico que lo rodea.

2.10 Densidad de corriente: Corriente eléctrica directa por unidad de área, expresada usualmente en miliampere por metro cuadrado o miliampere por pie cuadrado.

2.11 Electrodo de referencia: Media celda electroquímica cuyo potencial es constante y reproducible. Es un electrodo, mediante el cual se utiliza en la medición de potenciales tubería-medio (electrolito).

2.12 Electrolito: Conductor iónico de corriente eléctrica directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una tubería metálica enterrada o sumergida.

2.13 Junta de aislamiento: Accesorio constituido de un material aislante que se intercala en el sistema de tubería para separar eléctricamente en secciones a la tubería a proteger.

2.14 Interfases: Transición a la que se somete la tubería al cambiar de electrolito, pudiendo ser ésta tierra-aire, tierra-concreto, concreto-aire, aire-agua, tierra-agua, etc.

2.15 Material de relleno: Mezcla de materiales sólidos que envuelven al ánodo para incrementar su conductividad eléctrica en el terreno donde se alojan.

2.16 Polarización: Magnitud de la variación de carga en un electrodo de un circuito abierto causado por el paso de una corriente eléctrica.

2.17 Poste de señalamiento y/o estación de prueba: Es aquel que indica la trayectoria y localización de las estructuras metálicas y/o tuberías por proteger, además de utilizarse como registro para medir el potencial de la estructura y/o de la tubería ya sea natural o de polarización, con respecto al electrolito.

2.18 Potencial crítico: Voltaje de protección catódica de valor inferior en relación al valor de cualquiera de los criterios de protección catódica.

2.19 Potencial natural: Potencial espontáneo (sin impresión de corriente eléctrica directa) que adquiere una estructura metálica al estar en contacto con un electrolito. También denominado potencial de corrosión.

2.20 Potencial tubo/suelo: Diferencia de potencial entre una tubería de acero enterrada y/o sumergida protegida catódicamente y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

2.21 Protección catódica: Procedimiento eléctrico para proteger las estructuras metálicas enterradas o sumergidas contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que convierta a las estructuras metálicas en cátodo, mediante el paso de corriente eléctrica directa proveniente de la fuente seleccionada para el sistema.

2.22 Prueba de requerimiento de corriente: Aplicación de corriente eléctrica directa a la tubería por proteger catódicamente con el fin de cuantificar la corriente eléctrica de protección y determinar los alcances de protección para cada uno de los puntos de drenaje eléctrico.

2.23 Puenteo eléctrico: Conexión eléctrica entre tuberías mediante un conductor eléctrico y terminales fijas, con el fin de integrar en circuitos conocidos las tuberías adyacentes.

2.24 Punto de drenaje eléctrico: Sitio en el que se imprime la corriente eléctrica directa de protección a una tubería enterrada y/o sumergida.

2.25 Recubrimiento anticorrosivo: Material que se aplica y adhiere a la superficie externa de una tubería metálica para protegerla contra los efectos corrosivos producidos por el medio ambiente.

2.26 Rectificador: Equipo que convierte corriente eléctrica alterna en corriente eléctrica directa controlable, que permite imprimir gradualmente esta corriente eléctrica necesaria para la protección de una estructura.

2.27 Resistividad: Resistencia eléctrica por unidad de volumen del material. Las mediciones de esta propiedad indican la capacidad relativa de un medio para transportar corriente eléctrica.

2.28 Señalamiento: Avisos informativos, preventivos o restrictivos para indicar la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto. Es posible que los señalamientos estén dotados de conexiones eléctricas para funcionar como estaciones de prueba de potencial.

2.29 Sistema de protección catódica: Conjunto de elementos como: ánodos galvánicos o inertes, rectificadores de corriente eléctrica, cables y conexiones que tienen por objeto proteger catódicamente una tubería de acero.

2.30 Tubería enterrada o sumergida: Es aquella tubería terrestre que está alojada bajo la superficie del terreno o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.). No se refiere a tuberías instaladas en el lecho marino.

3. Control de la corrosión externa en tuberías de acero

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero enterradas o sumergidas en buenas condiciones de operación y seguras.

3.1 Recubrimiento anticorrosivo. El tipo de recubrimiento anticorrosivo se debe seleccionar tomando en cuenta las condiciones de operación, la instalación, el manejo y el escenario particular de exposición de la tubería por proteger, así como la compatibilidad con la protección catódica complementaria.

3.1.1 Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta debe estar protegida para evitar daños físicos.

3.1.2 Se debe realizar una inspección dieléctrica de acuerdo a las características del recubrimiento anticorrosivo para determinar que no presente poros o imperfecciones. En caso de detectarse imperfecciones se deben eliminar las reparaciones y realizar nuevamente la inspección dieléctrica hasta su aceptación.

3.1.3 Cuando la tubería enterrada o sumergida quede expuesta a la superficie, se debe aplicar un recubrimiento anticorrosivo en la parte de transición que prevenga la corrosión entre el tramo aéreo y el enterrado (interfase suelo-aire).

3.2 Estructura a proteger.

3.2.1 Tuberías nuevas. Las tuberías nuevas enterradas y/o sumergidas deben ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados.

3.2.2 Tuberías existentes. Se deben establecer métodos de evaluación para determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes.

Los métodos y acciones mencionados deben incluir, como mínimo, lo siguiente:

a) Evaluación:

1. Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías de acero protegidas catódicamente en búsqueda de indicios de corrosión en proceso;
2. Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen:
 - Potencial tubo/suelo;
 - Resistividad del suelo;
 - Potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos.
3. La funcionalidad de un sistema de protección catódica se debe monitorear de acuerdo con lo indicado en los numerales 3.8 y 3.9 de este Anexo.

b) Medidas correctivas:

1. Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, entre las cuales se encuentran las siguientes:
 - Análisis de la efectividad y la continuidad de la operación del sistema de protección catódica;
 - Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo;
 - Instalación complementaria de ánodos de sacrificio;
 - Utilización de fuentes de corriente impresa;
 - Delimitación con aislamientos eléctricos, y
 - Control de corrientes eléctricas parásitas.

3.2.3 Puentes eléctricos. Cuando en el derecho de vía existen varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. La integración de tuberías ya sean nuevas o existentes a otros sistemas de tuberías debe quedar documentada conforme con lo indicado en el numeral 3.12 de este Anexo.

La instalación del puenteo eléctrico se debe realizar de acuerdo a lo indicado en la definición del término puenteo eléctrico en el numeral 2.25 de este Anexo. Se deben proteger las áreas afectadas por las conexiones en cada tubo con un recubrimiento anticorrosivo compatible.

Es recomendable que en los puentes eléctricos que se ubiquen en las estaciones de prueba de potencial se identifiquen los conductores eléctricos de cada una de las tuberías que se integran al sistema de protección catódica.

3.3 Tipos de protección catódica. Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

a) Ánodos galvánicos o de sacrificio, y

b) Corriente impresa.

3.3.1 Ánodos galvánicos o de sacrificio. La fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.

3.3.2 Corriente impresa. Este sistema consiste en inducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

3.4 Aislamiento eléctrico. La tubería de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de tubería, estructuras de puentes, túneles, pilotes, camisas de acero protectoras, recubrimiento de lastre, entre otros.

3.4.1 Las juntas aislantes se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación de la tubería. Al realizar cualquier instalación de junta aislante se debe comprobar la ausencia de atmósfera combustible.

Las juntas aislantes se deben instalar en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos;
- b) En el origen de ramales;
- c) En la entrada y salida de la tubería en estaciones de medición, y/o regulación de presión y/o de estaciones de bombeo;
- d) En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica;
- e) En el origen y final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico, y
- f) En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

3.5 Criterios de protección catódica. Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas y/o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada;

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras;

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar debido a la caída de voltaje originada durante la medición;

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito.

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

Los periodos de suspensión de corriente eléctrica de protección durante los cuales se puede realizar dicha medición están en el rango de 0,1 a 3,0 segundos.

3.6 Perfil de potenciales de polarización. Una vez instalado el sistema de protección catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la trayectoria de la tubería. Los valores de potencial obtenidos deben cumplir, como mínimo, con alguno de los criterios indicados en el numeral 3.5 de este Apéndice. Con la información anterior se debe elaborar el perfil inicial de potenciales de polarización y, mediante su análisis e interpretación, se deben realizar los ajustes operacionales a que haya lugar en el sistema seleccionado.

Se deben establecer pruebas de rutina para verificar el comportamiento del sistema de protección catódica, tales como medición y registro de la demanda de corriente eléctrica de protección, impedancia del circuito, condiciones operativas de la fuente de corriente eléctrica directa y perfiles de potenciales de polarización. Lo anterior, con la finalidad de identificar fácilmente los valores de subprotección o sobreprotección en el ducto, así como contar con elementos de juicio técnicos para llevar a cabo pruebas y/o estudios adicionales.

El análisis e interpretación de los resultados de las pruebas antes mencionadas se deben efectuar de manera integral para efectos comparativos, con el objeto de determinar la tendencia de los parámetros monitoreados. Esta información se debe integrar en un expediente sobre la funcionalidad del sistema.

3.7 Potencial tubo/suelo máximo permisible. Este valor se fijará de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo existente en la tubería. No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor máximo de potencial no deberá exceder de -2.5 volts en condición de encendido con respecto de un electrodo de referencia o, -1.1 volts en la condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

3.8 Mediciones de corriente eléctrica. Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como: potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad, resistencia y corriente. En esta sección se describen los aspectos generales relacionados con la medición de estos parámetros.

3.8.1 Medición de potenciales tubo/suelo. Para implementar la protección catódica de tuberías metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección (potenciales naturales o de corrosión), como en la impresión de corriente eléctrica (potenciales de polarización). Para efectuar la medición de esta diferencia de potencial se requiere utilizar una celda o electrodo de referencia. En el caso de tuberías de acero enterradas o sumergidas enterradas, se debe utilizar la celda de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄).

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados encontramos los potenciales equivalentes siguientes:

- a) KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0.78 volts.
- b) Plata/cloruro de plata (Ag/AgCl) con un valor mínimo de potencial equivalente de: -0.80 volts.

Se debe verificar cuando menos una vez al año el adecuado funcionamiento de los electrodos de referencia.

Los voltímetros utilizados en la medición de la diferencia de potencial tubo/suelo deben tener una alta impedancia de entrada. Se recomiendan impedancias de entrada no menores a 10 Mega Ohms.

Cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo, se debe utilizar un registrador de potencial mecánico o electrónico con rango e impedancia de entrada adecuados.

3.8.2 Medición de resistividad. Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica.

La tabla 1 proporciona datos indicativos de los efectos de corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo.

Tabla 1
Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1.000	Altamente corrosivo
1.000-5.000	Corrosivo
5.000-10.000	Poco corrosivo
10.000-en adelante	Muy poco corrosivo

3.8.3 Medición de corriente eléctrica. Durante las diferentes etapas en la implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

- a) Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador;
- b) Corriente eléctrica directa en la tubería protegida;
- c) Corriente eléctrica directa de salida del rectificador, y
- d) Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

3.9 Funcionalidad del sistema. Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, cortocircuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos, así como en el recubrimiento anticorrosivo.

Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, con presencia de agentes promotores de la corrosión, entre otros), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica permanente.

3.9.1 Previsiones para el monitoreo. Para determinar la eficacia del sistema de protección catódica, la tubería debe contar con estaciones de prueba de potencial a lo largo de ésta a intervalos regulares, con el fin de realizar la medición de potenciales tubo/suelo de una manera más representativa.

3.9.1.1 Cuando la tubería esté instalada a campo traviesa, dichas estaciones deben instalarse cada kilómetro sobre el derecho de vía de la tubería y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, en caso de ser posible.

3.9.1.2 Cuando la tubería esté instalada en zonas urbanas, las estaciones de prueba de potencial se pueden instalar en banquetas, registros de válvulas o acometidas, en caso de ser posible.

3.9.1.3 Cuando las estaciones de prueba de potencial de protección catódica no se puedan colocar de acuerdo a lo establecido en el numeral anterior debido a impedimentos físicos o geográficos, la estación de registro correspondiente se debe instalar en el sitio accesible más cercano. La ubicación final de estas instalaciones se debe documentar y guardar en archivo para futuras referencias.

3.9.1.4 Las estaciones de prueba de potencial deben contar con puntas de prueba, a efecto de facilitar la medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total de la cama anódica. Las mediciones deben realizarse conforme a lo señalado en el numeral 3.10.6 de este Anexo.

3.9.2 Interferencias con otros sistemas. Cuando se vaya a instalar un sistema de protección catódica en una tubería nueva, se debe notificar a las compañías que tengan estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas cerca del área en donde se vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de evitar cualquier problema de interferencia. La notificación debe contener, como mínimo, la información siguiente:

- a) La trayectoria que sigue el tendido de la tubería;
- b) La indicación de rutas de las tuberías a proteger y de cualquier estructura que se vaya a unir a la tubería para reducir alguna interferencia;
- c) El tipo de protección catódica a utilizar y especificar si es de ánodos galvánicos o corriente impresa;
- d) La posición de la cama o ánodos;
- e) Las corrientes eléctricas esperadas, y
- f) La fecha de puesta en operación del sistema.

El personal encargado de la protección catódica debe estar preparado para detectar indicios de interferencia con una fuente generadora de corriente eléctrica vecina. En áreas donde se sospeche la presencia de corrientes eléctricas parásitas, se deben efectuar mediciones, dentro de las que se encuentran:

- a) Medición de potencial tubo/suelo;
- b) Medición del flujo de corriente eléctrica en la tubería interferida, y
- c) Medición de las variaciones en la corriente eléctrica de salida de la corriente eléctrica de interferencia.

Los indicios más comunes de interferencia con una fuente vecina son:

- a) Cambios de potencial tubo/suelo;
- b) Cambios de magnitud o dirección de la corriente eléctrica;
- c) Defectos en el recubrimiento, y
- d) Daños locales por corrosión en el ducto.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la torre de la línea de transmisión eléctrica.

Se deben realizar estudios para evaluar los efectos que pudieran causar las descargas eléctricas de alto voltaje, corrientes eléctricas inducidas, cruces y paralelismo con torres de transmisión eléctrica y otras estructuras. Se deben realizar estudios y modificaciones, en su caso, necesarias para resolver los problemas de interferencia eléctrica.

3.9.3 Cruzamientos. Se debe conocer el funcionamiento del sistema de protección catódica en los puntos de cruzamiento como son: calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares, si tienen camisa metálica, se pueden propiciar conexiones a tierra que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otras tuberías se debe verificar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial tubo/suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

3.9.4 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo. Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben realizar estudios enfocados a identificar, cuantificar y valorar los defectos del recubrimiento dieléctrico y sus efectos en la demanda de corriente eléctrica del sistema de protección catódica seleccionado, así como establecer la conveniencia de repararlos y/o administrar la protección catódica en esas áreas desnudas de la tubería.

Cualquier tramo de la tubería que quede desnudo o expuesto al medio ambiente debe ser examinado en búsqueda de evidencias de corrosión externa y, dependiendo del estado del recubrimiento dieléctrico, se deben tomar las acciones correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) que garanticen la integridad de la tubería.

Cuando se detecten daños en el recubrimiento anticorrosivo que sean de una magnitud que justifique su reposición, se deben aplicar recubrimientos anticorrosivos compatibles con el existente.

3.10 Operación, inspección y mantenimiento. Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, las personas encargadas del sistema de protección catódica deben establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódico de los elementos que conforman dicho sistema.

3.10.1 Fuentes de energía eléctrica. Cuando el sistema de protección es a base de corriente impresa con rectificador, las fuentes de energía eléctrica se deben inspeccionar cuando menos seis veces cada año calendario a intervalos que no excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, se deben llevar registros de las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida. En caso de que una fuente de corriente eléctrica falle, se deben realizar las medidas correctivas necesarias en conformidad con los códigos técnicos y regulación vigente.

La frecuencia de revisión de los sistemas automáticos de protección catódica, los sistemas fotovoltaicos, turbo generadores y los supervisados a control remoto, se deberá realizar cuando menos una vez al año.

En caso de ocurrir cambios positivos de potencial se debe tomar acción inmediata, particularmente en los puntos de impresión de corriente eléctrica, ya que esto pudiera indicar una polaridad invertida en la fuente externa de corriente eléctrica directa.

3.10.2 Camas anódicas. Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados en forma permanente y no requieren de mantenimiento. Estos dispositivos deben ser revisados y reemplazados cuando se presente una falla o concluya la vida útil. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente. Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humectar con la adición de agua limpia.

3.10.3 Conexiones eléctricas. Todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica se deben revisar como mínimo una vez al año y, en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

3.10.4 Aislamientos eléctricos. Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

3.10.5 Recubrimientos. Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

3.10.6 Levantamiento de potenciales. Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo traviesa y cada tres meses en zonas urbanas. Esta periodicidad puede ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y que se requiera evaluar la efectividad de las medidas correctivas mencionadas en el inciso 3.2.2 b) aplicadas o en caso que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

3.11 Seguridad. Esta sección indica aspectos mínimos de seguridad que se deben considerar en los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas.

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos, los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello, estos trabajos se deben ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica deberá dar por escrito las instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir la autorización para la realización del trabajo respectivo una vez que se cumplan las condiciones requeridas de seguridad para realizar el trabajo sin riesgo alguno.

3.11.1 Medidas generales. Las medidas de seguridad aplicables al equipo, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica deben considerar que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito y producción de chispas debidas a arcos eléctricos que puedan originar riesgos de incendio, toxicidad debida a la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra localizados en las proximidades de los ductos protegidos catódicamente, así como a condiciones meteorológicas, por lo que se deberán tomar las medidas de seguridad siguientes:

a) Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se anticipe una atmósfera combustible, se debe evitar la formación de arco eléctrico conectando a tierra las instalaciones;

b) Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de doble devanado y conectados a tierra;

c) Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto accidental por parte del personal operativo, y

d) Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben tomar las precauciones siguientes:

1. Enterrar, a 90 centímetros como mínimo, los ánodos y el material de relleno que constituyen la cama anódica, y

2. Aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de interconexión.

Cuando exista la posibilidad de que se desarrollen voltajes inducidos que pudieran causar un arco eléctrico en las juntas de aislamiento, se deben utilizar celdas electrolíticas de puesta a tierra, celdas de polarización u otros dispositivos adecuados para canalizar la energía a tierra.

3.11.2 Generación de gases peligrosos. En sistemas de protección catódica en los que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento, debido a que pueden ser una condición de riesgo de explosión o intoxicación.

3.11.3 Instalación en atmósferas peligrosas. La naturaleza eléctrica de los sistemas de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas peligrosas (combustibles y/o explosivos), por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas conforme a la NOM-001-SEDE-2005 Instalaciones eléctricas (Utilización) o la que la sustituya.

3.11.4 Corto circuito en instalaciones eléctricas. El corto circuito de juntas aislantes constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se deben instalar fuera de áreas peligrosas. Cuando no sea posible, se deben adoptar medidas para evitar chispas o arcos eléctricos, como:

- a) Conexiones de resistencia colocadas en gabinetes a prueba de fuego;
- b) Arrestador de flama encapsulado;
- c) Electrodo de zinc conectados a tierra en cada lado de la junta aislante, o
- d) Una celda de polarización conectada a través de la junta aislante o a tierra.

Las superficies de la junta aislante deben estar encapsuladas para prevenir cortocircuitos causados por herramientas.

3.11.4.1 Desconexión, separación o ruptura de la tubería protegida. La tubería protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella, cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica.

El transformador-rectificador que protege una sección de la tubería en la que se realizará una modificación, mantenimiento o reparación debe ser puesto fuera de servicio y se debe instalar una conexión temporal. Es esencial que la conexión esté puenteada a cada uno de los lados de la separación y que permanezca conectada hasta que se termine el trabajo y la continuidad eléctrica sea restaurada o hasta que el área quede libre de gas y sin riesgo.

3.11.4.2 Equipo eléctrico. El equipo eléctrico instalado en un área de proceso debe ser a prueba de fuego y estar certificado para su uso en el área, con base en la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización) o la que la modifique o sustituya. En el área de proceso se deben utilizar interruptores de doble polo para asegurar que ambos polos estén aislados durante el mantenimiento. Cada cable que transporte corriente eléctrica de protección catódica se debe instalar de manera que no se pueda realizar la desconexión dentro del área de riesgo sin suspender la energía al sistema de protección catódica. Los cables deben estar protegidos mecánicamente para prevenir su ruptura.

3.11.4.3 Instrumentos de prueba. Cuando se efectúen mediciones eléctricas para el control de la protección catódica en atmósferas peligrosas, el equipo utilizado debe ser intrínsecamente seguro y, antes de realizar los trabajos, el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera combustible.

3.11.5 Señalización de instalaciones energizadas. En los lugares donde se instalen fuentes de corriente eléctrica para la protección catódica, se deben colocar señalamientos de advertencia visibles de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas (Utilización) o la que la sustituya.

3.12 Documentación

3.12.1 Historial del sistema de protección catódica. La persona responsable del sistema de protección catódica debe contar con la documentación que respalde las acciones realizadas, que considere la implementación, operación y mantenimiento del sistema. Esta documentación debe estar bajo resguardo y disponible para la autoridad que la requiera. La información debe contener como mínimo lo siguiente:

a) Implementación:

- Objetivo del sistema de protección catódica;
- Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su instalación;
- Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento eléctrico;
- Pruebas previas a la implementación;

1) Localización de la tubería (plano, referencias geográficas, accesos, etc.);

2) Estudios de resistividades del suelo;

3) Resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica, ubicación y características de camas anódicas provisionales, condiciones de operación de la fuente de corriente eléctrica directa provisional, resistencia del circuito, perfil de potenciales naturales y de polarización, potencial máximo en el punto de impresión de corriente, y

4) Ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger;

- Memoria técnica del sistema de protección catódica (tiempo de vida, criterios, ubicación de camas anódicas, número, dimensiones y tipo de los ánodos utilizados, densidad de corriente eléctrica, resistencia total de circuito, por ciento de área desnuda a proteger, especificación de materiales y equipo, cálculos, recomendaciones, prácticas de ingeniería, normas, códigos, reglamentos y regulaciones observadas durante la implementación);

- Resultados de pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica (líneas de alta tensión, sistemas de tierras, estructuras metálicas vecinas protegidas o no catódicamente y dependencias involucradas);

b) Instalación:

- Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue instalado. (Arreglos constructivos de la cama anódica, de la fuente externa de corriente eléctrica directa, conexiones eléctricas cable-ducto, ducto-estación de registro de potencial y puentes eléctricos entre ductos);
- Permisos internos y externos;
- Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección catódica a terceros;
- Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes de campo.

En el caso de tuberías existentes, se debe presentar la información que asegure que el ducto se encuentra protegido catódicamente y que no presenta interacción con otros sistemas eléctricos adyacentes a su trayectoria. Asimismo, se debe establecer un método permanente para completar la información documental requerida para ductos nuevos.

3.12.2 Interacción con estructuras y sistemas de otras dependencias. Es esencial que durante la planificación, instalación, prueba, puesta en marcha y operación de un sistema de protección catódica se notifiquen dichas acciones a las compañías que tengan a su cargo sistemas de tubería de acero enterradas, cables u otras estructuras (ductos de agua, cableado telefónico, líneas de fibra óptica y líneas de alta tensión), próximas a la instalación. Dicha notificación se debe realizar con una anticipación mínima de un mes y por escrito.

Lo anterior, con el propósito de asegurar que el sistema sea instalado de tal manera que la interacción de la protección catódica con sistemas y estructuras vecinas sea mínima.

3.13 Registros. Los registros de control de la corrosión deben documentar en forma clara, concisa y metódica la información relacionada con la operación, mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica.

3.13.1 Funcionalidad del sistema de protección catódica. Se debe registrar la fecha de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.

3.13.2 Modificaciones al sistema original. Todas las modificaciones que se efectúen al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y modificación realizada, de manera que forme parte de la documentación conforme con lo indicado en los numerales 3.13 y 3.13.1 de este Anexo; se deben incorporar memorias y planos de ingeniería en caso de rehabilitaciones mayores como cambio de capacidad del rectificador y cambio de ubicación de la cama anódica, entre otras.

3.13.3 Reparación o reemplazo de algún componente del sistema de protección catódica. Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva. Dichas pruebas pueden ser, entre otras:

- a) Reparación, reemplazo o ajuste de componentes del sistema de protección catódica;
- b) Aplicación del recubrimiento en las áreas desnudas;
- c) Interferencia de cualquier estructura metálica en contacto con la tubería y su localización;
- d) Reposición de los dispositivos de aislamiento dañados;
- e) Acciones para corregir corto circuitos en tuberías encamisadas, y
- f) Pruebas de interferencia con estructuras cercanas.

3.13.4 Estudios especiales. Se deben registrar todos los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de levantamiento de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica. Esta información debe formar parte del historial de la protección catódica del ducto.

Anexo V Monitoreo y Detección de Derrames de GLP y Otros Hidrocarburos Líquidos**Índice**

1. Definiciones
2. Detección de derrames
3. Historial de derrames y lineamientos para autoevaluación

1. Definiciones

Para efectos de aplicación de este Anexo se establecen las definiciones siguientes:

1.1 Acción inmediata: El envío sin retraso de personal calificado para evaluar y, en su caso, abatir el riesgo existente o probable derivado de una fuga de hidrocarburo líquido.

1.2 Espacio confinado: Cualquier estructura o espacio cerrado tal como registros de válvulas, túneles, cárcamos o registros de drenaje en la cual se puede acumular hidrocarburo líquido.

1.3 Derrame o fuga de hidrocarburo líquido: Cualquier emisión de hidrocarburo líquido proveniente de un ducto, debido a fractura, ruptura, soldadura defectuosa, corrosión, sellado imperfecto o mal funcionamiento de accesorios y dispositivos utilizados en éste.

1.4 Monitoreo de derrame: El conjunto de actividades que se realizan periódicamente para determinar la presencia de hidrocarburos líquidos en la periferia de ductos, equipos y/o accesorios de los Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos.

1.5 Perforación de barra, pozo de muestreo o sondeo: La perforación de un diámetro no mayor a 5 centímetros que se hace en el suelo cercano a una instalación subterránea, específicamente para verificar la existencia de hidrocarburo líquido debajo de la superficie del suelo con un indicador de gas combustible.

2. Detección de derrame

2.1 Atención a reportes de derrames o fugas. El Permisionario o transportista debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso de terceros en el que se reporte olor a combustible, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos u otras instalaciones. Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe atender inmediatamente.

2.1.1 Olores o indicaciones de derrames o fugas de hidrocarburos líquidos. Cuando existan indicaciones de fuga en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y de sus propiedades:

a) Informar de inmediato al operador de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y Protección Civil de la localidad, y

b) Cuando la tubería del Permisionario o transportista esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de hidrocarburo líquido, el Permisionario o transportista, para evitar riesgos, debe implementar de inmediato las acciones necesarias para controlar la fuga de combustible.

2.2. Métodos de detección de derrames o fugas de GLP. El Permisionario o transportista puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos siguientes:

2.2.1 Detección con indicadores de gas combustible. El equipo para realizar esta inspección puede ser portátil o móvil. El indicador debe ser del tipo y sensibilidad adecuados, para el método de detección de GLP que se aplique en la instalación inspeccionada, de acuerdo con las instrucciones del fabricante.

2.2.2 Detección sobre la superficie del suelo. Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación. Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo continuo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.

a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el líquido aflore. En áreas donde la tubería está debajo de piso terminado, por ejemplo, banquetas y calles pavimentadas, se deben tomar muestras del aire cercano a discontinuidades e irregularidades del piso, tales como: aberturas, ranuras, rupturas y grietas que faciliten que la detección. Así mismo, se debe analizar el aire dentro de recintos cerrados alojados en aberturas del piso debajo de su nivel, cercanos a la tubería, por ejemplo, pozos de visita, registros de drenaje, de instalaciones eléctricas, telefónicas y otros servicios.

2.2.3 Detección debajo de la superficie del suelo. El muestreo de la atmósfera debajo del piso se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros del eje de la misma. A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería

y la pared de edificio más cercana o 10 metros, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor a 3 metros. El patrón del muestreo debe incluir puntos de prueba adyacentes a las conexiones de las líneas de servicio, acometidas a los edificios, cruzamientos de calles y conexiones de ramales. El numeral 2.2.8 describe el procedimiento para localizar fugas por perforación de barra.

2.2.4 Detección por inspección visual de la vegetación. Este método tiene por objeto detectar condiciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración del hidrocarburo. Dichas condiciones deben confirmarse usando un detector de hidrocarburos. La inspección debe ser realizada por personal experto que tenga una buena visión del área que está inspeccionando y sus alrededores. Para determinar la velocidad de recorrido se debe considerar lo siguiente:

- a) Trazo del sistema de transporte;
- b) Cantidad y tipo de vegetación, y
- c) Condiciones de visibilidad tales como: alumbrado, reflejo de luz, distorsiones u obstrucciones del terreno.

2.2.5 El método de inspección visual del estado de la vegetación sólo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación está inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

2.2.6 Detección por ultrasonido. Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre. Las ondas viajan en todas direcciones del sitio de la fuga, lo que permite detectarlas a grandes distancias. Este método se puede acoplar a un sistema de geoposicionamiento.

2.2.6.1 Para probar una instalación por ultrasonido se debe tomar en consideración lo siguiente:

- a) Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada dificultando la detección de la fuga;
- b) Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un nivel alto de ruido ultrasónico debido al aumento de la energía ultrasónica liberada por cada fuga, y
- c) Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados con gas, entre otros: compresores, motores y turbinas, generan energía ultrasónica. Se debe conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos cerca de la instalación para determinar si el ruido ultrasónico que producen puede causar interferencia al equipo de detección de fallas. El área de prueba se debe recorrer para verificar la posible presencia de interferencias.

2.2.6.2 El Permisionario o transportista debe confirmar los resultados obtenidos por ultrasonido aplicando los métodos adecuados para detectar fugas en sus instalaciones.

2.2.7 Detección por fibra óptica. Este método consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas de hidrocarburos líquidos en tiempo real.

2.2.8 Localización de fugas por perforación de barra. Este procedimiento se aplica para localizar el lugar preciso de fuga en instalaciones subterráneas y tiene por objeto minimizar la excavación para disminuir costos y evitar pérdida de tiempo en la localización y reparación de fugas. El Permisionario o transportista es responsable de aplicar el procedimiento adecuado para localizar fugas por sondeos en sus instalaciones. Para fines informativos se presenta a continuación una descripción general de este procedimiento.

- a) Se debe delimitar la zona de migración del hidrocarburo líquido;
- b) Se deben identificar todas las tuberías dentro del área delimitada y localizar las válvulas, conexiones y accesorios, porque son los lugares con mayor probabilidad de fuga. Se debe poner especial cuidado para no dañar otras instalaciones subterráneas que estén dentro del área delimitada, durante la excavación y perforación para localizar fugas;
- c) Se deben buscar en el área delimitada evidencias de construcción recientes que pudieran haber dañado la tubería provocando la fuga.
- d) Se deben hacer perforaciones equidistantes sobre la línea de gas que se sospeche tiene fuga. Todos los pozos de muestreo deben tener igual profundidad y diámetro. Las muestras de gas deben tomarse a la misma profundidad y, donde sea necesario, los sondeos deben bajar hasta la profundidad del tubo para obtener lecturas consistentes y útiles. Para localizar la fuga de gas se deben identificar los sondeos con las lecturas más altas;

e) En caso de encontrar lecturas altas en varias perforaciones adyacentes, se requiere de procedimientos adicionales para determinar cuál es la lectura más cercana al probable punto de fuga. Las lecturas de algunos sondeos disminuirán con el tiempo, pero es conveniente acelerar este proceso extrayendo el exceso de gas de las perforaciones. Cuando se recupere el gas que está migrando dentro de las perforaciones, se deben tomar nuevas lecturas para determinar la perforación más cercana a la fuga. Este procedimiento se debe aplicar con precaución para evitar la distorsión del patrón de venteo;

f) Una vez identificado el lugar aproximado de la fuga, se deben hacer pozos de muestreo adicionales más profundos para determinar el lugar probable de la fuga con mayor exactitud;

g) Para determinar cuál de las perforaciones tiene el mayor flujo de gas, se pueden hacer lecturas adicionales en la parte superior de ellas o usar un manómetro o solución tensoactiva que forme burbujas. Asimismo, pueden ser útiles otras indicaciones en los pozos, tales como: las partículas de polvo sopladitas, el sonido o sentir en la piel el flujo del gas. En ocasiones es posible distinguir la difracción de la luz solar cuando el gas se ventea a la atmósfera;

h) Cuando el gas se localiza dentro de algún conducto subterráneo ajeno a las tuberías de gas, se deben tomar muestras en todas las aberturas que se tengan disponibles en dicho conducto para delimitar la localización de la fuga de gas;

i) Cuando se logran lecturas estables del indicador de gas se determina el patrón de venteo. El sondeo con la lectura más alta normalmente será el punto exacto de la fuga, y

j) Una vez descubierta, se puede usar cualquier procedimiento para localizar la fuga en la tubería, como el burbujeo para fugas pequeñas.

2.3 Medidas precautorias

2.3.1 En condiciones especiales, se pueden complicar las técnicas de localización de fugas por sondeos. Estas condiciones no son comunes pero son factibles, entre otras, se citan las siguientes:

a) Puede ocurrir una fuga múltiple que ocasione información confusa. Para eliminar esta posibilidad, el área afectada debe revisarse después de reparada la fuga;

b) Otros gases, tales como los que se forman por material orgánico en descomposición se pueden encontrar ocasionalmente, esto es característico cuando se encuentran lecturas constantes de entre 15 y 30% (treinta por ciento) de concentración gas en aire, y

b) La indicación del gas en drenajes se debe considerar como gas de una fuga migrando al drenaje hasta que sea descartado por otros medios o por análisis.

2.3.2 El Permisionario o transportista puede emplear el método de detección más adecuado siempre y cuando se apliquen de acuerdo con sus procedimientos. El Permisionario o transportista, en caso de identificar un derrame o fuga, debe controlarla y repararla inmediatamente.

3.3 Inspección subsecuente. Todas las reparaciones de fugas se deben probar, en su caso, antes de que la instalación entre en operación para confirmar que no persiste la fuga. En tuberías subterráneas, esta prueba se debe hacer antes de taparlas con tierra. Cuando entre en operación la instalación, se debe inspeccionar el área afectada por la fuga con un indicador de gas combustible. Donde esté presente gas residual después de la reparación de una fuga, se debe ventilar y estabilizar la atmósfera del suelo, y realizar una inspección subsecuente en un plazo que no debe exceder de un mes posterior a la reparación.

Tabla 1. Fugas de hidrocarburos líquidos

EJEMPLO	CRITERIO DE ACCIÓN
1. Cualquier derrame o fuga de un hidrocarburo líquido.	Requiere de acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Debe notificarse a las autoridades competentes como son: la CRE, protección civil, policía y bomberos. La acción inmediata en algunos casos puede requerir de uno o más de los pasos siguientes: a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia del Permisionario o transportista; b) Evacuación del área; c) Acordonamiento del área; d) Desviación del tráfico;
2. Cualquier escape de hidrocarburo líquido que se haya encendido.	
3. Cualquier indicación de que el hidrocarburo líquido haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.	
4. Cualquier fuga que sea detectada y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	

	e) Eliminación de las fuentes de ignición; f) Ventilación del área, y g) Suspensión del flujo de hidrocarburo líquido cerrando las válvulas o por otros medios.
--	---

3. Historial de derrames o fugas y lineamientos para autoevaluación

4.1 El Permisionario o transportista debe conservar la documentación que demuestre cada monitoreo de derrames o fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas.

4.1.1 El Permisionario o transportista debe mantener los registros actualizados de dicha documentación para ser proporcionada cuando sea requerida por la autoridad competente. Esta documentación debe estar sustentada por los registros correspondientes y al menos deben contener la información siguiente:

a) La fecha de detección del derrame o fuga, la fecha y la hora del reporte, el tiempo en que se atendió e investigó y el responsable de estas actividades;

b) La descripción detallada del derrame y su localización;

c) Tratándose de un derrame o fuga que deba ser reportada, la fecha y la hora del reporte telefónico a la autoridad competente y el nombre de quien lo hizo;

d) Las fechas de las reevaluaciones antes de la reparación del derrame y el nombre del responsable de dichas reevaluaciones;

e) La fecha de reparación, el tiempo que llevó la reparación y el nombre del responsable de la reparación;

f) Las fechas de revisiones posteriores a la reparación y el nombre de los responsables de dichas revisiones;

g) El método usado para detectar el derramen;

h) La sección del sistema de transporte donde ocurrió el derrame o fuga;

i) La parte del sistema en que ocurrió el derrame o fuga (tubería, válvula, conexión, estación de bombeo, etc.);

j) El origen del derrame o fuga;

k) La descripción de la tubería;

l) El tipo de reparación efectuada;

m) La causa del derrame o fuga;

n) La fecha de reparación y/o instalación de la tubería;

o) Si tiene protección catódica operando, y

4.2 Los registros de monitoreo del derrame o fuga deben contener al menos la información siguiente:

a) La fecha en que se realizó el monitoreo;

b) La descripción del sistema y del área monitoreada. Se deben incluir los planos y/o libros bitácora;

c) Los resultados del monitoreo, las conclusiones y las acciones a seguir;

d) Los métodos aplicados en el monitoreo, y

e) Nombre y firma del personal que efectuó el monitoreo.

4.3 Autoevaluación. El Permisionario o transportista debe evaluar su programa de monitoreo de fugas para determinar la efectividad de dicho programa. Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el procedimiento siguiente:

a) Programa de monitoreo de fugas. Se debe asegurar que el programa de mantenimiento del sistema cumple con lo establecido en este Anexo;

b) Efectividad del monitoreo. Se debe asegurar que los monitoreos de fugas fueron efectuados de acuerdo con el programa y que los resultados fueron satisfactorios en todo el sistema;

c) Programa de reparación. Se debe comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados;

d) Efectividad de la reparación. Se debe verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y

e) Registro histórico de fugas. Se debe mantener actualizado el historial de fugas.

Anexo VI. Guía para la Elaboración del Programa para la Prevención de Accidentes (PPA)**ÍNDICE**

1. Introducción
2. Objetivo
3. Disposiciones generales
4. Datos generales
5. Descripción del entorno del sistema de transporte
6. Materiales peligrosos y zonas potenciales de afectación
7. Eventos detectados en el estudio de riesgos
8. Identificación de las medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad
9. Programa de actividades a realizar derivadas del estudio de riesgo del sistema de transporte
10. Plan de respuesta a emergencias nivel interno
11. Plan de respuesta a emergencias nivel externo
12. Directorio de la estructura funcional para la respuesta a emergencias
13. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias, emitidas por las dependencias del gobierno federal
14. Comunicación de riesgos
15. Seguimiento, actualización y notificaciones

1. Introducción

Los Programas para la Prevención de Accidentes (PPA) actúan como una herramienta de soporte valiosa para hacer frente a situaciones de emergencia relacionadas con la actividad de transporte de GLP y de productos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo por medio de ductos. Este Anexo constituye una guía para elaborar y mantener la efectividad del PPA mediante la identificación y reducción de los riesgos, lo cual ayudará a salvaguardar la seguridad de la población, sus propiedades y bienes, así como la integridad de los propios sistemas de transporte. Un PPA es un documento técnico administrativo que debe estar sustentado en los riesgos identificados, sus consecuencias a las instalaciones y entorno.

2. Objetivo

El presente Anexo proporciona una guía para la elaboración del PPA e indica el contenido mínimo del mismo y los lineamientos a seguir para mantener su efectividad. El contenido del PPA debe desarrollarse con la suficiente profundidad técnica de acuerdo a las características específicas del Sistema de transporte, su ubicación, y a los recursos técnicos y materiales disponibles.

3. Disposiciones generales

3.1. Todos los Sistemas de transporte a los que les aplica esta norma oficial mexicana de emergencia, deben contar con un PPA.

3.2. Los PPA deben ser realizados y actualizarse con información verídica.

3.3. El contenido marcado en este Anexo es el mínimo necesario para la elaboración del PPA y no debe considerarse como limitativo o exclusivo.

3.4. La Comisión evaluará el PPA y, en su caso, solicitará la corrección, adecuación o ampliación de los puntos mínimos.

3.5. El PPA debe actualizarse de acuerdo a lo siguiente:

- a) Al año, en caso de haber realizado una modificación o ampliación al Sistema de transporte.
- b) En cada modificación o reducción de los recursos humanos y/o materiales directamente involucrados en el PPA.

- c) Al año, en caso de cambio de la clase de localización del sistema de transporte.
- d) Al menos cada cinco años, mediante una auditoría interna de autoevaluación de los puntos que integran el PPA, en caso, de no aplicar ninguno de los tres incisos anteriores.

3.5.1. En caso de que las modificaciones, ampliaciones o reducciones a que hacen referencia los incisos anteriores, sean mínimas y a juicio de Permisionario o Transportista no amerite una actualización del PPA, deberá registrar la justificación respectiva dentro del mismo, en una sección reservada para tal fin, la cual se sugiere sea denominada como "Registro de cambios o actualizaciones" y deberá notificar de manera precisa a la Comisión los cambios efectuados y la justificación correspondiente.

3.6. Para el caso en que un Permisionario o Transportista cuente previamente con un PPA para sus instalaciones industriales, éste debe contemplar en su totalidad las disposiciones del presente Anexo, aplicables al sistema de transporte, para ello debe:

- a) Actualizar o ampliar el PPA de sus instalaciones industriales para integrarle, lo referente al sistema de transporte, de acuerdo a este Anexo, o
- b) Generar un PPA exclusivo para el sistema de transporte, de acuerdo a este Apéndice.

3.7. El responsable del PPA es en todo momento el Permisionario o transportista. El personal de las empresas operadoras de los sistemas de transporte, debe estar involucrado dentro del PPA.

4. Datos generales

4.1. Nombre, denominación o razón social del Permisionario o Transportista.

4.2. Domicilio y teléfono(s) del Permisionario o Transportista.

4.3. Domicilio para oír y recibir notificaciones y nombre de la persona o personas autorizadas para recibirlas y, en su caso, el correo electrónico que designe para tal fin.

4.4. Nombre del representante legal, cargo y número(s) telefónico.

4.5. Responsable de la información contenida en el PPA. Nombre y puesto o cargo dentro de la empresa u organización y número telefónico.

4.6. Localización de la instalación: indicar la ubicación en coordenadas geográficas, anexando plano(s) georreferenciado(s) donde se incluya la totalidad del Sistema de transporte.

5. Descripción del entorno del Sistema de transporte

5.1. Descripción de las características físicas del entorno del Sistema de transporte. En este apartado se deberá señalar el uso de suelo dentro del área unitaria del Sistema de transporte, señalando la existencia y ubicación precisa de cuerpos de agua, zonas naturales protegidas, asentamientos humanos (viviendas aisladas, poblaciones, ciudades, entre otras), características climáticas de la zona con base en el comportamiento histórico de los últimos diez años (temperaturas medias, humedad promedio, dirección de vientos dominantes, velocidad promedio de vientos). Indicando así mismo, si el sistema de transporte se localiza en una zona sísmica (indicar clasificación) o en una zona de huracanes. La información antes descrita deberá estar incluida en un plano legible a escala no mayor a 1:20,000, con escala gráfica y norte indicado.

5.1.1. La información señalada en el numeral anterior debe ser sustentada y referenciada en fuentes confiables y actualizadas, debiéndose señalar dicha referencia.

5.2. Descripción de las características socio-económicas. Describir el tipo de construcciones ubicadas dentro del área unitaria del sistema de transporte, la densidad de población y nivel socioeconómico.

5.3. Infraestructura y servicios de apoyo. Hacer una relación de la infraestructura y servicios con los que cuenta el municipio o localidad para la atención de emergencias (bomberos, hospitales, clínicas, albergues, servicios de emergencia, etc.).

5.4. Zonas vulnerables. Identificar y relacionar aquellas zonas vulnerables (escuelas, centros comerciales, iglesias, unidades habitacionales, parques recreativos, teatros, cines, mercados, etc.), localizadas en torno al sistema de transporte y que derivado del estudio de riesgos del sistema de transporte, se encuentren en la zona de afectación. La información descrita en este numeral deberá ser señalada en el plano a que hace referencia el numeral 5.1 anterior.

6. Materiales peligrosos y zonas potenciales de afectación

6.1. Adjuntar la hoja de datos de seguridad del GLP y de los productos obtenidos de la refinación del petróleo tales como gasolina, turbosina, diésel y combustóleo por medio de ductos, según corresponda.

6.2. Extraer en una tabla los siguientes datos: No. CAS, peso molecular, límite inferior y superior de inflamabilidad. Anexar a estos datos la cantidad de gas o líquido en masa, empacada o contenida en el ducto entre el par de válvulas de seccionamiento consecutivas más alejadas entre sí, calculada a las condiciones de operación del ducto, y anexar la memoria de cálculo.

6.3. Adjuntar las hojas de datos de seguridad de otras sustancias peligrosas (conforme a los listados publicados en el DOF, el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992) que se encuentren a menos de 200 metros del sistema de transporte.

6.4. El plano a que hace referencia el numeral 5.1 anterior, deberá indicar los sitios de almacenamiento o ductos de transporte de otras sustancias peligrosas a que hace referencia el numeral 6.3, así como a cantidad de almacenamiento y el diámetro de los ductos, según corresponda.

6.5. Las hojas de datos de seguridad del GLP e hidrocarburos líquidos y de otras sustancias peligrosas que han sido identificadas, deben estar claramente señaladas en el PPA, y darlas a conocer al personal directamente involucrado en la operación, mantenimiento y atención de emergencias del sistema de transporte, así como a todas aquellas instituciones u organizaciones que han sido consideradas como posibles apoyos en caso de una contingencia.

7. Eventos detectados en el estudio de riesgos

7.1. Tomando como base la evaluación y jerarquización de los riesgos identificados en el estudio de riesgos, desarrollado para el Sistema de transporte, se deben indicar en un plano los radios potenciales de afectación de cada uno de los eventos probables encontrados en la simulación para los 2 riesgos jerarquizados como más altos, haciendo referencia en el plano a un documento anexo, el cual debe incluir la sustancia involucrada, características de la misma y todas las consideraciones bajo las que se simularon las consecuencias.

7.2. El plano debe señalar las áreas de mayor de afectación y su escala no deberá ser mayor a 1:10,000. El plano deberá contar con escala gráfica y norte indicado.

8. Identificación de las medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad

8.1. Describir los equipos, dispositivos o sistemas de seguridad, existentes para disminuir la probabilidad de ocurrencia de los eventos identificados en el estudio de riesgos.

8.2. Indicar las medidas preventivas establecidas, enfocadas a eliminar o disminuir la frecuencia y/o severidad de los eventos identificados en el estudio de riesgos. En esta sección se debe de incluir los programas de mantenimiento e inspección, programas de capacitación y adiestramiento, programas de simulacros, etc. La documentación que se incluya en esta sección debe tener las firmas de los responsables de su ejecución.

8.2.1. El programa de mantenimiento, debe identificar claramente las actividades preventivas para reducir la probabilidad de falla de los componentes del sistema de transporte y la frecuencia de tales actividades.

8.2.2. El programa de capacitación deberá enfatizar los cursos o adiestramiento específico que se considere contribuirán a minimizar los riesgos identificados en el estudio de riesgos; asimismo, se debe indicar el nombre del tema a impartir, los puestos de trabajo de las personas que asistirán y fecha de programación.

8.2.3. Los programas de simulacros deben identificar el tipo de simulacro (sismo, fuga de gas, derrame de hidrocarburos, incendio y explosión), fecha programada y área o sitio donde se realizará el simulacro.

9. Programa de actividades a realizar derivadas del estudio de riesgos del sistema de transporte

9.1. Se debe elaborar un programa de actividades jerarquizadas que tenga como objetivo reducir los riesgos identificados del Sistema de transporte. El programa debe elaborarse de acuerdo a la estructura siguiente y especificar el tipo de recomendación (preventiva, correctiva y de mejora, entre otras), y las acciones requeridas identificadas en el estudio de riesgos:

Programa de actividades

Actividades a desarrollar, derivadas de las recomendaciones del estudio de riesgos					
No.	Descripción de la actividad	Tipo de recomendación	Fecha de inicio	Fecha de terminación	Responsable de ejecución

10. Plan de respuesta a emergencias nivel interno

10.1. Este plan de respuesta se refiere para el caso de aquellas instalaciones del Sistema de transporte que se encuentren dentro de la propiedad de un usuario final.

10.2. Se deben relacionar todos los procedimientos específicos establecidos para la atención de emergencias al Sistema de transporte y para los diferentes eventos identificados en el estudio de riesgos, tales como fugas de gas, derrame de hidrocarburos, incendios y explosiones, tomando en consideración las características físicas y químicas de los materiales involucrados. Asimismo, se deben relacionar los equipos y servicios con que cuenta la instalación para la atención de emergencias, señalando en un plano a escala 1:5,000 (o a una escala legible) su localización.

10.3. Se deben relacionar los procedimientos establecidos para la notificación a autoridades competentes, sobre aquellos eventos determinados en el estudio de riesgos, tales como: dar aviso de un incidente, solicitar ayuda, notificar sobre un evento "fuera de control", entre otros.

11. Plan de respuesta a emergencias nivel externo

11.1. De manera adicional a lo señalado en los numerales 12.1 a 12.3 de este Anexo, se deben describir, entre otros, los siguientes procedimientos específicos, para el caso, de que el nivel de afectación por ocurrencia de eventos identificados en el estudio de riesgo (fugas de gas, derrame de hidrocarburos, incendios y explosiones), rebase los límites de la franja de seguridad del Sistema de transporte.

- I. Plan de respuesta a emergencia externa que describa de forma clara la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones,
- II. Procedimientos detallados de comunicación de la emergencia,
- III. Activación del plan de respuesta a emergencia externa,
- IV. Procedimiento para alertar a la comunidad,
- V. Procedimiento de evacuación,
- VI. Procedimiento de solicitud de ayuda externa,
- VII. Declaración del fin de la emergencia, entre otros,
- VIII. Procedimiento de evaluación de los posibles impactos,
- IX. Procedimiento de retorno de la población evacuada.

11.2. Relacionar los equipos y servicios de apoyo con que se cuenta para la atención de emergencia externa, señalando las características principales de cada uno de ellos, asimismo señalar en un plano a escala 1:5,000 (o a una escala legible) el sistema de transporte completo.

11.3. Señalar en un plano a escala adecuada, las principales vialidades o accesos identificados como viables para ser utilizadas como rutas de evacuación o rutas para recibir apoyo externo. La información contenida en el plano antes señalado, debe estar sustentada por el estudio correspondiente.

12. Directorio de la estructura funcional para la respuesta a emergencias

12.1. Se debe proporcionar la estructura con la que cuenta el Permisionario o Transportista, para la respuesta, las 24 horas del día, a emergencias del Sistema de transporte y registrar los datos del personal responsable (nombre, teléfono de oficina con extensión y teléfono móvil) para atender dichas emergencias.

12.2. Se debe listar aquellas empresas, organismos, instituciones, dependencias o servicios públicos que pudiesen proporcionar ayuda en caso de emergencia, tales como: comités locales de ayuda mutua, comités locales de protección civil, dirección de seguridad pública estatal y municipal, policía federal de caminos, servicios coordinados de salud, cuerpo de bomberos municipales, partidas militares y empresas privadas, debiendo señalar funciones, ubicación y tiempo estimado de arribo a la instalación.

12.3. Se debe describir el plan de respuesta a emergencias de forma clara y la manera de actuación del personal en caso de emergencia, señalando la jerarquía del personal para toma de decisiones y procedimientos relacionados como son: los procedimientos detallados de comunicación de la emergencia, activación del plan de respuesta a emergencia, solicitud de ayuda externa y declaración del fin de la emergencia, entre otros.

13. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias, emitidas por las dependencias del gobierno federal

13.1. Se debe señalar en forma breve el cumplimiento de aquellos artículos normativos que tengan relación con la administración de riesgos, prevención de accidentes y atención de emergencias, de acuerdo a las atribuciones de cada una de las dependencias gubernamentales.

14. Comunicación de los riesgos del Sistema de transporte

14.1. Se deben describir las estrategias utilizadas para la difusión de aquellos procedimientos con los que cuenta el Permisionario o transportista para comunicar a la población potencialmente afectada, a las autoridades locales y a los integrantes de los comités de ayuda mutua, los riesgos inherentes al Sistema de transporte y las afectaciones a que está expuesta la población aledaña, así como las medidas de seguridad instrumentadas para el control de los riesgos.

14.2. Se deben presentar los procedimientos con que cuenta el Sistema de transporte para la planificación, programación y el desarrollo de simulacros que involucren a la población aledaña y organismos municipales, estatales o federales.

14.3. Se debe incluir el programa de simulacros para la prevención de accidentes, y actualizar anualmente dicho programa, variando los sitios de realización de simulacros a lo largo del Sistema de transporte, dando preferencia a las zonas con mayor población aledaña, a los puntos más vulnerables de acuerdo a los resultados del estudio de riesgos y a las zonas con mayores consecuencias.

15. Seguimiento, actualización y notificaciones

15.1. Los procedimientos y directrices contenidas en el presente programa para la prevención de accidentes deben constituir las disposiciones más detalladas, efectivas y actualizadas para la prevención y mitigación de los efectos adversos causados por accidentes en los sistemas de transporte.

15.2. Cuando en un sistema de transporte ocurran accidentes, sea cual fuere la causa, deberán emplearse los procedimientos contenidos en el presente programa para la prevención de accidentes, evaluar la efectividad de este programa y, en su caso, implementar las mejoras correspondientes, una vez pasada la contingencia. Asimismo, cualquier incidente o accidente debe ser notificado a la Comisión, a través de las disposiciones existentes señaladas para tal efecto.

15.3. La evaluación de la efectividad del presente programa para la prevención de accidentes y mejoras al mismo, a que hace referencia el numeral anterior, deben realizarse de manera anual después de cada simulacro, en base a los resultados de los mismos y tomando en cuenta el desempeño del personal involucrado en el plan de respuesta a emergencias, de los sistemas de comunicación y disponibilidad de recursos.

15.4. El programa para la prevención de accidentes debe ser difundido, a la brevedad posible, entre el personal involucrado en los procedimientos contenidos dentro del mismo y entre el personal a cargo de la operación, mantenimiento y atención de emergencias del sistema de transporte.

15.6. Si como resultado de la visita de verificación se ordena la implementación de medidas de seguridad, correctivas o de urgente aplicación, la persona verificada deberá notificar a la Comisión el cumplimiento de ellas en un plazo máximo de 5 días contado a partir de la fecha de vencimiento del plazo concedido por aquélla para su realización.
